

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Алтайский государственный технический университет
им. И.И. Ползунова»

На правах рукописи



БОЯРКОВ ДМИТРИЙ АНДРЕЕВИЧ

**РАЗРАБОТКА РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЙ
СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ
СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

1

Специальность 2.4.3 – «Электроэнергетика»

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент
Компанеец Борис Сергеевич

Барнаул – 2025

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ ПО ЕГО УПРАВЛЕНИЮ.....	13
1.1 Анализ технического состояния и уровня обслуживания электрических сетей на примере Сибирского федерального округа	13
1.2 Анализ способов осуществления технического обслуживания, ремонтов и диагностики электрических сетей	17
1.2.1 Способы осуществления технического обслуживания и ремонтов электрических сетей	17
1.2.2 Способы осуществления диагностики технического состояния электрических сетей	20
1.3 Анализ методов и автоматизированных систем по управлению техническим состоянием электрических сетей	23
1.3.1 Традиционные методы оценки технического состояния электрических сетей	23
1.3.2 Современные системы автоматизированного управления техническим состоянием электрических сетей	25
1.4 Риски в электрических сетях и методы их оценки.....	32
1.4.1 Понятие и классификация рисков в электрических сетях.....	33
1.4.2 Методы оценки рисков выхода из строя электрических сетей.....	38
1.4.3 Сравнительный анализ методов оценки рисков выхода из строя электрических сетей	43
1.5 Риск-ориентированная система управления техническим состоянием электрических сетей	45
1.6 Основные направления совершенствования систем по управлению техническим состоянием электрических сетей	47
2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИК И АЛГОРИТМОВ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	49
2.1 Разработка методик оценки возникновения аварийных режимов в электрических сетях	49

2.1.1 Физические процессы, происходящие в электрической сети в ходе эксплуатации	49
2.1.2 Моделирование процесса пробоя изоляции оборудования электрических сетей	54
2.1.3 Моделирование процесса выхода из строя токоведущих частей оборудования электрических сетей	65
2.1.4 Разработка методики получения, анализа и обработки экспертной информации о внешне идентифицируемых дефектах элементов системы электроснабжения	72
2.2 Разработка методики оценки выхода из строя единицы электросетевого оборудования в целом	77
2.3 Разработка вероятностных моделей выхода из строя конкретного оборудования электрических сетей	78
2.4 Разработка методики оценки выхода из строя объекта и группы объектов электросетевого хозяйства в целом	86
2.5 Разработка методики оценки ущербов от перерыва электроснабжения	88
2.5.1 Понятие и виды ущербов от перерыва электроснабжения	88
2.5.2 Материальный ущерб от перерыва электроснабжения и методика его оценки	92
2.6 Определение адекватности и достоверности разработанных методик оценки вероятностей выхода из строя электрических сетей	96
2.7 Алгоритм принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на электросетевое оборудование	103
2.7.1 Основные понятия об управлении риском выхода из строя электрических сетей	103
2.7.2 Алгоритм принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на электросетевое оборудование на основе управления риском	105
Выводы по разделу 2	108
3 ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	110
3.1 Разработка программного комплекса по риск-ориентированному управлению техническим состоянием электрических сетей	110

3.2 Практическая реализация разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей	114
3.3 Обоснование экономической эффективности внедрения разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей	129
Выводы по разделу 3	136
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	138
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	141
Приложение А. Математические модели вероятностей выхода из строя элементов электрической сети.....	158
Приложение Б. Акты о внедрении в производственный процесс	175
Приложение В. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.....	178
Приложение Г. Акт о внедрении в учебный процесс	179

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Повышение надежности электроснабжения потребителей является приоритетным направлением для устойчивого функционирования и развития экономики России, а также улучшения качества жизни населения страны. При этом современное техническое состояние электрических сетей является в целом неудовлетворительным со средним уровнем физического износа более 70 %. Такие сети практически в любой момент могут выйти из строя, тем самым вызывая перебои электроснабжения со значительным материальным ущербом как потребителям электроэнергии, так и электросетевым организациям [1]. Для поддержания оптимального уровня надежности электрических сетей на практике применяются различные системы по управлению их техническим состоянием, самые распространенные из которых основаны либо на регламентных принципах – планово-предупредительные работы, либо на основе оценки реального технического состояния электрооборудования. При этом обе эти системы в условиях жестких тарифных ограничений являются чрезмерно дорогостоящими и на полную их реализацию у электроэнергетических компаний часто не хватает финансирования. Однако с точки зрения уменьшения эксплуатационных затрат и возможности планирования инвестиций в обновление электросетевой инфраструктуры наиболее технико-экономически эффективной является еще одна система по управлению техническим состоянием электрических сетей, основанная на риск-ориентированном подходе. Данная система направлена на идентификацию электрооборудования, которое находится в наиболее неудовлетворительном техническом состоянии и выход из строя которого приведет к самым тяжелым последствиям. Или, иными словами, такая система технического обслуживания электрических сетей помогает более эффективно выстраивать приоритеты по осуществлению технических воздействий на электрические сети [2].

В настоящее время на практике применяется относительно небольшое количество риск-ориентированных систем управления техническим состоянием

электрических сетей, но они имеют ряд существенных недостатков, которые не позволяют их использовать повсеместно. В связи с этим, в данной научной области существуют следующие неразрешенные проблемы, определенные Министерством энергетики РФ [3]:

- математический аппарат оценки рисков выхода из строя электрических сетей базируется в основном на менее точном и субъективном экспертном методе;
- в процессе обработки информации не используются диагностические данные и статистические показатели об отказах электрооборудования;
- оценка рисков в большинстве случаев осуществляется без определения ущерба от перерыва электроснабжения.

Кроме того, актуальность тематики особо подчеркивается в «Стратегии развития электросетевого комплекса Российской Федерации», утвержденная Распоряжением Правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 511-р (в редакции от 29.11.2017).

Степень проработанности темы. Решению проблем, связанных с оценкой и управлением рисками выхода из строя электрических сетей, уделяется большое внимание в научном сообществе. Значительный вклад в развитие теории оценки технического состояния электрических сетей внесли следующие исследователи: В.М. Левин, И.А. Биргер, В.А. Русов, П.М. Сви, В.В. Ключев, В.П. Вдовико, И.В. Давиденко, С.Е. Кокин, В.А. Буторин. Определенные подходы, касающиеся теории рисков электрических сетей, изложены в трудах как отечественных ученых: А.Н. Назарычева, О.К. Никольского, Н.П. Воробьева, Н.И. Черкасовой, В.В. Гинзбурга, И.Г. Белова, И.О. Волковой, так и зарубежных исследователей: Б. Хампрея, Р. Брауна, Л. Уилса, Д. Стюарта. [4-19].

Вместе с тем, в данной тематике имеются проблемные места, которые были изложены ранее, и, соответственно, они подлежат дальнейшему разрешению.

Цель работы: повышение обоснованности и эффективности принимаемых решений при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний на основе критериев риск-ориентированного управления.

Для разработки принципиально новой риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей необходимо решить следующие **задачи**:

1. Произвести анализ технического состояния электрических сетей, проанализировать основные методы их диагностики и системы по управлению техническим состоянием.

2. Разработать методики оценки вероятностей выхода из строя для отдельных элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом с учетом выделения укрупненных групп аварийных режимов.

3. Разработать методику получения, анализа и обработки экспертной информации о внешне идентифицируемых дефектах элементов электрической сети.

4. Разработать методику оценки ущербов от перерыва электроснабжения вследствие выхода из строя элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом с учетом времени восстановления конкретного вида электрооборудования и удельного ущерба для различных видов потребителей.

5. Разработать алгоритм поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на элементы электрической сети и систему электроснабжения в целом на основании критериев риск-ориентированного управления.

6. Разработать программный комплекс в целях автоматизированного функционирования риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей, произвести его апробацию на реальных объектах электросетевого комплекса и осуществить обоснование технико-экономической эффективности внедрения.

Объектом исследований являются электрические сети напряжением до 110 кВ включительно.

Предметом исследований являются процессы развития аварийных режимов в электрических сетях напряжением до 110 кВ включительно, а также их последствия.

Научная новизна. В диссертационной работе получены следующие результаты, обладающие научной новизной:

1. В вероятностные модели выхода из строя элементов электрических сетей введены новые поправочные коэффициенты, учитывающие статистику дефектов и отказов электросетевого оборудования, а также влияние окружающей среды и условий его эксплуатации: постоянная пробоя изоляции $A_{из}$, постоянная выхода из строя токоведущих частей $A_{конт}$ и постоянная механических повреждений $A_{мех}$.

2. Предложен оригинальный алгоритм поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на элементы электрической сети и систему электроснабжения в целом, на основе разработанных вероятностных моделях, который позволяет определять приоритеты необходимых технических воздействий.

3. Введены новые риск-ориентированные критерии принятия решений при планировании технических воздействий на электрические сети.

Теоретическая значимость состоит в физическом и математическом доказательстве экспоненциальной формы вероятностных моделей выход из строя элементов электрических сетей.

Практическая значимость исследования состоит в следующем:

1. Разработаны методики, позволяющие производить расчет вероятностей выхода из строя элементов электрической сети в зависимости от вида повреждения и на основании периодических аппаратных измерений электрооборудования.

2. Разработана методика оценки ущербов от перерыва электроснабжения вследствие выхода из строя элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом с учетом времени восстановления конкретного вида электрооборудования и удельного ущерба для различных видов потребителей.

3. Разработан алгоритм поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на элементы электрической сети и систему электроснабжения в целом, который позволяет за счет сопоставления рисков выхода из строя электрооборудования за межремонтный период и затрат на проведение ремонтных работ, а также расчета показателя эффективности

предотвращения ущерба определять приоритеты технических воздействий.

Внедрение результатов работы. Результаты исследований были внедрены в деятельность следующих компаний: АО «СК Алтайкрайэнерго», ООО «Барнаульская сетевая компания», ООО «Диджитал Бизнес Адаптейшн», что подтверждается соответствующими актами о внедрении. Использование разработанных методик и алгоритмов риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей позволит снизить операционные издержки электросетевых компаний, повысить точность и эффективность принятия управленческих решений при формировании инвестиционных и ремонтных программ, а также снизить трудоемкость их формирования.

Также результаты исследований внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова».

На основании разработанных методик и алгоритмов создан программный комплекс для риск-ориентированного управления техническим состоянием электрических сетей «ROSiE» в среде программирования Lazarus 2.0.6 (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2020665411).

Методы исследования. В качестве методов исследования использовались: теория вероятностей и математическая статистика, теория надежности электроснабжения, математический анализ, численный анализ, теория физики проводников и диэлектриков, методы экспертных оценок, теория экономической оценки ущерба в системах электроснабжения, риск-менеджмент, теория принятия управленческих решений, методы алгоритмизации и программирования, компьютерное моделирование.

Положения, выносимые на защиту:

1. Введение предложенных поправочных коэффициентов, учитывающих статистику дефектов и отказов электросетевого оборудования, влияние окружающей среды и условий его эксплуатации (постоянная пробоя изоляции $A_{из}$, постоянная выхода из строя токоведущих частей $A_{конт}$ и постоянная механических

повреждений $A_{мех}$) в модель возникновения аварийных режимов элементов электрической сети, позволяет идентифицировать вид аварийного режима при прогнозировании выхода элемента из строя.

2. Разработанная методика определения вероятности выхода из строя электросетевого оборудования, основанная на преимущественном использовании информации о техническом состоянии оборудования, получаемой в процессе периодических испытаний электросетевого оборудования с применением разработанных вероятностных моделей возникновения аварийных режимов в элементах электрической сети, позволяет получить достоверность методики на уровне 80 %.

3. Предложенные критерии риск-ориентированного управления техническим состоянием электрических сетей ($R_{кап.рем} > Z_{кап.рем}$ и $R_{тек.рем} > Z_{тек.рем}$) в разработанной риск-ориентированной системе управления техническим состоянием оборудования электрических сетей позволяют технико-экономически обосновать управленческие решения о необходимости проведения ремонта электросетевого оборудования, вида ремонта и сроках его проведения.

Степень достоверности и апробация результатов исследования. Достоверность результатов подтверждается применением научно обоснованных методов диссертационного исследования, корректным использованием математического аппарата, апробацией основных результатов диссертации на конференциях, а также их практическим внедрением.

Работа основана на анализе практики эксплуатации электрических сетей, результатах проведения периодических испытаний оборудования в электросетевых компаниях и обобщении статистической информации по отказам основного электрооборудования. При написании работы для анализа использовались методические указания Министерства энергетики РФ по расчету вероятности отказа функционального узла и единицы основного технологического оборудования и оценки последствий такого отказа, и опубликованные результаты исследователей по тематике диссертации. Основные результаты исследования согласуются с выводами Минэнерго РФ и с работами других авторов.

Основные положения диссертационной работы докладывались и обсуждались на следующих научных конференциях: IV International Scientific and Technical Conference “Energy Systems” – ICES-2019 (г. Белгород, 2019 г.); Международная научно-практическая конференция «Электротехнические комплексы и системы» (г. Уфа, 2018 г.); VIII Международная конференция «Ресурсоэффективные системы в управлении и контроле: взгляд в будущее» (г. Томск, 2019 г.); XI Международная научная конференция «Современный специалист-профессионал: теория и практика» (г. Барнаул 2019 г.); IV Всероссийская научная конференция «Роль аграрной науки в устойчивом развитии сельских территорий» (г. Новосибирск, 2019 г.); Международная научно-практическая конференция «Проблемы управления финансами в условиях цифровой экономики» (г. Барнаул, 2019 г.); VIII Всероссийская научная конференция «Актуальные вопросы энергетики» (г. Благовещенск, 2019 г.); XIV-XV Международные научно-практические конференции «Аграрная наука – сельскому хозяйству» (г. Барнаул, 2019 – 2020 г.г.); XIV-XVII Международные научно-практические конференции «Энерго- и ресурсосбережение – XXI век» (г. Орел, 2016-2019 г.г.); XV-XVII Всероссийские научно-технические конференции «Наука и молодежь» (г. Барнаул, 2018-2020 г.г.); XX-XXI Научно-практические конференции «Молодежь – Барнаулу» (г. Барнаул, 2019-2020 г.г.); IX Международная научная конференция «Общество. Экономика. Культура: актуальные проблемы, практика решения» (г. Санкт-Петербург, 2019 г.).

Апробация работы проводилась на объектах электрических сетей с. Кулунда Алтайского края, находящихся в зоне обслуживания АО «СК Алтайкрайэнерго».

Публикации. По материалам диссертации опубликовано 30 научных работ, в том числе в изданиях, рекомендованных ВАК – 3 статьи, в издании, индексируемом базой данных *Scopus* – 1 статья, получено одно свидетельство на программу для ЭВМ.

Личный вклад автора состоит в:

– анализе существующих систем управления техническим состоянием электрических сетей, выявлении их основных недостатков, постановке цели

работы и задач исследования;

– разработке методик и алгоритма, наполняющих систему управления техническим состоянием электрических сетей: методики оценки вероятности выхода из строя электрических сетей, оценки ущербов от перерыва электроснабжения и алгоритма поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий в системах электроснабжения, а также программного комплекса по риск-ориентированному управлению техническим состоянием электрических сетей;

– апробации разработанных методик и алгоритма, наполняющих систему управления техническим состоянием электрических сетей, и основанного на них программного комплекса по автоматизированному управлению техническим состоянием электрических сетей.

Личный вклад соискателя в работы, выполненные в соавторстве, состоит в разработке методик и алгоритмов, а также в представлении результатов исследований для опубликования.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности. Научные результаты диссертации соответствуют паспорту специальности 2.4.3 «Электроэнергетика» по следующим направлениям исследований:

20. Разработка методов использования информационных и телекоммуникационных технологий и систем, искусственного интеллекта в электроэнергетике, включая проблемы разработки и применения информационно-измерительных, геоинформационных и управляющих систем для оперативного и ретроспективного мониторинга, анализа, прогнозирования и управления электропотреблением, режимами, надежностью, уровнем потерь энергии и качеством электроэнергии.

Структура и объем диссертации. Диссертация состоит из введения, трех разделов, заключения, списка литературы и 4 приложений. Работа изложена на 179 страницах текста, включая приложения, содержит 42 рисунка, 22 таблицы, список литературы включает 150 наименований.

1 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И СИСТЕМ ПО ЕГО УПРАВЛЕНИЮ

1.1 Анализ технического состояния и уровня обслуживания электрических сетей на примере Сибирского федерального округа

Электрические сети Сибири характеризуются большой протяженностью, значительной разветвленностью, малой плотностью нагрузок (5-15 кВт/км²), а также низкой надежностью. В качестве примера приведем информацию о состоянии электрических сетей, обслуживаемых крупнейшей электросетевой организацией Сибирского региона – ПАО «Россети Сибирь». Для анализа технического состояния обозначенной электросетевой инфраструктуры будем использовать информацию, полученную из официальных источников данной электросетевой организации: Положение ПАО «Россети» О единой технической политике в электросетевом комплексе [21]; Годовые отчеты ПАО «Россети Сибирь» по результатам работы [22]; Сведения о техническом состоянии электрических сетей ПАО «Россети Сибирь», взятые с официального информационного ресурса компании в соответствующем разделе [23].

Передача электроэнергии потребителям в большинстве случаев происходит с помощью воздушных линий, построенных по радиальному принципу, с применением, в основном, неизолированных алюминиевых и сталеалюминиевых проводов малых сечений, а также железобетонных и деревянных опор, которые имеют невысокую механическую прочность (до 35 кН·м). Однако в последнее время при строительстве новых электрических сетей успешно применяются более технически совершенные самонесущие изолированные провода (СИП), но их доля относительно мала (не более 10-12 %).

Парк силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации, сильно устарел как в моральном, так и в техническом плане. Более половины трансформаторных подстанций 6-10/0,4 кВ эксплуатируются более 35 лет и, соответственно, полностью выработали свой нормативный ресурс. Такие

подстанции зачастую не приспособлены для внедрения в них современных средств автоматизации. Незначительно число подстанций, на которых применяются трансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (РПН), поэтому достаточно актуален вопрос снижения качества электроэнергии (а именно недопустимые отклонения и провалы напряжения) у потребителей.

Устройства релейной защиты и автоматизации электрических сетей состоят в основном из устаревших электромеханических реле (около 90 %), которые имеют малую чувствительность, а также значительный разброс характеристик срабатывания по времени и току. Применение современных реле, основанных на электронной базе, при этом остается очень незначительным (менее 5-7 %) [20].

Общее техническое устаревание электрических сетей, находящихся на балансе ПАО «Россети Сибирь», в целом имеет возрастающую тенденцию (рисунок 1.1). Так за период 2020-2022 г.г. износ большинства видов электросетевого оборудования увеличился (кроме КЛ 0,4-20 кВ) и превысил 70 %. [22].

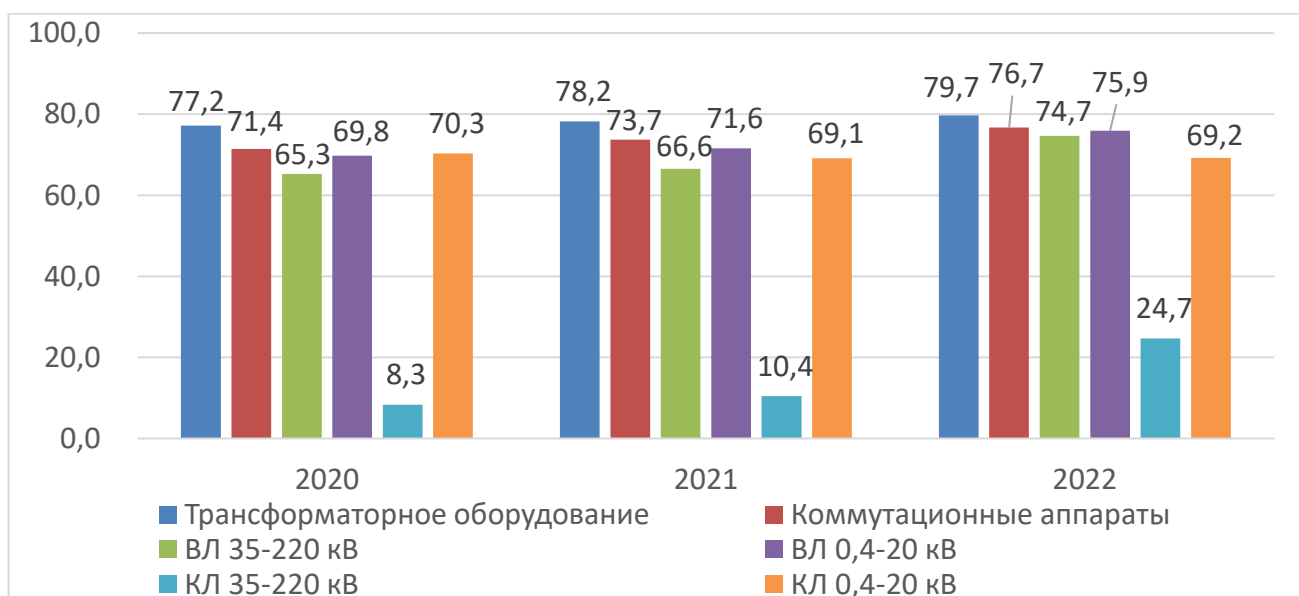


Рисунок 1.1 – Износ электрических сетей ПАО «Россети Сибирь» за период 2020-2022 года

Превышение нормативных сроков работы электрооборудования, в свою очередь, становится одной из причин повышения аварийности электрических сетей за период 2015-2022 г.г. (рисунок 1.2) [22].

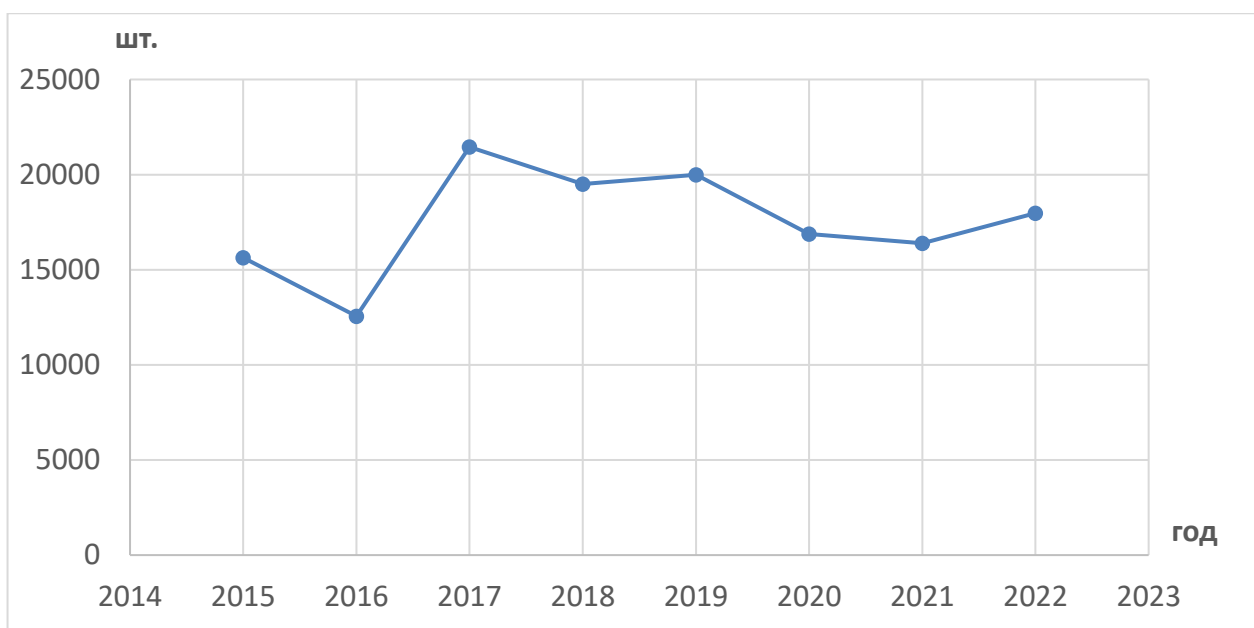


Рисунок 1.2 – Динамика изменения аварийности в электрических сетях
ПАО «Россети Сибирь» за период 2015-2022 года

Как видно на рисунке 1.2, аварийность в электрических сетях за период 2017-2022 г.г. возросла по сравнению с периодом 2015-2016 г.г. Причем аварийность за период 2017-2022 г.г. в целом имеет устойчивый характер без какого-либо существенного снижения. Данный факт, в том числе, может говорить о том, что те технические мероприятия, которые проводит электросетевая компания для снижения аварийности, являются не в достаточной степени эффективными.

Аварийные режимы в электрических сетях ПАО «Россети Сибирь» в 2022 году происходили по причинам, которые представлены на рисунке 1.3.

На первый взгляд, доля сетей, вышедших из строя вследствие старения и износа, не превалирует и составляет 24 %. Однако следует учесть, что изношенные электрические сети часто не выдерживают неблагоприятных погодных условий и атмосферных перенапряжений, которые на них могут периодически воздействовать. Для противостояния этим неблагоприятным условиям при их проектировании учитывался определенный запас прочности, который с течением времени исчерпался, вследствие чего сети уже не могут выдерживать повышенные механические и электрические нагрузки.



Рисунок 1.3 – Основные причины возникновения аварий в электрических сетях
ПАО «Россети Сибирь» за 2022 год

Таким образом, доля электрических сетей, вышедших из строя косвенно по причине их старения и износа, очевидно, значительно выше, чем заявляемая в приведенной статистике.

Возникновение аварий в электрических сетях приводит к перерыву электроснабжения потребителей. Следствием перерыва электроснабжения является значительный недоотпуск электроэнергии в сеть, что, в свою очередь, вызывает серьезные экономические потери поставщику этого вида энергоресурса. Так за 2022 год вследствие возникновения аварий в сетях ПАО «Россети Сибирь» было недопоставлено 6268,42 МВт·ч электроэнергии, а за пятилетний период 2018-2022 год – 22002,83 МВт·ч. При этом экономический ущерб, связанный с недоотпуском электроэнергии в 2018 году, составил около 22 млн. руб., а за период 2018-2022 годов – около 66 млн. руб. [23].

Уровень квалификации персонала, осуществляющего обслуживание электрических сетей в рассматриваемой организации, также является недостаточным. Большинство сотрудников (около 70 %), обслуживающие сети, имеют среднее специальное либо непрофильное образование [22]. Данный факт говорит о том, что такие специалисты не являются достаточно квалифицированными и не способны в полной мере оценить реальное техническое состояние обслуживаемого электрооборудования, а также в силу недостаточности

знаний и необходимых компетенций им свойственно совершать ошибки и неправильные действия при эксплуатации электрических сетей.

1.2 Анализ способов осуществления технического обслуживания, ремонтов и диагностики электрических сетей

1.2.1 Способы осуществления технического обслуживания и ремонтов электрических сетей

Надежное функционирование электрической сети, свойства элементов которой в процессе эксплуатации ухудшаются, может быть обеспечено системой своевременного технического обслуживания и ремонта (ТОиР) [24-27]. Под техническим обслуживанием электрических сетей понимается выполнение совокупности организационных и технических мероприятий по контролю и поддержанию их исправного и работоспособного состояния [28].

Существует несколько классификаций систем ТОиР электрических сетей, наиболее распространенная из них включает в себя четыре основных системы: аварийно-восстановительная (по отказу), планово-предупредительная (по регламенту), по фактическому техническому состоянию оборудования, а также на основании риск-ориентированного подхода. Правильный выбор системы ТОиР является одним из важнейших технико-экономических решений для каждой электросетевой организации. Рассмотрим более подробно данные системы, а также выявим их достоинства и недостатки.

1) Аварийно-восстановительное обслуживание предполагает проведение ремонтных работ электрооборудования только в случае внезапного выхода его из строя для восстановления работоспособности. Основное и единственное достоинство [26]:

– минимальные затраты на техническое обслуживание.

Недостатки:

- непредсказуемость возникающих аварийных ситуаций и значительные затраты на их устранение;

- зачастую ущерб, вызванный аварийной ситуацией, значительно превышает затраты на предупредительные работы.

Данная система является приемлемой только при использовании маломощного, недорогого оборудования с наличием резервирования.

2) *Планово-предупредительные работы (ППР)* – безотказная работа электрооборудования осуществляется посредством принудительной замены отдельных частей и деталей в сроки, устанавливаемые нормативно-технической документацией (НТД). При этом информация НТД основывается на анализе статистики отказов оборудования. Для каждого типа оборудования устанавливаются усредненные нормативы периодичности ТОиР, выполнение которых позволяет обеспечить необходимый уровень надежности [27].

Данная система в настоящее время является наиболее распространенной при обслуживании электрических сетей и производится в независимости от возникновения аварийных режимов. Главный количественный показатель вывода оборудования в плановый ремонт – календарное время работы (без учета режимов работы, факторов окружающей среды и т.д.).

Основные достоинства [29]:

- относительная простота составления графика продолжительности межремонтного периода для каждого вида электрооборудования;

- период проведения ремонтных работ четко регламентируется;

- возможность прогнозирования затрат на проведение ремонтов в долгосрочной перспективе;

- возможность расчета количества обслуживающего персонала в зависимости от сложности производимых ремонтных работ.

Недостатки [27-30]:

- предусматривается вывод в ремонт оборудования, имеющего достаточно высокий остаточный ресурс, что с экономической точки зрения не целесообразно;

- постоянно возрастающий объем электросетевого хозяйства требует увеличение численности персонала, производящего ремонты, что вызывает значительные финансовые затраты;

- не исключается вероятность возникновения аварийных ситуаций в межремонтный период и проведения восстановительных работ.

3) Обслуживание по фактическому техническому состоянию в основном имеет внеплановый характер и предполагает ТОиР электрооборудования только при реальном исчерпании им физического ресурса. Важнейшую роль в данной системе ТОиР играет достаточно частая техническая диагностика и мониторинг состояния электрооборудования. При этом необходимо хорошо представлять сам механизм возникновения и развития аварийных ситуаций. По результатам проведенной диагностики определяется уровень технического состояния электрооборудования в виде некоторой величины: индекс технического состояния или вероятность выхода из строя, а также наиболее оптимальный способ воздействия на него (проведение ремонтов, технического перевооружения и реконструкции, либо полную замену) [31-33].

Основные достоинства [33]:

- ремонт осуществляется в необходимом объеме и в оптимальные сроки;
- производится ремонт только того оборудования, которое реально исчерпало свой физический ресурс, что экономически выгодно;
- возможность определения характера и места нахождения дефекта на ранней стадии его развития;
- возможность достаточно точного прогнозирования дальнейшего состояния электрооборудования;

Недостатки [32]:

- нестабильность работы обслуживающего и ремонтного персонала;
- необходимость знания сложных механизмов возникновения и развития дефектов электрооборудования;
- относительно дорогое диагностирующее оборудование.

4) Обслуживание на основе риск-ориентированного подхода. Данный вид технического обслуживания электросетевого оборудования, по своей сути, представляет из себя ТОиР по фактическому техническому состоянию, но с учетом возможных ущербов, которые могут возникнуть вследствие аварии.

Указанная система ТОиР имеет те же достоинства и недостатки, что и система обслуживания по фактическому техническому состоянию, но при этом можно добавить еще такое достоинство, что вследствие учета ущербов от перерыва электроснабжения можно тому или иному потребителю придавать его уровень значимости в системе электроснабжения, тем самым наиболее оптимально выполнять технические воздействия на электрооборудование и максимально уменьшить ущерб от аварии, если таковая произойдет.

Сравнивая достоинства и недостатки приведенных систем, можно прийти к выводу, что наиболее эффективной из них как с экономической точки зрения, так и с точки зрения минимизации возникновения аварийных режимов, является система ТОиР электрических сетей на основе риск-ориентированного подхода.

Кроме того, в пользу полного перехода на обслуживание электрических сетей с помощью риск-ориентированного подхода выступает Министерство энергетики РФ. В стратегии развития электросетевого комплекса РФ до 2030 года, в частности, обозначено: «Для снижения затрат перед электросетевыми организациями ставятся задачи более эффективного определения приоритетов выполняемых работ, ..., а также переход от планово-предупредительных ремонтов к ремонтам с учетом рисков выхода из строя оборудования» [34].

1.2.2 Способы осуществления диагностики технического состояния электрических сетей

Важнейшим условием функционирования системы ТОиР электрических сетей по фактическому состоянию (в том числе и риск-ориентированный подход), как уже говорилось, является проведение достаточно частых работ по технической диагностике и мониторингу электрооборудования. Объемы, нормы и

периодичность проведения диагностики оборудования электрических сетей регламентируются в [35-37].

Диагностика технического состояния электрических сетей включает в себя следующие функции [38]:

- оценка и мониторинг технического состояния электрооборудования;
- идентификация места локализации дефектов;
- прогнозирование остаточного ресурса исследуемого электрооборудования.

Метод технической диагностики электрических сетей разделяют на методы неразрушающего контроля (не предполагают разрушение деталей диагностируемого оборудования) и методы разрушающего контроля (предполагают разрушение деталей диагностируемого оборудования). При этом методы неразрушающего контроля делятся на методы в зависимости от тех физических явлений, на которых они основаны [39, 40]. Для электросетевого оборудования чаще всего применяются следующие методы неразрушающего контроля [41-50]: электрический, тепловой, магнитный, вихретоковый, визуально-оптический, радиоволновой, акустический, радиационный, капиллярный методы. Однако данные методы являются классическими и достаточно давно применяются на практике. Но не все из них являются обязательными при проведении диагностики электрических сетей, нося только рекомендательный характер.

К обязательным методам диагностики электрических сетей можно отнести следующее [39]:

- измерение характеристических показателей изоляции: сопротивление изоляции, коэффициенты абсорбции и поляризации, тангенс угла диэлектрических потерь и т.д.;
- измерение сопротивления токоведущих частей и контактных соединений постоянному току;
- испытание изоляции повышенным напряжением.

Техническая диагностика оборудования электрических сетей в современных условиях должна проводиться преимущественно под рабочим напряжением без вывода его из работы. Для этих целей в настоящее время набирают возрастающую

тенденцию использования автоматизированные системы мониторинга и диагностики (АСМД) электрических сетей, которые осуществляют техническую диагностику электрооборудования без вмешательства человека. Данные системы функционируют в комплексе так называемых «Умных сетей» (Smart Grid) и включают в себя [21, 51]:

- датчики, которые автоматически измеряют различные диагностические параметры оборудования электрических сетей;
- контроллеры, предназначенные для сбора и обработки сигналов;
- каналы передачи информации (GSM-связь или сеть Internet) от контроллеров, находящихся вблизи диагностируемого электрооборудования, до сервера сбора данных, располагающихся в здании электросетевой организации;
- централизованный программно-технический комплекс (ПТК) для обработки и представления информации, предназначенного для обработки и анализа получаемой информации.

Обобщенно схему АСМД можно представить как на рисунке 1.4 [21].

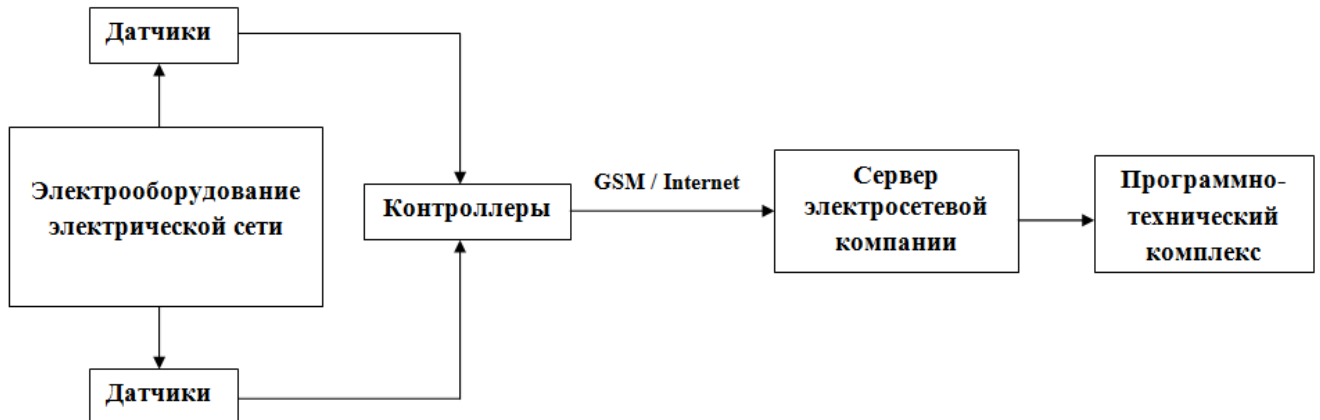


Рисунок 1.4 – Обобщенная схема АСМД

Данная автоматизированная система имеет свои достоинства и недостатки.

Достоинства АСМД [52-54]:

- возможность диагностирования под напряжением;
- получаемая информация сразу поступает на сервер электросетевой организации и автоматически производится определение технического состояния оборудования электрической сети;

– отсутствие рисков электротравматизма обслуживающего персонала, поскольку он не участвуют в процессе диагностирования;

– более высокая достоверность выходных данных, поскольку исключается «человеческий фактор».

Главным недостатком АСМД является высокие затраты на ее приобретение и последующую эксплуатацию, поэтому, на сегодняшний день, ее применяют преимущественно для наиболее мощного и ответственного электрооборудования (например, для силовых трансформаторов). Тем не менее, техническая политика компании ПАО «Россети», учитывая все бесспорные преимущества АСМД, предусматривает ее внедрение для всех электросетевых объектов в перспективе 10-15 лет [53-55].

1.3 Анализ методов и автоматизированных систем по управлению техническим состоянием электрических сетей

1.3.1 Традиционные методы оценки технического состояния электрических сетей

Оценка технического состояния электрических сетей для определения степени их старения и износа применяется достаточно давно и имеет одну общую особенность – оценка основывается на сравнении какого-либо показателя, характеризующего текущее состояние оборудования, с фиксированным значением этого показателя, установленного нормативно-технической документацией (НТД). Для примера рассмотрим два таких подхода, которые предусматривают и не предусматривают проведение технической диагностики электрооборудования.

Метод оценки состояния электрооборудования, не предусматривающий проведение диагностических испытаний, основан на определении коэффициента износа данного вида оборудования [38, 39]:

$$ИТС = 1 - K_u = 1 - \frac{T_\phi}{T_n} \quad (1.1)$$

где $ИТС$ – индекс технического состояния электрооборудования; K_u – коэффициент износа оборудования; T_ϕ – фактическое время эксплуатации оборудования, год; T_n – нормативный срок эксплуатации оборудования, предусмотренный НТД или паспортом оборудования, год.

Данный подход показывает, на сколько фактическое время эксплуатации электрооборудования отличается от его нормативного срока службы. При этом, если $T_\phi > T_n$, то в идеальном варианте такое оборудование должно быть выведено из работы и заменено на новое. Такой метод оценки технического состояния распространен в экономически развитых странах (Европа, США и т.д.) [56-61]. Однако, учитывая практику эксплуатации электрических сетей в России, вышеприведенное соотношение зачастую означает лишь то, что такое электрооборудование должно находиться на особом контроле у обслуживающего персонала и не выводится из работы. Кроме того, оборудование, у которого $T_\phi > T_n$ в России может и далее находиться в работе еще несколько десятилетий, чаще всего до полного выхода из строя. Данный факт связан с хроническим недофинансированием электросетевого комплекса в последние десятилетия, особенно после рыночных реформ РАО «ЕЭС России». Поэтому такой подход к оценке состояния электрооборудования в специфических условиях России является некорректным и должен существенно ограничиваться в использовании.

Метод оценки технического состояния, предусматривающий проведение диагностики электрооборудования, базируется на сравнении результатов параметров, измеренных в процессе диагностики, с пороговыми нормативными значениями, приведенными в Правилах устройства электроустановок [35] или Объемы и нормах испытания электросетевого оборудования [36].

Однако и такой подход к оценке технического состояния электрических сетей также нельзя считать полностью корректным. Так, согласно [35], сопротивление изоляции кабельных линий (КЛ) напряжением до 1 кВ в процессе диагностики должно быть не менее 0,5 МОм на 1 км, в противном случае их запрещается эксплуатировать. Однако опыт эксплуатации подтверждает, что даже

при уменьшении сопротивления изоляции ниже указанного значения, КЛ еще может иметь работоспособное состояние [62, 63].

Вполне возможна и обратная ситуация, когда то или иное электрооборудование может выйти из строя будучи еще относительно новым при наличии в нем дефектов, а также при неблагоприятных внешних факторах окружающей среды за сравнительно небольшой промежуток времени, при этом измеряемые показатели не достигли своих пороговых нормативных значений в момент проведения измерения. Это вызвано особенностями протекания процесса развития дефекта, что не учитывается при подходе оценки состояния оборудования, основанном на пороговых значениях нормативных показателей [64].

В этой связи полагается, что весьма целесообразно перейти от данного подхода к оценке технического состояния электрооборудования к оценке с помощью некоторого обобщенного показателя за некоторый период времени T .

1.3.2 Современные системы автоматизированного управления техническим состоянием электрических сетей

Для управления техническим состоянием электросетевого оборудования были разработаны специальные автоматизированные системы, которые, в основном, направлены на решение двух основных задач:

- определение технического состояния электрических сетей с целью выявления различного рода неисправностей и дефектов;
- выбор технического воздействия на объекты электросетевого хозяйства.

Кроме того, в некоторых таких системах имеется еще третья важная задача: определение ущербов, которые могут возникнуть при выходе электросетевого оборудования из строя.

Данные системы разрабатывались как за рубежом, так и в России. Однако различия в нормативно-технической, эксплуатационной документации, правилах проведения диагностики, испытаний и контроля параметров электрооборудования

не позволяют применять зарубежные системы для оценки состояния российских электрических сетей.

В России подобных автоматизированных систем, используемых на практике в электросетевых организациях, относительно немного. Но те, что реально применяются, различаются друг от друга как по идеологии решения поставленных задач, так и по применяемому математическому аппарату, каждая из них имеет свои особенности, достоинства и недостатки. Среди таких систем можно особо выделить следующие:

- разработка компании ООО «AMS» (руководитель В. В. Гинзбург) [16, 65];
- система экспертных оценок состояния электрооборудования «Диагностика+» (Ивановский государственный энергетический университет) [63];
- система по оценке технического состояния электрооборудования на основе нейро-нечеткого логического вывода (Уральский федеральный университет) [66-69];
- экспертная система диагностики и определения технического состояния маслонаполненного электрооборудования «ЭДИС Альбатрос» [70];
- методика оценки технического состояния основного технологического оборудования, утвержденная приказом Минэнерго РФ от 26.07.2017 № 676 [71].

Из реально применяемых на практике наибольший интерес представляют первые две перечисленные системы. Рассмотрим их более подробно.

Система управления рисками выхода из строя электросетевого оборудования компании ООО «AMS» предлагает метод оценки технического состояния, основывающийся на экспертной оценке параметров того или иного оборудования электрической сети, а математический аппарат обработки данных – на правилах продукций [16, 65].

Для примера рассмотрим алгоритм управления техническим состоянием силового трансформатора. С помощью опроса экспертов в рассматриваемой предметной области определяются характерные параметры оценки, влияющие на выход из строя трансформатора, а также их весовые коэффициенты (таблица 1.1) [16].

Таблица 1.1 – Параметры оценки и их веса для силового трансформатора

i	Параметры ИТС	Вес параметра, W	Возможные значения параметра, V	Максимальное значение ИТС
1	Возраст трансформатора	2	5,4,3,2,1	8
2	Нагрузка зимнего максимума	2	5,4,3,2,1	8
3	Анализ масла	5	5,4,3,2,1	20
4	Высоковольтные испытания	4	5,3,1	16
5	Общее состояние	3	5,3,1	12
Максимальное значение ИТС				64

Затем производится оценка состояния оборудования с помощью специального показателя – индекс технического состояния (ИТС), который, по мнению разработчиков системы, определяется следующим образом:

$$ИТС = \frac{100 \times \sum_i W_i \times V_i}{ИТС_{max}} \quad (1.2)$$

где W_i – вес рассматриваемого параметра; V_i – возможные значения рассматриваемого параметра; $ИТС_{max}$ – максимальное значение ИТС для рассматриваемого оборудования.

Подобным образом определяется ИТС для каждого вида используемого электросетевого оборудования.

Также для удобства использования данной системы имеется качественная шкала оценки индекса технического состояния оборудования (таблица 1.2) [16], которая в компьютерном режиме для лучшей визуализации результатов произведенных расчетов вследствие чрезмерно большого массива данных выделяет их с помощью различных цветовых индикаторов (красный, желтый, зеленый и оттенки этих цветов).

Таблица 1.2 – Соотношение значения ИТС и его качественной оценки

Индекс состояния	Качественная шкала	Описание
85-100	Очень хороший	Незначительное ухудшение отдельных компонентов
70-85	Хороший	Существенное ухудшение отдельных компонентов
50-70	Нормальный	Значительное ухудшение некоторых компонентов
30-50	Плохой	Существенное ухудшение всего оборудования
0-30	Очень плохой	Обширное повреждение оборудования

На следующем этапе также методом экспертных оценок определяются возможные ущербы от перерыва электроснабжения при возникновении аварии (таблица 1.3) [65].

На основании рассчитанных значений показателей ИТС и возможных ущербов составляется матрица рисков, которая состоит из количества оборудования, имеющего определенный ИТС и возникающий при выходе его из строя ущерб (таблица 1.4) [16].

Таблица 1.3 – Возможные ущербы от возникновения аварий оборудования электрических сетей

Вид ущерба	Весовой коэффициент	Максимальная оценка, тыс. руб.
Экономический (расходы на восстановление, недоотпуск электроэнергии, возмещение потребителям)	3,5	500
Экологический (ущерб окружающей среде)	1	142,8
Безопасность (нанесение вреда человеку)	1	142,8
Социальный (отключение ключевых потребителей)	3,5	500
Регулятивный (уголовная ответственность за факт аварии)	1	142,8

Таблица 1.4 – Матрица рисков

Ущерб, тыс. руб.	Индекс технического состояния					ИТОГО
	Очень хорошо	Хорошо	Нормально	Плохо	Очень плохо	
> 850	8	14	8	7	0	37
600-850	3	16	9	1	0	39
400-600	121	332	107	43	1	604
250-400	0	0	4	0	0	4
100-250	26	13	12	9	0	60
до 100	222	469	149	3	0	843
ИТОГО	390	884	289	63	1	1587

На основании значений, приведенных в матрице рисков, принимаются решения об техническом воздействии на исследуемое электрооборудование.

Основные достоинства данной системы:

- ИТС формируется с учетом используемых в энергокомпаниях методов диагностики и испытаний электрооборудования;
- приоритетность замены оборудования происходит с учетом последствий его отказа;
- относительная простота используемого математического аппарата;
- анализу возможно подвергать все основное электросетевое оборудование (трансформаторы, выключатели, линии электропередачи, разъединители).

Основной недостаток:

- общая методология системы основана на экспертных оценках состояния оборудования и определения возможных ущербов, что делает результаты расчетов субъективными и недостаточно точными, поскольку эксперты могут иметь различный уровень опыта, квалификации и по-разному оценивать техническое состояние одного и того же электрооборудования и возможные ущербы.

Система экспертных оценок состояния электрооборудования «Диагностика+» с точки зрения математического аппарата несколько сложнее ранее рассмотренной системы и в основе него находится метод Байеса [66].

Согласно данной методики, некоторое состояние оборудования D_i и фактор k_i , который ему присущ, выражаются через вероятность проявления данного фактора и вероятность возникновения состояния через формулу [63]:

$$P(D_i / k_i) = P(D_i) \frac{P(k_i / D_i)}{P(k_i)} \quad (1.3)$$

где $P(D_i / k_i)$ – апостериорная вероятность состояния D_i при проявлении фактора k_i ;

$P(D_i)$ – априорная вероятность возникновения состояния D_i ;

$P(k_i / D_i)$ – вероятность проявления фактора k_i у оборудования с состоянием D_i ;

$P(k_i)$ – априорная вероятность проявления фактора k_i .

Априорные вероятности определяются на основе экспертных оценок, а апостериорные на основе априорных при условии, что различные состояния оборудования D_i и проявляющиеся факторы k_i являются независимыми событиями. При этом проявляющиеся факторы являются двухразрядными [63]:

$$k_i = (k_1, k_2) \quad (1.4)$$

где k_1 – проявление фактора k_i ;

k_2 – не проявление фактора k_i .

Для оценки состояния силового трансформатора вводится четыре позиции в зависимости от того, соответствует ли показатель нормальному состоянию, а также факт наличия дефектов (таблица 1.5) [63].

Таблица 1.5 – Возможные технические состояния оборудования

Состояние	Показатель в пределах нормы	Наличие дефекта
D_1	Да	Нет
D_2	Да	Да
D_3	Нет	Да
D_4	Нет	Нет

После экспертного опроса вероятности проявления либо не проявления состояний оборудования могут быть представлены в виде следующих функций распределения: $D_1 - \mu_1(x)$, $D_2 - \mu_2(x)$, $D_3 - \mu_3(x)$, $D_4 - \mu_4(x)$, определяемые на интервале $X = (1 \dots 3)$ (рисунок 1.6) [63].

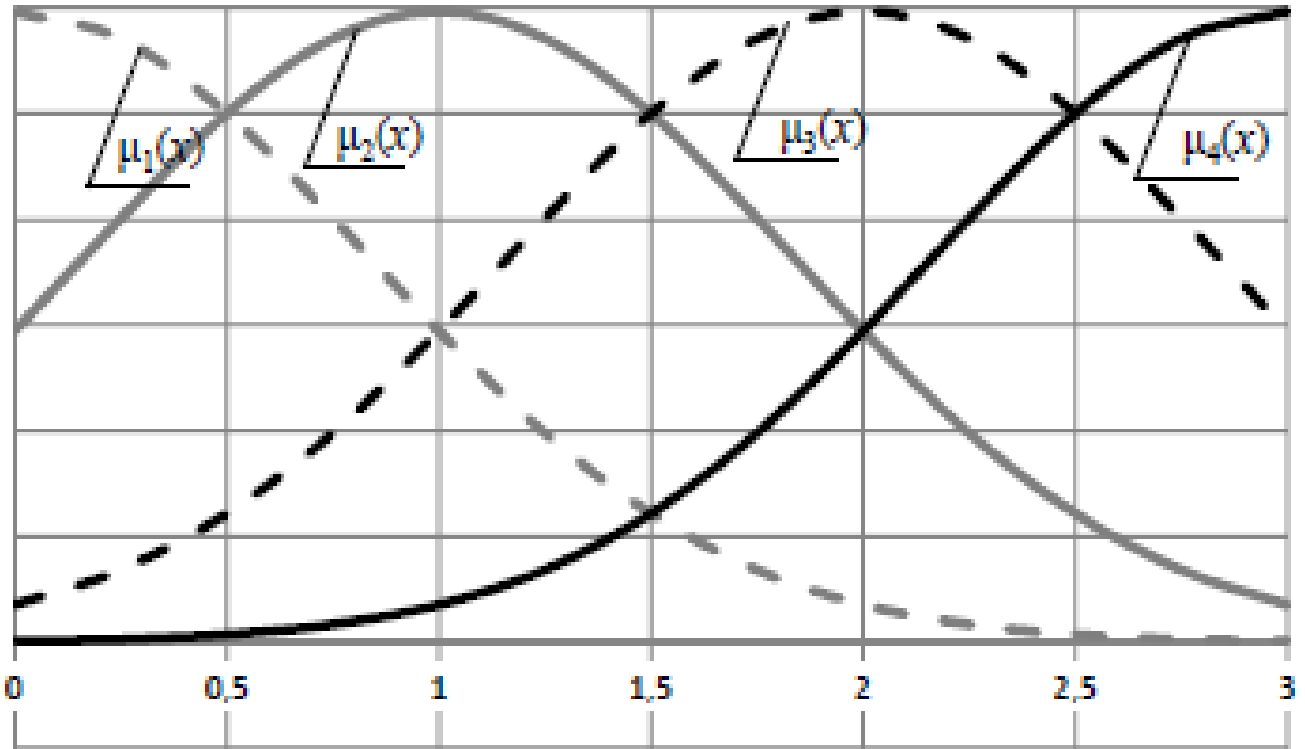


Рисунок 1.6 – Функции распределения проявления состояний оборудования

Линеаризованные представления функций сильного $\mu_1(x)$ и нормального $\mu_2(x)$ распределения проявления состояний оборудования дают вероятностные характеристики проявления какого-либо состояния $\mu_p(x)$ одновременно как линеаризованные представления функций слабого проявления состояния $\mu_2(x)$ и его полное отсутствие $\mu_4(x)$ дают определенные вероятностные характеристики не проявления состояния оборудования $\mu_N(x)$. Данные линеаризованные функции позволяют определить вероятность проявления того или иного состояния оборудования D_i (рисунок 1.7) [63].

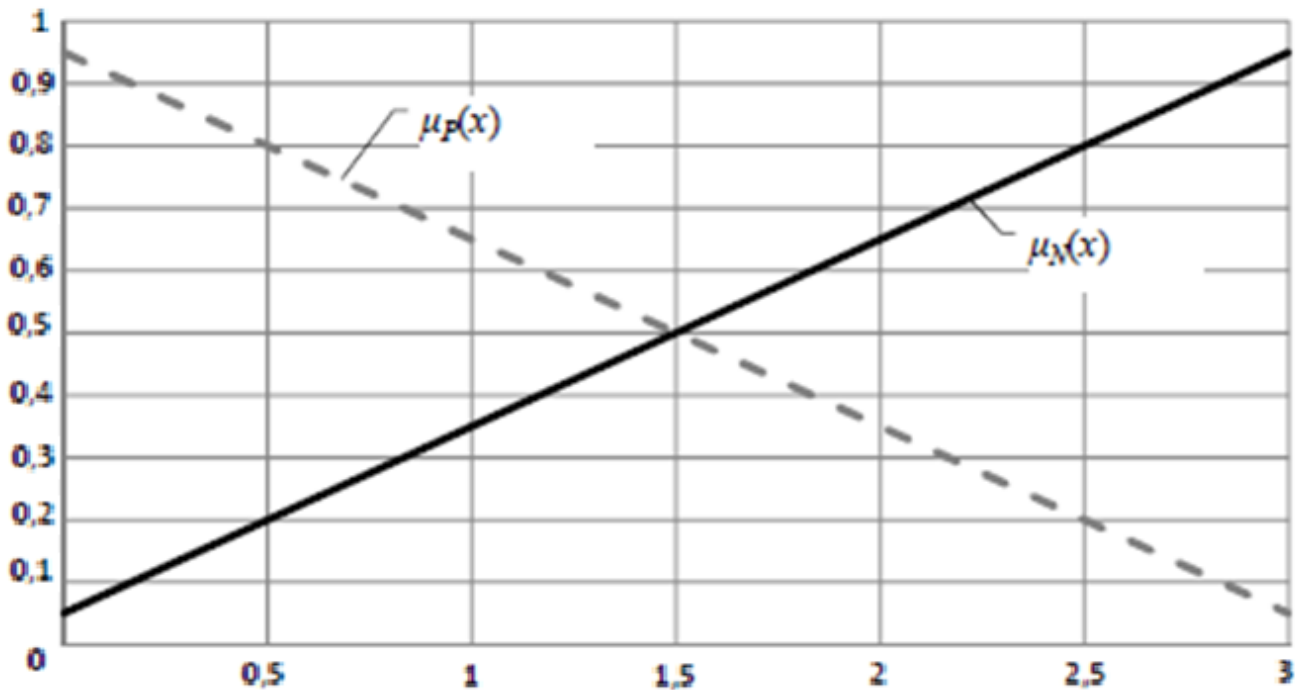


Рисунок 1.7 – Характеристические линейаризованные функции вероятности

Основные недостатки:

- формализация вероятностных характеристик основывается только на субъективном и менее точном методе экспертных оценок;
- не учитываются последствия отказов электросетевого оборудования;
- не предусмотрен механизм управления риском выхода из строя электрооборудования;

1.4 Риски в электрических сетях и методы их оценки

Как уже указывалось, наиболее эффективная с технико-экономической точки зрения система ТОиР основывается на риск-ориентированном подходе. Все рассмотренные выше автоматизированные системы управления техническим состоянием электрических сетей в полной мере нельзя назвать риск-ориентированными, поскольку они не отражают всю полноту такого понятия, как «риск». Для того, чтобы понимать, как наиболее точно построить риск-ориентированную систему управления техническим состоянием электрических

сетей, необходимо более глубоко исследовать само понятие риска и тех методов оценки, которые ему присущи.

1.4.1 Понятие и классификация рисков в электрических сетях

Человек в процессе своей жизнедеятельности практически всегда сталкивается с какими-либо неблагоприятными факторами, которые могут быть опасными для его жизни, здоровья и имущественного состояния. Одной из характеристик возникновения опасности служит риск [72-73]. В основном под риском понимается именно количественная мера опасности, возникающая в процессе деятельности человека.

Само понятие «риск» зачастую имеет самую различную этимологию. В изученных работах определение данного понятия имеет неоднозначные трактовки [72-78]. Причиной этому является многогранность и сложность сущности самого по себе такого явления, как риск.

Необходимость изучения проблем, связанных с риском, обусловлено тем, что многими учеными признан факт того, что, с одной стороны – ситуации, подверженные риску, полностью невозможно избежать, а с другой – понимание того, что в полном устранении риска нет принципиальной необходимости. Необходимо только корректировать его значение до некоторого приемлемого (относительно безопасного) уровня.

На сегодняшний день существует три трактовки понятия «риск» [71]:

- риск интерпретируется как возможность возникновения (проявления) неблагоприятного события;
- риск рассматривается как некоторая величина потерь при наступлении неблагоприятного события;
- риск рассматривается как двухпараметрическая модель в виде сочетания возможности возникновения неблагоприятного события и потерь, связанных с этим событием:

$$R = P \times Y \quad (1.5)$$

Каждая из трех приведенных трактовок может полноправно использоваться в контексте конкретной ситуации. В целях же данной работы и в дальнейшем примем третью трактовку понятия «риск» как наиболее объективную и полно отражающую суть этого многостороннего понятия.

Риск, как мера опасности или проявления неблагоприятных событий, имеет определенные характеристики, присущие ему [72-75]:

– объективность проявления: риск сопровождает абсолютно все сферы жизни человека, и несмотря на то, что некоторые параметры риска могут корректироваться определенными управленческими решениями, объективная природа риска всегда неизменна;

– вероятность возникновения: данная характеристика риска говорит о том, что рискованная ситуация может как произойти, так и не произойти;

– неопределенность последствий: достаточно сложно точно рассчитать величину ущерба, причиняемого вследствие возникновения неблагоприятной ситуации, поскольку невозможно учесть все рискообразующие факторы, поэтому последствия риска можно только оценить с некоторой долей погрешности.

– неблагоприятность последствий: поскольку сам риск характеризуется ожиданием проявления неблагоприятных событий, то и последствия этих событий, очевидно, также будут неблагоприятными;

– субъективность оценки: поскольку риск носит вероятностный характер, то и все виды оценки риска будут в той или иной мере субъективными, при этом субъективность оценки зависит от уровня полноты и достоверности исходных данных, применяемого метода оценки и от профессионального уровня риск-менеджеров, определяющих уровень риска.

Говоря о рисках в электрических сетях, то здесь чаще всего понимают те риски, которым подвержены электросетевые компании, обслуживающие распределительные электрические сети. В данном контексте риски электрических сетей имеют определенную классификацию, которая представлена на рисунке 1.8 [79, 80].

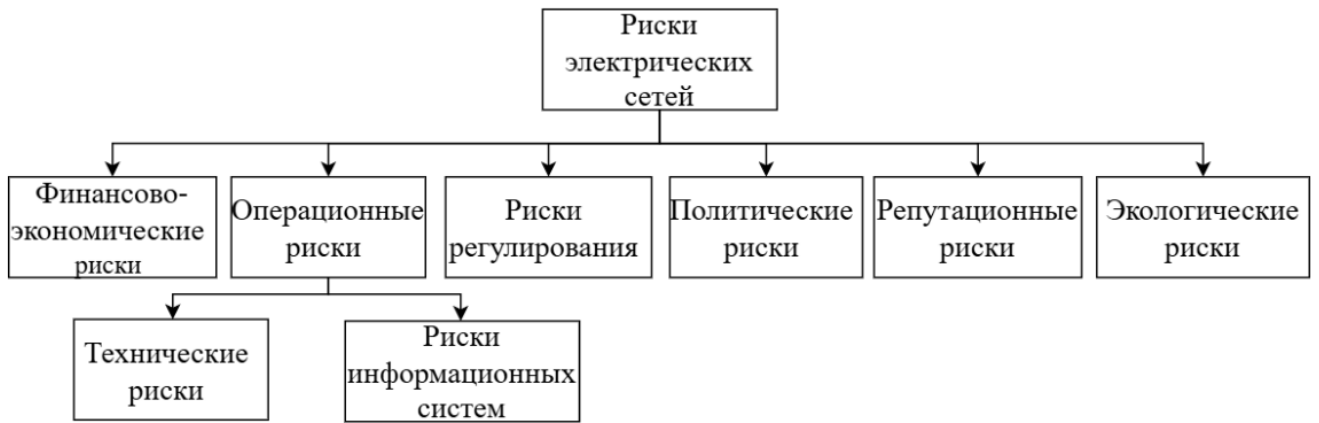


Рисунок 1.8 – Классификация рисков электрических сетей

Рассмотрим каждый из представленных видов рисков более подробно [79]:

1) *Финансово-экономические риски* – связаны с возможными потерями при колебаниях на финансовых и валютных рынках, ростом налогов и ключевой ставки Центрального Банка России, увеличением дебиторской и кредиторской задолженности, ухудшением макроэкономической обстановки как в регионе, так и в стране в целом и т.д.

2) *Риски регулирования (комплаенс-риск)* – возможность потерь, связанных с наложением административных взысканий органами государственной власти (Ростехнадзор, Федеральная антимонопольная служба, Региональные органы тарифного и отраслевого регулирования) в связи с нарушением законодательства, а также правил и норм по строительству и эксплуатации электрических сетей.

3) *Политические риски* – возможные потери, выражающиеся в штрафных санкциях за неисполнение крупных инвестиционных проектов, например, с государственным участием.

4) *Репутационные риски* – ущербы, связанные с потерей репутации энергокомпаний в связи с необъективным освещением социально важных проблем, связанных с электросетевым комплексом, в средствах массовой информации.

5) *Экологические риски* – связаны с административными взысканиями органами экологического надзора в связи с нарушением экологического

законодательства и экологической обстановки в целом (например, вырубка охраняемых растительных насаждений в целях прокладки линий электропередачи).

б) *Операционные (производственные) риски* – преобладающий вид риска, заключающийся в образовании потерь от невыполнения электросетевой организацией своих основных производственных функций, т.е. передачи электроэнергии надлежащего качества. Данный вид риска подразделяется еще на два вида:

- Риск информационных систем;
- Технический риск.

Наиболее интересным с точки зрения данной работы представляется технический риск.

Технический риск электрической сети – это риск, обусловленный различными техническими факторами, связанными с проявлением негативных явлений физической природы в процессе передачи электроэнергии от источника питания (генератора, трансформатора) до конечного потребителя [81].

В общем случае, технические риски в электрических сетях возникают по следующим объективным причинам [72]:

- Прогрессирующий износ электрических сетей (около 70 %) и недостаточные темпы их обновления;
- Ошибки при проектировании электрических сетей, в результате чего в них закладывается меньший запас прочности, чем реально необходимо;
- Острая нехватка высококвалифицированных специалистов, которые бы могли объективно оценивать техническое состояние электрических сетей;
- Разработка и внедрение достаточно сложных, но более совершенных элементов электрических сетей, требующих от специалистов новых знаний об их эксплуатации и технике безопасности;

Структура технических рисков в электрических сетях приведена на рисунке 1.9. Под ухудшением качества электроэнергии понимается отклонение значений характерных показателей передаваемого электрического тока от значений, предусмотренных стандартом – ГОСТ 32144-13. Зачастую от

стандартных значений отличаются показатели, связанные с напряжением в электрической сети, а именно его отклонение, несинусоидальность и несимметрия.

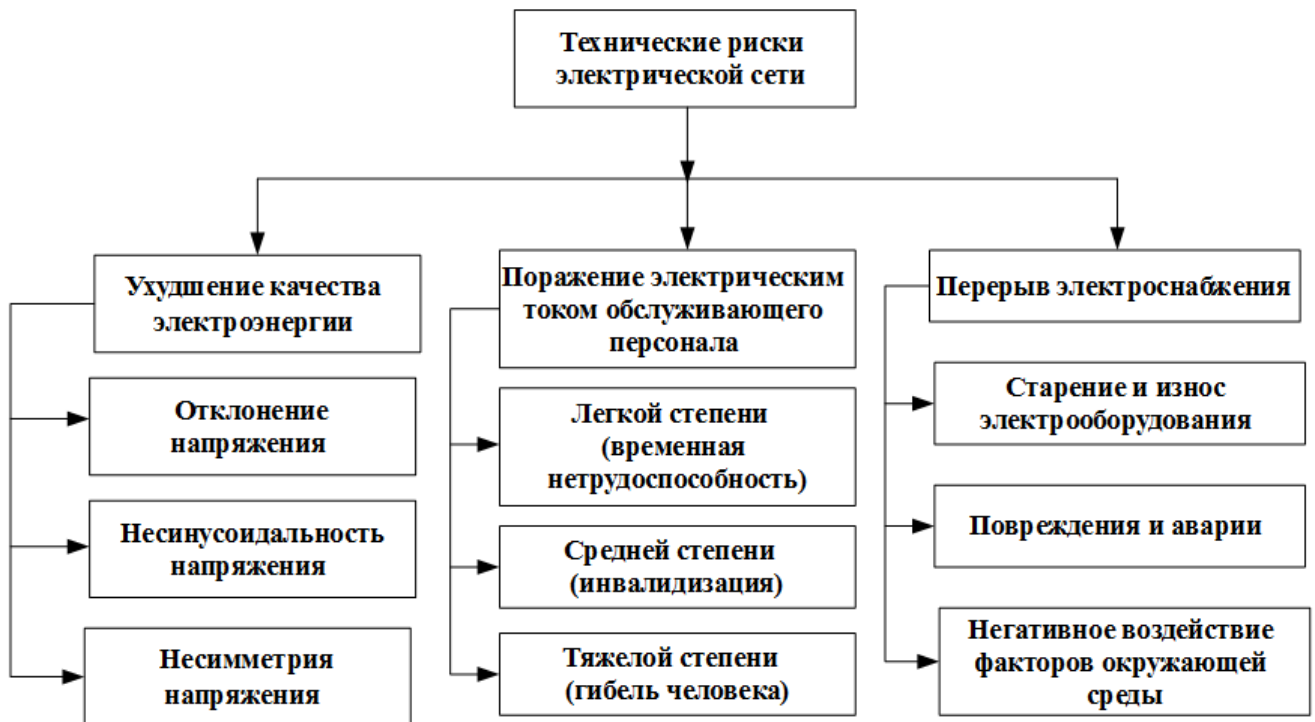


Рисунок 1.9 – Структура технических рисков в электрических сетях

Данные показатели качества электроэнергии связаны с режимами работы потребителей и электросетевой организации. По статистике, чаще всего в электрических сетях происходят недопустимые отклонения напряжения. Несоответствие фактических значений данных величин государственному стандарту зачастую очень негативно влияют на работу приемников электроэнергии, вплоть до тех случаев, когда они могут выйти из строя, причем таким образом, что это может стать опасно для жизни, здоровья людей и их имущественному положению (взрывы, пожары и т.д.) [82].

Поражение электрическим током эксплуатационного персонала вызвано двумя основными причинами [83]:

- несоблюдение регламентных требований по технике безопасности при работе с электросетевыми установками;

– внезапный выход из строя элементов электрической сети с неконтролируемым высвобождением энергии и, как следствие, причинение вреда жизни и здоровью сотрудников.

Данный вид риска проявляется нечасто. Это связано с тем, что без знания основ эксплуатации электрических сетей и техники безопасности при работе с электроустановками сотрудники электросетевой организации не имеют права в них работать, а эксплуатация устаревшего, технически опасного оборудования происходит с соблюдением особых мер безопасности.

Перерыв электроснабжения, связанный с выходом из строя элементов электрической сети – наиболее часто встречающийся вид технических рисков в электрических сетях. Как уже говорилось, это связано, прежде всего, с высокой ветхостью электросетевого оборудования, которое достаточно часто выходит из строя. Далее будет рассматриваться только данная разновидность технического риска в электрических сетях.

1.4.2 Методы оценки рисков выхода из строя электрических сетей

Для определения наиболее оптимального сценария технического воздействия на элемент электрической сети необходимо знать величину риска в числовом виде. В целях получения некоторого числового значения риска целесообразно произвести его оценку.

Оценка риска – это процесс, применяемый для вычисления величины риска анализируемой опасной ситуации для жизни и здоровья человека, материальных ценностей, окружающей среды и других ситуаций, связанных с реализацией той или иной опасности [84].

Существует достаточно большое количество методов оценки рисков [85-86]. Охарактеризуем наиболее часто используемых из них, выявим их достоинства и недостатки, а также сделаем вывод о том, какой метод (либо методы) использовать для дальнейшего моделирования рисков в данной работе.

а) Детерминистический метод. Данный метод предполагает полное и всестороннее знание о предмете исследования, «жестких» причинно-следственных связях между его различными параметрами, образующих сценарий возникновения аварий в электрической сети. При этом применяются хорошо известные физические процессы, происходящие в электрооборудовании, а также использование классических методов анализа и синтеза электрических цепей и электромагнитных полей. В данном случае рассматривается последовательность образования и развития опасной ситуации, начиная от начального события, заключающегося в старении и износе элементов электрической сети, и заканчивая установившимся конечным состоянием – возникновение аварии в электроустановке [85].

Детерминистические модели не учитывают разного рода случайности, главенствующим является принцип причинности: одна причина при выполнении определенно заданных условий порождает следствие из этой причины. В конечном результате получаются громоздкие и сложно разрешаемые дифференциальные уравнения, которые в виде совокупности некоторых фундаментальных законов достаточно точно описывают явления и процессы, происходящие в электроустановке [86].

В качестве примера рассмотрим уравнения состояния воздушной линии электропередачи (ВЛЭП) с изолированным проводом. Пусть имеется участок ВЛЭП некоторой длины Δl , который можно представить как линию с параметрами, описываемую системой уравнений в частных производных (рисунок 1.10) [85].

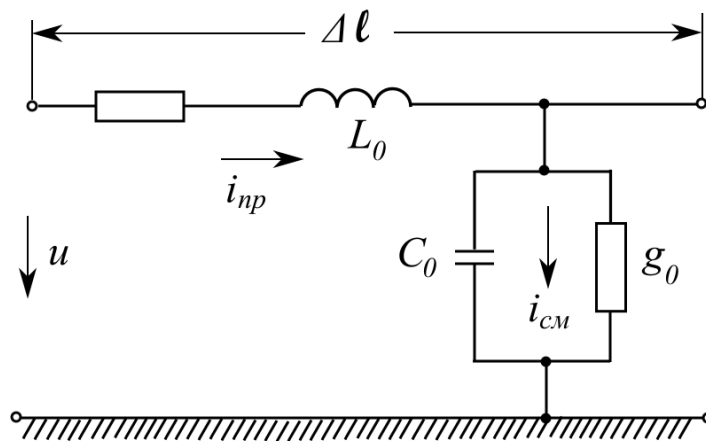


Рисунок 1.10 – Схема замещения ВЛЭП с изолированным проводом

$$\begin{cases} -\frac{\partial u(\tau, l)}{\partial l} = r_0 i(\tau, l) + L_0 \frac{\partial i(\tau, l)}{\partial t} \\ -\frac{\partial i(\tau, l)}{\partial l} = g_0 u(\tau, l) + C_0 \frac{\partial u(\tau, l)}{\partial t} \end{cases} \quad (1.6)$$

где r_0 и L_0 – первичные параметры (соответственно, удельное сопротивление и удельная индуктивность) проводника ВЛЭП с изолированным проводом, обусловленные током проводимости i_{np} ; g_0 и C_0 – первичные параметры (соответственно, удельная проводимость и удельная емкость) изоляции ВЛЭП с изолированным проводом, обусловленные током смещения $i_{см}$.

Хорошо известно, что на ВЛЭП достаточно часто могут действовать случайные факторы различного происхождения, наличие в тот или иной момент которых не всегда возможно достоверно точно предугадать. К таким факторам можно отнести, например, сильный ветер, атмосферные осадки, большая толщина стенок гололеда, атмосферные перенапряжения и т.д. Если в приведенной математической модели, кроме того, учитывать данные случайные факторы, то она станет еще более громоздкой и крайне сложно разрешаемой, что, очевидно, будет сильно затруднять ее практическое использование.

Достоинством данного метода является большая наглядность и интуитивная понятность математических моделей риска, хотя сами эти модели трудно разрешаемые.

К недостаткам метода следует отнести следующее:

- невозможность получения полностью объективных оценок в связи с пренебрежением случайными факторами;
- существует возможность упустить из вида какие-либо редко происходящие, но достаточно важные последовательности событий при развитии аварии;
- для создания расчетного программного обеспечения необходимо проводить сложные, длительные и дорогостоящие эксперименты.

б) Вероятностно-статистический метод. Метод предполагает расчет вероятности возникновения опасного события на основе имеющейся совокупности статистических данных. При этом выделяют апостериорное и априорное

оценивание риска. Апостериорная оценка использует такое понятие, как «частота», а априорное оценивание предполагает использование термина «вероятность». Также необходимо учесть, что частота возникновения опасного события имеет вероятностную природу [11, 86-88].

Вероятностно-статистический метод предполагает как оценку вероятности возникновения опасного события, так и расчет ущербов от их возникновения. В основе метода оценки риска лежат математические модели, устанавливающие физические закономерности перерастания инициирующих случайных событий в основное (головное) событие.

Достоинствами вероятностно-статистического метода является возможность анализировать и оценивать различные варианты развития событий и учитывать разные факторы риска в рамках одного подхода.

Основным недостатком считается необходимость применения при оценке рисков вероятностных характеристик, которые имеют достаточно сложный математический аппарат. Кроме того, возникает сложность при сборе и обработке статистической информации. Учитывая, что электрические сети зачастую имеют существенные географические масштабы, то процесс сбора и обработки статистической информации может быть затруднительным.

в) Экспертный метод. Данный метод оценки рисков основан на применении опыта и знаний экспертов — высококвалифицированных специалистов в рассматриваемой предметной области. Его используют тогда, когда отсутствует статистическая информация об объекте исследования, а математические модели для его описания сложно формализовать [89].

В основе экспертного метода оценки риска лежит тот факт, что экспертам предлагают ответить на вопросы о состоянии или будущем поведении системы, которая характеризуется малоизученными свойствами и не вполне определенными параметрами. Экспертные оценки оформляют в виде качественных характеристик или количественных значений вероятностей происходящих опасных событий, отнесенных к заданному промежутку времени. При этом определяющее значение придается составлению оценочной шкалы, которую используют эксперты.

Оптимальная оценочная шкала при этом имеет сравнительно небольшое число градаций (в среднем от 3 до 8); для каждой градации находится определенный вероятностный интервал. Помимо этого, каждая градация сопровождается краткой текстовой качественной информационной характеристикой [90].

Можно выделить две основных группы экспертных оценок [91]:

– индивидуальные оценки - используется индивидуальное мнение каждого из опрашиваемого эксперта в отдельности;

– коллективные оценки - используется общее мнение группы экспертов после принятия ими компромиссного решения. Общее мнение при этом имеет большую точность, чем индивидуальное мнение каждого из экспертов.

Алгоритм применения данного метода очень распространен и заключается в том, что результаты экспертных оценок рассматривается в виде случайных величин. Предположим, что каждый эксперт определяет значения возможного ущерба с указанием некоторой величины вероятности его реализации. Если оценку производило N независимых экспертов, то в итоге получится дискретная случайная величина. В конечном итоге, в результате выполнения данной процедуры получается совокупность случайных величин, значение которых указывает на мнение группы экспертов относительно прогноза рассматриваемой величины [90]:

$$M_j(\tau) = \sum_{j=1}^N M_j \frac{\tau}{S_j} \quad (1.7)$$

где S_j – получаемая экспертами информация с соответствующим ей номером j .

К недостаткам данного метода следует отнести отсутствие гарантий точности и достоверности полученных оценок, а также трудоемкость проведения самого опроса высококвалифицированных специалистов и обработке полученных данных. Второй недостаток возможно устранить, а первый — не устраним и имеет принципиальное значение. Повышение точности и достоверности экспертных оценок требует организации достаточно сложного процесса отбора экспертов по многим критериям и количественных методов обработки их мнений. При правильной организации экспертизы и проверки согласованности мнений специалистов может обеспечиваться необходимая достоверность оценок.

Повышение точности экспертных оценок можно осуществить путем отбора экспертов более высокой квалификации и привлечению к экспертизе большего числа независимых экспертов.

1.4.3 Сравнительный анализ методов оценки рисков выхода из строя электрических сетей

Для выбора методов оценки рисков, на основании которых будет производиться определение технического состояния электрических сетей в рассматриваемой работе, необходимо произвести сравнительный анализ (сравнить достоинства и недостатки) вышеприведенных методов. С целью упрощения проведения анализа достоинства и недостатки методов оценки рисков сформируем в таблицу 1.6.

Таблица 1.6 – Достоинства и недостатки методов оценки рисков

Методы оценки рисков	Достоинства	Недостатки
Детерминистический метод	<ul style="list-style-type: none"> – Наглядность – Интуитивная понятность – Использование известных законов физики, химии, электротехники 	<ul style="list-style-type: none"> – Пренебрежение случайными факторами – Упущение редких, но важных цепочек событий
Вероятностно-статистический метод	<ul style="list-style-type: none"> – Имеется возможность оценивать различные варианты развития событий в рамках одного подхода 	<ul style="list-style-type: none"> – Относительно сложные модели вероятностных характеристик – Сложность сбора статистической информации
Экспертный метод	<ul style="list-style-type: none"> – Использование в случае нехватки информации об объекте – Использование в случаях, когда математические модели описания объекта сложно формализовать 	<ul style="list-style-type: none"> – Меньшая точность и большая субъективность проводимых оценок – Трудоемкость проведения экспертных оценок

Сравнивая достоинства и недостатки методов оценки рисков, можно заметить, что наиболее точно описывает процессы, происходящие в электроустановках, детерминистический метод. Однако он не учитывает имеющуюся неопределенность исходной информации, которой часто может обладать объект исследования. Очевидно, что все случайные факторы учесть практически невозможно, а также нет большой необходимости получать абсолютно точные значения рисков. С целью учета неопределенностей и случайностей в процессе моделирования рисков, а также облегчения расчетов целесообразно воспользоваться вероятностными характеристиками. Для этих целей хорошо подойдет вероятностно-статистический метод. Данный метод основан на проведении вероятностного анализа возникновения аварии в электрической сети и предполагает расчет вероятности ее возникновения на основе имеющихся статистических данных. При использовании данного метода получаются не такие точные результаты, как в случае детерминистического подхода, однако сами математические модели рисков имеют более простые и адекватные формы, а также нет необходимости разрешать сложные дифференциальные уравнения.

Заметим, что вероятностно-статистический метод имеет недостаток, связанный со сложностью сбора и обработки статистической информации. Однако электросетевые организации, обслуживающие электрические сети, зачастую размещают на официальных информационных ресурсах сводную статистическую информацию об аварийности в электрических сетях [23] с указанием причин возникновения аварий. Объем данной информации является достаточно внушительным, но вполне поддающийся необходимому статистическому анализу.

Кроме того, имеются рекомендации к выбору метода оценки рисков выхода из строя электрических сетей у Министерства энергетики РФ, которые заключаются в том, что: «Определение технического состояния электрооборудования должно происходить на основе данных технической диагностики, статистики дефектов и отказов с целью оценки уровня износа

оборудования и вероятности наступления отказов» [33]. Очевидно, что в данной рекомендации речь идет именно о вероятностно-статистическом методе.

Достаточно часто некоторые параметры, характеризующие возникновение аварии в электрической сети, сложно или даже невозможно адекватно формализовать. Так, например, для механических дефектов электроустановок, наличие и интенсивность которых косвенно указывают на ее определенное техническое состояние, нет возможности составить математические модели рисков на основе известных электротехнических параметров (токов, сопротивлений и т.д.). Поэтому в таких случаях для моделирования рисков имеется необходимость воспользоваться экспертными оценками.

Таким образом, далее в данной работе в целях оценки и моделирования рисков выхода из строя электрических сетей будем в основном использовать вероятностно-статистический метод, а также в тех случаях, когда модели рисков формализовать проблематично, применим метод экспертных оценок.

1.5 Риск-ориентированная система управления техническим состоянием электрических сетей

Рассмотрим обобщенную схему, наиболее подробно характеризующую риск-ориентированную систему управления техническим состоянием электрических сетей (рисунок 1.11).

Данная система управления представляет собой совокупность входящей информации, методик и алгоритмов для ее обработки, направленных как на оценку рисков, так и на принятие управленческих решений по выбору технических воздействий.

Для обеспечения работоспособности данной системы управления необходимо наполнить ее блоки методиками и алгоритмами обработки диагностической, статистической и справочной информации об элементах системы, что и является основной сутью данной работы.

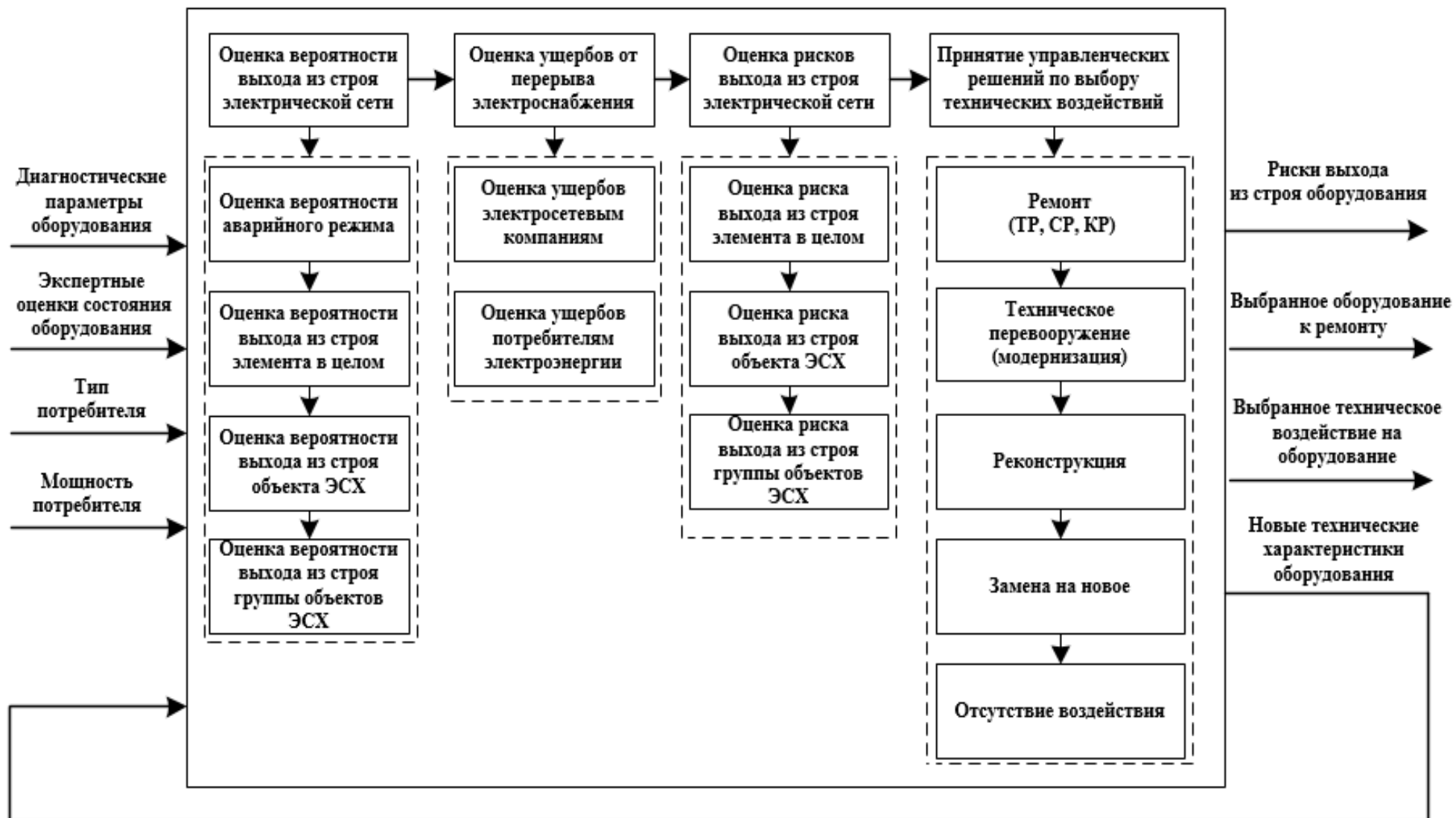


Рисунок 1.11 – Схема риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей

1.6 Основные направления совершенствования систем по управлению техническим состоянием электрических сетей

Проведенный анализ современного технического состояния электрических сетей и методов его управления показал следующее:

1. Высокий уровень физического износа электрических сетей (более 70 %) приводит к повышению частоты возникновения аварийных режимов, следствием чего являются более частые перерывы электроснабжения и значительные материальные ущербы как электросетевым организациям, так и потребителям. В связи с этим, планомерная замена такого электрооборудования на более новое и технически совершенное является одной из важнейших задач для электросетевых организаций.

2. Техническое обслуживание электросетевого оборудования на основе риск-ориентированного подхода, а также проведение их диагностики под рабочим напряжением без вывода из работы с помощью современных автоматизированных систем является наиболее перспективным на данный момент времени.

3. Было определено, что системы по автоматизированному управлению техническим состоянием электрических сетей существуют, однако на практике в нашей стране они применяются, как правило, нечасто. Данные системы чаще всего имеют общие недостатки, которые можно свести к следующему:

– математический аппарат оценки технического состояния электрических сетей чаще всего основан только на субъективном и менее точном методе экспертных оценок, в связи с чем фактическое состояние электрооборудования определяется со значительной погрешностью;

– решение о технических воздействиях на оборудование электрических сетей зачастую осуществляется без учета ограничений финансовых ресурсов и возможных ущербов от возникающих аварий.

4. Наиболее объективно принимать решения о приоритете технических воздействий на электросетевое оборудование целесообразно с помощью такого показателя, как «риск», под которым понимается произведение вероятности

выхода из строя электрической сети на ущерб от перерыва электроснабжения. Определено, что из существующих методов оценки рисков наиболее приемлемым с точки зрения удобства и точности моделирования является вероятностно-статистических метод. Однако в тех случаях, когда математическую модель риска будет проблематично четко формализовать, то возможно применить метод экспертных оценок. Именно эти методы оценки рисков выхода из строя электрических сетей будут использоваться далее в диссертационной работе.

Таким образом, для построения принципиально новой риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей в процессе диссертационного исследования необходимо выполнить **следующие задачи:**

1. Разработать методики оценки вероятностей выхода из строя для отдельных элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом с учетом выделения укрупненных групп аварийных режимов.

2. Разработать методику получения, анализа и обработки экспертной информации о внешне идентифицируемых дефектах элементов электрических сетей.

3. Разработать методику оценки ущербов от перерыва электроснабжения вследствие выхода из строя элементов электрических сетей и системы электроснабжения в целом с учетом времени восстановления конкретного вида электрооборудования и удельного ущерба для различных видов потребителей.

4. Разработать алгоритм поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на элементы электрической сети и систему электроснабжения в целом на основании критериев риск-ориентированного управления.

5. Разработать программный комплекс в целях автоматизированного функционирования риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей, произвести его апробацию на реальных объектах электросетевого комплекса и осуществить обоснование технико-экономической эффективности внедрения.

2 РАЗРАБОТКА МЕТОДИК И АЛГОРИТМОВ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

2.1 Разработка методик оценки возникновения аварийных режимов в электрических сетях

2.1.1 Физические процессы, происходящие в электрической сети в ходе эксплуатации

Возникновение аварийных режимов в электрических сетях может происходить по самым разным причинам, поэтому обобщенно функцию вероятности выхода из строя можно представить в следующем виде:

$$P = f(S, M, P, B, I \dots) \quad (2.1)$$

где S – воздействие неблагоприятных условий внешней среды (атмосферные перенапряжения, осадки, гололед, сильный ветер, резкие перепады температур); M – механические повреждения (взаимодействие с птицами и животными, наезд транспортных средств, повреждения силового кабеля при проведении земельных работ и т.д.); P – ошибочные действия либо халатное бездействие персонала, обслуживающего электрические сети; B – заводские дефекты и брак электрооборудования; I – старение и износ электрооборудования.

А также другие факторы, влияние которых на электрические сети не столь велико, но они имеют место быть.

Для своевременной идентификации и предупреждения возможных аварийных режимов необходимо производить оценку технического состояния элементов электрической сети и аналитически представлять ее в виде вероятности выхода из строя, например, с помощью формулы (2.1). Однако все действующие негативные факторы на электрическую сеть, приведенные в данной формуле, четко формализовать практически невозможно. Кроме того, фактически остается неизвестным весь объем действующих факторов, который может влиять на ту или

иную электроустановку в рассматриваемый промежуток времени. Поэтому обобщенную формулу (2.1) для оценки технического состояния электрооборудования применять нецелесообразно, поскольку она даст необъективные результаты. В связи с этим, необходимо выделить наиболее значимые факторы, от которых в основном зависит техническое состояние электрических сетей. Для этого рассмотрим физические процессы, которые происходят в электрических сетях в ходе их эксплуатации.

В процессе эксплуатации в материалах, из которых выполняется электрооборудование, образуются необратимые изменения, снижающие прочность, нарушающие взаимодействие отдельных узлов и в какой-то случайный момент времени приводящие к отказу электрооборудования.

Отказы оборудования электрических сетей можно разделить на следующие основные виды [92]:

- внезапные, которые проявляются при достаточно резких изменениях основных параметров электрооборудования под воздействием факторов внешней среды либо вследствие ошибок обслуживающего персонала;
- постепенные, при которых происходит плавное изменение параметров элементов электрической сети в течение продолжительного времени вследствие их старения и физического износа.

В данной работе будем рассматривать только постепенные отказы.

В процессе изучения причин, приводящих к постепенным отказам электросетевого оборудования, и руководствуясь принципом схожести физических процессов их происхождения, были выявлены три обобщенные группы аварийных режимов, объединяющие большинство причин отказов: это пробой изоляции, выход из строя токоведущих частей электроустановок и внешние механические повреждения, возникающие в процессе эксплуатации электроустановки.

Постепенные отказы объясняются сложными физико-химическими механизмами старения и износа токоведущих и изоляционных элементов электрической сети. Данные механизмы лежат в основе кинетического подхода, который заключается в том, что разрушение электрооборудования не происходит

мгновенно, а представляет собой процесс, протекающий в течение достаточно длительного промежутка времени (чаще всего нескольких десятилетий). Так, с течением времени изоляция электрооборудования становится более ломкой, хрупкой, на ее поверхности могут появляться трещины, значительно уменьшается ее электрическая прочность, и при каком-то случайном превышении допустимого уровня пробивного напряжения происходит ее пробой. Похожие процессы происходят при окислении и коррозии металлических токопроводящих элементов электроустановок, которые находятся под воздействием часто значительных механических нагрузок. Отдельные части токоведущих элементов электрической сети постепенно изнашиваются, при этом происходит накопление элементарных повреждений в различных его частях, общий предел прочности уменьшается, и при случайном превышении этого допустимого предела происходит отказ [92-93].

Срок службы элементов электрической сети определяется на основе срока службы токоведущих частей, который составляет в среднем от 30 до 50 лет, и элементов изоляции, срок службы которых составляет менее 25 лет. Поэтому более значительным фактором, ограничивающим срок службы электросетевого оборудования, очевидно, является срок службы изоляции. Данное положение подтверждается обработкой статистической информации по аварийности электрических сетей во всех 9 филиалах ПАО «Россети Сибирь», где около 65 % [23] всех постепенных отказов произошло вследствие пробоя изоляции.

Внешние механические повреждения, возникающие в процессе эксплуатации электроустановки и приводящие к ее постепенному выходу из строя, объединяет группу причин, не снижающих изоляционные и токоведущие свойства электроустановок в данный момент, но способных привести к ускоренному ухудшению характеристик и поэтому требующие отдельного внимания. К таким причинам относятся: деформация корпуса электроустановки, сколы и трещины на поверхности изоляторов, почернения и следы коррозии на поверхности контактов. Данные дефекты также накапливаются со временем и приводят к выходу электроустановки из строя.

Обобщая вышесказанное, на рисунке 2.1 приведем укрупненные группы аварийных режимов в электрических сетях с наиболее характерными для данной группы причинами отказов [92-95].



Рисунок 2.1 – Укрупненные группы аварийных режимов в электрических сетях с характерными причинами отказов

Как уже отмечалось, электросетевые организации с целью идентификации технического состояния электрооборудования обязаны производить контрольные аппаратные измерения некоторых показателей, характерных для рассматриваемого вида электроустановок. Данные измеряемые параметры определяются периодически и как раз учитывают все факторы, действующие на электроустановку, в том числе с помощью этих параметров можно определить качество производимого технического обслуживания электроустановки в период между регламентируемыми измерениями (действие человеческого фактора), скорость действия негативных факторов окружающей среды на электрооборудование и т.д. Так, например, для изоляции электроустановки таким

параметром является сопротивление изоляции $R_{из}$, а для токоведущих частей – сопротивление контактного соединения постоянному току $R_{конт}$. В связи с этим, построение математических моделей вероятностей выхода из строя электрических сетей в данной работе будем производить на основе именно этих измеряемых величин, что, в свою очередь, не потребует дополнительных затрат на создание новых подходов к технической диагностике электросетевого оборудования, что экономически выгодно.

Кроме того, для нормирования (приведения к единой размерности) величины вероятности выхода из строя в ее математической модели необходимо учитывать статистику отказов рассматриваемого вида электрооборудования. В качестве усредненной величины можно использовать параметр потока отказов ω того или иного элемента электрической сети, значения которого уже известно и является справочной величиной [96, 97]. Однако применение этого показателя для определения вероятности проявления конкретного аварийного режима будет некорректным, поскольку параметр потока отказов ω характеризует выход из строя элемента сети в целом, без разбиения на аварийные режимы. Таким образом, необходимо знать долю электрооборудования $\alpha_{ав.реж}$, выход из строя которого произошел вследствие проявления конкретного аварийного режима. Тогда обобщенный показатель выхода из строя электрооборудования в результате определенного аварийного режима $\Omega_{ав.реж}$ будет иметь вид:

$$\Omega_{ав.реж} = \alpha_{ав.реж} \times \omega \quad (2.2)$$

Значения коэффициентов $\alpha_{ав.реж}$ для каждого вида аварийных режимов электросетевого оборудования определяются с помощью обработки статистической информации по выходу из строя электрических сетей крупнейшей электросетевой компании Сибирского федерального округа – ПАО «Россети Сибирь» [23]. На основании обработки данной статистической информации были получены следующие коэффициенты:

– коэффициент $\alpha_{из}$ – доля электрооборудования, вышедшего из строя вследствие пробоя изоляции;

– коэффициент $\alpha_{конт}$ – доля электрооборудования, вышедшего из строя вследствие выхода из строя контактных соединений;

– коэффициент $\alpha_{мех}$ – доля электрооборудования, вышедшего из строя вследствие предельного уровня механических повреждений.

Описание математических моделей вероятностей выхода из строя будем производить с точки зрения индукции (от частного к общему) происходящих процессов и явлений (рисунок 2.2).

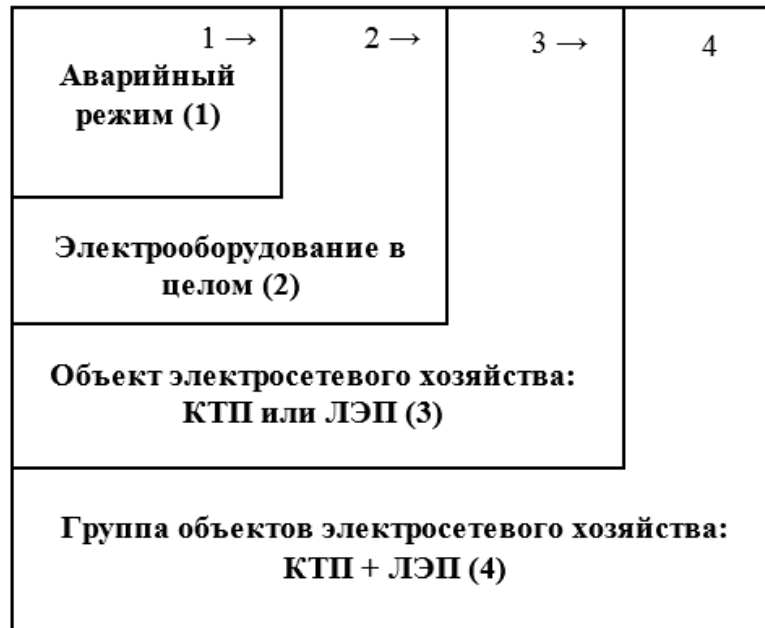


Рисунок 2.2 – Последовательность расчета вероятностей выхода из строя электрических сетей

2.1.2 Моделирование процесса пробоя изоляции оборудования электрических сетей

Под *изоляцией* понимается элемент конструкции электрооборудования, который препятствует прохождению через него электрического тока. Чаще всего изоляция необходима для защиты человека (в нашем конкретном случае обслуживающего электроустановки персонала) от контакта с токоведущими частями электрооборудования в целях недопущения поражения электрическим током. Также изоляция необходима для нормального функционирования электроустановки [98-99].

Как уже говорилось, с течением времени изоляция электрооборудования под длительным воздействием неблагоприятных условий окружающей среды, агрессивных сред (химическое, радиационное и другие виды воздействий), коммутационных перенапряжений, воздействий механических нагрузок (вибрации, деформации, удары) подвергается интенсивному старению и износу. В результате происходит постепенное разрушение изоляции, что в конечном счете приводит к ее пробоям.

Процесс развития пробоя изоляции можно подразделить на два основных типа: тепловой и электрический. Рассмотрим их более подробно.

Электрическим (прокалывающим) пробоем называют пробой изоляции в наиболее ослабленном месте. Данный вид пробоя происходит в достаточно короткие промежутки времени, зачастую связан с местным разрушением изоляции элемента электрической сети и иногда может сопровождаться ветвистыми обугленными побегами [98].

Тепловой пробой изоляции электрооборудования происходит в тех случаях, когда тепловыделение в изоляции больше количества отводимого тепла (например, в силовых кабелях с большой толщиной изоляции). Этот вид пробоя изоляции развивается постепенно и происходит в тех местах, где повышение температуры вследствие роста диэлектрических потерь происходит особенно интенсивно. Развитию теплового пробоя может способствовать повышенная температура окружающей среды. Место теплового пробоя изоляции представляет собой радиальное отверстие с опаленной или оплавленной поверхностью. Обычно пробой носит комбинированный характер. Нагрев, вызванный скользящими разрядами, приводит к местному перегреву изоляции и развитию в этом месте теплового пробоя [99].

Существующие методики диагностики технического состояния изоляции электрооборудования зачастую основаны на определении ее остаточного срока службы. При этом за основу берется некоторый показатель, либо совокупность показателей, характеризующих возникновение аварии. При достижении

некоторого порогового значения соответствующего показателя делается вывод о невозможности дальнейшей эксплуатации изоляции.

Так, например, в качестве критерия, который характеризует остаточный ресурс силового трансформатора, принимается степень поляризации изоляции. При достижении критического значения степени поляризации изоляции принимается решение о невозможности ее дальнейшей эксплуатации. В этом случае ресурс изоляции определяется на основании текущей степени поляризации и скорости ее старения [100]:

$$\text{Ресурс(лет)} = \frac{\left(\frac{1}{200}\right) - \left(\frac{1}{СП_0}\right)}{A \cdot 24 \cdot 365} \cdot e^{\frac{13350}{\vartheta + 273}}, \quad (2.3)$$

где A – показатель скорости старения, обусловленного влиянием влаги, кислот и т.д.; $СП_0$ – степень поляризации изоляции; ϑ – рабочая температура изоляции.

Кроме того, отметим, что согласно методу отклика напряжения в изоляции силовой кабельной линии, остаточный ресурс кабеля можно оценить с помощью анализа формы кривой разряда напряжения и степени приближения формы разряда к критическому значению [101].

Таким образом, представленные методики позволяют определить остаточный срок службы изоляционных покрытий, как раз основываясь на сравнении измеряемого характерного показателя с некоторым пороговым значением этой физической величины.

Существенный недостаток данного подхода состоит в том, что он не учитывает возможность выхода из строя изоляционных покрытий относительно нового оборудования при неблагоприятных факторах окружающей среды или при наличии в нем заводских дефектов за сравнительно небольшой промежуток времени. В реальных условиях эксплуатации электрооборудования пробой изоляции может происходить за значительно меньшее время, чем ее остаточный срок службы вследствие возникновения и дальнейшего развития некоторого единичного дефекта.

Для учета возможности такого пути развития дефектов предлагается воспользоваться вероятностным показателем, характеризующим возможность

пробой изоляции за некоторый промежуток времени T . Для этого получим соответствующую вероятностную модель выхода из строя изоляции, в рамках которой будем рассматривать вероятность возникновения короткого замыкания (КЗ) на объекте в целом как сумму возникновения вероятностей на его участках.

Рассмотрим сеть некоторого произвольного объекта, для которого $P_{из}$ – вероятность возникновения КЗ для сети рассматриваемого объекта в целом.

Разобьем сеть рассматриваемого объекта на n участков (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Разбиение сети объекта на n последовательно соединенных участков

Поскольку все составные части рассматриваемого объекта сети соединены последовательно, то в этом случае вероятность возникновения пробоя изоляции будет складываться из вероятностей возникновения пробоя на каждом участке и будет определяться по формуле [102]:

$$P_{из} = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - p_{изи}) \quad (2.4)$$

где n – количество участков разбиения сети; $p_{изи}$ – вероятность возникновения пробоя изоляции на i -м участке; $(1 - p_{изи})$ – вероятность не возникновения пробоя изоляции на отдельном дискретном участке; $\prod_{i=1}^n (1 - p_{изи})$ – вероятность не возникновения пробоя изоляции для объекта в целом.

Выделим участки объекта таким образом, чтобы вероятности возникновения пробоя изоляции на каждом участке были одинаковы и равны $p_{из}$. Тогда вероятность пробоя изоляции на объекте в целом будет определяться по формуле:

$$P_3 = 1 - (1 - p_{из})^n \quad (2.5)$$

Рассмотрим вероятность возникновения пробоя изоляции для участка сети. Она также будет зависеть от большого количества факторов: состояния изоляции (сопротивления, степени увлажненности, степени старения), от условий

эксплуатации сети (перегрузки, перенапряжения, повышенные токи утечки, механические воздействия), от условий окружающей среды (температура, влажность воздуха, наличие агрессивных сред) и т.д.

В качестве примера рассмотрим полимерную изоляцию, которую имеют, например, воздушные линии электропередачи с самонесущими изолированными проводами, а также многие силовые кабельные линии. Техническое состояние такой изоляции оценивается с помощью следующих показателей: сопротивление изоляции постоянному току $R_{из}$, коэффициент абсорбции $K_{абс}$ и коэффициент поляризации $K_{пол}$. Рассмотрим данные показатели более подробно.

Сопротивление изоляции постоянному току является основным показателем состояния изоляции. Данный вид сопротивления определяется величиной тока прямой проводимости и должно измеряться через некоторое время после приложения напряжения, достаточного для завершения процессов поляризации.

Ток абсорбции обусловлен процессом зарядки абсорбционной емкости, образуемой в толще изоляции неоднородностями изоляционного материала, а также различными включениями, например, в виде влаги и загрязнений. При этом коэффициент абсорбции рассчитывается как отношение сопротивления изоляции, измеренного через 60 с после приложения напряжения к сопротивлению изоляции, измеренному через 15 с после приложения напряжения [103]. Для неувлажненной изоляции при температуре 10 – 30 °С коэффициент абсорбции $K_{абс} = 1,3 – 2,0$. Для увлажненной изоляции он близок к единице.

Ток поляризации обусловлен процессом движения сильно замедленных диполей, связанных с изменением структуры диэлектрика. Коэффициент поляризации показывает способность заряженных частиц и диполей перемещаться под действием электрического поля, что определяет степень старения изоляции. Этот коэффициент рассчитывается как отношение сопротивления изоляции, измеренного через 600 с после приложения напряжения, к сопротивлению изоляции, измеренному через 60 с после приложения напряжения [102]. Если коэффициент поляризации $K_{пол} < 1$, то изоляция неисправна, если $K_{пол} > 4$ – изоляция является качественной.

В результате разбиения участка на части можно представить, что общее сопротивление его изоляции (R_{uz}) будет складываться из сопротивлений изоляции его частей (r_{uz}) включенных параллельно. В этом случае сопротивление изоляции части определяется по формуле:

$$r_{uz} = n \cdot R_{uz}$$

Выражаем n :

$$n = r_{uz} / R_{uz} \quad (2.6)$$

Рассмотрим вероятность пробоя изоляции одной такой части. Вероятность возникновения пробоя изоляции части сети тем меньше, чем сопротивление изоляции выше. Характер такой зависимости оценить очень сложно. Однако любую зависимость можно представить в виде аппроксимирующей полиномом функцией $y = a_0 r_{uz}^m + a_1 r_{uz}^{m-1} + \dots + a_m r_{uz}^0$, бесконечно приближенной к исходному значению. Данное утверждение подтверждается следующими положениями математического анализа [104-107]:

1. О возможности аппроксимации полиномом произвольной непрерывной на конечном интервале функции утверждает теорема Вейерштрасса о равномерном приближении непрерывной функции многочленами: для произвольных $f \in C[a, b]$ и $\varepsilon > 0$ существует многочлен $P(x)$ такой, что:

$$f - P \in C[a, b] < \varepsilon.$$

2. Если для фиксированного множества узлов не ограничивать степень интерполирующего полинома, то найдется последовательность интерполирующих (на этом множестве узлов) полиномов, равномерно сходящаяся к заданной функции.

3. Феноменом Рунге называют появление возрастающих осцилляций при интерполяции полиномами высокой степени, т.е. не обязательно наилучшие значения аппроксимации будут возникать при высоких степенях аппроксимирующего полинома.

Следовательно, если не ограничивать степень полинома при аппроксимации произвольной непрерывной функцией, то можно получить результат,

приближенный к значению функции в каждой точке. При этом не требуется выбор полинома высокой степени, а наиболее близкий результат проявляется при определении наиболее подходящей степени полинома.

Таким образом, на основании приведенных положений, вероятность пробоя изоляции будет обратно пропорциональна сопротивлению рассматриваемой части, выраженной полиномом произвольной степени [102]:

$$P_{из} \sim \frac{1}{(a_0 r_{из}^m + a_1 r_{из}^{m-1} + \dots + a_m r_{из}^0)}, \quad (2.7)$$

где m – степень полинома.

Как уже говорилось, коэффициент абсорбции $K_{абс}$ и коэффициент поляризации $K_{пол}$ показывают изменение сопротивления изоляции вследствие его, соответственно, увлажнения и старения, т.е. как изменяется сопротивление изоляции в результате протекания постоянного тока по сравнению с моментом начала отсчета. Соответственно, чем больше изменение сопротивления изоляции, тем хуже изоляция работает при переменном напряжении: $r \sim \frac{r-}{K_{абс} \cdot K_{пол}}$.

Как было отмечено ранее, условия эксплуатации сети, окружающей среды и прочие факторы влияют на формирование вероятностной модели выхода из строя изоляции и определяют процесс его изменения, а поскольку исследование производится для некоторого фиксированного состояния изоляции, то пренебрежем изменением данных факторов и представим их влияние в виде постоянной C .

В этом случае будет справедливо выражение:

$$P_{из} = \frac{C}{\left(a_0 \cdot \left(\frac{r_{из}}{K_{абс} \cdot K_{пол}} \right)^m + a_1 \cdot \left(\frac{r_{из}}{K_{абс} \cdot K_{пол}} \right)^{m-1} + \dots + a_m \cdot \left(\frac{r_{из}}{K_{абс} \cdot K_{пол}} \right)^0 \right)} \quad (2.8)$$

Тогда вероятность выхода из строя изоляции будет рассчитываться по формуле:

$$P_{uz} = 1 - \left(1 - \frac{C}{\left(a_0 \cdot \left(\frac{r_{uz}}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \right)^m + a_1 \cdot \left(\frac{r_{uz}}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \right)^{m-1} + \dots + a_m \cdot \left(\frac{r_{uz}}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \right)^0 \right)} \right)^{\frac{r_{uz}}{R_{uz}}} \quad (2.9)$$

Вынесем за скобку полинома r_{uz}^m и произведем замену $r_{uz} = -x$. Тогда получим:

$$P_{uz} = 1 - \left(1 + \frac{1}{x \cdot r_{uz}^{m-1} \cdot \frac{C}{r_{uz}^m}} \right)^{\frac{x}{R_{uz}}} \quad (2.10)$$

При увеличении числа разбиений до бесконечности, сопротивление части r_{uz} будет стремиться к бесконечности, следовательно x также будет стремиться к бесконечности, а величина $\left(1 + \frac{1}{x} \right)^x$, при x стремящемся к бесконечности, равняется экспоненте « e » (второй замечательный предел) [107]. Предел отношения

$$\lim_{r_{uz} \rightarrow \infty} \frac{a_0 \cdot \left(\frac{r_{uz}}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \right)^m + a_1 \cdot \left(\frac{r_{uz}}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \right)^{m-1} + \dots + a_m \cdot \left(\frac{r_{uz}}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \right)^0}{r_{uz}^m} = \frac{a_0}{K_{abc} \cdot K_{пол}} \text{ при } r_{uz}$$

стремящемся к бесконечности будет определяться отношением коэффициентов старших степеней полинома и равен $\frac{a_0}{K_{abc} \cdot K_{пол}}$. Заменяем отношение двух констант

$\frac{C}{a_0} = A_{uz}$ – постоянная пробы изоляции. Таким образом, величина A_{uz} объединяет в

себе совокупность факторов влияния окружающей среды и эксплуатации оборудования на изменение значений сопротивления изоляции и постоянных параметров процесса разрушения изоляции. Данный параметр отличается для

каждого вида электрооборудования и может быть определен экспериментально либо на основании накопленной статистики.

В связи с этим, будет справедливо выражение:

$$P_{из} = 1 - \frac{1}{R_{из} \sqrt[e]{\frac{A_{из} \cdot K_{абс} \cdot K_{пол}}{r_{из}^{m-1}}}} . \quad (2.11)$$

В связи с тем, что вероятность пробоя изоляции для сети объекта не должна зависеть от способа рассмотрения, т.е. от способа дискретизации объекта (насколько малыми выбираются рассматриваемые части) величина $P_{из}$ не должна зависеть от $r_{из}$ дискретной части, а, следовательно, значение $r_{из}^{m-1}$ должно быть постоянной величиной, и значит, $m = 1$. Тогда [109]:

$$P_{из} = 1 - \frac{1}{R_{из} \sqrt[e]{A_{из} \cdot K_{абс} \cdot K_{пол}}} . \quad (2.12)$$

В результате получаем зависимость величины вероятности выхода из строя изоляции участка сети, которая характеризуется сопротивлением изоляции постоянному току $R_{из}$, коэффициентом абсорбции $K_{абс}$ и коэффициентом поляризации $K_{пол}$, а также постоянной пробоя изоляции $A_{из}$.

Из выражения (2.12) выразим значение постоянной пробоя изоляции $A_{из}$:

$$A_{из} = \ln \left(\frac{1}{1 - P_{из}} \right) \cdot \frac{R_{из}}{K_{абс} \cdot K_{пол}} . \quad (2.13)$$

Как уже говорилось, коэффициент $A_{из}$ для основного электросетевого оборудования можно определить на основании накопленной статистики. Для этих целей представим величину вероятности пробоя изоляции $P_{из}$ для участка сети в формуле 2.13 с помощью вероятностно-статистических характеристик:

$$P_{из} = \omega \cdot \alpha_{из}, \quad (2.14)$$

где ω – параметр потока отказов для рассматриваемого вида электросетевого оборудования; $\alpha_{из}$ – статистический показатель, показывающий долю электрооборудования, которое вышло из строя вследствие пробоя изоляции.

Постоянная пробоя изоляции $A_{из}$ характеризует индивидуальные особенности протекания процесса пробоя изоляции для рассматриваемого объекта. Так как особенности протекания процессов в изоляции различных анализируемых объектов различаются в большой степени, получаемые значения $A_{из}$ будут изменяться в широком диапазоне, что создает неудобства в работе с данной величиной, к тому же размерность постоянной $A_{из}$ в полученном выражении 2.13 выражается в [Ом], что так же неудобно для анализа процессов. Для ухода от этой ситуации перейдем к значению сопротивления относительному, к его номинальной (нормируемой) величине:

$$R_{из} = \frac{R_{из.изм}}{R_{из.норм}}, \quad (2.15)$$

где $R_{из.изм}$ – измеренное в процессе диагностики электрооборудования значение сопротивления изоляции; $R_{из.норм}$ – нормативное значение сопротивления изоляции, регламентируемое ПУЭ.

Тогда формула (2.12) приобретет следующий вид [109-114]:

$$P_{из} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.изм}}{R_{из.норм}} \sqrt{e^{A_{из} \cdot K_{абс} \cdot K_{пол}}}}. \quad (2.16)$$

При этом постоянная пробоя изоляции $A_{из}$ определится так:

$$A_{из} = \ln \left(\frac{1}{1 - \omega \cdot \alpha_{из}} \right) \cdot \frac{R_{из.изм}}{R_{из.норм} \cdot K_{абс} \cdot K_{пол}}. \quad (2.17)$$

Для некоторых видов электросетевого оборудования ПУЭ не регламентирует проведение измерения коэффициентов $K_{абс}$ и $K_{пол}$. Данное обстоятельство связано с тем, что в реальных условиях проведения технической диагностики электрооборудования во многих случаях происходит измерение не $R_{из}$, а произведение $R_{из}$ и $K_{абс}$, $K_{пол}$. В этом случае формула (2.12) будет иметь вид:

$$P_{из} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.изм}}{R_{из.норм}} \sqrt{e^{A_{из}}}}. \quad (2.18)$$

Постоянная $A_{из}$ при этом определится следующим образом:

$$A_{из} = \ln \left(\frac{1}{1 - \omega \cdot \alpha_{из}} \right) \cdot \frac{R_{из.изм}}{R_{из.норм}}. \quad (2.19)$$

В качестве недостатка рассмотренной модели вероятности пробоя изоляции следует указать, что определение значения вероятности выполняется в конкретный момент времени по результатам контрольных периодических измерений сопротивления изоляции и не учитывает изменение показателя в течение длительного промежутка времени. Иными словами, разработанная вероятностная модель проводит оценку состояния изоляции «точечно».

Для подтверждения корректности полученной вероятностной модели пробоя изоляции электросетевого оборудования приведем функцию эксплуатационной вероятности отказов электрооборудования $Q(T)$, которая представлена в монографии [12, с. 101-102] д.т.н., профессора А. Н. Назарычева:

$$Q(T) = 1 - \exp(-t \lambda_{\sigma} R_j^*)$$

где t – наперед заданный интервал времени; R_j^* – относительное изменение ресурса электрооборудования в случае эксплуатации его при j -х условиях и режимах работы; λ_{σ} – базисная интенсивность отказов электрооборудования – справочная величина (учитывая, что оборудование электрических сетей является восстанавливаемым, то интенсивность отказов λ_{σ} справедливо заменить на такую величину как параметр потока отказов ω).

Поскольку значения параметра потока отказов электросетевого оборудования ω определяется в размерности 1/год, то интервал времени t зададим равным 1 году.

При определении $Q(T)$ значение R_j^* входит в состав исходных данных в виде параметра, определяемого по результатам контроля режимов работы электрооборудования с помощью средств технической диагностики. В данном случае необходимо определить, какие именно физические величины являются ресурсом электросетевого оборудования. Достаточно часто в практике инженерных расчетов на надежность под ресурсом понимается некоторый располагаемый запас надежности. Причем, запас надежности до начала

эксплуатации объекта определяется как полный или исходный ресурс, а после начала эксплуатации – как оставшийся (остаточный) ресурс. Учитывая тот факт, что величины ресурса должны определяться по результатам технической диагностики электрооборудования, то, таким образом, необходимо определить такие из диагностируемых величин, которые бы характеризовали запас его надежности. Так, Правила устройства электроустановок определяют в качестве запаса надежности изоляции электрооборудования величину ее сопротивления $R_{из}$, а в качестве запаса надежности токоведущих частей (в том числе контактных соединений) электрооборудования величину сопротивления постоянному току (сопротивление контактного соединения) $R_{конт}$.

Поскольку R_j^* является величиной относительного изменения ресурса, то она будет определяться следующим образом: $R_j^* = \frac{R_{норм}}{R_{изм}}$.

Тогда для определения вероятности выхода из строя изоляции возможно использовать следующую модель:

$$Q_{из}(T) = 1 - \exp\left(-\omega_{из} \cdot \frac{R_{из.норм}}{R_{из.изм}}\right) = 1 - \frac{1}{\exp\left(\omega_{из} \cdot \frac{R_{из.норм}}{R_{из.изм}}\right)} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.изм}}{R_{из.норм}} \sqrt{e^{\omega_{из}}}}$$

Таким образом, полученная в данном пункте математическая модель вероятности выхода из строя изоляции электрооборудования (2.18), в целом соответствует приведенной функции эксплуатационной вероятности отказов электрооборудования $Q(T)$, но уточняя ее.

2.1.3 Моделирование процесса выхода из строя токоведущих частей оборудования электрических сетей

Токоведущие части – это основополагающие элементы любой электроустановки. Именно по этим элементам электроэнергия поступает от источника питания (генератора, трансформатора) к потребителю. В нормальных

условиях эксплуатации электрооборудования токоведущие части должны находиться под рабочим напряжением [115].

Особым видом токоведущих элементов являются электрические контактные соединения электроустановок.

Электрическим контактом называется место соединения двух или нескольких проводников для перехода тока из одного проводника в другой [116]. Наличие в контактном соединении места перехода тока из одного проводника в другой, как показывают измерения падения напряжения, создает увеличение электрического сопротивления по сравнению со сплошным проводником таких же размеров и формы. Это дополнительное сопротивление называется контактным сопротивлением R_K . Следовательно, полное сопротивление контактного соединения можно считать состоящим из двух слагаемых: сопротивления собственного тела контактных элементов R_T и сопротивления R_K :

$$R = R_K + R_T. \quad (2.20)$$

Многие аварии в электроустановках обусловлены неполными отказами контактных соединений, выражающимися в увеличении переходного сопротивления и, как следствие, в возрастании рассеиваемой на контактных переходах электрической мощности. Наиболее опасные последствия для контактных соединений вызывают аварийные режимы перегрузок, короткого замыкания и «плохого» контакта.

Как ранее отмечалось, также причиной возникновения аварии в электроустановках часто служит нарушение изоляции токопроводящих частей. В свою очередь, причиной такого нарушения может быть повышенное тепловыделение, например, в намечающемся изломе, в сужении или в другом дефекте проводника в цепи протекания электрического тока.

Аварийное состояние токоведущих частей, в том числе контактных соединений, может наступить вследствие дефектов, допущенных при производстве монтажных работ, вследствие воздействий температуры, влаги, ударов, вибрации, а также процессов естественного старения или износа [115].

Старение и износ токоведущих частей связан со следующими основными причинами [117]:

– *перегрев* токоведущих частей. Данный фактор особенно критичен для контактных соединений. При коротком замыкании в цепи может наблюдаться плавление зон контакта и образование мостиков из расплавленного металла. На первый взгляд, это должно улучшить контакт, однако при последующем охлаждении металл сжимается, и вследствие внутренних напряжений образуются трещины в мостиках при их затвердевании. Окисление контактных зон уменьшает площадь проводящих пятен, и в результате происходит дальнейший перегрев и разрушение контакта;

– *окисление* токоведущих частей часто рассматривается как наиболее серьезная причина их старения и отказа;

– *коррозия*, при этом наиболее опасной для токоведущих частей является гальваническая коррозия.

В целях прогнозирования технического состояния токоведущих частей получим формулу для вычисления вероятности выхода их из строя. Логика вывода вероятностной модели будет практически полностью аналогична логике вывода формулы для определения вероятности пробоя изоляции, поэтому некоторые теоретические обоснования, которые были приведены в прошлом пункте, здесь будут опущены.

В качестве примера рассмотрим контакт произвольной формы, для которого $P_{\text{разр}}$ – вероятность разрыва контакта. Как видно на рисунке 2.4, зона контакта имеет достаточно сложную форму.

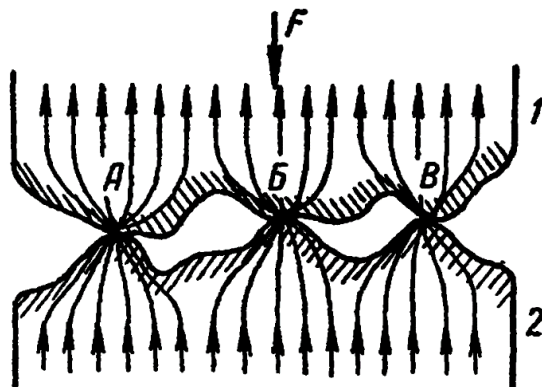


Рисунок 2.4 – Форма зоны электрического контакта

Разделим всю площадь контакта на некоторые малые площадки одинакового размера. Тогда вероятность разрыва контакта для рассматриваемой зоны будет определяться по формуле:

$$P_{разр} = (1 - p_{раб})^n \quad (2.21)$$

где $p_{раб}$ – вероятность работоспособности контакта.

В результате разбиения зоны контакта на малые площадки можно представить, что общее сопротивление ($R_{конт}$) будет складываться из сопротивлений его частей ($r_{конт}$), включенных параллельно (рисунок 2.5).

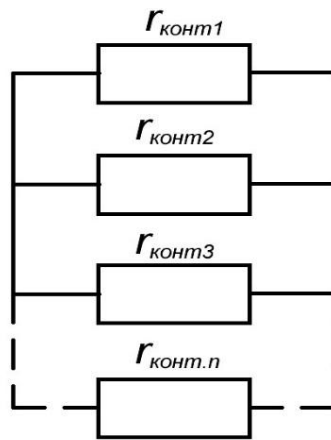


Рисунок 2.5 – Разбиение сети объекта на n параллельно соединенных участков

В этом случае:

$$R_{конт} = r_{конт} / n$$

Выражаем n :

$$n = r_{конт} / R_{конт} \quad (2.22)$$

Рассмотрим вероятность работоспособности контакта одной такой части. Вероятность работоспособности площадки тем меньше, чем сопротивление контакта выше. Характер такой зависимости оценить очень сложно. Однако, как уже говорилось и теоретически обосновывалось в предыдущем пункте, любую зависимость можно представить в виде полинома произвольной степени

$a_0 r_{конт}^m + a_1 r_{конт}^{m-1} + \dots + a_m r_{конт}^0$, и, следовательно, будет справедливо выражение:

$$P_{\text{раб}} \sim \frac{1}{\left(a_0 r_{\text{конт}}^m + a_1 r_{\text{конт}}^{m-1} + \dots + a_m r_{\text{конт}}^0\right)}, \quad (2.23)$$

где m – степень полинома.

Рассмотрим вероятность работоспособности контакта для площадки, выделенной в некоторой зоне контакта. Она будет зависеть от большого количества факторов: состояния материала (шероховатость поверхности, образование пленок, наличие трещин и углублений), от условий эксплуатации сети (перегрузки, перенапряжения, повышенные токи, механические воздействия), от условий окружающей среды (температура, влажность воздуха, наличие агрессивных сред) и т.д. Все эти факторы так или иначе влияют на вероятность разрыва контакта. А поскольку исследование производится для некоторого фиксированного состояния, то в данном случае пренебрежем изменением данных факторов и представим их влияние в виде постоянной C .

В этом случае справедливо выражение:

$$P_{\text{раб}} = \frac{C}{\left(a_0 r_{\text{конт}}^m + a_1 r_{\text{конт}}^{m-1} + \dots + a_m r_{\text{конт}}^0\right)} \quad (2.24)$$

Тогда вероятность разрыва контакта будет рассчитываться по формуле:

$$P_{\text{разр}} = \left(1 - \frac{C}{\left(a_0 r_{\text{конт}}^m + a_1 r_{\text{конт}}^{m-1} + \dots + a_m r_{\text{конт}}^0\right)}\right)^{\frac{r_{\text{конт}}}{R_{\text{конт}}}} \quad (2.25)$$

Вынесем величину $r_{\text{конт}}^m$ за скобки полинома и произведем замену $r_{\text{конт}} = x$, тогда получим:

$$P_{\text{разр}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{C}{x \cdot r_{\text{конт}}^{m-1} \left(\frac{a_0 r_{\text{конт}}^m + a_1 r_{\text{конт}}^{m-1} + \dots + a_m r_{\text{конт}}^0}{r_{\text{конт}}^m}\right)}\right)^{\frac{x}{R_{\text{конт}}}}} \quad (2.26)$$

При увеличении числа разбиений до бесконечности, сопротивление части $r_{\text{конт}}$ будет стремиться к бесконечности, следовательно x также будет стремиться к

бесконечности, а величина $\left(1 + \frac{I}{x}\right)^x$, при x стремящемся к бесконечности равняется экспоненте « e » (второй замечательный предел). Предел отношения $\frac{a_0 r_{\text{конт}}^m + a_1 r_{\text{конт}}^{m-1} + \dots + a_m r_{\text{конт}}^0}{r_{\text{конт}}^m}$ при $r_{\text{конт}}$ стремящемся к бесконечности будет определяться отношением коэффициентов старших степеней полинома и равен a_0 .

Заменим отношение двух констант $\frac{C}{a_0} = A_{\text{конт}}$ – постоянная выхода из строя токоведущих частей. Таким образом, величина $A_{\text{конт}}$ объединяет в себе совокупность факторов влияния окружающей среды и эксплуатации оборудования на изменение значений сопротивления токоведущих частей и постоянных параметров процесса разрушения токоведущих частей. Данный параметр отличается для каждого вида электрооборудования и может быть определен экспериментально либо на основании накопленной статистики.

Таким образом, будет справедливо выражение:

$$P_{\text{разр}} = \frac{1}{R_{\text{конт}} \sqrt[e^{\frac{A_{\text{конт}}}{r_{\text{конт}}^{m-1}}}]}. \quad (2.27)$$

В связи с тем, что вероятность не должна зависеть от способа разбиения контактной поверхности, т.е. от способа дискретизации объекта, и не должна зависеть от $r_{\text{конт}}$ дискретной части, а, следовательно, значение $r_{\text{конт}}^{m-1}$ должно быть постоянной величиной, и значит, $m = 1$. Тогда окончательно имеем:

$$P_{\text{разр}} = \frac{1}{R_{\text{конт}} \sqrt[e^{A_{\text{конт}}}]}. \quad (2.28)$$

Заметим, что выведенная формула будет справедлива не только для выхода из строя контактных соединений, но и для всех токоведущих частей в целом, поскольку природа физических явлений, происходящих в данных объектах, по своей сути, идентична.

В целях унификации обозначений в построенных вероятностных моделях вероятность разрыва контакта $P_{\text{разр}}$ обозначим как $P_{\text{конт}}$ и под данной величиной

обобщенно будем понимать вероятность выхода из строя токоведущих частей, в том числе электрических контактных соединений.

Постоянная выхода из строя токоведущих частей $A_{\text{конт}}$ характеризует индивидуальные особенности протекания процесса выхода из строя токоведущих частей для рассматриваемого объекта. Для получения безразмерной величины вероятности, в полученном выражении 2.28 постоянная $A_{\text{конт}}$ должна иметь единицу измерения [Ом], и в том случае её значения будут изменяться в очень широком диапазоне для различных рассматриваемых объектов. Для ухода от этой ситуации перейдем к значению сопротивления относительному, к его номинальной (нормируемой) величине:

$$R_{\text{конт}} = \frac{R_{\text{конт.изм}}}{R_{\text{конт.норм}}}, \quad (2.29)$$

где $R_{\text{конт.изм}}$ – измеренное в процессе диагностики электрооборудования значение сопротивления контакта; $R_{\text{конт.норм}}$ – нормативное значение сопротивления контакта, регламентируемое ПУЭ.

Тогда формула (2.28) будет иметь следующий вид [118, 119]:

$$P_{\text{конт}} = \frac{1}{\frac{R_{\text{конт.изм}}}{R_{\text{конт.норм}} \sqrt{e^{A_{\text{конт}}}}}}. \quad (2.30)$$

При этом постоянная $A_{\text{конт}}$, определится следующим образом:

$$A_{\text{конт}} = \ln \left(\frac{1}{\omega \cdot \alpha_{\text{конт}}} \right) \cdot \frac{R_{\text{конт.изм}}}{R_{\text{конт.норм}}}. \quad (2.31)$$

где ω – параметр потока отказов для рассматриваемого вида электросетевого оборудования; $\alpha_{\text{конт}}$ – доля исследуемого электрооборудования конкретного вида, с которыми произошла авария вследствие выхода из строя токоведущих частей.

Учитывая все обоснования, представленные в предыдущем пункте работы, аналогичным образом подтверждается корректность получения вероятностной модели выхода из строя токоведущих частей (2.30) путем ее сравнения с функцией эксплуатационной вероятности отказов электрооборудования $Q(T)$, которая представлена в [12, с. 101-102], при этом уточняя данную модель.

2.1.4 Разработка методики получения, анализа и обработки экспертной информации о внешне идентифицируемых дефектах элементов системы электроснабжения

Под механическими повреждениями электросетевого оборудования будем понимать видимые нарушения целостности или нормального состояния какого-либо его элемента [25]. К данному виду будем относить следующие основные типы дефектов:

- видимые повреждения изоляторов (сколы, трещины, изменение окраски поверхности);
- крепление корпуса отличное от нормального (слабое крепление, корпус отклонен относительно нормального положения);
- изменение нормального состояния токоведущих поверхностей (возникновение почернений, следов коррозии, деформаций, подвижность);
- повреждение корпуса (возникновение деформаций, трещин);
- повреждение прочих элементов электрооборудования (сколов, трещин, деформаций, следов коррозии).

Различные нормативно-технические документы, в том числе ПУЭ, не регламентируют диагностику электроустановок в целях идентификации механических повреждений. Однако само их наличие и интенсивность могут косвенно указывать на определенное техническое состояние электросетевого оборудования. Поскольку механические повреждения невозможно представить в виде объективных электротехнических величин, например, сопротивления, то в данном случае уместно воспользоваться экспертными оценками.

В условиях эксплуатации российских электрических сетей в качестве экспертов зачастую выступают специалисты из числа эксплуатационного персонала, имеющие среднее специальное либо непрофильное образование, которые могут оценивать техническое состояние одного и того же электрооборудования по-разному либо необъективно. Для уменьшения субъективности и увеличения точности при производимой оценке была

разработана жесткая шкала экспертных оценок электрооборудования. Эксперт четко сличает описание, которое приведено в разработанной шкале, с реальным состоянием оборудования и ставит определенную балльную оценку, соответствующую шкале. При этом оценочная шкала имеет градацию от 1 до 10 баллов, где «1» - наиболее плохое состояние, «10» - наиболее хорошее состояние. При этом минимально выставляемая оценка внешнего состояния равняется «2», поскольку исследуется работоспособное оборудование, которое еще максимально не исчерпало свой ресурс.

Отметим, что будем рассматривать три качественных состояний электрооборудования:

- «Хорошее» – состояние, которое вызывает наименьшие опасения.
- «Удовлетворительное» – состояние, которое уже вызывает некоторые опасения в том, что с ним может произойти авария.
- «Неудовлетворительное» – состояние, вызывающее наибольшие опасения выхода его из строя. На такое электрооборудование нужно обращать особо пристальное внимание при эксплуатации: достаточно часто производить его диагностику, ремонт и при необходимости (полном исчерпании физического ресурса) заменять на новое.

В качестве примера приведем критерии и шкалу для экспертной оценки внешних дефектов одного оборудования электрической сети – разъединителя (таблица 2.1). Для остального применяемого оборудования электрических сетей правила экспертных оценок приведены в Приложении А.

В целях экспертной оценки механических дефектов для каждого вида электрооборудования был разработан алгоритм, по которому эксплуатационный персонал электросетевой организации должен принимать решение по оценке технического состояния рассматриваемой электроустановки. Для разъединителя оценивание необходимо производить, начиная с описания наивысшей оценки «10». Данное описание представляет собой совокупность качественных характеристик элемента, которую можно оценить в 10 баллов и определить состояние как наиболее хорошее.

Таблица 2.1 – Шкала экспертных оценок внешних дефектов разъединителя

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) Крепление разъединителя плотное и надежное, без изменения его положения от исходного; 2) Поверхность изоляторов чистая и ровная, не имеет дефектов (сколы, трещины); 3) В местах соединения токоведущих элементов отсутствуют следы коррозии, деформации, подвижность; 4) Прочие элементы не имеют видимых дефектов: сколов, трещин, деформаций, следов коррозии.
6 «удовлетворительное»	1) Крепление разъединителя плотное, возможно незначительное изменение положения от исходного в следствии механической нагрузки; 2) Поверхность изоляторов имеет незначительные сколы, трещины, изменение окраски части поверхности (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются следы коррозии, но отсутствуют другие дефекты; 4) Прочие элементы имеют незначительные сколы, трещины, деформации, следы коррозии (хотя бы один признак).
2 «неудовлетворительное»	1) Крепление разъединителя слабое, корпус подвижен; 2) Поверхность изоляторов имеет значительные сколы, трещины, наблюдаются следы действия электрической дуги (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются почернения, существенные деформации, в соединениях имеется подвижность (хотя бы один признак); 4) Прочие элементы имеют значительные сколы, трещины, деформации, следы коррозии (хотя бы один признак).

При несоответствии в худшую сторону качественного описания состояния элемента любого одного из представленных пунктов необходимо понизить максимальную оценку: а) на 1 балл, если состояние элемента соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «б»; б) на 2 балла, если

состояние элемента соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «2».

Проведя экспертное оценивание механических дефектов электрооборудования, необходимо представить полученную экспертную оценку в виде вероятностной модели. Поскольку большинство электросетевого оборудования является восстанавливаемым, т.е. поддающимся восстановлению работоспособного состояния после проведения, например, ремонтных работ, то из теории надежности электроснабжения целесообразно рассмотреть функцию изменения вероятности выхода из строя элемента электрической сети с течением времени или, иными словами, функцию ненадежности (рисунок 2.6) [120-122].

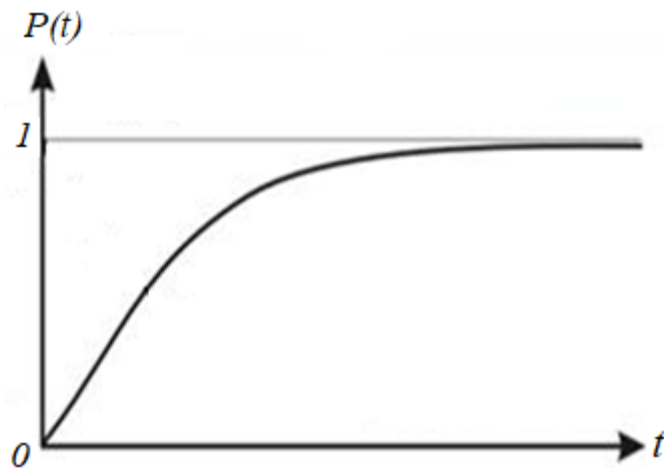


Рисунок 2.6 – График функции ненадежность элемента электрической сети

Как видно, данный график представляет собой некоторую кривую, которая асимптотически приближается к «1», т.е. значению полного выхода из строя элемента. Это означает, что чем дольше эксплуатируется тот или иной элемент электрической сети, тем выше вероятность выхода его из строя. Также очевиден тот факт, что чем дольше эксплуатируется элемент, тем будет меньше значение выставляемой экспертной оценки. Поэтому логично предположить, что график зависимости вероятности выхода из строя элемента от выставляемой экспертной оценки будет иметь противоположный характер изменения по сравнению с графиком, приведенным на рисунке 2.6. Отметим, что вероятность выхода из строя не достигает своих предельных значений, равных «0» или «1», даже при

выставлении минимальной или максимальной из возможных оценок, что указывает именно на вероятностный характер данной функции (рисунок 2.7).

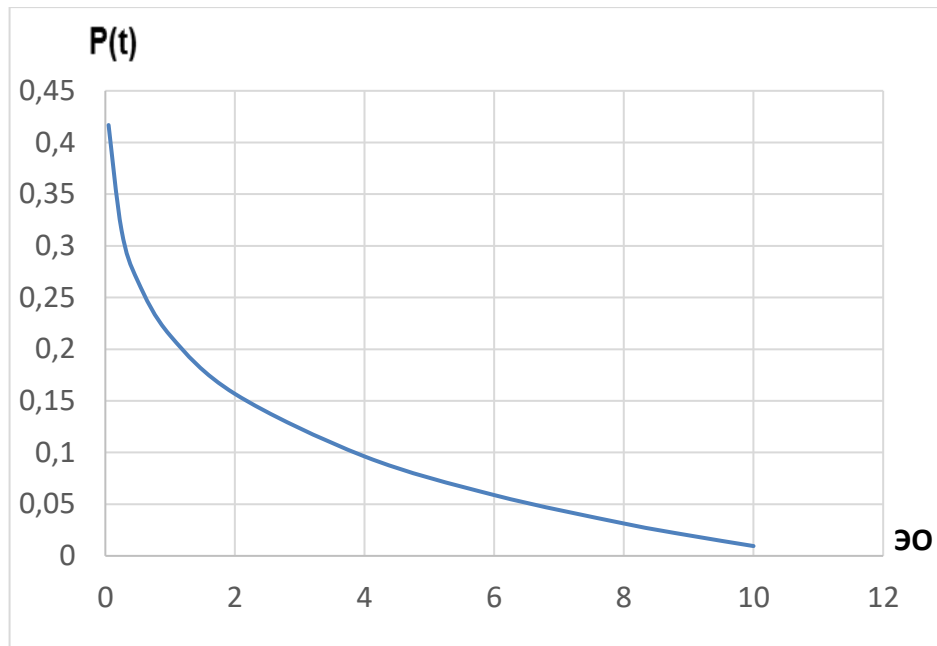


Рисунок 2.7 – Зависимость вероятности выхода из строя элемента сети от выставленной экспертной оценки (ЭО)

Для уточнения функциональной зависимости вероятности выхода из строя элементов электрической сети от выставленной экспертной оценки механических дефектов в течение календарного года была проведена работа на базе АО «СК Алтайкрайэнерго» по оценке технического состояния электрооборудования, вышедшего из строя.

Детальный анализ полученной информации позволил определить долю электрооборудования, вышедшего из строя, соответствующую оценкам состояния «2», «6» и «10». Данный анализ позволил получить эмпирическое выражение для определения вероятности выхода электрооборудования из строя по причине возникновения механических дефектов, хорошо согласующееся с требуемой формой зависимости, которое имеет следующий вид:

$$P_{\text{мех.деф}} = A_{\text{мех}} \cdot \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{\text{ЭО}}}}{\sqrt[10]{10,3}} = A_{\text{мех}} \cdot \left(1 - \frac{\sqrt[10]{B_{\text{ЭО}}}}{\sqrt[10]{10,3}} \right), \quad (2.32)$$

где $P_{мех.деф}$ – вероятность выхода из строя электросетевого оборудования вследствие механических дефектов (повреждений); $B_{ЭО}$ – выставляемая экспертная оценка эксплуатационным персоналом электросетевой организации; $A_{мех}$ – постоянная механических повреждений, учитывающая статистику дефектов электросетевого оборудования при возникновении механических повреждений.

2.2 Разработка методики оценки выхода из строя единицы электросетевого оборудования в целом

В подпунктах 2.2.2 – 2.2.4 были получены вероятностные модели выхода из строя элемента электрической сети вследствие:

- пробоя изоляции;
- выхода из строя токоведущих частей;
- выхода из строя вследствие механических дефектов;

Выход из строя элемента электрической сети в целом произойдет, если предельно проявится хотя бы один из приведенных видов аварийных режимов. В теории надежности электроснабжения данная ситуация расценивается как последовательное соединение элементов электрической цепи [94] (рисунок 2.8).



Рисунок 2.8 – Схема для расчета вероятности выхода из строя элемента электрической сети в целом

Тогда вероятностная модель выхода из строя элемента электрической сети в целом будет иметь следующий вид:

$$P = 1 - (1 - P_{из}) \cdot (1 - P_{конт}) \cdot (1 - P_{мех.деф}). \quad (2.33)$$

2.3 Разработка вероятностных моделей выхода из строя конкретного оборудования электрических сетей

Рассмотрим практическое приложение изложенной теории к конкретному электросетевому оборудованию.

В качестве исследуемого будет рассматриваться следующее электрооборудование:

- разъединитель (в том числе выключатель нагрузки);
- силовые выключатели (масляные и вакуумные);
- силовые трансформаторы;
- воздушные линии электропередачи;
- кабельные линии электропередачи.

Исследованию не подвергалось следующее типовое электрооборудование электрических сетей по определенным объективным причинам, которые представлены в таблице 2.2

Таблица 2.2 – Не подвергшееся исследованию электросетевое оборудование

Электросетевое оборудование	Причина не исследования
Трансформаторы тока и напряжения	Данное электрооборудование необходимо для нормального функционирования измерительной и защитной аппаратуры, поэтому их выход из строя не скажется на возникновении аварии в силовой цепи и, следовательно, перерыве электроснабжения.
ОПН и разрядники	Физические процессы, происходящие во время эксплуатации данных аппаратов, крайне сложно описать математически, поэтому вероятностные модели составить не удалось. Кроме того, необходима дополнительная аппаратура для измерения необходимых параметров, которые не регламентируются НТД и не проводятся в электросетевых компаниях.

Продолжение таблицы 2.2

Электросетевое оборудование	Причина не исследования
Элегазовые, электромагнитные, воздушные выключатели, короткозамыкатели и отделители	По данным аппаратам не удалось собрать необходимую статистическую информацию о выходе из строя вследствие редкого использования данного электрооборудования. В случае необходимости можно приблизительно оценить их техническое состояние по методикам, похожим как по свойствам, так и по правилам испытания электрооборудования: для элегазового и электромагнитного выключателя – методика для вакуумного выключателя, отделителей и короткозамыкателей – методика для разъединителей.

Также обратим особое внимание на то, что формулы вероятностей выхода из строя для всего рассматриваемого электросетевого оборудования будут иметь однотипный характер. В связи с этим, считаем целесообразным достаточно подробно описать необходимый математический аппарат для какого-либо одного вида электрооборудования, а для остальных видов оборудования вероятностные модели выхода из строя представим в Приложении А, предполагая аналогию изложения материала.

В качестве примера рассмотрим вероятностные модели выхода из строя силовых выключателей.

Силовой выключатель – коммутационный аппарат, предназначенный для оперативного включения и отключения тока в сетях напряжением 10-35 кВ при аварийных (при КЗ), нормальных (под действием нагрузки или без нее) и ненормальных (при перегрузках) режимах. При этом с точки зрения среды, в которой происходит гашение электрической дуги, будем рассматривать только масляные и вакуумные выключатели [123].

С физической точки зрения целесообразно разделить элементы силового выключателя на те, которые относятся к силовой цепи, и те, которые относятся к цепи управления. Для каждой из этой группы (за исключением механических повреждений) определим вероятности выхода из строя.

Рассмотрим силовую цепь силового выключателя.

Вероятность пробоя изоляции выключателя определится по формуле:

$$P_{из.св.сц} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.св.сц}}{R_{из.св.сц.норм}} \sqrt{e^{A_{из.св.сц}}}}, \quad (2.34)$$

где $R_{из.св.сц}$ – сопротивление изоляции силовой цепи выключателя, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{из.св.сц.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции силовой цепи выключателя, регламентируемое ПУЭ; $A_{из.св.сц}$ – постоянная, учитывающая статистику дефектов силовой цепи выключателя при пробое изоляции, учитывая, что: $\alpha_{из.мв.сц} = 0,3096$ – доля масляных выключателей (ее силовая часть), у которых произошло повреждение изоляции. Данный коэффициент определяется отдельно для маломасляных и масляных баковых выключателей.

У вакуумных выключателей сопротивление изоляции силовой цепи не подлежит измерению.

Важно отметить, что параметр $\alpha_{из.мв.сц}$ был получен по результатам обработки статистических данных, связанных с выходом из строя всех силовых выключателей за последние 3 года во всех 9 филиалах электросетевой организации ПАО «Россети Сибирь». Рассматриваемые далее подобные параметры были получены аналогичным образом. Вероятность выхода из строя токоведущих частей, в том числе контактных соединений, определится по формуле:

$$P_{конт.св.сц} = \frac{1}{\frac{R_{конт.св.сц}}{R_{конт.св.сц.норм}} \sqrt{e^{A_{конт.св.сц}}}}, \quad (2.35)$$

где $R_{конт.св.сц}$ – сопротивление токоведущих частей, в том числе контактных соединений силовой цепи выключателя, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{конт.св.сц.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления токоведущих частей, в том числе контактных соединений силовой цепи выключателя, регламентируемое заводом-изготовителем; $A_{конт.св.сц}$ – постоянная, учитывающая статистику дефектов силовой цепи выключателя при повреждении токоведущих частей, в том числе контактных соединений, при

условии, что: $\alpha_{\text{конт.мв.цп}} = 0,1925$ – доля масляных выключателей (ее силовая часть), у которых произошло повреждение токоведущих частей, в том числе контактных соединений.

У вакуумных выключателей данный параметр не подлежит измерению.

Вероятность выхода из строя силовой цепи в целом имеет вид:

$$P_{\text{св.цп}} = 1 - (1 - P_{\text{из.св.цп}}) \cdot (1 - P_{\text{конт.св.цп}}). \quad (2.36)$$

Рассмотрим цепь управления силового выключателя.

Вероятность пробоя изоляции цепи управления силового выключателя определится по формуле:

$$P_{\text{из.св.цп}} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{\text{из.св.цп}}}{R_{\text{из.св.цп.норм}}} \sqrt{e^{A_{\text{из.св.цп}}}}}, \quad (2.37)$$

где $R_{\text{из.св.цп}}$ – сопротивление изоляции цепи управления выключателя, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{\text{из.св.цп.норм}}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции цепи управления выключателя, регламентируемое ПУЭ; $A_{\text{из.св.цп}}$ – постоянная, учитывающая статистику дефектов цепи управления масляного выключателя при пробое изоляции, учитывая, что: $\alpha_{\text{из.мв.цп}} = 0,112$ – доля масляных выключателей (ее цепь управления), у которых произошло повреждение изоляции; $\alpha_{\text{из.вв.цп}} = 0,2$ – доля вакуумных выключателей (ее цепь управления), у которых произошло повреждение изоляции;

Вероятность выхода из строя цепи управления силового выключателя в целом будет иметь вид:

$$P_{\text{св.цп}} = P_{\text{из.св.цп}}. \quad (2.38)$$

Отдельно от силовой цепи и цепи управления силового выключателя определяется вероятность выхода из строя вследствие механических повреждений, которые можно разбить на два вида экспертных оценок:

- оценка механической работы силового выключателя;
- оценка внешних видимых дефектов силового выключателя.

Для каждого из данных видов оценок приведем шкалу и качественную характеристику экспертных оценок, а также соответствующие вероятностные модели.

Вероятность выхода из строя силового выключателя вследствие нарушения работы его механизмов определится по формуле:

$$P_{\text{мех.раб.св}} = \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{\text{мех.раб.св}}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (2.39)$$

где $B_{\text{мех.раб.св}}$ – экспертная оценка работы механизмов силового выключателя по шкале от 1 до 10 баллов;

Экспертная оценка работы механизмов силового выключателя производится по шкале, приведенной в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Шкала экспертных оценок работы механизмов выключателя

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) Все испытания выключателя многократным опробованием механизмов происходили правильно; 2) Скоростные и временные характеристики выключателя находятся в пределах нормы; 3) Регулировочные и установочные характеристики выключателя находятся в пределах нормы; 4) Свободное расцепление привода производится нормально в любой момент от начала операции включения.
2 «неудовлетворительное»	1) Хотя бы в одном испытании многократным опробованием механизмов выключатель не сработал; 2) Хотя бы одна скоростная или временная характеристика выключателя выходит за допустимые нормы; 3) Хотя бы одна регулировочная или установочная характеристика выключателя выходит за допустимые нормы; 4) Свободное расцепление привода не произвелось в любой момент от начала операции.

В данном случае алгоритм экспертного оценивания несколько изменяется, в отличие от ранее приведенного для разъединителя. Теперь при несоответствии какого-либо пункта качественного описания работы механизмов силового выключателя от максимальной оценки «10» вычитается по 2 балла.

Вероятность выхода из строя силового выключателя вследствие внешних видимых дефектов определится по формуле:

$$P_{\text{деф.св}} = \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{\text{деф.св}}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (2.40)$$

$B_{\text{деф.св}}$ – экспертная оценка выявления внешних видимых дефектов силового выключателя по шкале от 1 до 10 баллов;

Экспертная оценка внешних видимых дефектов силового выключателя производится по шкале, приведенной в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Шкала экспертной оценки внешних дефектов силового выключателя

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) а) Для вакуумных выключателей: дугогазительная камера не имеет дефектов и загрязнений. б) Для масляных выключателей: уровень масла в норме, течь масла отсутствует; 2) Поверхность изоляторов чистая и ровная, без наличия дефектов (сколов, трещин); 3) В местах соединения токоведущих элементов отсутствуют следы коррозии, деформации, подвижность.
6 «удовлетворительное»	1) а) Для вакуумных выключателей: дугогазительная камера имеет загрязнения. б) Для масляных выключателей: имеется намокание (отпотевание) либо течь масла не более 1 капли в секунду (хотя бы один признак); 2) Поверхность изоляторов имеет незначительные сколы, трещины, изменение окраски части поверхности (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются следы коррозии либо загрязнения (хотя бы один признак);

Продолжение таблицы 2.4

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
	4) У прочих элементов наблюдаются незначительные сколы, трещины, следы коррозии (хотя бы один признак).
2 «неудовлетворительное»	1) а) Для вакуумных выключателей: дугогазительная камера имеет дефекты. б) Для масляных выключателей: течь масла более 1 капли в секунду, уровень масла выше или ниже нормы, трещина стекла маслоуказателя (хотя бы один признак); 2) Поверхность изоляторов имеет значительные сколы и трещины, наблюдаются следы действия электрической дуги (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются почернения, существенные деформации, в соединениях имеется подвижность (хотя бы один признак); 4) У прочих элементов наблюдаются значительные сколы, трещины, следы коррозии (хотя бы один признак).

Общая вероятность выхода из строя силового выключателя вследствие механических дефектов будет иметь вид:

$$P_{мех.св} = A_{мех.св} \cdot (1 - (1 - P_{мех.раб.св.}) \cdot (1 - P_{деф.св})) \quad (2.41)$$

где $A_{мех.св}$ – постоянная, учитывающая статистику отказов масляных выключателей вследствие механических дефектов при условии, что $\alpha_{мех.мв.} = 0,3859$ – доля масляных выключателей, выход из строя которых произошел вследствие механических повреждений; $\alpha_{мех.вв.} = 0,8$ – доля вакуумных выключателей, выход из строя которых произошел вследствие механических повреждений.

В итоге, общая вероятность выхода из строя силового выключателя (как масляного, так и вакуумного) определится по формуле:

$$P_{св} = 1 - (1 - P_{св.сш}) \cdot (1 - P_{св.цш}) \cdot (1 - P_{мех.св}) \quad (2.42)$$

По получившемуся значению вероятности выхода из строя достаточно сложно определить реальное техническое состояние электроустановки. Поэтому важно знать соотношение величины вероятности, получившейся в результате

расчетов, и качественного состояния элемента, по которому уже можно делать вывод о степени его изношенности. Для масляного выключателя такое соотношение приведено в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Качественная шкала состояния масляного выключателя

Напряжение сети	«хорошо»	«удовлетворительно»	«неудовлетворительно»
Маломасляные выключатели			
6-10 кВ	0,0061	0,0062 - 0,0358	0,0359
20 кВ	0,0068	0,0069 - 0,0398	0,0399
35 кВ	0,0137	0,0136 - 0,0780	0,0781
110 кВ	0,0412	0,0411 - 0,2175	0,2176
Масляные баковые выключатели			
35 кВ	0,0068	0,0069 - 0,0398	0,0399
110 кВ	0,0110	0,0111 - 0,0629	0,0630

Аналогично представим качественную шкалу состояния вакуумного выключателя приведена в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Качественная шкала состояния вакуумного выключателя

Напряжение сети	«хорошо»	«удовлетворительно»	«неудовлетворительно»
Вакуумные выключатели			
10 кВ	0,0024	0,0025 - 0,0107	0,0108
20 кВ	0,0048	0,0049 - 0,0214	0,0215
35 кВ	0,0060	0,0061 - 0,0268	0,0269
110-150 кВ	0,0180	0,0181 - 0,0792	0,0793

Приведенные значения интервалов вероятностей получены на основании сопоставления измеряемых параметров и экспертных оценок механических дефектов электрооборудования с его реальным техническим состоянием на момент проведения его диагностики и осмотров.

2.4 Разработка методики оценки выхода из строя объекта и группы объектов электросетевого хозяйства в целом

Под *объектом электросетевого хозяйства* будем понимать совокупность электрооборудования, находящегося и функционирующего на подстанции, а также отдельную линию электропередачи (воздушную или кабельную), отходящую от подстанции.

Достаточно часто в целях определения необходимости комплексной реконструкции или модернизации подстанции важно знать ее обобщенное техническое состояние. Очевидно, что такое состояние подстанции определяется на основе технического состояния каждого элемента, функционирующего в ней. Для этих целей необходимо определить, каким образом электросетевое оборудование подстанции соединено друг с другом, а также, предварительно зная вероятности выхода из строя каждого отдельного элемента, по известным законам теории надежности электроснабжения, найти обобщенную вероятность выхода из строя всей подстанции в целом.

Зачастую электрооборудование подстанций соединены между собой по типовым схемам, имеющих достаточно несложный вид. Такие соединения бывают либо последовательные, либо последовательно-параллельные [124-125]. Отметим, что существует большое количество самых разнообразных типовых схем электрических соединений подстанций, мы же рассмотрим только принцип определения вероятности выхода из строя для наиболее распространенных из них, для других же схем будем считать, что такая оценка производится, по сути, аналогично, но только с некоторыми своими особенностями, характерными для каждой схемы.

Рассмотрим наиболее простой случай, когда электрооборудование подстанции соединено между собой только последовательно. Для примера возьмем типовую схему ЗН - блок (линия - трансформатор) с выключателем [125].

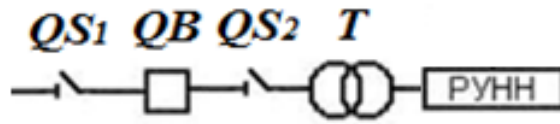


Рисунок 2.9 – Типовая схема электрических соединений подстанций 3Н

Для такого расположения элементов вероятность выхода из строя подстанции определится по формуле:

$$P = 1 - (1 - P_{QS_1}) \cdot (1 - P_{QB}) \cdot (1 - P_{QS_2}) \cdot (1 - P_T) \quad (2.43)$$

где P_{QS_1} – вероятность выхода из строя разьединителя № 1; P_{QB} – вероятность выхода из строя силового выключателя; P_{QS_2} – вероятность выхода из строя разьединителя № 2; P_T – вероятность выхода из строя трансформатора.

Теперь рассмотрим случай, когда элементы подстанции соединены между собой параллельно-последовательно. В данном случае в качестве примера можно взять типовую схему 4Н – Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (рисунок 2.10) [125].

Для такой схемы соединения можно выделить взаимно дублирующие элементы, такие как разьединители QS_1 и QS_2 , а также группы элементов, соединенных последовательно (QS_3, QB_1, QS_4, T_1) и (QS_5, QB_2, QS_6, T_2).

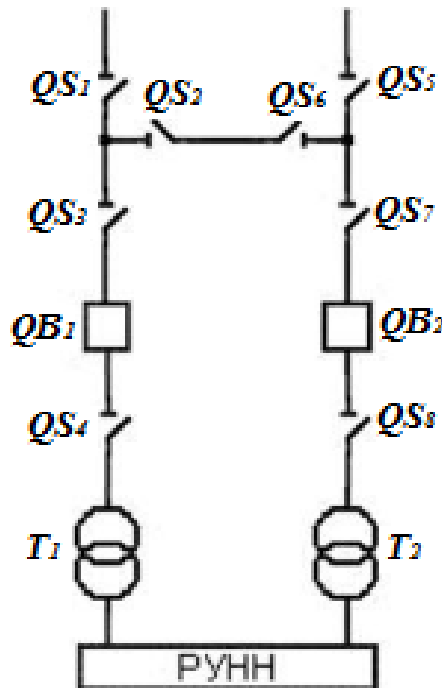


Рисунок 2.10 – Типовая схема электрических соединений подстанций 4Н

В этом случае вероятность выхода из строя подстанции определится по известным правилам теории надежности и будет иметь следующий вид:

$$P = P_{QS_1} \cdot P_{QS_5} + [1 - (1 - P_{QS_3}) \cdot (1 - P_{QB_1}) \cdot (1 - P_{QS_4}) \cdot (1 - P_{T_1})] \times [1 - (1 - P_{QS_7}) \cdot (1 - P_{QB_2}) \cdot (1 - P_{QS_8}) \cdot (1 - P_{T_2})]. \quad (2.44)$$

Вероятность выхода из строя группы объектов электросетевого хозяйства, например, соединение подстанции и ЛЭП, определяется в зависимости от вида произведенного соединения (параллельное либо последовательное) и основывается на методике, аналогичной приведенной.

2.5 Разработка методики оценки ущерба от перерыва электроснабжения

2.5.1 Понятие и виды ущерба от перерыва электроснабжения

Одним из ключевых вопросов экономического обоснования механизма приоритизации обновления устаревших основных фондов электроэнергетики является объективная научно обоснованная оценка последствий отказов электросетевого оборудования, в качестве которых выступает величина ущерба от перерыва электроснабжения.

В общем случае под *ущербом* понимается мера, характеризующая нарушение целостности или утраты других полезных свойств объекта, с которым произошла аварийная ситуация [87].

Ущерб от перерыва электроснабжения с высокой степенью точности можно определить только по факту возникновения аварийной ситуации. В данной же работе рассматривается ущерб как прогнозируемая величина, поскольку невозможно достоверно знать время в течение суток, время года либо погодные факторы, которые влияют на величину ущерба. Таким образом, при рассмотрении ущерба от перерыва электроснабжения будем опираться на усредненные и наиболее вероятные варианты развития аварийных ситуаций.

На сегодняшний день в данной тематике сложилась ситуация, когда существующие методики оценки ущерба часто сильно разнятся, начиная с рассмотрения структуры ущерба и заканчивая различными математическими

трактовок по его определению. Важно отметить, что российское законодательство, в связи с вышесказанным, не имеет специальных нормативно-правовых документов, регламентирующих оценку ущерба от перерыва электроснабжения и регулирующих возмещение понесенных экономических потерь в связи с этим пострадавшим сторонам [126].

Анализируя и систематизируя различные методики по оценке ущербов от перерыва электроснабжения, можно выделить подход, который наиболее точно отражает техническую и экономическую суть процессов, происходящих при возникновении аварии в системе электроснабжения. В соответствии с данным подходом, полный ущерб складывается из прямого и косвенного, каждый из которых, в свою очередь, содержит социальную (Y_C), материальную (Y_M) и экологическую ($Y_Э$) составляющие (рисунок 2.11).

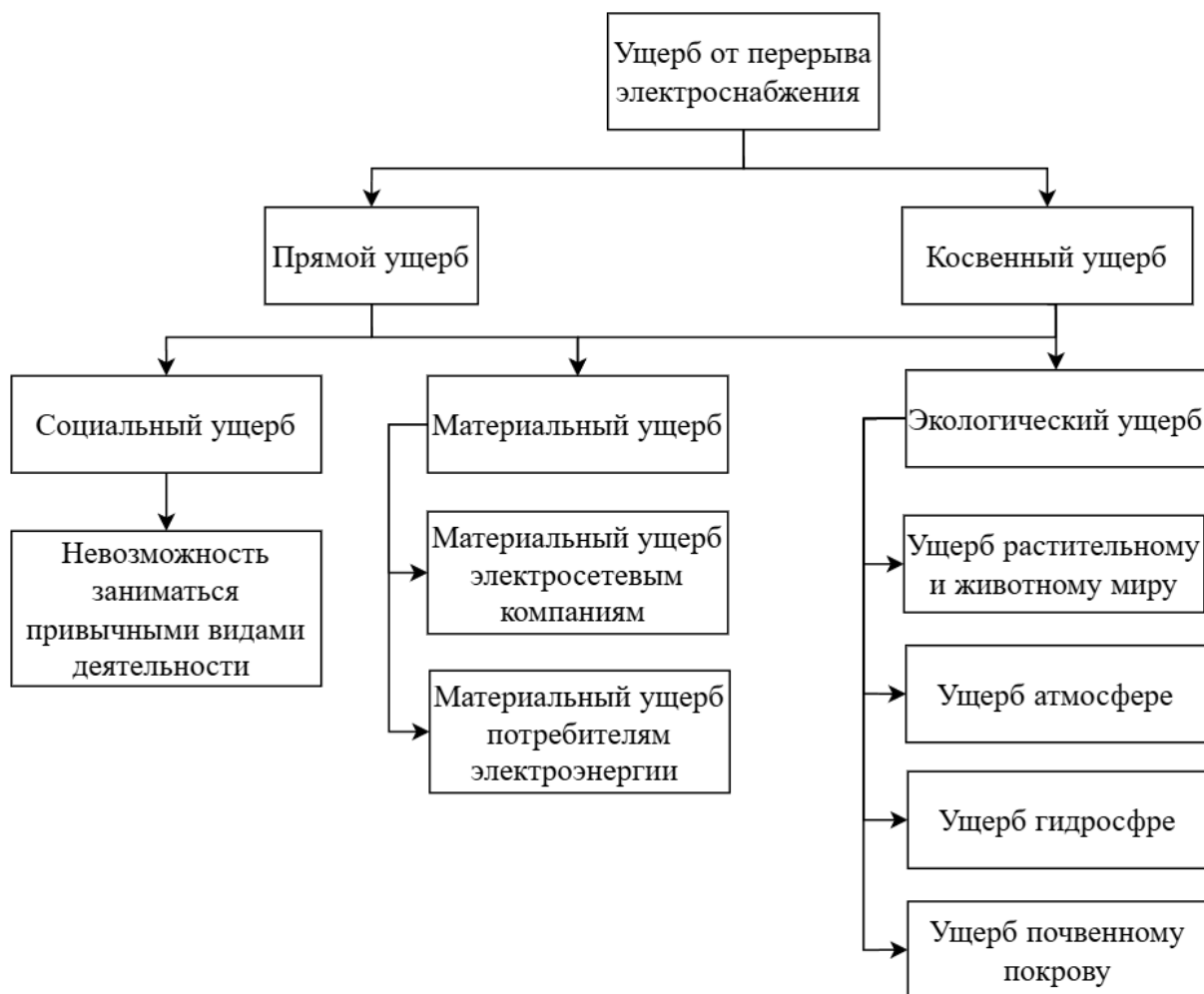


Рисунок 2.11 – Структура ущерба от перерыва электроснабжения

Математически полный ущерб можно представить в виде формулы [127]:

$$Y = Y_C + Y_M + Y_Э. \quad (2.45)$$

Условимся считать, что прямой ущерб обусловлен непосредственно выходом из строя (отказом) элемента электрической сети. Косвенный же ущерб является следствием прямого и определяется нарушением связей между пострадавшим электрооборудованием и объектами, которые используют электроэнергию для каких-либо своих нужд [128, 129].

Рассмотрим составляющие полного ущерба, согласно формуле (2.46).

1) *Социальный ущерб* (Y_C). Данный вид ущерба обусловлен временными неудобствами людей при невозможности занятия ими своей привычной деятельностью и характерен, прежде всего, для объектов социальной инфраструктуры: больницы, учебные заведения, бытовые потребители (но только до момента порчи продуктов питания, находящихся в холодильных установках) и т.д. Для определения социального ущерба разработать строгий аналитический аппарат не представляется возможным, поскольку оценка может основываться только на внутренних ощущениях человека. Одним из наиболее распространенных способов для его приблизительного определения является социологический опрос, заключающийся в сборе статистической информации о том, на какую денежную сумму тот или иной индивид оценивает свои потери при невозможности заниматься привычными для него делами при отсутствии электроэнергии. Такой подход к оценке социального ущерба имеет ряд существенных недостатков:

- величина социального ущерба очень сильно зависит от времени перерыва электроснабжения, поэтому необходимо узнавать мнение людей о возможных финансовых потерях для большого количества промежутков времени;

- человек может оценивать разные виды своей деятельности в различную денежную сумму, при этом очевидно, что для опроса невозможно предугадать все возможные виды деятельности отдельного индивида;

- люди могут иметь разное экономическое восприятие окружающей действительности и оценивать одну и ту же деятельность диаметрально противоположно.

В связи с этим, социальный ущерб как таковой можно оценить очень приближенно, однако при этом будут получаться крайне субъективные результаты, которые могут не иметь к реальности никакого отношения. Поэтому считаем, что данный вид ущерба оценивать в работе не целесообразно [130].

2) *Экологический ущерб* ($Y_э$) – это вред, причиняемый окружающей среде при выходе из строя электросетевых установок [129, 130]. Достаточно часто электрооборудование сетей выходит из строя с высвобождением большого количества энергии в виде:

- искр и взрывов, которые могут вызывать обширные пожары и тем самым уничтожать растительный и животный мир, плодородные слои почвы;

- интенсивного задымления, от которого, например, могут погибать животные (в основном от удушья угарным газом);

Кроме того, возможно такое негативное явление, как течь диэлектрика, которым заполнено электрооборудование (например, трансформаторное масло), загрязняющий почву и близлежащие водоемы.

Экологический ущерб относительно точно возможно оценить уже по факту выхода электрической сети из строя, при этом заранее спрогнозировать его достаточно сложно, поскольку зачастую достоверно не известно, например, какое животное или растение находится в момент аварии вблизи пострадавшей электроустановки. Для возможности прогнозирования экологической обстановки в окрестностях электрооборудования необходимо производить постоянный мониторинг окружающей среды. Однако вполне очевидно, что стоимость проведения такого мониторинга будет выше, чем компенсация причиненного природе вреда.

Таким образом, прогнозирование экологического ущерба с целью определения приоритизации обновления электрооборудования, также как и в случае с социальным ущербом, в данной работе считаем не целесообразным.

3) *Материальный ущерб* (Y_M) – вред, причиняемый имущественному положению тому или иному лицу (как физическому, так и юридическому) [131]. При выходе из строя электроустановки происходит перерыв электроснабжения,

который наносит материальные потери как электросетевым компаниям, так и потребителям электроэнергии.

2.5.2 Материальный ущерб от перерыва электроснабжения и методика его оценки

Материальный ущерб от перерыва электроснабжения наиболее изучен современной наукой, при этом различные ученые предлагают самые разные подходы к его оценке. Можно выделить наиболее объективные и содержательные научные работы таких авторов как, В.В. Лесных, А.В. Задарожный, В.В. Карпов, В.И. Эдельман, В.И. Мозоль [132-137]. Анализируя и обобщая имеющийся опыт по оценке материального ущерба, приведем методику его оценки, которая наиболее оптимально подойдет для достижения целей данной работы. Предлагаемая структура материального ущерба от перерыва электроснабжения представлена на рисунке 2.12.

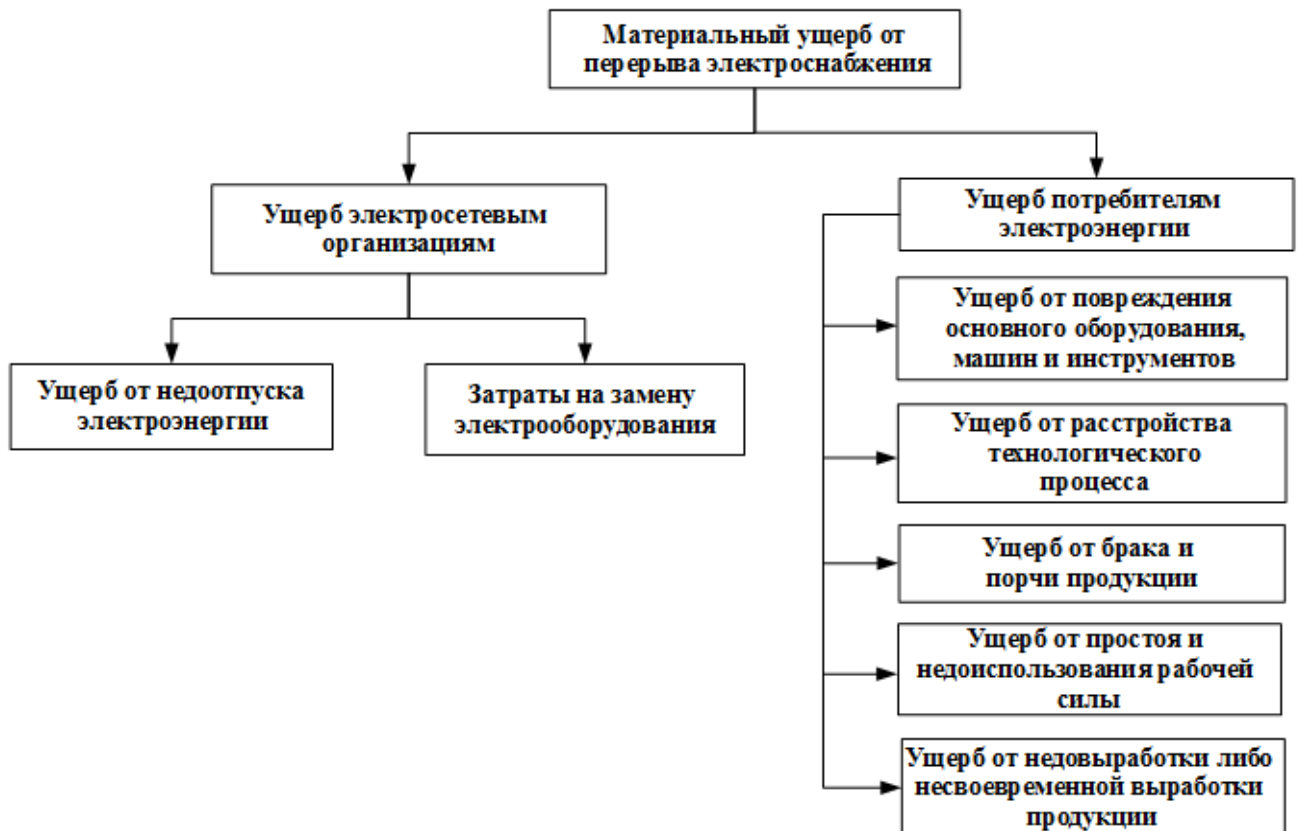


Рисунок 2.12 – Структура материального ущерба от перерыва электроснабжения

Как видно из данного рисунка, материальный ущерб разделяется на ущерб электросетевым организациям и ущерб потребителям электроэнергии.

Рассмотрим материальный ущерб для электросетевых организаций. Данный вид ущерба включает в себя [136]:

– финансовые потери в связи с недоотпущенной в сеть электроэнергией ввиду того, что прекращается основная производственная деятельность энергокомпании;

– затраты на проведение внеплановых ремонтов или замену поврежденного и не поддающегося ремонту электросетевого оборудования.

Материальный ущерб от недоотпуска электроэнергии определится по формуле:

$$Y_{н.э} = P_{ср} \cdot T_{в} \cdot C_{э}, \quad (2.47)$$

где $T_{в}$ – время восстановления электроснабжения, ч; $C_{э}$ – стоимость передачи электроэнергии без учета сбытовой надбавки, руб./кВт·ч; $P_{ср} \approx \frac{P_{max} \cdot T_{max}}{8760 \text{ ч}}$ – среднее значение активной мощности, потребляемой потребителем в течение календарного года (P_{max} – максимальная присоединенная мощность потребителя; T_{max} – максимальное время потребления максимальной нагрузки; 8760 ч – число часов в календарном году), кВт.

Затраты на замену поврежденного оборудования определяются по формуле:

$$Y_{з} = Z_{об} + Z_{СМР}, \quad (2.48)$$

где $Z_{об}$ – затраты на замену поврежденного оборудования электрической сети; $Z_{СМР}$ – затраты на выполнение строительно-монтажных работ по установке и пуско-наладочным работам замененного электрооборудования.

Общий ущерб электросетевым компаниям определится сложением составляющих данного вида ущерба по формуле:

$$Y_{э.к} = Y_{н.э} + Y_{з}. \quad (2.49)$$

Теперь рассмотрим методику определения материального ущерба для потребителей электроэнергии. Его структура также представлена на рисунке 2.12.

Для учета представленных факторов чаще всего применяют метод удельных ущербов. Однако имеются самые различные мнения о том, какие значения удельного ущерба необходимо выбирать при расчетах. Так, согласно методике расчёта ущерба МТ-34-70-001-95 РАО «ЕЭС России», удельный ущерб необходимо оценивать в тройном размере средней цены (тарифа) на электроэнергию [138]. Такая величина удельного ущерба, очевидно, не соответствует современным реалиям. Или, например, согласно [139], величину удельного ущерба необходимо в среднем принимать равной 2-4,5 долл./кВт·ч. Данное мнение несколько ближе к истине, хотя удельные ущербы могут сильно различаться в зависимости от вида потребителя (аграрная промышленность, сфера обслуживания, бытовой сектор и т.д.) и времени перерыва электроснабжения.

Достаточно объективно значения удельных ущербов представлены в работе В.А. Непомнящего [140]. Здесь удельные ущербы приведены для большинства возможных видов потребителей электроэнергии, а также учтен факт их изменения с течением времени. Однако значения удельных ущербов представлены в ценах 2000 г. В целях большей объективности оценки данные цены необходимо перевести в цены текущего года. Для этого воспользуемся формулой:

$$y_{0,тек.год} = GDP\ deflator \times y_0 \quad (2.50)$$

где $y_{0,тек.год}$ – значение удельного ущерба в ценах текущего года; $y_{0,2000}$ – значение удельного ущерба в ценах 2000 г.; $GDP\ deflator$ – индекс-дефлятор ВВП капитальных вложений и ущербов от нарушений электроснабжения потребителей, показывающий изменение цены в текущем году по сравнению с ценами 2000 г.

Рассмотрим изменение удельного ущерба с течением времени, например, для хлебозавода (таблица 2.7) [140].

Таблица 2.7 – Значение величины удельного ущерба от перерыва электроснабжения для хлебозавода в ценах текущего года

Длительность перерыва электроснабжения, ч	Менее 0,083	0,25	0,5	1	3	5
Величина удельного ущерба, руб./кВт·ч	77	612	7581	11345	26288	31784

При выходе из строя одного элемента электрической сети, например, такого, как разъединитель, время восстановления электроснабжения составит $T_{\epsilon} = 4,63$ ч. Однако, как видно, в таблице 2.7 такое значение отсутствует. Поэтому необходимо найти значение удельного ущерба для данного момента времени. С этой целью построим график функции изменения удельного ущерба в зависимости от времени восстановления электроснабжения $y_0 = f(T_{\epsilon})$ (рисунок 2.13) [130, 140].

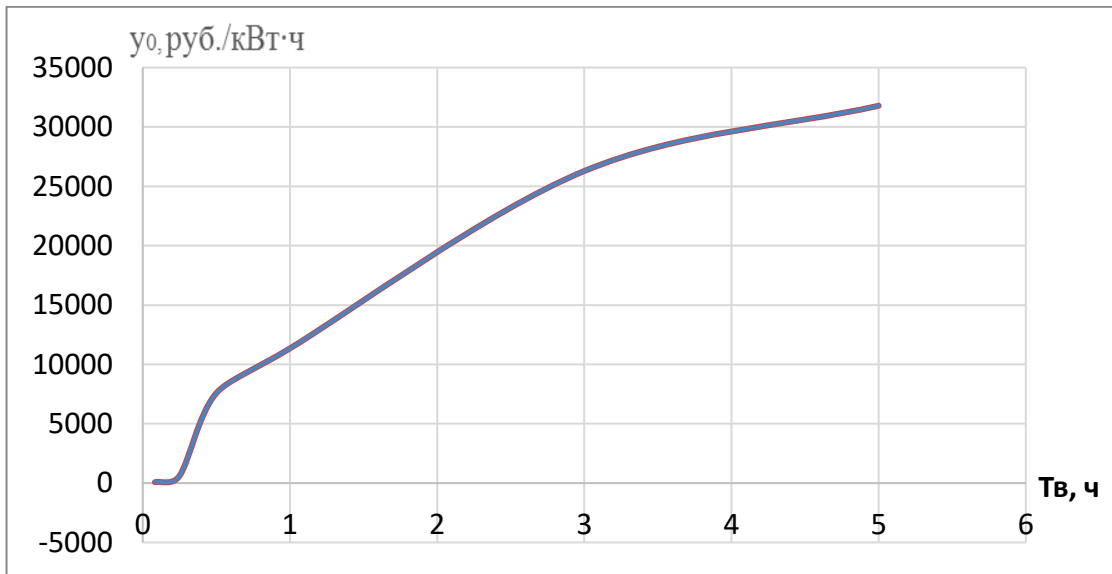


Рисунок 2.13 – Изменение удельного ущерба в зависимости от времени восстановления электроснабжения

Построенный график функции представляет собой некоторую постоянно возрастающую кривую линию. Значение интересующего удельного ущерба находится на графике между точками (3; 26288,72) и (5; 31784,93). Для более точного нахождения необходимого значения удельного ущерба воспользуемся методом кусочно-линейной аппроксимации. Для этого предположим, что указанные точки соединяет не плавная кривая, а прямая линия. В таком случае введем обозначения: $T_{\epsilon 1} = 3$ ч; $y_{01} = 26288,72$ руб./кВт·ч; $T_{\epsilon 2} = 5$ ч; $y_{02} = 31784,93$ руб./кВт·ч; $T_{\epsilon 3} = 4,63$ ч, y_{03} – удельный ущерб, который требуется определить. Поскольку все эти точки находятся на одной прямой, то значение удельного ущерба y_{03} определится следующим образом:

$$y_{03} = y_{01} + \frac{(y_{02} - y_{01}) \cdot (T_{\epsilon 3} - T_{\epsilon 1})}{T_{\epsilon 2} - T_{\epsilon 1}} \quad (2.51)$$

Подставляя уже приведенные значения в данную формулу, получим значение удельного ущерба, равного 30768,13 руб./кВт·ч.

Зная величину удельного ущерба, определим величину общего материального ущерба потребителям электроэнергии по формуле [130]:

$$Y_{n.э} = y_0(T_в) \cdot P_{cp}, \quad (2.52)$$

где $y_0(T_в)$ – величина удельного ущерба потребителям электроэнергии в зависимости от времени восстановления электроснабжения, руб./кВт·ч; P_{cp} – среднее значение активной мощности, потребляемой потребителем в течение календарного года.

В итоге общее выражение для материального ущерба запишется в виде:

$$Y_M = Y_{э.к} + Y_{n.э} \quad (2.53)$$

Таким образом, зная величину вероятности выхода из строя того или иного оборудования, а также величину причиняемого ущерба от произошедшей аварии, можно получить величину риска в конкретном числом виде.

2.6 Определение адекватности и достоверности разработанных методик оценки вероятностей выхода из строя электрических сетей

Из теории математического моделирования известно, что под адекватностью математической модели понимается соответствие результатов вычислительного эксперимента поведению реального объекта или процесса. Модель считается адекватной, если она отражает заданные свойства с приемлемой достоверностью. Достоверность же определяется как степень совпадения значений выходных параметров модели и объекта [141]. Таким образом, для того, чтобы показать адекватность разработанных вероятностных моделей выхода из строя элементов электрической сети, необходимо определить насколько, достоверно они описывают реальные процессы и явления, происходящие в электроустановках.

В данном случае достоверность разработанных вероятностных моделей выхода из строя элементов электрической сети предлагается определить следующим образом:

– Рассмотрим некоторое количество реально эксплуатируемого электрооборудования, для которого достоверно известно, выходило ли оно из строя либо находилось в работоспособном состоянии в межремонтный период, а также имеется информация об их диагностических параметрах и результатах осмотра, полученных в течение данного периода. В качестве примера рассмотрим разъединители с их диагностическими параметрами, эксплуатируемые в АО «СК Алтайкрайэнерго», 20 из которых вышли из строя и 20 из которых находились в работоспособном состоянии (таблица 2.8). Диагностические параметры были получены до момента выхода оборудования из строя, поэтому факт аварии не сказывается на измеряемых параметрах электрооборудования.

Как видно из таблицы 2.8, для рассматриваемых разъединителей на основании результатов проведенных аппаратных измерений и экспертных оценок определены вероятности выхода из строя (столбец 7 таблицы).

Таблица 2.8 – Информация об эксплуатируемых разъединителях

Состояние элемента сети	№ п/п	$R_{из}$	$R_{конт}$	$B_{мех.деф}$	$B_{нож}$	P
Вышли из строя	1	600	150	5	4	0,11868
	2	800	190	6	5	0,13125
	3	2500	185	5	4	0,09151
	4	1200	210	6	4	0,13292
	5	730	160	5	7	0,11108
	6	540	145	6	7	0,12043
	7	3300	195	4	5	0,09647
	8	5000	185	6	5	0,08131
	9	720	208	4	5	0,15461
	10	1100	190	7	8	0,11338
	11	5500	195	6	4	0,09061
	12	820	170	6	5	0,11303
	13	1250	188	6	6	0,10951
	14	600	160	4	6	0,12521
	15	710	137	5	7	0,09729

Продолжение таблицы 2.8

Состояние элемента сети	№ п/п	$R_{из}$	$R_{конт}$	$B_{мех.деф}$	$B_{нож}$	P
	16	6300	195	7	4	0,08905
	17	1100	189	5	5	0,11654
	18	2700	177	6	6	0,08094
	19	730	230	4	4	0,17509
	20	540	163	5	7	0,13382
В работоспособном состоянии	1	7200	152	8	7	0,04736
	2	9300	147	8	8	0,04114
	3	13700	135	9	9	0,02912
	4	10600	128	8	9	0,02729
	5	15200	89	9	9	0,00991
	6	8300	138	8	7	0,03680
	7	18700	115	9	9	0,01756
	8	14200	102	8	8	0,01593
	9	15900	112	7	8	0,02035
	10	12300	105	8	9	0,01628
	11	16700	85	9	10	0,00758
	12	8700	108	8	8	0,02011
	13	9500	114	7	8	0,02321
	14	13300	128	8	7	0,02869
	15	4200	138	7	7	0,04327
	16	6800	145	8	6	0,04384
	17	8200	124	7	7	0,02974
	18	12500	141	7	8	0,03687
	19	15200	82	9	9	0,00872
	20	3200	158	7	7	0,06085

– На основании данных, приведенных в таблице 2.8, определим вероятность того, что какой-либо вышедший из строя разъединитель находится в группе «Вышли из строя». Для этого воспользуемся известной из теории вероятностей формулой Байеса, которая имеет следующий вид [142-143]:

$$P(H_i / A) = \frac{P(H_i) \cdot P(A / H_i)}{P(A)} \quad (2.54)$$

где H_i – совокупность гипотез по отношению к некоторому событию A ;

$P(H_i / A)$ – вероятность наступления события A при известной вероятности гипотез;

$P(H_i)$ – априорные вероятности гипотез;

$P(A / H_i)$ – условные вероятности наступления события A ;

$$P(A) = \sum_{k=1}^n P(H_k) \cdot P(A / H_k) \text{ – полная вероятность наступления события } A.$$

Пусть имеется событие A – выбранный разъединитель вышел из строя, а также две гипотезы: H_1 – выбранный элемент сети принадлежит группе «Вышли из строя», H_2 – выбранный элемент сети принадлежит группе «В работоспособном состоянии». Тогда $P(H_i)$ – вероятность выбора конкретного элемента, а поскольку рассматривается в общей сложности 40 разъединителей, то $P(H_i) = \frac{1}{40} = 0,025$.

Выражение $P(A / H_i)$ означает вероятность выхода из строя разъединителя той или иной группы, а $P(H_i / A)$ – вероятность выбора разъединителя из той или иной группы при условии, что выбранный разъединитель вышел из строя. Результаты расчетов вероятностей приведены в таблице 2.9.

Поскольку вероятность $P(H_i/A)$ определяет вероятность выбора элемента из группы только для конкретного разъединителя, то в совокупности для всей группы значения этих вероятностей необходимо сложить. Тогда вероятность выбора вышедшего из строя разъединителя из группы «Вышли из строя» будет равна 0,80171 т.е. более 80 %. Таким образом, можно сказать, что достоверность разработанной методики равна 80 % и, тем самым, она адекватно описывает те явления и процессы, которые в реальности происходят в электрических сетях.

Таблица 2.9 – К расчету достоверности разработанной методики

Состояние элемента	№ п/п	$P(A/H_i)$	$P(H_i)$	$P(H_i) \cdot P(A/H_i)$	$P(A)$	$P(H_i/A)$	$\Sigma P(H_i/A)$
Вышли из строя	1	0,11869	0,025	0,00297	0,07119	0,04168	0,80171
	2	0,13126	0,025	0,00328		0,04610	
	3	0,09152	0,025	0,00229		0,03214	
	4	0,13293	0,025	0,00332		0,04668	
	5	0,11109	0,025	0,00278		0,03901	
	6	0,12044	0,025	0,00301		0,04230	
	7	0,09647	0,025	0,00241		0,03388	

Продолжение таблицы 2.9

Состояние элемента	№ п/п	$P(A/H_i)$	$P(H_i)$	$P(H_i) \cdot P(A/H_i)$	$P(A)$	$P(H_i/A)$	$\Sigma P(H_i/A)$
	8	0,08131	0,025	0,00203		0,02855	
	9	0,15461	0,025	0,00387		0,05430	
	10	0,11338	0,025	0,00283		0,03982	
	11	0,09061	0,025	0,00227		0,03182	
	12	0,11303	0,025	0,00283		0,03970	
	13	0,10951	0,025	0,00274		0,03846	
	14	0,12521	0,025	0,00313		0,04397	
	15	0,09729	0,025	0,00243		0,03417	
	16	0,08905	0,025	0,00223		0,03127	
	17	0,11655	0,025	0,00291		0,04093	
	18	0,08094	0,025	0,00202		0,02843	
	19	0,17509	0,025	0,00438		0,06149	
	20	0,13382	0,025	0,00335		0,04700	
В работоспособном состоянии	1	0,04736	0,025	0,00118		0,01663	0,19829
	2	0,04114	0,025	0,00103		0,01445	
	3	0,02912	0,025	0,00073		0,01023	
	4	0,02729	0,025	0,00068		0,00959	
	5	0,00991	0,025	0,00025		0,00348	
	6	0,03680	0,025	0,00092		0,01292	
	7	0,01757	0,025	0,00044		0,00617	
	8	0,01593	0,025	0,00040		0,00559	
	9	0,02036	0,025	0,00051		0,00715	
	10	0,01628	0,025	0,00041		0,00572	
	11	0,00758	0,025	0,00019		0,00266	
	12	0,02011	0,025	0,00050		0,00706	
	13	0,02320	0,025	0,00058		0,00815	
	14	0,02869	0,025	0,00072		0,01007	
	15	0,04327	0,025	0,00108		0,01520	
	16	0,04384	0,025	0,00110		0,01540	
	17	0,02974	0,025	0,00074		0,01044	
	18	0,03687	0,025	0,00092		0,01295	
	19	0,00872	0,025	0,00022		0,00306	
	20	0,06085	0,025	0,00152		0,02137	

По приведенной выше методике расчета достоверности разработанной методики определим достоверность уже существующей (традиционной) методики оценки вероятности выхода из строя по классической формуле из теории надежности:

$$P(T) = 1 - \exp(-t \cdot \omega)$$

где t – время фактической эксплуатации электрооборудования; ω – параметр потока отказа для рассматриваемого вида электрооборудования.

В качестве примера рассмотрим те же самые разъединители, которые эксплуатируются в АО «СК Алтайкрайэнерго», 20 из которых вышли из строя и 20 из которых находились в работоспособном состоянии. Здесь в качестве исходных данных для расчетов выступает параметр потока отказов $\omega = 0,01$ 1/год (одинаковый для всех разъединителей), а также фактическое время эксплуатации каждого из представленных разъединителей, выраженное в годах. Сводная таблица с расчетами достоверности традиционной методики оценки вероятности выхода из строя представлена в таблице 2.10.

Таблица 2.10 – Сводная таблица с оценкой достоверности традиционной методики оценки вероятности выхода из строя разъединителя

Состояние элемента сети	№ п/п	Время эксплуатации, год	$P(A/H_i)$	$P(H_i)$	$P(H_i) \cdot P(A/H_i)$	$P(A)$	$P(H_i/A)$	$\Sigma P(H_i/A)$
Вышли из строя	1	11	0,1042	0,025	0,0026	0,0841	0,031	0,607
	2	13	0,1219	0,025	0,003		0,0362	
	3	8	0,0769	0,025	0,0019		0,0229	
	4	13	0,1219	0,025	0,003		0,0362	
	5	11	0,1042	0,025	0,0026		0,031	
	6	12	0,1131	0,025	0,0028		0,0336	
	7	9	0,0861	0,025	0,0022		0,0256	
	8	7	0,0676	0,025	0,0017		0,0201	
	9	15	0,1393	0,025	0,0035		0,0414	
	10	11	0,1042	0,025	0,0026		0,031	
	11	8	0,0769	0,025	0,0019		0,0229	
	12	11	0,1042	0,025	0,0026		0,031	
	13	10	0,0952	0,025	0,0024		0,0283	
	14	12	0,1131	0,025	0,0028		0,0336	
	15	9	0,0861	0,025	0,0022		0,0256	
	16	8	0,0769	0,025	0,0019		0,0229	
	17	11	0,1042	0,025	0,0026		0,031	
	18	7	0,0676	0,025	0,0017		0,0201	

Продолжение таблицы 2.10

Состояние элемента сети	№ п/п	Время эксплуатации, год	$P(A/H_i)$	$P(H_i)$	$P(H_i) \cdot P(A/H_i)$	$P(A)$	$P(H_i/A)$	$\Sigma P(H_i/A)$
	19	17	0,1563	0,025	0,0039		0,0465	
	20	13	0,1219	0,025	0,003		0,0362	
В работоспособном состоянии	1	9	0,0861	0,025	0,0022	0,0841	0,0256	0,393
	2	4	0,0392	0,025	0,001		0,0117	
	3	8	0,0769	0,025	0,0019		0,0229	
	4	7	0,0676	0,025	0,0017		0,0201	
	5	9	0,0861	0,025	0,0022		0,0256	
	6	9	0,0861	0,025	0,0022		0,0256	
	7	7	0,0676	0,025	0,0017		0,0201	
	8	6	0,0582	0,025	0,0015		0,0173	
	9	6	0,0582	0,025	0,0015		0,0173	
	10	3	0,0296	0,025	0,0007		0,0088	
	11	6	0,0582	0,025	0,0015		0,0173	
	12	6	0,0582	0,025	0,0015		0,0173	
	13	6	0,0582	0,025	0,0015		0,0173	
	14	6	0,0582	0,025	0,0015		0,0173	
	15	8	0,0769	0,025	0,0019		0,0229	
	16	5	0,0488	0,025	0,0012		0,0145	
	17	7	0,0676	0,025	0,0017		0,0201	
	18	7	0,0676	0,025	0,0017		0,0201	
	19	9	0,0861	0,025	0,0022		0,0256	
	20	9	0,0861	0,025	0,0022		0,0256	

Из данной таблицы видно, что достоверность традиционной методики составляет практически 61 %. Такое значение достоверности на 19 % ниже, чем достоверность разработанной методики оценки вероятности выхода из строя электрооборудования.

Таким образом, было доказано, что разработанная методика оценки вероятностей выхода из строя электрических сетей адекватно и с высокой степенью достоверности описывает явления и процессы, происходящие в распределительных электрических сетях.

2.7 Алгоритм принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на электросетевое оборудование

2.7.1 Основные понятия об управлении риском выхода из строя электрических сетей

Под управлением риском понимается комплекс мер, направленных на уменьшение его уровня путем изменения негативно влияющих рискообразующих факторов. Методической основой управления риском является теория принятия управленческих решений, которая направлена на выбор наилучшей альтернативы из числа имеющихся [144]. Для уменьшения уровня риска в электрических сетях применяются определенные технические воздействия. В качестве таких воздействий выступают действия (альтернативы), приведенные на рисунке 2.14. По своей сути, технические воздействия уменьшают риск выхода из строя электросетевого оборудования посредством восстановления физического ресурса электрооборудования [145-147].

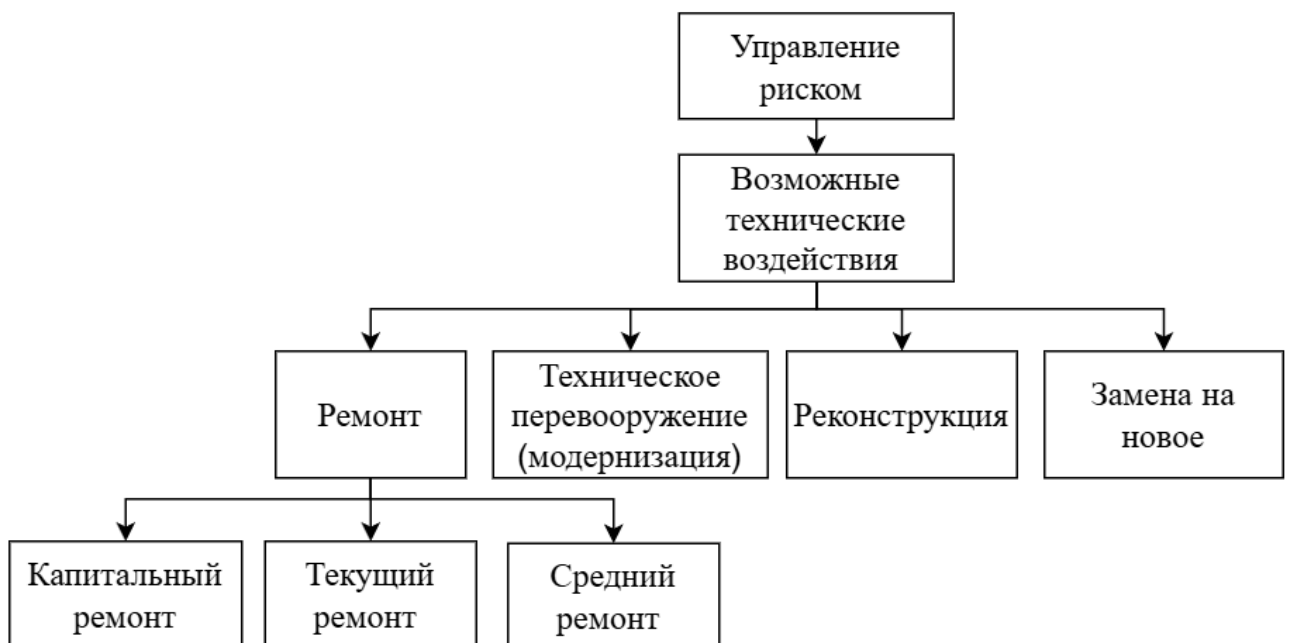


Рисунок 2.14 – Управление риском выхода из строя электрических сетей

Произведем расшифровку технических воздействий, приведенных на рисунке 2.14.

Ремонт электрооборудования – комплекс технических мероприятий по поддержанию работоспособности и регламентируемых НТД характеристик электрооборудования с помощью замены или восстановления изношенных либо полностью отказавших элементов [24].

Ремонт электрооборудования как средство восстановления его физического ресурса также можно разделить на *текущий, средний и капитальный ремонт* [25].

Капитальный ремонт (КР) – комплекс мероприятий, при которых производится полная разборка электрооборудования с восстановлением каких-либо его частей, при этом достигается практически полное восстановление физического ресурса электроустановки.

Текущий ремонт (ТР) производится для обеспечения работоспособности оборудования и состоит в восстановлении его отдельных частей (чаще всего, быстро изнашиваемые элементы), при этом такой ремонт производится в период между двумя капитальными ремонтами.

Средний ремонт (СР) по сравнению с текущим ремонтом несколько сложнее, при этом происходит полная либо частичная разборка электрооборудования и достигается восстановление его основных технических характеристик.

Реконструкция (Р) – изменение конструктивного исполнения отдельных системообразующих узлов электрооборудования при сохранении технических характеристик оборудования.

Техническое перевооружение (модернизация) (ТП) – некоторые системообразующие узлы электрооборудования заменяются на более технологически совершенные, при этом улучшаются технические характеристики оборудования [26].

В целях управления риском выхода из строя электрических сетей применение того или иного технического воздействия должно быть технико-экономически обосновано.

2.7.2 Алгоритм принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на электросетевое оборудование на основе управления риском

Электросетевые организации, в обязанности которых входит качественная эксплуатация электрических сетей, для поддержания надлежащего уровня надежности электроснабжения разрабатывают специальные инвестиционные и ремонтные программы.

Под *инвестиционной программой* электросетевой организации понимается комплекс мер, направленных, в том числе, на реконструкцию (модернизацию) или полную замену оборудования электрических сетей, выработавших свой физический или моральный ресурс [146].

Ремонтная программа электросетевой организации – мероприятия, направленные на выполнение ремонтных работ в целях восстановления частично утратившегося физического ресурса оборудования электрических сетей [147].

Для реализации электросетевыми организациями как инвестиционных, так и ремонтных программ, органами государственного тарифного регулирования выделяются определенные денежные средства, исчисляемые сотнями миллионов, а иногда и миллиардами рублей. Однако, учитывая тот факт, что объем обслуживаемого электросетевого хозяйства крайне велик, а затраты на выполнение технических воздействий также достаточно высоки, то даже такого внушительного финансирования зачастую хватает только для обновления лишь небольшой части электрооборудования, которое наиболее объективно в этом нуждается. В связи с этим, в условиях ограниченных финансовых ресурсов для электросетевых организаций является одной из приоритетных задач выбор электрооборудования, которое вносит наибольшую опасность в систему электроснабжения, и выбор для него технического воздействия с целью уменьшения действующего риска.

В качестве технического воздействия на оборудование целесообразно применять капитальный ремонт, текущий ремонт и отсутствие воздействия. Данное обстоятельство вызвано тем, что такие воздействия, как техническое перевооружение (модернизация), реконструкция и замена на новое, часто связаны

даже не с физическим износом оборудования, сколько с его моральным устареванием. В таком случае показатель технического состояния электрооборудования может послужить только как дополнительный фактор к проведению этих видов технических воздействий. Данные вопросы в диссертационной работе не рассматриваются.

Таким образом, процесс принятия управленческих решений по выбору технических воздействий в системах электроснабжения предлагается производить на основе алгоритма, представленного на рисунке 2.15.

Поскольку риск, как было ранее обусловлено, по своей сути является экономической величиной, то для принятия решения о необходимости проведения ремонтных работ необходимо сравнивать данную величину с величиной приведенных затрат на проведение ремонтов.

Принятие управленческих решений по выбору технических воздействий на оборудование состоит из двух этапов:

1. Выбор конкретного вида управляющего технического воздействия: текущий или капитальный ремонт, либо отсутствие воздействий;
2. Выбор конкретного электрооборудования, для которого необходимо произвести управляющее техническое воздействие в первую очередь при наличии альтернативных вариантов, что связано с финансовыми ограничениями при проведении ремонтов.

Из данного алгоритма видно, что риск-ориентированное управление техническим состоянием электрических сетей производится на основании сравнения приведенных к межремонтному периоду значений рисков R и затрат на устранение возможной аварии Z . При этом рассматривается три критерия:

1. Проведение капитального ремонта производится в случае превышения уровня приведенного риска $R_{\text{кап.рем}}$ над затратами на проведение капитального ремонта $Z_{\text{кап.рем}}$:

$$R_{\text{кап.рем}} > Z_{\text{кап.рем}} \quad (2.55)$$

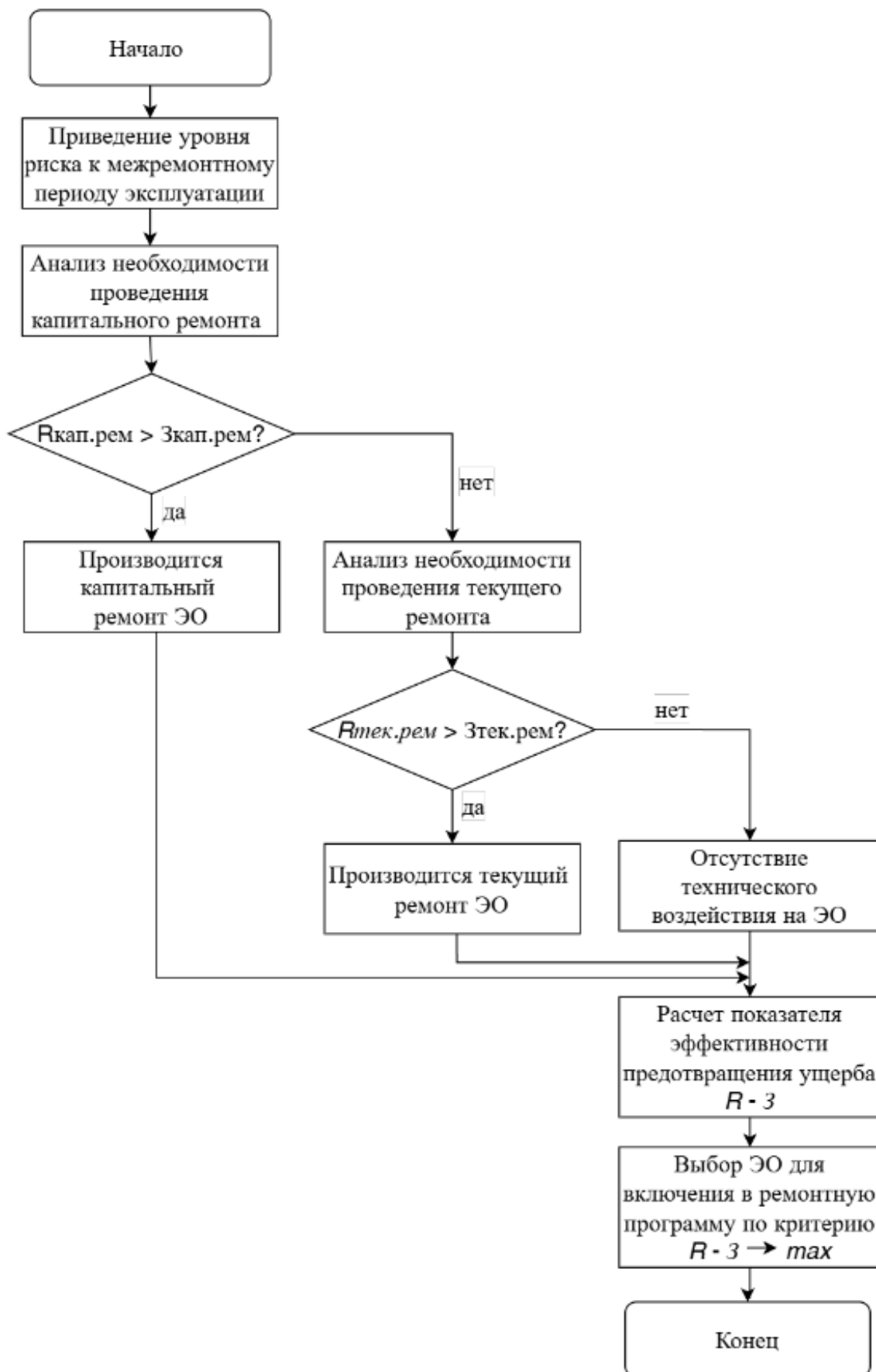


Рисунок 2.15 – Алгоритм принятия управленческих решений по выбору технических воздействий в системах электроснабжения

2. Если первый критерий не выполняется, то проведение текущего ремонта производится в случае превышения уровня приведенного риска $R_{тек.рем}$ над затратами на проведение капитального ремонта $Z_{тек.рем}$:

$$R_{тек.рем} > Z_{тек.рем} \quad (2.56)$$

Если и данный критерий не выполняется, то техническое воздействие на электрооборудование не требуется.

3. Выбор конкретного электрооборудования для включения в ремонтную программу в первую очередь происходит на основании показателя эффективности предотвращения ущерба $R - Z$, и происходит включение в ремонтную программу того электрооборудования, которое имеет наибольшее значение данного показателя:

$$R - Z \rightarrow \max \quad (2.57)$$

Количество и состав электрооборудования с наибольшим значением данного показателя зависит от бюджета ремонтной программы.

Выводы по разделу 2

1. Получены зависимости вероятности пробоя изоляции и нарушения контактных соединений от сопротивления изоляции и сопротивления контакта соответственно, что дает возможность определять вероятности выхода из строя электрооборудования на основании периодически измеряемых параметров, а также статистических данных по отказам вследствие возникновения рассматриваемого аварийного режима. Это позволяет использовать существующие системы технической диагностики электрооборудования, что экономически выгодно.

2. Разработаны методики оценки вероятностей выхода из строя отдельных элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом, которые основаны на полученных зависимостях вероятности пробоя изоляции и нарушения контактных соединений от сопротивления изоляции и сопротивления контакта. Вероятности выхода из строя вследствие механических повреждений электроустановки определяются экспертным методом. При этом вероятность

выхода из строя элемента электрической сети в целом определяются на основе известных формул теории надежности технических систем.

3. С помощью формулы Байеса было определено, что достоверность разработанной методики оценки вероятностей выхода из строя электрических сетей составляет более 80 % и, тем самым, можно говорить о том, что она адекватно отражает явления и процессы, происходящие в элементах электрических сетей. Кроме того, такая достоверность методики на 19 % выше, чем достоверность оценки вероятности выхода из строя электрооборудования, рассчитанной по классической формуле из теории надежности технических систем.

4. Разработана методика оценки ущербов от перерыва электроснабжения с учетом времени восстановления конкретного вида электрооборудования и возникающего ущерба у различных видов потребителей, что позволяет более корректно рассчитывать риски выхода из строя в целях построения системы управления техническим состоянием электрических сетей.

5. Разработан алгоритм поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на элементы электрической сети и систему электроснабжения в целом, который основан на разработанной методике оценки вероятностей выхода из строя отдельных элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом, позволяющий более обоснованно и эффективно принимать управленческие решения при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний.

6. Предложены критерии риск-ориентированного управления техническим состоянием электрических сетей, заключающиеся в сопоставлении рисков выхода из строя электрооборудования за межремонтный период и затрат на проведение ремонтных работ, а также ранжировании электрооборудования по наибольшему значению показателя эффективности предотвращения ущерба. Данные критерии позволяют обеспечить технико-экономическое обоснование принятия управленческих решений в разработанной системе управления техническим состоянием электрических сетей.

3 ПРОГРАММНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ И ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ РАЗРАБОТАННОЙ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1 Разработка программного комплекса по риск-ориентированному управлению техническим состоянием электрических сетей

В целях обеспечения поддержки принятия решения по выбору управляющих технических воздействий на электросетевое оборудование был разработан специальный программный комплекс ROSiE. Программный комплекс имеет основные структурные модули, приведенные на рисунке 3.1.

Рассмотрим назначение данных структурных блоков более подробно.

1) *Ввод конфигурации электрической сети.* В данном блоке происходит формирование конфигурации электрической сети, для которой необходимо определить риск выхода из строя ее элементов. Конфигурация объектов электросетевого хозяйства в программе происходит на основе древовидной структуры. Именно такая структура электрической сети наиболее точно отражает реальное функционирование систем электроснабжения потребителей.

2) *Ввод исходных данных по электрооборудованию и потребителям.* Данный блок предполагает ввод информации по результатам технической диагностики и экспертных оценок исследуемого электрооборудования, а также данные о потребителях электроэнергии (потребляемая мощность и тип).

3) *База данных* включает в себя всю совокупность справочной информации, которая необходима для расчета рисков. Сюда относятся данные по удельным ущербам потребителей электроэнергии, данные о коэффициентах, учитывающие статистику отказов электрооборудования, а также информация об электрооборудовании, которая приведена в паспортах завода-изготовителя, справочниках по нормам эксплуатации электрических сетей и т.д.

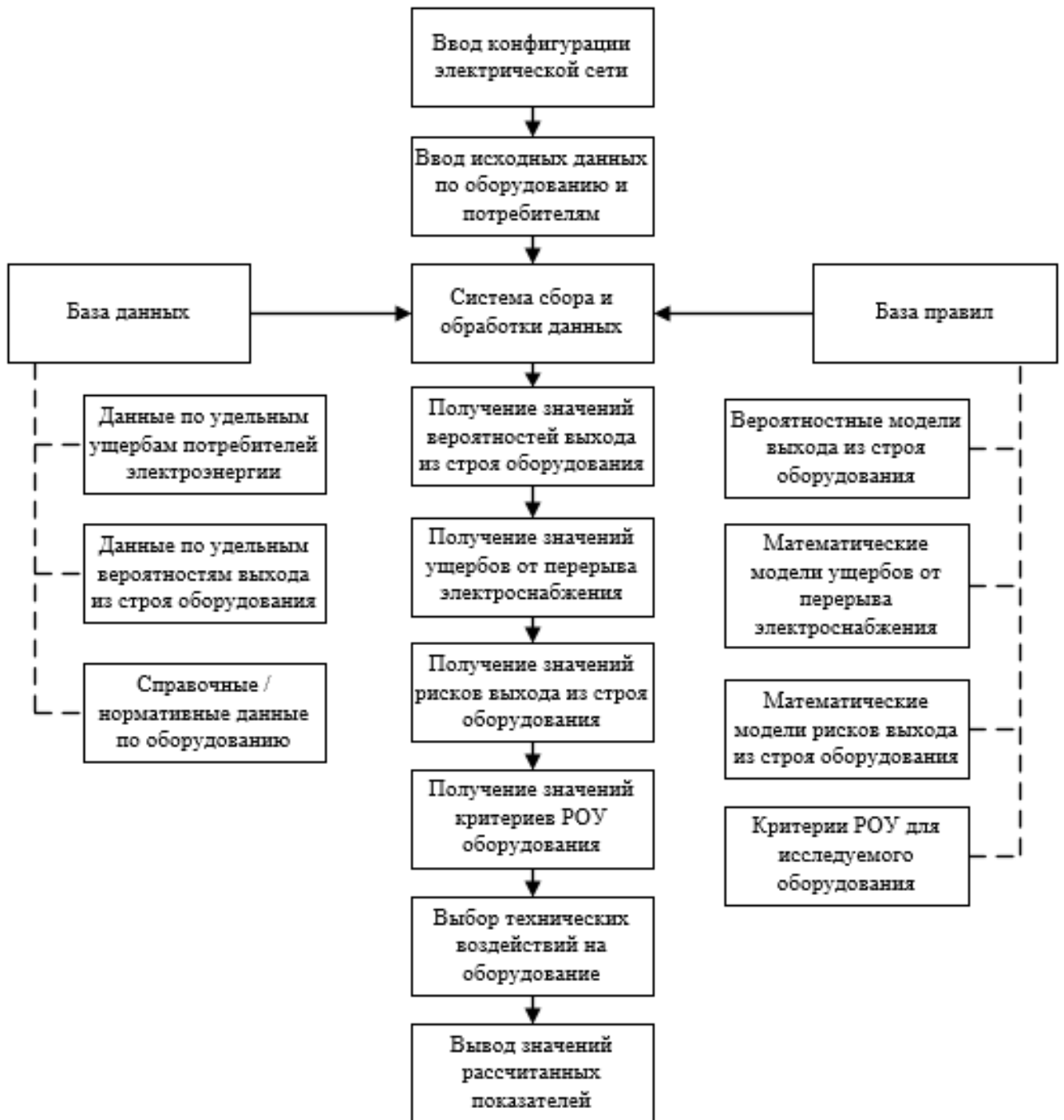


Рисунок 3.1 – Структурные модули программного комплекса ROSiE

4) *База правил* содержит всю совокупность разработанных моделей вероятностей и рисков выхода из строя электрооборудования, а также ущербов от перерыва электроснабжения.

5) Структурные блоки «*Получение значений вероятностей выхода из строя электрооборудования*», «*Получение значений ущербов от перерыва электроснабжения*» и «*Получение значений рисков выхода из строя*

электрооборудования» предназначены для визуализации показателей после их расчета, на основании которых принимаются решения о приоритизации технических воздействий на электрооборудование [148].

Приведем общее описание используемых информационных технологий при разработке программного комплекса:

- Программная среда: Lazarus 2.0.6;
- Язык программирования: Object Pascal;
- Архитектурный паттерн: MVC (Model – View – Controller или Модель – Вид – Контролер);
- СУБД: SQLite.

Интерфейс разработанного программного комплекса ROSiE довольно прост и интуитивно понятен (рисунок 3.2).

Рассматриваемый программный комплекс имеет три блока:

- В блоке, расположенном слева, вводится конфигурация исследуемой электрической сети. Конфигурация сети, как уже упоминалось, имеет древовидную структуру. В вершине дерева располагается КТП либо ВЛ (КЛ) с наивысшим применяемым напряжением. Завершает возможную конфигурацию линия электропередачи низшего напряжения (чаще всего ВЛ-0,4 кВ или КЛ-0,4 кВ) с присоединенными к ней потребителями.

- В блоке, расположенном по середине, находятся элементы электрической сети, входящие в состав рассматриваемой КТП, либо линия электропередачи (ВЛ или КЛ). Так, например, для сети, представленной на рисунке 3.2, при выделении в левом блоке объекта КТП 35/6 кВ, в среднем блоке будут отображаться элементы, которые в нее входят. При этом данные элементы расположены в порядке, соответствующему схеме электрических соединений.

- В блоке, находящемся справа, располагаются исходные данные для расчетов показателей риска элемента, который был выделен в среднем блоке. В примере сети, представленном на рисунке 3.2, при выделении в среднем блоке элемента «Разъединитель № 2 35 кВ» в правом окне становятся доступны для ввода результаты технической диагностики и экспертных оценок данного элемента.

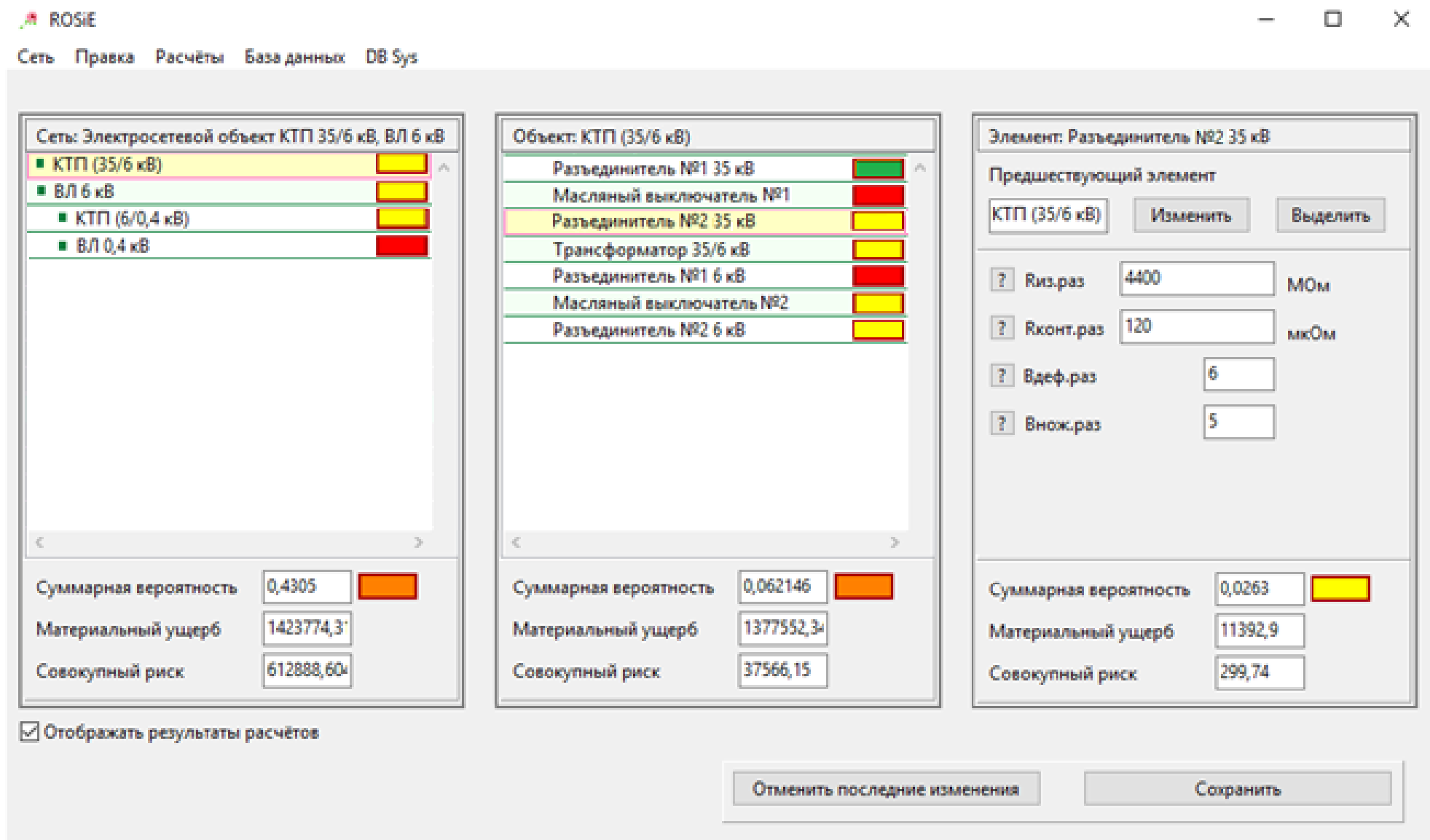


Рисунок 3.2 – Интерфейс программного комплекса ROSiE

– В блоке, находящемся справа, располагаются исходные данные для расчетов показателей риска элемента, который был выделен в среднем блоке. В примере сети, представленном на рисунке 3.2, при выделении в среднем блоке элемента «Разъединитель № 2 35 кВ» в правом окне становятся доступны для ввода результаты технической диагностики и экспертных оценок данного элемента.

Результаты расчетов приведены в окнах программы, имеющие названия «Суммарная вероятность», «Материальный ущерб» и «Совокупный риск». Так, в правом блоке данные показатели относятся к выделенному элементу, в среднем блоке к объекту электросетевого хозяйства (КТП в целом либо ВЛ (КЛ)), а в левом блоке ко всей рассматриваемой группе объектов электросетевого хозяйства типа «КТП – ВЛ (КЛ)».

3.2 Практическая реализация разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей

Рассмотрим возможности использования разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей на примере двух реально функционирующих объектах электросетевого хозяйства, находящихся в зоне технического обслуживания электрических сетей АО «СК Алтайкрайэнерго».

Для сравнения уровня рисков и принятия конкретных управленческих решений по приоритизации технического воздействия на электросетевое оборудование было выбрано два объекта электросетевого хозяйства типа «Понижительная ТП 6/0,4 кВ – Воздушная ЛЭП 0,4 кВ»: а) КТП-18 и отходящие от нее ВЛ-0,4; б) КТП-497 и отходящие от нее ВЛ-0,4. Оба объекта располагаются на территории с. Кулунда Алтайского края. Тип потребителей: бытовые потребители электроэнергии.

Исходные данные для расчета рисков на объекте электросетевого хозяйства КТП-18 – ВЛ-0,4 приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета рисков на объекте электросетевого хозяйства КТП-18 – ВЛ-0,4

Электрооборудование	Измеряемый параметр	Значение параметра
Трансформатор ТМ на 250 кВА	Сопротивление обмоток изоляции	779 МОм
	Сопротивление постоянному току	АВ – 2,214 мкОм, ВС – 2,210 мкОм, АС – 2,211 мкОм
	Результаты экспертных оценок на наличие внешних дефектов	«5»
Разъединитель № 1 РВз-10	Сопротивление изоляции	4400 МОм
	Сопротивление постоянному току	120 мкОм
	Результаты экспертных оценок на наличие внешних дефектов	«6»
	Результаты экспертных оценок состояния ножей	«5»
Разъединитель № 2 РВз-10	Сопротивление изоляции	4350
	Сопротивление постоянному току	115
	Результаты экспертных оценок на наличие внешних дефектов	«5»
	Результаты экспертных оценок состояния ножей	«6»
Воздушная ЛЭП 0,4 кВ с неизолированными проводами	Результаты экспертных оценок на наличие внешних дефектов	«5»
	Результаты экспертных оценок механизма подвеса провода	«4»
Передаваемая мощность		67,39 кВт
Тип потребителей электроэнергии		Бытовые

В представленной таблице приведены основные показатели результатов технической диагностики рассматриваемой части электрических сетей, а также параметры, характеризующие потребителя для возможности расчета ущербов от перерыва электроснабжения. Производя ввод исходных данных в соответствующие ячейки программного комплекса для всего исследуемого электрооборудования, получим результаты, приведенные на рисунках ниже.

Для Разъединителя № 1 расчет показателей риска приведен на рисунке 3.3.

Сеть: Электросетевой объект КТП-18 - ВЛ-0,4 кВ

КТП-18 (6/0,4 кВ)	■
ВЛ-0,4 №1	■

Суммарная вероятность: 0,4305 ■
 Материальный ущерб: 1423774,31
 Совокупный риск: 612888,604

Объект: КТП-18 (6/0,4 кВ)

Разъединитель №1	■
ТМ 250 (6/0,4 кВ)	■
Разъединитель №2	■

Суммарная вероятность: 0,062146 ■
 Материальный ущерб: 1377552,34
 Совокупный риск: 37566,15

Элемент: Разъединитель №1

Предшествующий элемент: КТП-18 (6/0,4) [Изменить] [Выделить]

? Риз.раз: 4400 МОм
 ? Rконт.раз: 120 мкОм
 ? Вдеф.раз: 6
 ? Внож.раз: 5

Суммарная вероятность: 0,0263 ■
 Материальный ущерб: 11392,9
 Совокупный риск: 299,74

Отображать результаты расчётов

[Отменить последние изменения] [Сохранить]

Рисунок 3.3 – Расчет показателей риска для Разъединителя № 1 КТП-18

Для Разъединителя № 2 расчет показателей риска приведен на рисунке 3.4.

ROSIE

Сеть Правка Расчёты База данных DB Sys

Сеть: Электросетевой объект КТП-18 - ВЛ-0,4 кВ	Объект: КТП-18 (6/0,4 кВ)	Элемент: Разъединитель №2
КТП-18 (6/0,4 кВ)	Разъединитель №1	Предшествующий элемент КТП-18 (6/0,4
ВЛ-0,4 №1	ТМ 250 (6/0,4 кВ)	Изменить Выделить
	Разъединитель №2	
Суммарная вероятность: 0,4305	Суммарная вероятность: 0,062146	? Риз.раз: 4350 МОм
Материальный ущерб: 1423774,3	Материальный ущерб: 1377552,3	? Рконт.раз: 115 мкОм
Совокупный риск: 612888,60	Совокупный риск: 37566,15	? Вдеф.раз: 5
		? Внож.раз: 6
		Суммарная вероятность: 0,0241
		Материальный ущерб: 11392,9
		Совокупный риск: 274,91

Отображать результаты расчётов

Отменить последние изменения Сохранить

Рисунок 3.4 – Расчет показателей риска для Разъединителя № 1 КТП-18

Для силового трансформатора ТМ-250 кВА (6/0,4 кВ) расчет показателей риска приведен на рисунке 3.5.

The screenshot shows the ROSiE software interface with the following data:

Panel	Component	Суммарная вероятность	Материальный ущерб	Совокупный риск
Сеть: Электросетевой объект КТП-18 - ВЛ-0,4 кВ	КТП-18 (6/0,4 кВ)	0,4305	1423774,3	612888,60
	ВЛ-0,4 №1			
Объект: КТП-18 (6/0,4 кВ)	Разъединитель №1			
	ТМ 250 (6/0,4 кВ)	0,062146	1377552,3	37566,15
	Разъединитель №2			
Элемент: ТМ 250 (6/0,4 кВ)	Предшествующий элемент	КТП-18 (6/0,4) [Изменить] [Выделить]		
	Риз.тр	779		
	Рконт.тр.мах	2,214		
	Рконт.тр.сред	2,212		
	Рконт.тр.мин	2,21		
	Вмех.тр	5		
Суммарная вероятность		0,013		
Материальный ущерб			1308544,5	
Совокупный риск				16984,91

Additional interface elements include a menu bar (Сеть, Правка, Расчёты, База данных, DB Sys), a status bar (Отображать результаты расчётов), and control buttons (Отменить последние изменения, Сохранить).

Рисунок 3.5 – Расчет показателей риска для силового трансформатора ТМ-250 кВА (6/0,4 кВ) КТП-18

Для ВЛ-0,4, отходящей от КТП-18 расчет показателей риска приведен на рисунке 3.6.

Сеть: Электросетевой объект КТП-18 - ВЛ-0,4 кВ

КТП-18 (6/0,4 кВ)	
ВЛ-0,4 №1	

Суммарная вероятность: 0,4305

Материальный ущерб: 1423774,3

Совокупный риск: 612888,60

Объект: ВЛ-0,4 №1

ВЛ-0,4 №1	
Потребитель №1	

Суммарная вероятность: 0,3927

Материальный ущерб: 46221,97

Совокупный риск: 19981,76

Элемент: ВЛ-0,4 №1

Предшествующий элемент: КТП-18 (6/0,4) [Изменить] [Выделить]

Лвл	1,6
Воп.вл	5
cos α	0,85
Вподв.вл	4

Суммарная вероятность: 0,3927

Материальный ущерб: 46221,97

Совокупный риск: 19981,76

Отображать результаты расчетов

[Отменить последние изменения] [Сохранить]

Рисунок 3.6 – Расчет показателей риска для ВЛ-0,4, отходящей от КТП-18

Ввод данных для потребителей электроэнергии, присоединенных от КТП-18 и отходящей от нее ВЛ-0,4, приведен на рисунке 3.7.

The screenshot shows the ROSIE software interface with three main panels for data entry:

- Left Panel (Network):** Titled "Сеть: Электросетевой объект КТП-18 - ВЛ-0,4 кВ". It contains a list with "КТП-18 (6/0,4 кВ)" and "ВЛ-0,4 №1". Below the list are calculation results: "Суммарная вероятность" (0,4305), "Материальный ущерб" (1423774,3), and "Совокупный риск" (612888,60).
- Middle Panel (Object):** Titled "Объект: ВЛ-0,4 №1". It contains a list with "ВЛ-0,4 №1" and "Потребитель №1". Below the list are calculation results: "Суммарная вероятность" (0,3927), "Материальный ущерб" (46221,97), and "Совокупный риск" (19981,76).
- Right Panel (Element):** Titled "Элемент: Потребитель №1". It shows "Предшествующий элемент" as "КТП-18 (6/0,4)". It includes input fields for "Pпотр" (67,39 кВт) and "Тип потреб." (бытовые).

At the bottom, there is a checkbox "Отображать результаты расчётов" (checked) and two buttons: "Отменить последние изменения" and "Сохранить".

Рисунок 3.7 – Ввод данных для присоединенных потребителей от КТП-18 и отходящей от нее ВЛ-0,4

Исходные данные для расчета рисков на объекте электросетевого хозяйства КТП-497 – ВЛ-0,4 приведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета рисков на объекте электросетевого хозяйства КТП-497 – ВЛ-0,4

Электрооборудование	Измеряемый параметр	Значение параметра
Трансформатор ТМ на 250 кВА	Сопротивление обмоток изоляции	2930 МОм
	Сопротивление постоянному току	AB – 3,872 мкОм, BC – 3,871 мкОм, AC – 3,872 мкОм
	Результаты экспертных оценок на наличие механических повреждений	«8»
Разъединитель № 1 РВз-10	Сопротивление изоляции	13600 МОм
	Сопротивление постоянному току	107 мкОм
	Результаты экспертных оценок на наличие внешних дефектов	«8»
	Результаты экспертных оценок функции замыкания / размыкания ножей	«9»
Разъединитель № 2 РВз-10	Сопротивление изоляции	12700 МОм
	Сопротивление постоянному току	112 мкОм
	Результаты экспертных оценок на наличие внешних дефектов	«7»
	Результаты экспертных оценок замыкания / размыкания ножей	«8»
Воздушная ЛЭП 0,4 кВ с неизолированными проводами	Результаты экспертных оценок опор и фундаментов	«8»
	Результаты экспертных оценок механизма подвеса провода	«7»
Передаваемая мощность		75,1 кВт
Тип потребителей электроэнергии		Бытовые

Производя ввод исходных данных в соответствующие ячейки программного комплекса для всего исследуемого электрооборудования, получим результаты, приведенные на рисунках ниже.

Для Разъединителя № 1 расчет показателей риска приведен на рисунке 3.8.

The screenshot displays the ROSiE software interface with three main panels. The left panel shows the network structure, the middle panel shows the object details, and the right panel shows the specific element configuration and results. At the bottom, there are buttons for 'Отменить последние изменения' and 'Сохранить', and a checkbox for 'Отображать результаты расчётов'.

Сеть	Объект	Элемент
Электросетевой объект КТП-497 - ВЛ-0,4 кВ	КТП-497 (6/0,4 кВ)	Разъединитель №1
КТП-497 (6/0,4 кВ)	Разъединитель №1	Разъединитель №1
ВЛ-0,4 №1	ТМ 250 (6/0,4 кВ)	Разъединитель №2
	Разъединитель №2	Разъединитель №2

Показатель	Сеть	Объект	Элемент
Суммарная вероятность	0,1843	0,0305	0,0123
Материальный ущерб	1662773,31	1570526,0	11474,69
Совокупный риск	306530,31	20283,66	140,56

Параметр	Значение	Единица
Риз.раз	13600	МОм
Рконт.раз	107	мкОм
Вдеф.раз	8	
Внож.раз	9	

Рисунок 3.8 – Расчет показателей риска для Разъединителя № 1 КТП-497

Для Разъединителя № 2 расчет показателей риска приведен на рисунке 3.9.

The screenshot shows the ROSIE software interface with three main panels. The top menu includes 'Сеть', 'Правка', 'Расчёты', 'База данных', and 'DB Sys'. The left panel shows the network structure: 'Сеть: Электросетевой объект КТП-497 - ВЛ-0,4 кВ' with 'КТП-497 (6/0,4 кВ)' and 'ВЛ-0,4 №1' listed. The middle panel shows the object details: 'Объект: КТП-497 (6/0,4 кВ)' with 'Разъединитель №1', 'ТМ 250 (6/0,4 кВ)', and 'Разъединитель №2' listed. The right panel shows the element details for 'Разъединитель №2', including a list of preceding elements and calculation parameters.

Показатель	Значение	Статус
Суммарная вероятность	0,1843	Высокий (желтый)
Материальный ущерб	1662773,31	
Совокупный риск	306530,31	

Показатель	Значение	Статус
Суммарная вероятность	0,0305	Высокий (желтый)
Материальный ущерб	1570526,0	
Совокупный риск	20283,66	

Показатель	Значение	Статус
Суммарная вероятность	0,0148	Высокий (желтый)
Материальный ущерб	11474,69	
Совокупный риск	169,83	

Параметры расчета для Разъединителя №2:

- Риз.раз: 12700 МОм
- Рконт.раз: 112 мкОм
- Вдеф.раз: 7
- Внож.раз: 8

Кнопки: Отображать результаты расчётов, Отменить последние изменения, Сохранить

Рисунок 3.9 – Расчет показателей риска для Разъединителя № 2 КТП-497

Для силового трансформатора ТМ 250 кВА (6/0,4 кВ) расчет показателей риска приведен на рисунке 3.10.

ROSIE

Сеть Правка Расчёты База данных DB Sys

Сеть: Электросетевой объект КТП-497 - ВЛ-0,4 кВ

- КТП-497 (6/0,4 кВ)
- ВЛ-0,4 №1

Суммарная вероятность: 0,1843

Материальный ущерб: 1662773,31

Совокупный риск: 306530,31

Объект: КТП-497 (6/0,4 кВ)

- Разъединитель №1
- ТМ 250 (6/0,4 кВ)
- Разъединитель №2

Суммарная вероятность: 0,0305

Материальный ущерб: 1570526,07

Совокупный риск: 20283,66

Элемент: ТМ 250 (6/0,4 кВ)

Предшествующий элемент: КТП-497 (6/0,4 кВ)

Риз.тр: 2930

Рконт.тр.мах: 3,872

Рконт.тр.сред: 3,8717

Рконт.тр.мин: 3,871

Вмех.тр: 8

Суммарная вероятность: 0,0037

Материальный ущерб: 1455329,21

Совокупный риск: 5362,88

Отображать результаты расчётов

Отменить последние изменения Сохранить

Рисунок 3.10 – Расчет показателей риска для силового трансформатора ТМ 250 кВА (6/0,4 кВ) КТП-497

Для ВЛ-0,4, отходящей от КТП-497 расчет показателей риска приведен на рисунке 3.14.

Сеть: Электросетевой объект КТП-497 - ВЛ-0,4 кВ

КТП-497 (6/0,4 кВ)	
ВЛ-0,4 №1	

Суммарная вероятность: 0,1843

Материальный ущерб: 1662773,31

Совокупный риск: 306530,318

Объект: ВЛ-0,4 №1

ВЛ-0,4 №1	
Потребитель №1	

Суммарная вероятность: 0,1587

Материальный ущерб: 92247,36

Совокупный риск: 14639,66

Элемент: ВЛ-0,4 №1

Предшествующий элемент: КТП-497 (6/0,4 кВ) [Изменить] [Выделить]

? Лвл	2,3
? Воп.вл	8
? cos α	0,88
? Вподв.вл	7

Суммарная вероятность: 0,1587

Материальный ущерб: 92247,36

Совокупный риск: 14639,66

Отображать результаты расчётов

[Отменить последние изменения] [Сохранить]

Рисунок 3.14 – Расчет показателей риска для ВЛ-0,4, отходящей от КТП-497

Ввод данных для потребителей электроэнергии, присоединенных от КТП-497 и отходящей от нее ВЛ-0,4, приведен на рисунке 3.15.

ROSIE

Сеть Плавка Расчёты База данных DB Sys

Сеть: Электросетевой объект КТП-497 - ВЛ-0,4 кВ

КТП-497 (6/0,4 кВ)	
ВЛ-0,4 №1	

Суммарная вероятность: 0,1843

Материальный ущерб: 1662773,31

Совокупный риск: 306530,31

Отображать результаты расчётов

Объект: ВЛ-0,4 №1

ВЛ-0,4 №1	
Потребитель №1	

Суммарная вероятность: 0,1587

Материальный ущерб: 92247,36

Совокупный риск: 14639,66

Элемент: Потребитель №1

Предшествующий элемент: КТП-497 (6/0,4)

? Рпотр: 75,1 кВт

? Тип потреб.: бытовые

Рисунок 3.15 – Ввод данных для присоединенных потребителей от КТП-497 и отходящей от нее ВЛ-0,4

В целях принятия управленческих решений по приоритету технических воздействий на электрооборудование, приведем свод показателей риска выхода из строя электрооборудования подстанций КТП-18 и КТП-497, и отходящих от них линий ВЛ-0,4 (рисунок 3.16).

На основании расчетов показателей вероятностей и рисков выхода из строя элементов электрических сетей и объектов электросетевого хозяйства, а также применяя разработанный алгоритм принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на электросетевое оборудование, можно заключить, что наиболее целесообразно произвести текущий ремонт трансформатора на КТП-18, текущий ремонт разъединителя № 1 на КТП-18, а также капитальный ремонт ВЛ-0,4 отходящей от КТП-18.

Также в целях комплексного обновления объектов электросетевого хозяйства наиболее целесообразно выполнить текущий ремонт КТП-18 в целом. Аналогично поступим и для группы объектов электросетевого хозяйства типа «Подстанция – ВЛ», в данном случае доказано, что наиболее оптимально произвести мероприятия по капитальному ремонту для группы объектов КТП-18 – ВЛ-0,4.

Таким образом, с помощью разработанного программного комплекса по риск-ориентированному управлению техническим состоянием электрических сетей для автоматизированного принятия управленческих решения о приоритете управляющих технических воздействий на изучаемое электрооборудование. Применение данного программного комплекса позволит снизить трудоемкость формирования ремонтных и инвестиционных программ инженерно-техническим персоналом электросетевых компаний, а также исключить (или, по крайней мере свести к минимуму) ошибки при расчете показателей рисков.

Рассматриваемый программный комплекс внедрен в производственно-хозяйственную деятельность электросетевой компании АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго», что подтверждается актом об внедрении разработки, который приведен в приложении Б диссертационного исследования.

Элемент сети	$R_{\text{кап.рем}}$	$Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}}$	$Z_{\text{тек.рем}}$	Критерии принятия решений	Выбор типа технического воздействия	Показатель эффективности R - 3	Выбор приоритета технического воздействия	
Трансформаторы									
Трансформатор КТП-18	144 876	239 000	53 645	6 931	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	46713,70	V
Трансформатор КТП-497	47 173	309 000	17 467	8 961	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	8506,28	
Разъединители									
Разъединитель №1 КТП-18	3 850	40 256	1 078	1 006	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	71,54	V
Разъединитель №2 КТП-18	3 531	40 256	989	1 006	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} < Z_{\text{тек.рем}}$	отсутствие воздействия	-	
Разъединитель №1 КТП-497	1 796	40 256	503	1 006	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} < Z_{\text{тек.рем}}$	отсутствие воздействия	-	
Разъединитель №2 КТП-497	2 170	40 256	608	1 006	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} < Z_{\text{тек.рем}}$	отсутствие воздействия	-	
Воздушные линии									
ВЛ-0,4 от КТП-18	633 966	323 950	381 907	5 183	$R_{\text{кап.рем}} > Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	капитальный ремонт	310015,62	V
ВЛ-0,4 от КТП-497	256 181	323 950	154 326	5 183	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	149142,56	
Электрооборудование КТП в целом									
КТП-18	152 258	319 513	55 711	8 944	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	46767,47	V
КТП-497	51 140	389 513	18 578	10 974	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	7603,94	
Объект электросетевого хозяйства КТП – ВЛ-0,4									
КТП-18 – ВЛ-0,4	786 224	543 463	437 618	14 127	$R_{\text{кап.рем}} > Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	капитальный ремонт	242761,14	V
КТП-497 – ВЛ-0,4	307 321	713 463	172 904	16 157	$R_{\text{кап.рем}} < Z_{\text{кап.рем}}$	$R_{\text{тек.рем}} > Z_{\text{тек.рем}}$	текущий ремонт	156746,50	

Рисунок 3.16 – Показатели риска выхода из строя электрооборудования

3.3 Обоснование экономической эффективности внедрения разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей

При определении экономической эффективности внедрения разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей необходимо рассматривать экономический эффект для потребителей продукта, которыми являются электросетевые организации.

Разработанная система является инвестиционным проектом, поскольку для его покупки электросетевым организациям придется затратить определенные финансовые средства. Экономическую эффективность инвестиционного проекта будем определять с помощью динамического метода, который предполагает, что стоимость денежных потоков изменяется во времени и зависит от макроэкономической ситуации в стране. При таком подходе оценки эффективности инвестиционного проекта необходимо определить следующие показатели [131]:

- Дисконтированный срок окупаемости инвестиционного проекта (DPP);
- Чистый дисконтированный доход или чистая приведенная (текущая) стоимость (NPV);
- Индекс доходности (рентабельность) инвестиций (ID).

Произведем краткое обоснование данных экономических понятий.

Дисконтированный срок окупаемости инвестиционного проекта определяется по следующей формуле [149]:

$$DPP = T_{PP} + \frac{K_0}{KF_{Г.К_d}}, \quad (3.1)$$

где T_{PP} – число лет, предшествующих сроку окупаемости; K_0 – невозмещенная стоимость инвестиционных затрат на начало года окупаемости; $KF_{Г.К_d}$ – сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений с учетом дисконтирования в год наступления срока окупаемости.

Чистый дисконтированный доход или чистая приведенная (текущая) стоимость (NPV) находится следующим образом [149-150]:

$$NPV = \sum_{j=1}^n (NCF_j \cdot Kd_j) - I_o, \quad (3.2)$$

где NCF_j – чистый денежный поток (сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений) за j -ый год; n – расчетный период (число лет), включая период вложения; Kd_j – коэффициент дисконтирования для j -ого года; I_o – количество первоначальных инвестиций.

Коэффициент дисконтирования для j -ого года находится по формуле:

$$Kd_j = \frac{1}{((1 + r / 100) / (1 + i / 100) + p / 100)^{j-1}}, \quad (3.3)$$

где r – ключевая ставка (ставка рефинансирования) Центрального банка Российской Федерации, %; i – объявленный Правительством Российской Федерации ожидаемый темп инфляции на текущий год, %; p – поправка на риск, связанная с нереализацией рассматриваемого инвестиционного проекта, %.

Величина риска не реализации инвестиционного проекта p напрямую зависит от уровня опасности, которая подразумевает цель проекта (таблица 3.3).

Таблица 3.3 – Поправка на риск инвестиционного проекта в зависимости от его целей

Величина риска	Цели проекта	Процент (p)
Низкий	Вложения при интенсификации производства на базе известной и освоенной техники	3-5
Средний	Увеличение объема продаж существующей продукции	8-10
Высокий	Производство и продвижение на рынок нового продукта	13-15
Очень высокий	Вложения в научные исследования и инновации	18-20

Индекс доходности (рентабельность) инвестиций показывает величину прироста финансовых активов на единицу инвестиций и определяется по формуле [149]:

$$ID = \frac{NPV}{I_o}. \quad (3.4)$$

Произведем обоснование экономической эффективности для одной из электросетевых организаций, обслуживающих электрические сети в Алтайском крае – АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго».

В качестве расходов при реализации инвестиционного проекта выступают затраты денежных средств на:

- единовременное приобретение программного комплекса в размере 800 000 руб.;
- продление лицензионного соглашения на программный продукт в размере 80 000 руб. в год.

Доходом в данном случае будет являться экономический эффект, который был получен в процессе оптимизации ремонтных и инвестиционных программ организации. На основании имеющейся практики применения риск-ориентированных систем управления техническим состоянием электрических сетей [17] было спрогнозировано, что электросетевые организации от использования программного комплекса смогут получить следующие положительные эффекты от первоначального среднего значения:

- Уменьшение недоотпуска электроэнергии в среднем на 4 % в год, что связано с снижением аварийности в электрических сетях.
- Снижение фонда оплаты труда эксплуатационного персонала в среднем на 1 % в год за счет его соответствующего сокращения. При этом под термином «сокращение» необходимо понимать не увольнение из организации персонала, который непосредственно занимается процессом ремонта элементов электрических сетей, а перевод его в другие сферы деятельности (например, обслуживание приборов учета электроэнергии, выявление неучтенного потребления электроэнергии и т.д.). Такой механизм возможен вследствие

кадрового дефицита в электроэнергетике, когда многие должности из числа эксплуатационного персонала долгое время остаются вакантными.

– Уменьшение складских запасов в среднем на 5 % в год вследствие того, что материалы, оборудование и различные комплектующие тратятся на замену или ремонт только того электрооборудования, которое реально в этом нуждается. Однако получаемую сумму уменьшения складских запасов в денежном эквиваленте нельзя рассматривать как прямую экономию. Более корректно складские запасы рассматривать как величину снижения необходимых оборотных средств. Таким образом, экономия денежных средств в случае уменьшения складских запасов определяется как уменьшение кредитных средств на рассматриваемую сумму:

$$\text{ЭСЗ} = \Delta\text{СЗ} \times (r + 1 \%) \quad (3.5)$$

где $\Delta\text{СЗ}$ – величина уменьшения складских запасов; $(r + 1 \%)$ – ставка процента по кредиту для электросетевых организаций (идеально возможный вариант); r – ключевая ставка (ставка рефинансирования) Центрального банка Российской Федерации, %; 1% – кредитная надбавка.

Более подробно эффекты от использования разработанной системы для АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Положительные эффекты от использования разработанной системы для АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго»

Показатель	Среднее текущее значение	Прогнозируемое изменение		Положительный эффект	Положительный эффект в денежном эквиваленте
		1-ый год	2-ой год		
Недоотпуск электроэнергии	2328948 кВт·ч в год	1-ый год	-4 %	93157 кВт·ч	260842 руб.
		2-ой год	-8 %	186315 кВт·ч	521684 руб.
		3-ий год	-12 %	279473 кВт·ч	782526 руб.

Продолжение таблицы 3.4

Показатель	Среднее текущее значение	Прогнозируемое изменение		Положительный эффект	Положительный эффект в денежном эквиваленте
		Год	Изменение		
		4-ый год	-16 %	372631 кВт·ч	1043368 руб.
		5-ый год	-20 %	465789 кВт·ч	1304210 руб.
Фонд оплаты труда	253122048 руб. в год	1-ый год	-1 %	2531220 руб.	2531220 руб.
		2-ой год	-2 %	5062440 руб.	5062440 руб.
		3-ий год	-3 %	7593661 руб.	7593661 руб.
		4-ый год	-4%	10124881 руб.	10124881 руб.
		5-ый год	-5 %	12656102 руб.	12656102 руб.
Величина складских запасов	15802996 руб.	1-ый год	-5 %	63211 руб.	63211 руб.
		2-ой год	-10 %	126423 руб.	126423 руб.
		3-ий год	-15 %	189635 руб.	189635 руб.
		4-ый год	-20 %	252847 руб.	252847 руб.
		5-ый год	-25 %	316059 руб.	316059 руб.
<i>Итоговый экономический эффект, руб. за 5 лет</i>					42829119 руб.

В таблице 3.4 эффект от уменьшения недоотпуска электроэнергии определяется как произведение дополнительного количества электроэнергии, отпущенной потребителям вследствие уменьшения аварийности в электрической сети $P_{отн}$, на стоимость передачи электроэнергии C_3 :

$$EE = C_3 \cdot P_{отн} \quad (3.6)$$

На основании вышеприведенных в данном пункте формул составим сводные таблицы для расчета показателей экономической эффективности рассматриваемого инвестиционного проекта.

Таблица 3.5 – Расчет дисконтированного срока окупаемости инвестиционного проекта

Наименование показателей	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Темп инфляции, %	7,41	7,30	7,20	7,10	7,00	6,90
Ставка рефинансирования ЦБ РФ, %	16,00	19,00	17,00	15,00	13,00	11,00

Продолжение таблицы 3.5

Наименование показателей	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Величина риска инвестиционного проекта, %	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00	18,00
Коэффициент дисконтирования	1,00	0,78	0,62	0,51	0,43	0,37
Объем инвестиций без учета дисконтирования, тыс. руб.	800	80	80	80	80	80
Сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений без учета дисконтирования, тыс. руб.	0	2855	5710	8565	11421	14276
Объем инвестиций с учетом дисконтирования, тыс. руб.	800	62	49	40	34	29
Дисконтированная сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений, тыс. руб.	0	2215	3532	4346	4892	5318
Сальдо, тыс. руб.	-800	2152	3483	4305	4858	5288
Сальдо нарастающим итогом, тыс. руб.	-800	1352	4836	9141	14000	19288
Дисконтированный срок окупаемости (<i>DPP</i>), лет	1,388					

Произведем расчет основных показателей, на основании которых будут приниматься решения по эффективности инвестиционных вложений: чистого дисконтированного дохода (*NPV*) и индекса доходности инвестиций (*ID*). При этом величина чистого дисконтированного дохода определяется на следующий год после дисконтированного срока окупаемости (*DPP*) инвестиционного проекта. Расчет чистого дисконтированного дохода и индекса доходности инвестиций приведен в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчет чистого дисконтированного дохода и индекса доходности инвестиции

Наименование показателей	2023 г.	2024 г.	2025 г.	2026 г.	2027 г.	2028 г.
Объем инвестиций, тыс. руб.	800	80	80	80	80	80
Объем инвестиций нарастающим итогом, тыс. руб.	800	880	960	1040	1 120	1 200
Сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений, тыс. руб.	0	2855	5710	8565	11421	14276
Дисконтированная сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений, тыс. руб.	0	2215	3532	4346	4892	5318
Дисконтированная сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений нарастающим итогом, тыс. руб.	0	2215	5747	10094	14986	20304
Сальдо, тыс. руб.	-800	1335	4787	9054	13866	19104
Чистый дисконтированный доход (<i>NPV</i>), тыс. руб.	4787					
Индекс доходности инвестиций (<i>ID</i>)	5,98					

Произведя расчеты показателей экономической эффективности рассмотренного инвестиционного проекта, можно сделать следующие выводы:

– дисконтируемый срок окупаемости инвестиций составляет немного более 1 года, что при внедрении в практическое действие научных изысканий является вполне приемлемым результатом, учитывая, что, инвестиционные проекты в научно-технической сфере, срок окупаемости которых составляет более 3 лет, считаются неэффективными;

– чистый дисконтированный доход для данного инвестиционного проекта составил 4,79 млн. руб., при этом индекс доходности инвестиций равен 5,98, или,

иными словами, за 3 года реализации проекта значение первоначальных инвестиций увеличилось практически в 6 раз, что также является достаточно хорошим результатом.

Таким образом, рассмотренный инвестиционный проект для АО «Сетевая компания Алтайкрайэнерго» в случае внедрения его в свой производственный процесс окажется экономически эффективным. При этом сэкономленные денежные средства при оптимизации инвестиционных и ремонтных программ целесообразно инвестировать в дальнейшую реновацию объектов электросетевого хозяйства, что, в свою очередь, приведет к повышению надежности электроснабжения потребителей.

Выводы по разделу 3

1. Создан программный комплекс по риск-ориентированному управлению техническим состоянием электрических сетей для автоматизированного принятия управленческих решения о приоритете управляющих технических воздействий. Применение данного программного комплекса позволит снизить трудоемкость формирования ремонтных и инвестиционных программ электросетевых компаний, а также исключить ошибки при расчете показателей рисков.

2. Применяя разработанную риск-ориентированную систему управления техническим состоянием электрических сетей, в автоматизированном режиме были рассчитаны показатели рисков выхода из строя двух объектов электросетевого хозяйства, расположенных в с. Кулунда Алтайского края: КТП-18 и отходящие от нее ВЛ-0,4, а также КТП-497 и отходящие от нее ВЛ-0,4, которые находятся на балансе АО «СК Алтайкрайэнерго». На основании критериев риск-ориентированного управления приняты технико-экономически обоснованные решения о техническом воздействии на электросетевое оборудование.

3. Спрогнозировано, что за счет применения разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей можно за 5 лет уменьшить недоотпуск электроэнергии на 20 %, фонд оплаты

труда эксплуатационного персонала на 5 %, а величину складских запасов на 25 %. Так, при внедрении системы в производственный процесс АО «СК Алтайкрайэнерго» экономический эффект за 5 лет использования составляет 42,8 млн. руб. При этом если рассматривать программный комплекс как инвестиционный проект, то дисконтированный срок окупаемости DPP составляет немного более 1 года, чистый дисконтированный доход NPV – 4,787 млн. руб., а индекс доходности инвестиций ID равен 5,98.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных научных исследований получены новые теоретические и практические результаты, направленные на повышение обоснованности и эффективности принимаемых решений при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний.

1. Получены зависимости вероятности пробоя изоляции и нарушения контактных соединений от сопротивления изоляции и сопротивления контакта соответственно, что дает возможность определять вероятности выхода из строя электрооборудования на основании периодически измеряемых параметров, а также позволяет использовать существующие системы технической диагностики электрооборудования, что экономически выгодно.

2. Разработаны методики оценки вероятностей выхода из строя отдельных элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом, которые основаны на полученных зависимостях вероятности пробоя изоляции и нарушения контактных соединений от сопротивления изоляции и сопротивления контакта. Данные методики позволяют достичь достоверности выходных данных разработанной системы управления техническим состоянием электрических сетей на уровне 80 %, что на 19 % выше уже существующих методик. Такая достоверность обеспечивается благодаря представлению ресурса электрооборудования в виде контролируемых параметров: сопротивления изоляции и токоведущих частей, а также наличию поправочных коэффициентов A , отражающего статистику дефектов и параметров потока отказов для каждого вида электрооборудования. Учитывая такую достоверность методики, можно говорить, что она адекватно описывает явления и процессы, протекающие в электрических сетях.

3. Разработана методика оценки ущербов от перерыва электроснабжения с учетом времени восстановления конкретного вида электрооборудования и возникающего ущерба у различных видов потребителей, что позволяет более

корректно рассчитывать риски выхода из строя в целях построения системы управления техническим состоянием электрических сетей.

4. Разработан алгоритм поддержки принятия управленческих решений по выбору технических воздействий на элементы электрической сети и систему электроснабжения в целом, который основан на разработанной методике оценки вероятностей выхода из строя отдельных элементов электрической сети и системы электроснабжения в целом, и позволяющий более обоснованно и эффективно принимать управленческие решения при формировании инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний.

5. Предложены критерии риск-ориентированного управления техническим состоянием электрических сетей, заключающиеся в сопоставлении рисков выхода из строя электрооборудования за межремонтный период и затрат на проведение ремонтных работ, а также ранжировании электрооборудования по наибольшему значению показателя эффективности предотвращения ущерба. Данные критерии позволяют обеспечить технико-экономическое обоснование принятия управленческих решений в разработанной системе управления техническим состоянием электрических сетей.

6. Спрогнозировано, что за счет применения разработанной риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей можно за 5 лет уменьшить недоотпуск электроэнергии на 20 %, фонд оплаты труда эксплуатационного персонала на 5 %, а величину складских запасов на 25 %. Так, при внедрении системы в производственный процесс АО «СК Алтайкрайэнерго» экономический эффект за 5 лет использования составляет 42,8 млн. руб. При этом если рассматривать программный комплекс как инвестиционный проект, то дисконтированный срок окупаемости DPP составляет немного более 1 года, чистый дисконтированный доход NPV – 4,79 млн. руб., а индекс доходности инвестиций ID равен 5,98.

Таким образом, в представленном диссертационном исследовании решена задача по разработке принципиально новой риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей, поставленная

Министерством энергетики РФ и направленная на повышение достоверности оценки технического состояния электрических сетей. Решение данной задачи имеет существенное значение для развития электросетевого комплекса России.

В качестве дальнейшего развития представленного в данной научной работе подхода может служить разработка методики прогнозирования остаточного ресурса электрооборудования на заданный интервал времени, а также определение оптимальных сроков и объемов проведения ремонтных работ с механизмом оценки эффективности таких работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Голубев, П. В. Без обновления сети дальше существовать не могут / П. В. Голубев // Энергоэксперт. – 2011. – № 1 (24). – С. 12–16.
2. Грабчак, Е. П. Организационно-экономический механизм управления технико-экономической эффективностью единой энергетической системой России: диссертация ... канд. эконом. наук: 08.00.05 / Е. П. Грабчак; Место защиты: ФГБУН Институт проблем рынка РАН, 2018. – 150 с.
3. Антоненко, И. Н. Риск-ориентированный подход к управлению производственными активами энергетики / И. Н. Антоненко // Энергоэксперт. – 2020. – № 1(73). – С. 26-33.
4. Биргер, И. А. Техническая диагностика / И. А. Биргер – Москва: Машиностроение, 1978. – 240 с.
5. Ключев, В. В. Неразрушающий контроль и диагностика: справочник / В. В. Ключев, Ф. Р. Соснин, В. Н. Филинов. – Москва: Машиностроение, 2003. – 657 с.
6. Сви, П. М. Методы и средства диагностики оборудования высоконапряжения / П. М. Сви. – Москва: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
7. Левин, В. М. Критерии принятия решений при выборе воздействий по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования / В. М. Левин, К. И. Сагалакова // Новое в российской электроэнергетике. – 2019. – № 2. – С. 30-39.
8. Давиденко, И. В. Системы диагностирования высоковольтного маслонаполненного силового электрооборудования: учебное пособие для студентов и специалистов / И. В. Давиденко, В. Н. Осотов. – Екатеринбург: УГТУ-УПИ, 2003. – 117 с.
9. Давиденко, И. В. Структура экспертно-диагностической и информационной системы оценки состояния высоковольтного оборудования / И. В. Давиденко, В. П. Голубев, В. И. Комаров, В. Н. Осотов // Электрические станции. – 1997. – № 6. – С. 25.

10. Кокин, С. Е. Энерго-информационные модели функционирования и развития систем электроснабжения больших городов: дис. д-р. техн. наук: 05.14.02 / С. Е. Кокин. – Екатеринбург, 2013. – 367 с.

11. Буторин, В. А. Прогнозирование отказов и комплектование запасными элементами распределительных сетей 10 кВ / В. А. Буторин, Л. М. Рыбаков, С. В. Волков // Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2005. – № 1. – С. 21-23.

12. Назарычев, А. Н. Риск-ориентированное управление эксплуатацией электрооборудования с учетом его технического состояния / А. Н. Назарычев, А. А. Пугачев, Д. А. Андреев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2020. – № 6 (63). – С. 134-135.

13. Назарычев А. Н. Методы и модели оптимизации ремонта электрооборудования объектов энергетики с учетом технического состояния / А. Н. Назарычев. – Иваново: ИЭК Минэнерго РФ, 2002. – 157 с.

14. Никольский, О. К. Критериальная оценка рисков сельских электрических сетей / О. К. Никольский, А. Ф. Костюков, Н. И. Черкасова // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2014. – № 10 (120). – С. 126-131.

15. Никольский, О. К. Сценарное моделирование риска сельских электрических сетей / О. К. Никольский, Н. И. Черкасова, А. Ф. Костюков // Вестник Алтайского государственного аграрного университета. – 2014. – № 9 (119). – С. 117-122.

16. Воробьев, Н. П. Прогнозирование техногенных рисков на основе теории нечетких множеств в системах сельского электроснабжения / Н. П. Воробьев, Н. И. Черкасова, А. Ф. Костюков // Материалы международной научно-практической интернет-конференции «Энерго-и ресурсосбережение – XXI век». – 2014. – С. 121-124.

17. Гинзбург, В. В. Риск-ориентированная модель управления технологическими активами / В. В. Гинзбург, В. В. Целиков, В. Н. Гробштейн // Энергоэксперт. – 2008. – № 2. – С. 26-30.

18. Волкова, И. О. К вопросу о классификации рисков в электроэнергетике / И. О. Волкова // Экономика, экология и общество России в 21-м столетии. Тр. 4-й междунар. НПК; 21-23 мая 2002 г. – СПб.: Изд-во Санкт-Петерб. политех. ун-та. – Т.2. – С. 219-222.

19. Волкова, И. О. Стратегия планирования и организации технического обслуживания и ремонта производственных активов транспортных электросетевых компаний на основе риск-менеджмента [Текст] / И. О. Волкова // Экономические науки. – 2008. – № 10. – С. 315-319.

20. **Боярков, Д. А.** Уровень состояния электроэнергетических активов в условиях постреформирования РАО «ЕЭС России» / **Д. А. Боярков, А. В. Яценко** // Перспективные научные исследования: опыт, проблемы и перспективы развития: сборник научных статей по материалам VII Международной научно-практической конференции. – 2022. – С. 20-25.

21. Положение ПАО «Россети» О единой технической политике в электросетевом комплексе // Москва: ПАО «Россети, 2021. – 223 с.

22. Годовые отчеты ПАО «Россети Сибирь» по результатам работы за 2014-2022 гг [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: <https://www.rosseti-sib.ru/about/dokumenty-about/godovye-otchety/>. – Загл. с экрана.

23. Сведения о техническом состоянии электрических сетей ПАО «Россети Сибирь» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – <https://www.rosseti-sib.ru/potrebitelyam/territory/>. – Загл. с экрана.

24. Короткевич, М. А. Основы эксплуатации электрических сетей: учебное пособие / М. А. Короткевич. – Минск: Высшая школа, 1999. – 269 с.

25. Костин, В. Н. Монтаж и эксплуатация оборудования электроснабжения: учебное пособие / В. Н. Костин. – Санкт-Петербург: СЗТУ, 2004. – 184 с.

26. Полуянович, Н. К. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт систем электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие / Н. К. Полуянович. – Таганрог: Изд-во ТТИ ЮФУ, 2007. – 280 с.

27. Акимова, Н. А. Монтаж, техническая эксплуатация и ремонт электрического и электромеханического оборудования: учебное пособие /

Н. А. Акимова, Н. Ф. Котеленец, Н. И. Сентюрихин, Ю. А. Китаев. – Москва: Академия, 2004. – 296 с.

28. ГОСТ 18322-2016. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения: утв. Приказом Росстандарта 28.03.2017 № 186-ст. – М., 2017. – 23 с.

29. Затонский, А. В. Оптимизация модели информационной системы поддержки техобслуживания и ремонта оборудования / А. В. Затонский // Информационные технологии. – 2007. – № 3. – С. 2-7.

30. Евстафьев, И. Н. Организация сбора данных для выбора оптимальной стратегии управления техническим обслуживанием и ремонтом оборудования / И. Н. Евстафьев // Metallurg. – 2009. – № 3. – С. 30-33.

31. Хисматуллин, А. С. Методика технического обслуживания и ремонта промышленных силовых трансформаторов по техническому состоянию / А. С. Хисматуллин, А. Х. Вахитов, А. А. Феоктистов // Фундаментальные исследования. – 2016. – Т. 2. – № 2.

32. Назарычев, А. Н. Основные принципы системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования по техническому состоянию / А. Н. Назарычев // Надежность либерализованных систем энергетики. – 2004. – С. 173-189.

33. Россети переходят на ремонт «по состоянию» [Электронный ресурс] – Режим доступа: <http://digitalsubstation.com/blog/2017/01/31/rosseti-perehodyat-na-remont-po-sostoyaniyu/>. – Загл. с экрана.

34. Стратегия развития электросетевого комплекса Российской Федерации: распоряж. правительства РФ от 03 апреля 2013 г. № 511-р // Собр. законодательства РФ. – 2013. – № 14 (8 апреля). – Ст. 1738.

35. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Москва: Изд-во Энергосервис, 2003. – 388 с.

36. Объем и нормы испытаний электрооборудования: справочник / под общ. ред. Б. А. Алексеева, Ф. Л. Когана, Л. Г. Мамиконянца. – 6-е изд., с изм. и доп. – Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 263 с.

37. РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования. Москва: Изд-во НЦ ЭНАС, 1997. – 216 с.

38. Дмитриенко, А. Г. Техническая диагностика. Оценка состояния и прогнозирование остаточного ресурса технически сложных объектов: учебное пособие / А. Г. Дмитриенко, А. В. Блинов, Д. В. Волков, В. С. Волков; под общ. ред. Д. И. Нефедьева, Б. В. Цыпина. – Пенза: Пензенский государственный университет, 2013. – 62 с.

39. Хальясмаа, А. И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Д. А. Глушков. – Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 64 с.

40. ГОСТ 16504-81. Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения. – Москва: ИПК Издательство стандартов, 2003. – 22 с.

41. ГОСТ 18353-79 Контроль неразрушающий. Классификация видов и методов. - Москва: ИПК Издательство стандартов, 1980. – 18 с.

42. ГОСТ 25315-82. Контроль неразрушающий электрический. Термины и определения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 18.06.82. – Москва, 1982. – 7 с.

43. ГОСТ 23483-79. Контроль неразрушающий. Методы теплового вида. Общие требования: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 08.02.79. – Москва, 1979. – 14 с.

44. ГОСТ 24450-80. Контроль неразрушающий магнитный. Термины и определения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 28.11.80. – Москва, 1980. – 6 с.

45. ГОСТ 24289-80. Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 30.06.80. – Москва, 1982. – 10 с.

46. ГОСТ 24521-80. Контроль неразрушающий оптический. Термины и определения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 23.02.82. – Москва, 1982. – 4 с.

47. ГОСТ 25313-82. Контроль неразрушающий радиоволновой. Термины и определения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 18.06.80. – Москва, 1982. – 8 с.

48. ГОСТ 20415-82. Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 30.12.80. – Москва, 1980. – 6 с.

49. ГОСТ 24034-80. Контроль неразрушающий радиационный. Термины и определения: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 12.03.80. – Москва, 1980. – 12 с.

50. ГОСТ 18442 – 80. Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования: утв. Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам 15.05.80. – Москва, 1980. – 16 с.

51. Глущенко, П. В. Аспекты интеллектуализации автоматизированного диагностирования динамических сетевых объектов непрерывного типа электроэнергетики // Управление экономическими системами: электронный научный журнал. – 2014. – № 4 (64).

52. Самарин, А. В. Современные технологии мониторинга воздушных электросетей ЛЭП / А. В. Самарин, Д. Б. Рыгалин, А. А. Шкляев // Естественные и технические науки. – 2012. – № 1. – С. 2.

53. Дарьян, Л. А. Автоматизированная система мониторинга и диагностики оборудования подстанции: общие технические требования / Л. А. Дарьян, Е. В. Ильина, Р. М. Образцов, К. Е. Сипачев // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2015. – № 1(28). – С. 82-88.

54. **Боярков Д. А.** Современные подходы к осуществлению технического обслуживания и диагностики электрических сетей / **Д. А. Боярков**, Б. С. Компанец // XVI Международная научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение - XXI век». – 2018. – С. 52-55.

55. Павелко, Н. Ю. Обзор технических и организационных мероприятий контроля электрооборудования подстанций / Н. Ю. Павелко // Инновационная наука. – 2015. – № 5 (2). – С. 114-116.

56. Da Silva, A. M. L. et al. Integrated reliability evaluation of generation, transmission and distribution systems // IEE Proceedings-Generation, Transmission and Distribution. – 2002. – Т. 149. – № 1. – С. 1-6.

57. Bao, Y. et al. Impact of human error on electrical equipment preventive maintenance policy // 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting. – IEEE, 2015. – С. 1-5.

58. Khalyasmaa, A. I. et al. Electrical equipment life cycle monitoring // Advanced Materials Research. – Trans Tech Publications Ltd, 2014. – Т. 1008. – С. 536-539.

59. Balzer, G. Condition assessment and reliability centered maintenance of high voltage equipment // Proceedings of 2005 International Symposium on Electrical Insulating Materials, 2005. (ISEIM 2005). – IEEE, 2005. – Т. 1. – С. 259-264.

60. Stone, G. C. Partial discharge diagnostics and electrical equipment insulation condition assessment // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2005. – Т. 12. – № 5. – С. 891-904.

61. Munteanu, A. et al. Aspects regarding the Monitoring of Electrical Equipment from Electric Traction // 2018 International Conference and Exposition on Electrical And Power Engineering (EPE). – IEEE, 2018. – С. 547-550.

62. Компанеец, Б. С. О необходимости разработки систем по оценке и управлению рисками выхода из строя электрических сетей / Б. С. Компанеец, Д. А. Боярков // Электротехнические комплексы и системы. – 2018. – С. 200-202.

63. Боярков, Д. А. Пути совершенствования методов оценки и управления рисками выхода из строя электрических сетей / Д. А. Боярков, Б. С. Компанеец // Международная научно-практическая конференция «Электротехнические комплексы и системы». – 2018. – С. 222-225.

64. Компанеец, Б. С. Формирование обобщенного показателя состояния изоляции для оценки вероятности короткого замыкания / Б. С. Компанеец, С. Ф. Нефёдов // Энерго-и ресурсосбережение XXI век. – 2013. – С. 107.

65. Asset management systems. Разработка методических указаний по оценке технического состояния оборудования «Холдинг МРСК» [Электронный ресурс]: офиц. сайт. – Режим доступа: http://amstm.ru/projects/holding_mrsk/. – Загл. с экрана.

66. Попов, Г. В. Экспертная система оценки состояния электрооборудования «Диагностика+» / Г. В. Попов, Е. Б. Игнатьев, Л. В. Виноградова, Ю. Ю. Рогожников, Д. А. Ворошина // Электрические станции. – 2011. – № 5. – С. 36–45.

67. Хальясмаа, А. И. Вопросы реализации оценки технического состояния силового оборудования на электрических подстанциях / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, М. В. Осотова // Вопросы современной науки и практики. – 2013. – № 1(45). – С. 289–300.

68. Хальясмаа, А. И. Оценка состояния силовых трансформаторов на основе анализа данных технической диагностики / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, М. В. Осотова // Вестник ЮУрГУ. – 2013. – Т. 13. – № 2. – С. 114–12.

69. Хальясмаа, А. И. Автоматизированная система принятия решений для оценки фактического состояния электрооборудования / А. И. Хальясмаа, С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин // Сборник трудов V международная молодёжная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи – 2014». – 2014. – С. 187-193.

70. Давиденко, И. В. Система компьютерной диагностики маслонаполненного оборудования в рамках энергосистемы / И. В. Давиденко, В. П. Голубев, В. И. Комаров, В. Н. Осотов, С. В. Туркевич // Энергетик. 2000. – № 11. – С. 52–56.

71. Приказ Минэнерго России от 26.07.2017 № 676 «Об утверждении методики оценки технического состояния основного технологического оборудования». – Москва, 2018. – 274 с.

72. Никольский, О. К. Теория и практика управления техногенными рисками: учебное пособие / О. К. Никольский, Н. П. Воробьев, Т. В. Еремина, А. Ф. Костюков, А. Ф. Калинин, А. Н. Тушев. – Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2015. – 219 с.

73. Никольский, О. К. Технология управления рисками опасностей электроустановок на предприятиях АПК / О. К. Никольский, Н. П. Воробьев; под общ. ред. О. В. Пилипенко, А. Н. Качанова, Ю. С. Степанова // Энерго- и ресурсосбережение – XXI век: материалы XIV международной научно-практической интернет-конференции. – Орел: Госуниверситет-УНПК. – 2016. – С. 191 – 199.

74. **Боярков, Д. А.** Математические модели техногенных рисков опасности человеко - машинной системы / **Д. А. Боярков**, О. К. Никольский // Материалы XIII Всероссийской научно - технической конференции студентов, аспирантов и молодых учёных «Наука и молодежь». – 2016. – Режим доступа: http://edu.secna.ru/media/f/epb_sod_2016.pdf.

75. Акимов, В. А. Основы анализа и управления риском в природной и техногенной сфере: учебник / В. А. Акимов, В. В. Лесных, Н. И. Радаев. – Москва : ФИД "Деловой экспресс", 2004. – 352 с.

76. Чулков, Н. А. Надежность технических систем и техногенный риск: учебн. пособие для студ. высш. учеб. заведений / Н. А. Чулков, А. Н. Деренок. – 3 изд. – Томск: Изд-во Том. политехн. ун-та, 2012. – 151 с.

77. Hartmann, G. C. Technical risk, product specifications, and market risk // Branscomb, Lewis M., and Philip Auerswald, Taking Technical Risks: How Innovators, Executives, and Investors Manage High Tech Risks. – 2003. – С. 30-43.

78. Ветошкин, А. Г. Техногенный риск и безопасность: учебное пособие / А. Г. Ветошкин, К. Р. Таранцева. – 2 изд., перераб. и доп. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2001. – 171 с.

79. Филатов, А. А. Структура рисков электросетевых компаний / А. А. Филатов // Вопросы развития народного хозяйства Российской Федерации. Межвузовский сборник научных трудов студентов и аспирантов. Третий выпуск, часть 1. – Иваново: Ивановский государственный техн-ий ун-т, 2007. – С. 47-51.

80. **Боярков, Д.А.** Анализ классификации рисков сельских электрических сетей / **Д. А. Боярков** // VII Всероссийская научная конференция «Актуальные вопросы энергетики». – 2020. – С. 14-16.

81. **Боярков, Д. А.** Анализ и оценка производственных рисков электросетевых организаций / **Д. А. Боярков, Ю. В. Герауф** // Общество. Экономика. Культура: актуальные проблемы, практика решения. – 2019. – С. 17-22.

82. **Боярков, Д. А.** Алгоритм анализа и управления рисками в сельских электрических сетях / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // Роль аграрной науки в устойчивом развитии сельских территорий. – 2019. – С. 632-636.

83. **Боярков Д. А.** Анализ рисков возникновения опасных ситуаций в сельской электрической сети / **Д. А. Боярков** // VIII Международная конференция «Ресурсоэффективные системы в управлении и контроле: взгляд в будущее». – 2019. – С. 59-62.

84. Вишняков, Я. Д. Общая теория рисков: учебн. пособие для студ. высш. учеб. заведений – 2-е изд. испр. / Я. Д. Вишняков, Н. Н. Радаев – Москва: Издат. центр "Академия", 2008. – 368 с.

85. **Боярков, Д. А.** Анализ методов оценки рисков выхода из строя сельских электрических сетей / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // XVII Международная научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение – XXI век». – 2019. – С. 250-253.

86. **Боярков, Д. А.** Современные методы моделирования и оценки рисков опасности электроустановок производственных объектов / **Д. А. Боярков** // XV Международная научно-практическая конференция «Энерго- и ресурсосбережение - XXI век». – 2017. С. 74-77.

87. Калинин, А. Ф. Оценка и управление интегральным риском опасности электроустановок на предприятиях АПК в условиях неопределенности: дис. ... канд. техн. наук: 05.20.02 / Александр Фёдорович Калинин. – Улан-Удэ, 2015. – 198 с.

88. Никольский, О. К. Техническая диагностика и остаточный ресурс электроустановок: монография / О. К. Никольский, Н. П. Воробьев. – Барнаул: Алтайский дом печати, 2013. – 207 с.

89. Орлов, А. И. Экспертные оценки / А. И. Орлов // Заводская лаборатория. – 2008. – Т. 62. – № 1. – С. 54–60.
90. Суворов, В. С. Экспертное оценивание технических систем: учебное пособие / В. С. Суворов. – Москва, 2007. – 113 с.
91. Анохин, А. Н. Методы экспертных оценок: учебное пособие / А. Н. Анохин. – Обнинск: ИАТЭ, 1996. – 148 с.
92. Фокин, Ю. А. Оценка надежности систем электроснабжения: учебник / Ю. А. Фокин, В. А. Труфанов. – Москва: Энергоиздат, 1981. – 224 с.
93. Анищенко, В. А. Основы надежности систем электроснабжения: учебное пособие / В. А. Анищенко, И. В. Колосова. – Минск: БИТУ, 2007. – 151 с.
94. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике: учебное пособие для вузов / Ю. Б. Гук. – Ленинград: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990. – 208 с.
95. Волков, Н. Г. Надежность функционирования систем электроснабжения: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 157 с.
96. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанции и подстанции: учебник для вузов / Б. Н. Неклепаев. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1986. – 640 с.
97. Указания по применению показателей надежности элементов энергосистем и работы энергоблоков с паротурбинными установками. – Москва: СПО Союзтехэнерго, 1985. – 18 с.
98. Богородицкий, Н. П. Теория диэлектриков: учебник / Н. П. Богородицкий, А. А. Воробьев, Б. П. Тареев. – Москва: Энергия, 1965. – 366 с.
99. Серебряков, А. С. Электротехническое материаловедение. Электроизоляционные материалы: учебное пособие / А. С. Серебряков. – Москва: Маршрут, 2005 (АООТ Твер. полигр. комб.). - 278 с.: ил.
100. Лоханина, А. К. Силовые трансформаторы. Справочная книга / под ред. С. Д. Лизунова, А. К. Лоханиной. – Москва: Энергоиздат. – 2004. – 616 с.

101. Акбердин, А. М. Определение технического состояния силовых кабелей ПС в процессе эксплуатации / А. М. Акбердин, З. Х. Павлова // Нефтегазовое дело. – 2008. – Т. 6. – № 2. – С. 88-105.

102. Компанеец, Б. С. Сравнительная оценка пожарной опасности различных объектов электроснабжения / Б. С. Компанеец, С. Ф. Нефедов // Ползуновский вестник. – 2013. – № 4. – С. 27-32.

103. Мотуско, Ф. Я. Защитные устройства в электроустановках / Ф. Я. Мотуско. – Москва: Энергия, 1973 – 200 с.

104. Ильин, В. А. Математический анализ: учебник для вузов / В. А. Ильин, В. А. Садовничий, Бл. Х. Сендов. – Москва: Изд-во МГУ, 1987. – 358 с.

105. Пригарин, С. М. Численный анализ (интерполяция, численное дифференцирование и интегрирование): учебное пособие / С. М. Пригари; Новосиб. гос. ун-т. – Новосибирск: ИПЦ НГУ, 2018. – 90 с.

106. Некрасов, О. Н. Интерполирование и аппроксимация данных полиномами степенного, экспоненциального и тригонометрического вида / О. Н. Некрасов, Э. Г. Мирмович // Научные и образовательные проблемы гражданской защиты. – 2010. – № 4. – С. 23-32.

107. Киркинский, А. С. Математический анализ: учебное пособие / А. С. Киркинский. – Москва: Академический проект, 2006. – 526 с.

108. Сошников, А. А. Количественные показатели в технологиях безопасности / А. А. Сошников, Б. С. Компанеец // Ползуновский вестник. – 2014. – № 4. – С. 119-123.

109. **Боярков, Д. А.** Механизм приоритизации обновления электрических сетей с учетом рисков выхода их строя / **Д. А. Боярков**, Б. С. Компанеец // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2024. – № 5. – С. 24-33.

110. **Боярков, Д. А.** Учет аварийных режимов при определении вероятности выхода из строя электросетевого оборудования / **Д. А. Боярков**, Б. С. Компанеец // Материалы XVI международной научно-практической интернет-конференции «Энерго-и ресурсосбережение – XXI век». – 2018. – С. 56-58.

111. **Боярков, Д. А.** Алгоритм риск-ориентированного управления техническим состоянием электрических сетей / **Д. А. Боярков, А. В. Ященко** // Автоматизация в промышленности. – 2022. – № 1. – С. 56-60.

112. **Боярков, Д. А.** Управление производственными активами электросетевых компаний на основе риск-ориентированного подхода / **Д. А. Боярков** // XI Международная научная конференция «Современный специалист-профессионал: теория и практика». – 2019. – С. 13-16.

113. **Боярков, Д. А.** Методика оценки технического состояния электрических сетей на основе определения вероятности выхода их из строя / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики. – 2024. – № 5. – С. 31-43.

114. **Боярков, Д. А.** Методика оценки технического состояния оборудования распределительных электрических сетей / **Д. А. Боярков, А. В. Анисимов, Б. С. Компанец** // XVI Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука и молодежь». – 2019. – С. 1127-1130.

115. Сергей, И. И. Токоведущие части электростанций и подстанций: учебное пособие / И. И. Сергей [и др.]. – Минск: БНТУ, 2011. – 82 с.

116. ГОСТ 10434-82 Соединения контактные электрические. Классификация. Общие технические требования. – Москва, 1982. – 3 с.

117. Бредихин, А. М. Электрические контактные соединения: учебник для вузов / А. М. Бредихин, М. В. Хомяков. – Москва: Энергия, 1980. – 168 с.

118. **Боярков, Д. А.** Методика выстраивания приоритетов обновления электросетевого оборудования на основе определения рисков выхода его из строя / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец, В. И. Синицин** // Энергетик. – 2024. – № 11. – С. 22-26.

119. **Boyarkov, D. A.** Electric Grids Technical Evaluation Method based on their Failure Probability / **D. A. Boyarkov, B. S. Kompaneets** // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. – IOP Publishing, 2020. – Т. 791. – № 1. – С. 012030.

120. **Боярков, Д. А.** Определение технического состояния электрических сетей на основе экспертного оценивания / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // Материалы XVI Всероссийской научно-технической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «Наука и молодежь». – 2019. –Т. 2. – С. 1023-1026.

121. **Боярков, Д. А.** Экспертное оценивание технического состояния коммутационных аппаратов сельских трансформаторных подстанций / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // XIV Международная научно-практическая конференция «Аграрная наука - сельскому хозяйству». – 2020. – С. 50-52.

122. **Боярков, Д. А.** Метод оценки технического состояния воздушных линий электропередачи в сельской местности / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // XVII Международная научно-практическая конференция «Энерго-и ресурсосбережение – XXI век». – 2019. – С. 186-190.

123. Чунихин, А. А. Электрические аппараты. Общий курс: учебник / А. А. Чунихин. –3-е изд., перераб. и доп. – Москва: Энергоатомиздат, 1988. – 720 с.: ил.

124. Лещинская, Т. Б. Электроснабжение сельского хозяйства: учебник / Т. Б. Лещинская, И. В. Наумов. – Москва: БИБКМ, ТРАНСЛОГ, 2015. – 656 с.

125. Кокин, С. Е. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. – Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. – 100 с.

126. **Боярков, Д. А.** Особенности оценки ущербов от выхода из строя электрических сетей / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец** // Материалы XVI международной научно-практической интернет-конференции «Энерго-и ресурсосбережение – XXI век». – 2018. – С. 49-52.

127. Черкасова, Н. И. Интегральный ущерб от рисков в системах сельского электроснабжения / Н. И. Черкасов, А. Ф. Костюков, О. К. Никольский // Электробезопасность. – 2014. – № 2. – С. 24-29.

128. Никольский, О. К. Основы электромагнитной совместимости: учебник для вузов / О. К. Никольский, Л. В. Куликова, А. А. Сошников [и др]. под ред. докт.

техн. наук, проф. Р. Н. Карякина. – Барнаул: АлтГТУ, ОАО «Алтайск. полиграф. комбинат», 2007. – 480 с.

129. **Боярков, Д. А.** Интегральная оценка ущерба от электроустановок / **Д. А. Боярков**, А. И. Богатырев, Ю. А. Овечкина // Материалы XII международной научно-практической интернет-конференции «Энерго- и ресурсосбережение – XXI век». – 2016. – С. 12-15.

130. **Боярков, Д. А.** Методика экономической оценки ущербов при перерыве электроснабжения в сельской местности / **Д. А. Боярков**, Ю. В. Герауф, Н. И. Глотова, О. Е. Доскач // Международный научный журнал. – 2019. – № 5. – С. 60-66.

131. **Боярков, Д. А.** Управление инвестиционной деятельностью электросетевых компаний на основе риск-ориентированного подхода / **Д. А. Боярков**, Ю. В. Герауф // Алтайский вестник финансового университета. – 2019. – № 4. – С. 65-75.

132. Лесных, В. В. Проблемы оценки экономического ущерба, вызванного перерывами в электроснабжении / В. В. Лесных, Т. Б. Тимофеева, В. С. Петров // Экономика региона. – 2017. – № 3. – С. 847-858.

133. Задарожный, А. В. Методы и механизмы компенсации риска снижения надежности электроснабжения в интеллектуальных энергосистемах / А. В. Задарожный, Р. В. Окороков // Научно-технические ведомости Санкт-Петербургского государственного политехнического университета. Экономические науки. – 2013. – № 3 (173). – С. 140-149.

134. Карпов, В. В. Оценка экономических ущербов коммерческих потребителей с учетом надежности электроснабжения / В. В. Карпов, В. И. Вдовин // Вестник СибАДИ. – 2014. – № 4 (38). – С. 128-135.

135. Эдельман, В. И. Методика оценки ущерба потребителей энергии при нарушениях электроснабжения / В. И. Эдельман // Академия энергетики. – 2009. – № 4. – С. 74-83.

136. Мозоль, В. И. Оценка экономического ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии на предприятиях «Алтайкрайэнерго» / В. И. Мозоль // Ползуновский вестник. – 2006. – № 3-1. – С. 225-227.

137. Лесных, А. В. Оценка ущерба и регулирование ответственности за перерывы в электроснабжении: зарубежный опыт / А. В. Лесных, В. В. Лесных // Проблемы анализа риска. – 2005. – Т. 2. – № 1. – С. 33-49.

138. Методика расчета экономического ущерба от нарушения в работе энергетического оборудования МТ-34-70-001-95. – Москва: РАО «ЕЭС России», 1995.

139. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – Москва: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.

140. Непомнящий, В. А. Экономические потери от нарушений электроснабжения потребителей: учебное пособие / В. А. Непомнящий. – Москва: Издательский дом МЭИ, 2010. – 188 с.: ил.

141. Кубланов, М. С. Математическое моделирование. Методология и методы разработки математических моделей механических систем и процессов: учеб. пособие / М. С. Кубланов. – 4-е изд. – Москва: МГТУ ГА, 2013. – Ч. I.

142. Вентцель, Е. С. Теория вероятностей: учебник для вузов / Е. С. Вентцель. – 4-е изд., стереотип. – Москва: Наука, Физматгиз, 1969 – 576 с.

143. Гмурман, В. В. Теория вероятностей и математическая статистика: Учебное пособие / В. В. Гмурман. – 12-е издание. – Москва: Высшее образование, 2008. – 479 с.

144. Балдин, К. В. Управление рисками: учеб. пособие / К. В. Балдин, С. Н. Воробьев. – Москва: ЮНИТИ-ДАНА, 2012. – 511 с.

145. **Боярков, Д. А.** Методология управления техногенными рисками опасности электроустановок на объектах АПК / **Д. А. Боярков**, О. К. Никольский, Н. П. Воробьев, Л. В. Куликова, Е. О. Мартко // Достижения науки и техники АПК. – 2017. – Т. 31. – № 3. – С. 58-64.

146. **Боярков, Д. А.** Технология управления производственным риском электросетевых компаний / **Д. А. Боярков** // Проблемы управления финансами в условиях цифровой экономики. – 2019. – С. 23-26.

147. **Боярков, Д. А.** Применение методов риск-ориентированного подхода к управлению производственными активами сельскохозяйственных организаций / **Д. А. Боярков, Ю. В. Герауф, Б. С. Компанец** // XIV Международная научно-практическая конференции «Аграрная наука - сельскому хозяйству». В 2-х книгах. – 2019. – С. 50-52.

148. **Боярков, Д. А.** Программный комплекс по оценке и управлению рисками выхода из строя электрических сетей / **Д. А. Боярков, Б. С. Компанец, А. В. Яценко** // Автоматизация в промышленности. – 2021. – № 11. – С. 4-8.

149. Рыбина, И. А. Оценка инвестиционных проектов: учебно-методическое пособие / И. А. Рыбина. – Воронеж: НАУКА-ЮНИПРЕСС, 2015 – 92 с.

150. Ример, М. И. Экономическая оценка инвестиций: учебник для вузов / М. И. Ример, А. Д. Касатов, Н. Н. Матвиенко. – 2-е изд. – Санкт-Петербург: Питер, 2008. – 480 с.

Приложение А. Математические модели вероятностей выхода из строя элементов электрической сети

Разъединители и выключатели нагрузки

Вероятность выхода из строя изоляции разъединителя:

$$P_{из.раз} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.раз}}{R_{из.раз.норм}} \sqrt{e^{A_{из.раз}}}}, \quad (A.1)$$

где $R_{из.раз}$ – сопротивление изоляции, измеренное в процессе проведения технической диагностики разъединителя; $R_{из.раз.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции разъединителя, регламентируемое ПУЭ;

$A_{из.раз} = \ln\left(\frac{1}{1 - \Omega_{из.раз}}\right) \cdot \frac{R_{из.изм.раз}}{R_{из.норм.раз}} = 0,04846$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов разъединителя при пробое изоляции;

$\Omega_{из.раз} = \omega_{раз} \cdot \alpha_{из.раз}$ – обобщенный показатель выхода из строя изоляции разъединителя; $\omega_{раз} = 0,01$ – параметр потока отказов для разъединителя (справочная величина); $\alpha_{из.раз} = 0,3721$ – доля разъединителей, вышедших из строя вследствие пробоя изоляции.

Вероятность выхода из строя токоведущих частей разъединителя:

$$P_{конт.раз} = \frac{1}{\frac{R_{конт.раз}}{R_{конт.раз.норм}} \sqrt{e^{A_{конт.раз}}}}, \quad (A.2)$$

где $R_{конт.раз}$ – сопротивление токоведущих частей, в том числе контактных соединений разъединителя, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{конт.раз.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления токоведущих частей, в том числе контактных соединений

разъединителя, регламентируемое ПУЭ; $A_{конт.раз} = \ln\left(\frac{1}{\Omega_{конт.раз}}\right) \cdot \frac{R_{конт.раз}}{R_{конт.раз.норм}} = 2,9414$

– коэффициент, учитывающий статистику дефектов разъединителя при повреждении токоведущих частей; $\Omega_{конт.раз} = \omega_{раз} \cdot \alpha_{конт.раз}$ – параметр потока отказов

токоведущих частей, в том числе контактных соединений разъединителя; $\omega_{раз} = 0,01$ – параметр потока отказов для разъединителя (справочная величина); $\alpha_{конт.раз} = 0,4186$ – доля разъединителей, вышедших из строя вследствие выхода из строя токоведущих частей, в том числе контактных соединений.

Рассмотрим математическую модель вероятности выхода из строя разъединителя вследствие механических повреждений. Для разъединителя механические повреждения можно разбить на две составляющие: наличие внешних видимых дефектов конструкции, а также наличие дефектов работы механизмов.

Вероятность выхода из строя разъединителя при наличии внешних дефектов определится следующим образом:

$$P_{деф.раз} = \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{деф.раз}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (A.3)$$

где $B_{деф.раз}$ – экспертная оценка разъединителя на наличие внешних видимых дефектов по шкале от 1 до 10 баллов.

При этом сама шкала экспертных оценок приведена в таблице А.1.

Таблица А.1 – Шкала экспертных оценок внешних видимых дефектов разъединителя

Шкала оценки элемента	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) Крепление разъединителя плотное и надежное, без изменения его положения от исходного; 2) Поверхность изоляторов чистая и ровная, не имеет дефектов (сколы, трещины); 3) В местах соединения токоведущих элементов отсутствуют следы коррозии, деформации, подвижность; 4) Прочие элементы не имеют видимых дефектов: сколов, трещин, деформаций, следов коррозии.
6 «удовлетворительное»	1) Крепление разъединителя плотное, возможно незначительное изменение положения от исходного в следствии механической нагрузки; 2) Поверхность изоляторов имеет незначительные сколы, трещины, изменение окраски части поверхности (хотя бы один признак);

Продолжение таблицы А.1

Шкала оценки элемента	Качественное описание оценки элемента электрической сети
	3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются следы коррозии, но отсутствуют другие дефекты; 4) Прочие элементы имеют незначительные сколы, трещины, деформации, следы коррозии (хотя бы один признак).
2 «неудовлетворительное»	1) Крепление разъединителя слабое, корпус подвижен; 2) Поверхность изоляторов имеет значительные сколы, трещины, наблюдаются следы действия электрической дуги (хотя бы один признак); 3) В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются почернения, существенные деформации, в соединениях имеется подвижность (хотя бы один признак); 4) Прочие элементы имеют значительные сколы, трещины, деформации, следы коррозии (хотя бы один признак).

Вероятность выхода из строя ножей разъединителя определится по формуле:

$$P_{\text{нож.раз}} = \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{\text{нож.раз}}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (\text{A.4})$$

где $B_{\text{нож.раз}}$ – экспертная оценка разъединителя на наличие дефектов ножей по шкале от 1 до 10 баллов.

Шкала экспертных оценок приведена в таблице А.2.

Таблица А.2 – Шкала экспертных оценок дефектов ножей разъединителя

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) Во всех испытаниях амплитуда движения контактов одинаковая; 2) Соприкосновение поверхностей контактов полное и плотное; 3) Все элементы обладают чистой и ровной поверхностью без дефектов, деформаций и изменения цвета;

Продолжение таблицы А.2

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
	4) Нож движется полностью параллельно зажимам
6 «удовлетворительное»	1) В одном или двух испытаниях движение контактов неполное; 2) Соприкосновение поверхностей контактов стало менее полным, сила прижатия элементов снизилась; 3) На поверхности ножа наблюдаются незначительные неровности, нож незначительно искривлен, возможно изменение цвета контакта (хотя бы один признак); 4) Нож движется незначительно непараллельно зажимам.
2 «неудовлетворительное»	1) В трех и более испытаниях движение контактов неполное; 2) Хотя бы в одном испытании контакты не сжались или всегда имеют очень малую поверхность соприкосновения и силу сжатия; 3) На поверхности наблюдаются существенные неровности, присутствуют раковины от электрической дуги и/или трещины, следы плавления, поверхность ножа сильно искривлена (хотя бы один признак); 4) Нож движется значительно непараллельно зажимам.

Приведем алгоритм экспертного оценивания механических дефектов для разъединителя. Оценивание необходимо производить, начиная с описания наивысшей оценки «10». При несоответствии в худшую сторону качественного описания состояния разъединителя любого одного из представленных пунктов необходимо понизить максимальную оценку: а) на 1 балл, если состояние разъединителя соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «6»; б) на 2 балла, если состояние разъединителя соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «2».

Поскольку разъединитель выйдет из строя при предельном проявлении хотя бы одного из механических дефектов, то общая вероятность аварии определится по формуле:

$$P_{\text{мех.раз}} = A_{\text{мех.раз}} \cdot (1 - (1 - P_{\text{деф.раз}}) \cdot (1 - P_{\text{нож.раз}})) \quad (\text{A.5})$$

где $A_{\text{мех.раз}} = 0,01556$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов разъединителя при возникновении механических повреждений.

Вероятность выхода из строя разъединителя в целом определится также как для элементов электрической цепи, соединенных последовательно:

$$P_{\text{раз}} = 1 - (1 - P_{\text{из.раз}}) \cdot (1 - P_{\text{конт.раз}}) \cdot (1 - P_{\text{мех.раз}}). \quad (\text{A.6})$$

Качественная шкала состояния разъединителя представлена в таблице А.3.

Таблица А.3 – Соотношение величины вероятности выхода из строя и качественной шкалы состояния разъединителя

«хорошо»	«удовлетворительно»	«неудовлетворительно»
менее 0,012	от 0,012 до 0,072	0,072 и более

Силовые трансформаторы

Вероятность пробоя изоляции силового трансформатора:

$$P_{\text{из.тр}} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{\text{из.тр}}}{R_{\text{из.тр.норм}}} \sqrt{e^{A_{\text{мех.тр}} \cdot K_{\text{абс}}}}} \quad (\text{A.7})$$

где $R_{\text{из.тр}}$ – сопротивление изоляции силового трансформатора, измеренное в течение 60 с в процессе проведения технической диагностики; $R_{\text{из.тр.норм}}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции силового трансформатора, регламентируемое ПУЭ. $A_{\text{мех.тр}}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов силового трансформатора при возникновении пробоя изоляции, учитывая, что: $\alpha_{\text{из.тр}} = 0,6484$ – доля силовых трансформаторов, у которых произошло повреждение изоляции (типа фаза-фаза, фаза-корпус, межвитковые замыкания). $K_{\text{абс}}$ – коэффициент абсорбции, измеренный у силового трансформатора в процессе его технической диагностики.

Вероятность выхода из строя токоведущих частей (обрыв проводов обмоток и неисправности контактных соединений устройств РПН):

$$P_{\text{конт.тр}} = \frac{1}{\frac{R_{\text{конт.тр.изм}}, \%}{R_{\text{конт.тр.норм}}, \%} \sqrt{e^{A_{\text{конт.тр}}}}}, \quad (\text{A.8})$$

где $R_{\text{конт.тр.изм}}, \% = \frac{R_{\text{конт.тр.мах}} - R_{\text{конт.тр.мин}}}{R_{\text{конт.тр.ср}}}$; $R_{\text{конт.тр.мах}}$ – максимальное значение сопротивления токоведущих частей, в том числе контактных соединений силового трансформатора, измеренное в процессе технической диагностики; $R_{\text{конт.тр.мин}}$ – минимальное значение сопротивления токоведущих частей, в том числе контактных соединений силового трансформатора, измеренное в процессе технической диагностики; $R_{\text{конт.тр.ср}}$ – среднее значение сопротивления токоведущих частей, в том числе контактных соединений силового трансформатора, измеренное в процессе технической диагностики; $R_{\text{конт.тр.норм}}, \% = 2\%$ – сопротивление токоведущих частей, в том числе контактных соединений, которое должно отличаться не более чем на 2% от сопротивления, полученного на таком же ответвлении других фаз; $A_{\text{конт.тр}}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов силового трансформатора вследствие выхода из строя токоведущих частей, в том числе контактных соединений, учитывая, что: $\alpha_{\text{конт.тр}} = 0,2032$ – доля силовых трансформаторов, у которых произошел обрыв проводов обмоток и неисправности контактных соединений устройств РПН).

Вероятность выхода из строя вследствие видимых механических повреждений определится по формуле:

$$P_{\text{мех.тр}} = A_{\text{мех.тр}} \cdot \frac{\sqrt[10]{10,3 - \sqrt[10]{B_{\text{мех.тр}}}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (\text{A.9})$$

где $B_{\text{мех.тр}}$ – экспертная оценка механического состояния силового трансформатора по шкале от 1 до 10 баллов; $A_{\text{мех.тр}}$ – коэффициент, учитывающий статистику

дефектов силового трансформатора вследствие механических повреждений учитывая, что: $\alpha_{мех.тр} = 0,1484$ – доля силовых трансформаторов, которые вышли из строя вследствие механических повреждений.

Экспертная оценка механических дефектов силового трансформатора производится по шкале, приведенной в таблице А.4.

Таблица А.4 – Шкала экспертных оценок внешних дефектов силового трансформатора

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
<p style="text-align: center;">10 «хорошее»</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бак трансформатора полностью герметичен; 2. Система охлаждения не имеет внешних дефектов; 3. Уровень масла соответствует норме; 4. Поверхность изоляторов чистая, ровная, без видимых дефектов; 5. Соединение токоведущих элементов не имеют следов коррозии и деформаций; 6. Силикагель в сапуне имеет темно-синий цвет; 7. Шум работы трансформатора соответствует норме; 8. У прочих элементов отсутствуют сколы, трещины, следы коррозии и деформации.
<p style="text-align: center;">6 «удовлетворительное»</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Бак трансформатора: намокание (отпотевание) масла либо течь масла не более 1 капли в секунду (хотя бы один признак); 2. Система охлаждения имеет незначительные загрязнения, но без видимых дефектов; 3. Уровень масла повышен; 4. Поверхность изоляторов имеет незначительные сколы, трещины, изменение окраски части поверхности (хотя бы один признак); 5. В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются следы коррозии, незначительные деформации (хотя бы один признак); 6. Силикагель в сапуне имеет светло-синий цвет; 7. Шум работы трансформатора незначительно выше нормы; 8. Прочие элементы имеют незначительные сколы, трещины, следы коррозии, деформации (хотя бы один признак).

Продолжение таблицы А.4

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
2 «неудовлетворительное»	1. Бак трансформатора: течь масла более 1 капли в секунду; 2. Система охлаждения сильно загрязнена, либо имеются ее деформации (хотя бы один признак); 3. Уровень масла низкий; 4. Поверхность изоляторов имеет значительные сколы, трещины, наблюдаются следы действия электрической дуги (хотя бы один признак); 5. В местах соединения токоведущих элементов наблюдаются почернения, существенные деформации, в соединениях имеется подвижность (хотя бы один признак); 6. Силикагель в сапуне имеет розовый цвет; 7. Шум трансформатора значительно выше нормы; 8. Прочие элементы имеют значительные сколы, трещины, деформации, почернения (хотя бы один признак).

Приведем алгоритм экспертного оценивания механических дефектов для силового трансформатора. Оценивание необходимо производить, начиная с описания наивысшей оценки «10». При несоответствии в худшую сторону качественного описания состояния трансформатора любого одного из представленных пунктов необходимо понизить максимальную оценку: а) на 0,5 балла, если состояние трансформатора соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «6»; б) на 1 балл, если состояние трансформатора соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «2».

Вероятность выхода из строя силового трансформатора находится по классической формуле теории надежности для выхода из строя элементов, соединенных последовательно:

$$P_{тр} = 1 - (1 - P_{из.тр}) \cdot (1 - P_{конт.тр}) \cdot (1 - P_{мех.тр}). \quad (A.10)$$

Качественная шкала состояния силового трансформатора представлена в таблице А.5.

Таблица А.5 – Качественная шкала состояния силового трансформатора

$S_{т ном}$	$U_{вн ном}$	«хорошо»	«удовлетворительно»	«неудовлетворительно»
$MВ·А$	$кВ$			
До 2,5	6-20	менее 0,0062	0,0062-0,06	0,06 и более
	35	менее 0,004	0,004-0,042	0,042 и более
2,5-7,5	6-20	менее 0,0031	0,0031-0,038	0,038 и более
	35	менее 0,0027	0,0027-0,036	0,036 и более
	110	менее 0,007	0,007-0,068	0,068 и более
окт.80	35 и ниже	менее 0,0046	0,0046-0,05	0,05 и более
	110	менее 0,0054	0,0054-0,056	0,056 и более
Более 80	110	менее 0,0288	0,0288-0,17	0,17 и более

Воздушные линии электропередачи

Воздушные линии электропередачи могут быть исполнены с неизолированными и изолированными проводами.

Для ВЛЭП являются наиболее характерными следующие виды аварийных режимов: неисправности опор и фундаментов; неисправность провода; неисправности устройств подвеса провода; неисправность изоляции СИП.

Рассмотрим математические модели вероятностей данных видов аварийных режимов по отдельности.

Вероятность выхода ВЛЭП из строя в связи с неисправностью опор и фундаментов целесообразно определить экспертным методом. Тогда модель данной вероятности запишется в виде следующей формулы:

$$P_{оп.вл} = A_{оп.вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{оп.вл}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (A.11)$$

где $L_{вл}$ – длина исследуемой воздушной линии, км; $B_{оп.вл}$ – экспертная оценка технического состояния опор и фундаментов воздушных линий электропередачи по шкале от 1 до 10 баллов; $A_{оп.вл}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов опор и фундаментов воздушных линий электропередачи, учитывая, что: $\alpha_{оп.вл} = 0,0684$ – доля ВЛЭП с неизолированным проводом, у которых возникли

повреждения опор и фундаментов; $\alpha_{on.cun} = 0,0476$ – доля ВЛЭП с СИП, у которых возникли повреждения опор и фундаментов;

Экспертная оценка состояния опор и фундаментов производится по шкале, приведенной в таблице А.6.

Таблица А.6 – Шкала экспертных оценок состояния опор и фундаментов

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
<p style="text-align: center;">10 «хорошее»</p>	<p>1) Все выборочные измерения заглубления опор и вспомогательных элементов показали соответствие нормативам; 2) Фундаменты опор не имеют сколов и трещин; 3) Все опоры не имеют смещения относительно вертикальной оси; 4) Все опоры и их элементы не деформированы, коррозия/загнивание отсутствует.</p>
<p style="text-align: center;">6 «удовлетворительное»</p>	<p>1) До половины количества измерений заглубления опор и вспомогательных элементов показали не соответствие нормативам; 2) Фундаменты опор имеют незначительные сколы и трещины, что не влияет на способность выдерживать нагрузки (хотя бы у одной опоры); 3) Опоры имеют смещения относительно вертикальной оси, которые находятся в допустимых пределах (хотя бы у одной опоры); 4) До половины опор и их элементов имеют заметную деформацию, присутствует незначительная коррозия/загнивание элементов (хотя бы один признак).</p>
<p style="text-align: center;">2 «неудовлетворительное»</p>	<p>1) Более половины количества измерений заглубления опор и вспомогательных элементов показали не соответствие нормативам; 2) Фундаменты опор имеют значительные сколы и трещины, что влияет на способность выдерживать нагрузки (хотя бы у одной опоры); 3) Опоры имеют смещение относительно вертикальной оси, которые не соответствуют нормативам (хотя бы одна опора); 4) Более половины опор и их элементы имеют заметную деформацию, присутствует значительная коррозия/загнивание элементов (хотя бы один признак).</p>

Вероятность выхода ВЛЭП из строя в связи с неисправностью провода определяется по формуле:

$$P_{\text{пров.вл}} = \frac{1}{\frac{\cos \alpha_{\text{изм}} - 1}{\cos \alpha_{\text{норм}}} \sqrt{e^{A_{\text{пров.вл}}}}}, \quad (\text{A.12})$$

где $\cos \alpha_{\text{норм}} = 0,8613$ – значение, полученное эмпирически; $\cos \alpha_{\text{изм}} = \frac{R}{Z} = \frac{\Delta P}{I \cdot \Delta U}$,

$Z = \frac{\Delta U}{I}$ – полное (комплексное) сопротивление провода ВЛ, $\Delta U = U_1 - U_2$ – падение

напряжения в проводе, I – нагрузка провода, $R = \frac{\Delta P}{I^2}$ – активное сопротивление

провода, возрастающее с увеличением времени эксплуатации ВЛЭП, $\Delta P = P_1 - P_2$

– потребленная мощность. Параметры U_1, U_2, P_1, P_2, I – значения, которые

целесообразно измерять с помощью автоматизированных систем коммерческого и

технического учета электроэнергии на подстанциях. $A_{\text{пров.вл}}$ – коэффициент,

учитывающий статистику дефектов проводов воздушных линий электропередачи,

учитывая, что: $\alpha_{\text{пров.вл}} = 0,2062$ – доля ВЛЭП с неизолированными проводами, у

которых возникли неисправности проводов; $\alpha_{\text{жила.сип}} = 0,0476$ – доля ВЛЭП с СИП,

у которых возникли неисправности проводов.

Вероятность выхода ВЛЭП из строя в связи с неисправностью устройств

подвеса целесообразно определить экспертным методом. Тогда модель данной

вероятности запишется в виде следующей формулы:

$$P_{\text{подв.вл}} = A_{\text{подв.вл}} \cdot L_{\text{вл}} \cdot \frac{\sqrt[10]{10,3} - \sqrt[10]{B_{\text{подв.вл}}}}{\sqrt[10]{10,3}}, \quad (\text{A.13})$$

где $L_{\text{вл}}$ – длина исследуемой воздушной линии, км; $B_{\text{подв.вл}}$ – экспертная оценка

подвесов воздушных линий электропередачи проводами по шкале от 1 до 10

баллов; $A_{\text{подв.вл}}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов подвесов

воздушных линий электропередачи, учитывая, что: $\alpha_{\text{подв.вл}} = 0,7255$ – доля ВЛЭП с

неизолированными проводами, у которых возникли неисправности подвесов;
 $\alpha_{подв.сип} = 0,5238$ – доля ВЛЭП с СИП, у которых возникли неисправности подвесов.

Экспертная оценка состояния устройств подвеса производится по шкале, приведенной в таблице А.7.

Таблица А.7 – Шкала экспертных оценок состояния устройств подвеса

Шкала оценки элемента электрической сети	Качественное описание оценки элемента электрической сети
10 «хорошее»	1) Состояние просеки полностью соответствует нормативам; 2) Все пролеты имеют нормативную стрелу провеса; 3) Линейная арматура не имеет следов коррозии и деформации деталей; 4) Подвес провода к опоре плотный и неподвижный.
6 «удовлетворительное»	1) Состояние просеки не контролировалось 2 года; 2) До половины пролетов имеют стрелу провеса, не соответствующую нормативам; 3) Линейная арматура имеет следы коррозии, наблюдается незначительная деформация деталей (хотя бы один признак); 4) Подвес провода имеет незначительную подвижность.
2 «неудовлетворительное»	1) Состояние просеки не соответствует нормативам; 2) Более половины пролетов имеют стрелу провеса, не соответствующую нормативам; 3) Линейная арматура подвержена существенной коррозии, детали сильно деформированы; 4) Подвес провода сильно подвижен, явная угроза срыва провода.

Неисправность изоляционных покрытий возможна только у проводов марки СИП и вероятность выхода из строя в этом случае вычисляется по формуле:

$$P_{из.сип} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.сип}}{R_{из.сип.норм}} \sqrt{e^{A_{в.л}}}} \quad (A.14)$$

где $R_{из.сип}$ – сопротивление изоляции СИП, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{из.сип.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции СИП, для СИП напряжением до 1 кВ $R_{из.сип.норм} = 0,5$ МОм.

$A_{из.сун}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов изоляции воздушных линий электропередачи с СИП, с учетом, что $\alpha_{из.сун} = 0,381$ – доля ВЛЭП с СИП, у которых вышла из строя изоляция.

Приведем алгоритм экспертного оценивания для ВЛЭП. Оценивание необходимо производить, начиная с описания наивысшей оценки «10». При несоответствии в худшую сторону качественного описания состояния ВЛЭП любого одного из представленных пунктов необходимо понизить максимальную оценку: а) на 1 балл, если состояние ВЛЭП соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «6»; б) на 2 балла, если состояние ВЛЭП соответствует аналогичному пункту описания экспертных оценок «2».

Общая вероятность выхода из строя воздушной линии с неизолированным проводом определится как:

$$P_{вл} = 1 - (1 - P_{оп.вл}) \cdot (1 - P_{пров.вл}) \cdot (1 - P_{подв.вл}). \quad (A.15)$$

Общая вероятность выхода из строя воздушной линии с СИП определится по формуле:

$$P_{сун} = 1 - (1 - P_{оп.сун}) \cdot (1 - P_{жила.сун}) \cdot (1 - P_{подв.сун}) \cdot (1 - P_{из.сун}). \quad (A.16)$$

Качественная шкала состояния неизолированных проводов представлена в таблице А.8.

Таблица А.8 – Качественная шкала состояния неизолированных проводов

$U_{ном}$ кВ	Материал опор	Число цепей		«Хорошо»	«Удовлетворительно»	«Неудовлетворительно»
До 1	-	-		менее 0,071	0,071-0,30	более 0,30
6-20	-	-		менее 0,022	0,022-0,1	более 0,1
35	Металлические	Одноцепные		менее 0,0026	0,026-0,012	более 0,012
		Двухцепные	Отключенные на одну цепь	менее 0,0031	0,0031-0,014	более 0,014

Продолжение таблицы А.8

$U_{ном.}$ кВ	Материал опор	Число цепей		«Хорошо»	«Удовлетво рительно»	«Неудовле творитель но»
			Отключе ны две цепи	менее 0,0007	0,0007- 0,003	более 0,003
	Железобето нные	Одноцепные		менее 0,0021	0,0021-0,01	более 0,01
		Двухце пные	Отключе на одна цепь	менее 0,0023	0,0023- 0,011	более 0,011
			Отключе ны две цепи	менее 0,00014	0,00014- 0,001	более 0,001
	Деревянные	-		менее 0,0041	0,0041-0,02	более 0,02
110	Металличес кие	Одноцепные		менее 0,0036	0,0036- 0,017	более 0,017
		Двухце пные	Отключе на одна цепь	менее 0,0048	0,0048- 0,022	более 0,022
			Отключе ны две цепи	менее 0,00048	0,00048- 0,002	более 0,002
	Железобето нные	Одноцепные		менее 0,0019	0,0019- 0,009	более 0,009
		Двухце пные	Отключе на одна цепь	менее 0,0028	0,0028- 0,013	более 0,013
			Отключе ны две цепи	менее 0,00037	0,00037- 0,0017	более 0,0017
	Деревянные	-		менее 0,0041	0,0041- 0,018	более 0,018

Качественная шкала состояния изолированных проводов представлена в таблице А.9.

Таблица А.9 – Качественная шкала состояния изолированных проводов

$U_{ном}$	Материал опор	Число цепей		«Хорошо»	«Удовлетворительно»	«Неудовлетворительно»
кВ						
До 1	-	-		менее 0,051	0,051- 0,23	более 0,23
6-10	-	-		менее 0,016	0,016-0,072	более 0,072
35	Металлические	Одноцепные		менее 0,0018	0,0018-0,0086	более 0,0086
		Двухцепные	Отключена одна цепь	менее 0,0022	0,0022-0,01	более 0,01
			Отключены две цепи	менее 0,0004	0,0004-0,0021	более 0,0021
	Железобетонные	Одноцепные		менее 0,0015	0,0015-0,007	более 0,007
		Двухцепные	Отключена одна цепь	менее 0,0017	0,0017-0,008	более 0,008
			Отключены две цепи	менее 0,0001	0,0001-0,0005	более 0,0005
	Деревянные	-		менее 0,003	0,003-0,014	более 0,014
110	Металлические	Одноцепные		менее 0,0026	0,0026-0,012	более 0,012
		Двухцепные	Отключена одна цепь	менее 0,0034	0,0034-0,016	более 0,016
			Отключены две цепи	менее 0,0003	0,0003-0,0016	более 0,0016
	Железобетонные	Одноцепные		менее 0,0013	0,0013-0,0063	более 0,0063
		Двухцепные	Отключена одна цепь	менее 0,0021	0,0021-0,001	более 0,001
			Отключены две цепи	менее 0,0003	0,0003-0,0012	более 0,0012
	Деревянные	-		менее 0,0029	0,0029-0,014	более 0,014

Силовые кабельные линии

У силовых кабельных линий могут возникнуть следующие виды аварийных режимов: пробой изоляции; неисправность жил кабеля.

Вероятность выхода из строя силовой кабельной линии вследствие пробоя изоляции определяется по формуле:

$$P_{из.кл} = 1 - \frac{1}{\frac{R_{из.кл}}{R_{из.кл.норм}} \sqrt{e^{A_{из.кл}}}}, \quad (A.17)$$

где $R_{из.кл}$ – сопротивление изоляции силовой кабельной линии, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{из.кл.норм}$ – предельно допустимое нормативное значение сопротивления изоляции силовой кабельной линии, регламентируемое ПУЭ. Для КЛ до 1 кВ: $R_{из.кл.норм} = 0,5$ МОм; Для КЛ свыше 1 кВ: $R_{из.кл.норм} = 10$ МОм.

$A_{из.кл}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов изоляции силовой кабельной линии при условии, что $\alpha_{из.кл} = 0,914$ – доля силовых кабельных линий, которые вышли из строя по причине неисправности изоляции.

Вероятность выхода из строя силовой кабельной линии вследствие выхода из строя жилы определяется по формуле:

$$P_{жила.кл} = \frac{1}{\frac{R_{жила.кл}}{R_{жила.кл.норм}} \sqrt{e^{A_{жила.кл}}}}, \quad (A.18)$$

где $R_{жила.кл}$ – сопротивление жилы силовой кабельной линии, измеренное в процессе проведения технической диагностики; $R_{жила.кл.норм}$ – сопротивление жилы силовой кабельной линии, регламентируемое ПУЭ. Для линий 20 кВ и выше: активное сопротивление медных жил должно быть не более 0,0179 Ом; активное сопротивление алюминиевых жил должно быть не более 0,0294 Ом; $A_{жила.кл}$ – коэффициент, учитывающий статистику дефектов жилы силовой кабельной линии при условии, что: $\alpha_{жила.кл} = 0,086$ – доля силовых кабельных линий, которые вышли из строя по причине неисправности жилы.

Вероятность выхода из строя силовой кабельной линии находится по классической формуле теории надежности для выхода из строя элементов, соединенных последовательно:

$$P_{кл} = 1 - (1 - P_{ж.к.л.}) \cdot (1 - P_{из.к.л.}). \quad (A.19)$$

Качественная шкала состояния силовой КЛ представлена в таблице А.10.

Таблица А.10 – Качественная шкала состояния силовой кабельной линии

Качественное состояние	«хорошо»	«удовлетворительно»	«неудовлетворительно»
6-10 кВ	менее 0,028	0,028-0,16	более 0,16
20-35 кВ	менее 0,012	0,012-0,073	более 0,073
До 1 кВ	менее 0,02	0,02-0,21	более 0,21

Приложение Б. Акты о внедрении в производственный процесс

Акционерное общество
 «Сетевая компания Алтайкрайэнерго»
 656002, г. Барнаул, ул. Воровского, 163
 тел.: 8-800-700-90-23, факс: (3852) 24-56-73
 e-mail: priemnaya@altke.ru
 www.sk-altke.ru



АКТ о внедрении результатов научно-исследовательской работы

г. Барнаул

12.10.2022

В целях повышения надежности эксплуатируемой электросетевой инфраструктуры, а также оптимизации инвестиционных и ремонтных программ, АО «СК Алтайкрайэнерго» приняло следующие результаты научно-исследовательской работы соискателя Бояркова Дмитрия Андреевича и к.т.н., доцента Компанейца Бориса Сергеевича по оценке и управлению рисками выхода из строя оборудования электрических сетей:

- 1) математические модели вероятностей выхода из строя как единицы, так и группы оборудования электрических сетей;
 - 2) математические модели ущербов потребителям электроэнергии и электросетевым организациям вследствие выхода из строя элементов электрических сетей;
 - 3) математические модели рисков выхода из строя как единицы, так и группы оборудования электрической сети;
 - 4) технология принятия решения об управляющем техническом воздействии на оборудование электрических сетей;
 - 5) результаты расчетов по разработанным математическим моделям оборудования КТП-18, КТП-497 и отходящих от них линий электропередачи;
 - 6) рекомендации по управляющему техническому воздействию на оборудование КТП-18, КТП-497 и отходящих от них линий электропередачи.
- Акт составлен в двух экземплярах.

Заместитель генерального директора
 по техническому развитию – главный инженер
 АО «СК Алтайкрайэнерго»



Ю.В. Доманов

Разработчики

Д.А. Боярков

Б.С. Компанец

**ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«БАРНАУЛЬСКАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ»**

АКТ

О комплексном испытании
результатов научно-исследовательской работы

г. Барнаул

12.08.2022

Настоящий акт подтверждает факт проведения комплексного испытания результатов научно-исследовательской работы по теме «Разработка риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей», выполненной соискателем Боярковым Дмитрием Андреевичем и к.т.н., доцентом Компанейцем Борисом Сергеевичем в электрических сетях ООО «Барнаульская сетевая компания».

Комплексное испытание показало следующие результаты:

– Методика оценки рисков выхода из строя электрических сетей объективно отражает реальные процессы и явления, происходящие в электросетевом оборудовании;

– Точность разработанной методики оценки рисков выхода из строя электрических сетей составляет 80%.

Главный инженер



В.В. Шевченко

ОБЩЕСТВО С ОГРАНИЧЕННОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТЬЮ
«ДИДЖИТАЛ БИЗНЕС АДАПТЕЙШН»
 (ООО «ДИБИЭЙ»)
 656011, г. Барнаул, ул. Яриных, д. 49, офис 301, т.: +7 3852 529432, e-mail: info@dba.ooo
 ИНН/КПП 2221241230/222101001

Акт
о внедрении результатов
научно-исследовательской работы

г. Барнаул

16.03.2023

Общество с ограниченной ответственностью «Диджитал Бизнес Адаптейшн» (далее - ООО «ДиБиЭй») является одной из крупнейших ИТ-компанией Алтайского края, занимающаяся разработкой специализированных программных продуктов в целях оптимизации бизнес-процессов, в том числе в области электроэнергетики.

Компания ООО «ДиБиЭй» коммерчески внедрила в большинство электросетевых компаний Алтайского края программный комплекс «Система Автоматизации Бизнес Процессов Энергетических компаний» (САБПЭК), в том числе структурный блок по организации ремонтов энергетического оборудования (ОРЭО). В целях концептуального улучшения данного структурного блока, а также оптимизации инвестиционных и ремонтных программ электросетевых компаний, Общество приняло следующие результаты научно-исследовательской работы соискателя Бояркова Дмитрия Андреевича и к.т.н., доцента Компанейца Бориса Сергеевича по риск-ориентированному управлению техническим состоянием электрических сетей:

- вероятностные модели проявления аварийных режимов, выхода из строя отдельных видов электрооборудования, а также группы объектов электросетевого хозяйства;
- модели ущербов от перерыва электроснабжения для потребителей электроэнергии (по группам) и электросетевых компаний;
- модели рисков выхода из строя электросетевого оборудования и объектов электросетевого хозяйства;
- алгоритм принятия решения по выбору управляющих технических воздействий на электросетевое оборудование.

Акт составлен в двух экземплярах.

Генеральный директор
 ООО «ДиБиЭй»



В.С. Гладышев

Приложение В. Свидетельство о государственной регистрации программы
для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2020665411

**Определение технического состояния электросетевого
оборудования на основании величины риска выхода его из
строя**

Правообладатель: *Боярков Дмитрий Андреевич (RU)*

Авторы: *Боярков Дмитрий Андреевич (RU), Компанеец Борис
Сергеевич (RU), Нефедов Сергей Федорович (RU)*

Заявка № **2020660230**

Дата поступления **10 сентября 2020 г.**

Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ **26 ноября 2020 г.**

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

 **Г.П. Изrael**



Приложение Г. Акт о внедрении в учебный процесс

УТВЕРЖДАЮ
Проректор по учебной работе
ФГБОУ ВО «Алтайский
государственный технический
университет им. И.И. Ползунова»


Сучкова Л.И.

«15» апреля 2022 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертации Бояркова Дмитрия Андреевича в учебный процесс кафедры «Электрификация производства и быта» ФГБОУ ВО «Алтайский государственный технический университет им. И.И. Ползунова»

Мы, нижеподписавшиеся, подтверждаем, что основные научные положения, выводы и рекомендации диссертации на соискание ученой степени «кандидат технических наук» Бояркова Дмитрия Андреевича на тему «Разработка риск-ориентированной системы управления техническим состоянием электрических сетей» внедрены в учебный процесс кафедры «Электрификация производства и быта» при изучении дисциплины «Технологии автоматизированного решения прикладных задач электроэнергетики» в теме «Алгоритмическое моделирование. Практический уровень реализации задачи моделирования», читаемой магистрантам по направлению подготовки 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника».

Декан энергетического факультета	 _____ (подпись)	Полицук В.И.
Заведующий кафедрой электрификации производства и быта	 _____ (подпись)	Компанеец Б.С.
Начальник учебно-методического управления	 _____ (подпись)	Кайгородова М.А.