

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»
(наименование кафедры)

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
(код и наименование направления подготовки)
Энергосбережение и энергоэффективность
(направленность (профиль))

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

на тему «Исследование методов оценки показателей надежности систем электроснабжения»

Студент

Ю.В. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный

А.Н. Черненко

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

руководитель

Руководитель программы

к.т.н. А.Н. Черненко

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ Г.

Допустить к защите

Заведующий кафедрой

д.т.н., профессор В.В. Вахнина

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

(личная подпись)

« _____ » _____ 20 _____ Г.

Тольятти 2019

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1 Анализ состояния надежности электрической сети.....	7
1.1 Развитие теории надежности.....	7
1.2 Текущий анализ состояния объектов магистральных и распределительных электрических сетей.....	11
1.3 Анализ повреждаемости основного электрооборудования 110-750 кВ.....	20
1.4 Выводы по первому разделу.....	38
2 Выбор и обоснование метода расчета показателей структурной надежности схем электроснабжения, учитывающего отказы коммутационной аппаратуры.....	39
2.1 Основные понятия теории надежности.....	39
2.2 Анализ методов оценки показателей структурной надежности.....	43
2.3 Модели отказов коммутационной аппаратуры.....	60
2.4 Выводы по второму разделу	66
3 Проведение расчетов на основе выбранного метода оценки показателей надежности для существующих схем электроснабжения.....	67
3.1 Программные комплексы, применяемые для расчета показателей надежности электроэнергетических систем.....	67
3.2 Описание инженерной методики оценки показателей структурной надежности, учитывающей отказы коммутационной аппаратуры.....	69

3.3	Анализ	надежности	ТИПОВЫХ	схем	
	электроснабжения.....				71
3.4	Выводы	по		третьему	
	разделу.....				78
	Заключение.....				79
	Список используемых источников.....				81

ВВЕДЕНИЕ

Теория надежности как наука возникла в пятидесятых годах двадцатого столетия. «Основная ее задача – это разработать и изучить методы, которые обеспечат эффективность работы разных элементов (изделий, устройств, систем) в процессе их эксплуатации» [14].

В настоящее время вопросам надежности посвящено большое количество работ, они вызывают немалый интерес во всем мире. Однако, несмотря на большое количество работ в данной области, в настоящее время актуальность этой темы не снижается. Связано это с тем, что подключаются новые потребители, создаются сложные системы электроснабжения.

На практике специалист в области электроэнергетики постоянно принимает разные решения: выбирает оптимальные варианты системы; подбирает режимы работы систем в условиях, которые отличаются от нормальных; производит ремонты, замены и оперативные переключения. На выбор данных решений оказывает влияние большое число разных факторов. Для некоторых из них можно произвести количественный анализ и расчет, вследствие чего можно сузить область возможных вариантов принятия решений; другие не поддаются количественному описанию. Это приводит к неопределенности при выборе решений. Несмотря на это, специалистам необходимо их принимать, соединяя практические знания с количественными расчетами и инженерной интуицией, а также проводить качественный анализ проводимых задач. При этом возникает риск выбора ошибочных и неоптимальных решений. Соответственно, чем больше разнообразных факторов, которые нельзя просчитать, тем больше вероятность того, что можно принять неправильные решения и получить их отрицательные последствия. Надежность среди всех разнообразных факторов занимает особое место. Поэтому появилась потребность в количественной оценке аварийных ситуаций и их последствий.

В настоящее время основной тенденцией в энергетике является создание больших энергообъединений, у которых имеется сложная структура, с одной стороны – это приводит к увеличению доли системных аварий, в результате которых единичный отказ может повлечь за собой каскадное развитие аварии и охватить значительную часть энергообъединения, с другой стороны – объединение позволяет получить значимые экономические преимущества. Поэтому необходимо проанализировать все затраты, связанные с повышением уровня надежности. Чтобы повысить надежность довольно часто принимают решения о резервировании или дублировании достаточно большого количества потребителей, что приводит к большим капитальным затратам, следовательно, это решение должно быть надлежащим образом обосновано. «Рассчитав ущерб, нанесённый потребителям из-за перерыва электроснабжения, убытки из-за аварийного ремонта, и расходы, направленные на повышение надежности, можно оптимизировать уровень надёжности электроэнергетического оборудования и систем в целом» [15, 45].

«Существенный рост потребления электрической энергии связан с качественным изменением потребителей. Последнее определено введением новых технологий и углублением электрификации разных производств, что приводит к увеличению зависимости нормального функционирования потребителей от надежности снабжения электрической энергией» [44,47]. Это может привести к значительному материальному ущербу из-за нарушения энергоснабжения, а в некоторых случаях привести к масштабам национального бедствия, доказательством чему служат ряд аварий в разных странах мира, например, США – Канада в августе 2003 г.; Швеция – Дания – Италия в сентябре 2003 г.; в мае 2005 г. – авария в Москве; в июне 2005 г.- авария в Благовещенске, Амурской области. Таким образом, ряд непредвиденных и случайных причин может привести к потере электроэнергии, либо снизить ее качество у части или даже у всех

потребителей системы электроснабжения. «Нарушение электроснабжения из-за системных аварий, как уже говорилось выше, может привести к серьезному ущербу, который может быть также связан с угрозой для жизни людей. Например, Нью-Йоркская авария в США привела к тому, что более чем на десять часов на территории с населением приблизительно 30 миллионов человек была практически приостановлена жизнедеятельность. Ущерб от данной аварии, по предварительным расчетам, превышал сто миллионов долларов» [16,45].

«В некоторых электроэнергетических системах число аварий может достигать в течение года нескольких десятков, а годовой недоотпуск электроэнергии из-за последствий аварий – нескольких миллиардов киловатт-часов. Суммарная общая мощность генераторов, которые одновременно простаивают в аварийном ремонте, составляет десятки миллионов киловатт. Всевозможные последствия от ненадежности элементов системы становятся существенными, в связи с этим необходимо постоянно совершенствовать методы, позволяющие прогнозировать развитие, проектирование, строительство, монтаж и эксплуатацию электроэнергетических систем, с помощью которых можно было бы наиболее полно учитывать надежность и экономично тратить средства, которые выделяются на её обеспечение» [26,45, 47]. Таким образом, на сегодняшний день оценка показателей надежности систем электроснабжения становится одной из важных задач развития в области энергетики.

Создание новых и расширение без того сложных электроэнергетических систем требует таких методов оценки надежности, которые бы позволили при проектировании учитывать опыт эксплуатации, провести анализ различных вариантов обеспечения надежности, а также спрогнозировать надежность новых энергосистем.

Существующие на сегодняшний момент различные методы количественной оценки показателей надежности электроэнергетических систем весьма громоздки, поэтому вопросы выбора и применения

упрощенных методов расчета надежности, позволяющие более эффективно, и с меньшими вычислительными затратами решать задачи оценки надежности, приобретают большое значение

Таким образом, количественная оценка уровня надежности различных схем электроснабжения является в современных условиях актуальной темой, что подтверждается основными разделами энергетической стратегии России на период до 2030 г. и концепции обеспечения надежности в электроэнергетике [2,15].

Целью исследования является выбор метода расчета показателей надежности, позволяющего повысить точность оценки уровня надежности с учетом отказов коммутационной аппаратуры и с меньшими вычислительными затратами выбрать наиболее эффективный вариант схемы на стадии проектирования и эксплуатации.

В соответствии с указанной целью поставлены следующие **задачи** исследования:

1. Анализ состояния надежности электрической сети.
2. Выбор и обоснование метода расчета показателей структурной надежности схем электроснабжения, учитывающего отказы коммутационной аппаратуры.
3. Проведение расчетов на основе выбранного метода оценки показателей надежности для существующих схем электроснабжения.

Методы исследования. В основе изучения лежат материалы всероссийских и международных научно-практических конференций, публикации в ведущих периодических изданиях, входящих в наукометрические базы данных Scopus и WoS, фундаментальные и прикладные научные исследования, проводимые отечественными и зарубежными учеными, нормативные акты и документы. В процессе работы использовались общие положения теории надежности, теории вероятности, теории графов, опыта эксплуатации электрооборудования.

1 Анализ состояния надежности электрической сети

1.1 Развитие теории надежности

«В соответствии с [1] надежность – это свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Если рассматривать область электроэнергетики, то это бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды. Под объектом исследования понимается как отдельные элементы, например, выключатели, линии, трансформаторы и т.д., так и совокупность элементов–подстанции и т.д.» [1,6].

Иногда встречаются термины структурная надежность и функциональная надежность, это делается для того, чтобы упростить расчеты. «Первый термин обозначает надежность в условиях, когда объем выполняемых функций не важен. Здесь область допустимых значений переменных состояния содержит только структурные характеристики, а режимные параметры учитываются приближенно. Таким образом, составляющую, обусловленную структурой системы, т.е. составом элементов, их взаимосвязями, пропускными способностями, без количественного учета режимных особенностей функционирования элементов, т.е. особенностей выполнения ими функций в системе, называют структурной надежностью (особенно важна в процессе проектирования).

Функциональная надежность, которая в свою очередь подразделяется на балансовую и режимную, наоборот, рассматривает надежность только в области режимных параметров, а значения структурных характеристик считаются заданными и неизменными, то есть рассматривается анализ режимов, их ограничений, пропускной способности при изменении структуры (что особенно важно в эксплуатации)» [12,33,35,72].

«Балансовая надежность связана с дефицитами мощности и/или энергии как при постепенных, так и внезапных отказах с ограничением или

отключением потребителей и/или снижением качества электроэнергии вследствие превышения нагрузкой располагаемой или рабочей мощности либо дефицита энергоресурсов. Способами предотвращения нарушений балансовой надежности в части обеспеченности первичными энергоресурсами являются создание их запасов на электростанциях. Обеспеченность производственными мощностями на перспективу реализуется за счет ввода новых мощностей в генерации и системообразующей сети либо усиления основной сети. В эксплуатации для этой цели используется аварийный ремонт либо досрочный вывод из планового ремонта оборудования» [2]. Режимная надежность делится на статическую и динамическую. «Низкая балансовая надежность, естественно, влияет как на статическую, так и динамическую режимную надежность электроэнергетической системы (ЭЭС). Подвиды последней отличаются последствиями для потребителей: это кратковременное снижение качества электроэнергии либо отключение потребителей, нарушение устойчивости, разделение ЭЭС на части, масштабное отключение потребителей, для живучести – массовое отключение потребителей, деление системы» [35].

Вопросы определения надежности электросетевого комплекса являются важными на современном этапе развития электроэнергетики. В связи с этим наблюдается повышенный интерес к проблеме надежности во всем мире.

Решению задач оценки надежности посвящено большое количество исследований российских и зарубежных авторов, таких как Р. Алан, Р. Биллингтон, Б. Дилон, Ч. Сингх, Дж. Эндрени, Н.И. Воропай, Ю.И. Беляев, А.Д. Соловьев, Ю.Б. Гук, Б.В. Гнеденко, Р. Барлоу, Ф. Прошан, Б.В. Болотин, Г.В. Дружинин, В.А. Козлов, В.И. Попков, И.В. Недин, В.Р. Обоскалов, Ю.Н. Руденко, Б.В. Папков, М.Н. Розанов, К.С. Демирчян, В.В. Зорин, Н.А. Казак, А.А. Гришкевич, В.Г. Китушин, Э.А. Лосев, Л.А. Мелентьев, А.В. Мясников, И.А. Ушаков, Ю.А. Фокин И.А. Рябинин, Ф.И. Синьчугов, В.В. Тисленко, и многих других [3-37,40-42, 44-81].

«Первые публикации по применению теории вероятности к задаче по обеспечению надежности появились в 30-х годах, т.к. возникла потребность в количественной характеристике аварийных ситуаций и их последствий. Для получения таких характеристик требовалась теория, позволяющая прогнозировать и рассчитывать поведение систем при определенных условиях в будущем. Такой теорией явилась теория надежности.

Истоки развития теории надежности можно отнести ко времени второй мировой войны. Первоначально проблема надежности была сформулирована применительно к радиоэлектронным устройствам и системам автоматики. Известно, что первые формальные расчеты надежности были сделаны в ходе попыток найти объяснение плохого качества немецких реактивных снарядов ФАУ-1 и ФАУ-2. Эти снаряды строились из большого количества деталей, каждая из которых считалась надёжной. Фундаментальный вывод о том, что надёжность системы, в которой выход из строя любого элемента приводит к отказу всей системы, определяется показателями надежности всех (независимых) элементов и поэтому может оказаться много ниже самого низкого из этих показателей был получен только после этого эксперимента. Сегодня этот простой результат хорошо известен, а в то время это было открытием.

После войны первые систематические попытки изучения надежности были сделаны в электронной, ядерной и космической промышленности, где от систем, сложность которых постоянно увеличивалась, требовалась высокая надежность. Далее, по мере накопления опыта формализации задач и распространения на другие отрасли техники, теория надежности постепенно стала приобретать черты общей научной дисциплины, поэтому в настоящее время методы теории надежности используются в различных областях техники, в том числе и в электроэнергетике» [45].

В США специалисты по теории и практике надежности начали собираться на конференции по надежности, организованные институтом инженеров по электронике и электротехнике [IEEE] [77-81].

«Одно из первых пособий по надежности в области электроэнергетики – это книга Федосенко Р.Я. «Методы расчёта надёжности электроснабжения потребителей городских электросетей, опубликованная в 1959 г. Тогда же была напечатана книга Афонина Н.С. «Надёжность электроснабжения промышленных предприятий», где были рассмотрены вопросы оценки последствий, наносимых потребителю нарушениями электроснабжения. Впоследствии Н.С. Афонин и Ш.Ч. Чокин показали, что надёжность относится не только к технической, но и к экономической категории. Поэтому, чтобы принять решения, необходимо анализировать экономические потери потребителей, что является очень трудоемкой задачей. Были периоды времени, когда рассматривали только одну энергосистему, а последствия от ненадежного электроснабжения потребителей не учитывались. Но было доказано, что такой подход не решает многие вопросы (например, вопросы управления режимами электропотребления)» [44,45]. Поэтому необходимо проводить комплексный и системный анализы технико-экономических последствий нарушений нормальной работы потребителей при плановых или внезапных нарушениях электроснабжения.

«Для ЭЭС важны вопросы обеспечения надёжности функционирования при различных внутренних и внешних возмущениях, которые могут способствовать каскадному развитию аварий. В связи с этим, возникает вопрос обеспечения живучести, т.е. сохранения работоспособности после появления возмущений, приводящим к крупномасштабным последствиям. Возможные последствия от ненадежности становятся такими существенными, что требуется постоянное совершенствование методов прогнозирования развития, проектирования, строительства, монтажа, эксплуатации и диагностики электроэнергетических систем, позволяющих наиболее полно учитывать надёжность и наиболее экономно расходовать выделяемые на ее обеспечение средства» [7,45].

Также в России следует отметить неоценимый вклад в становление и развитие теории надежности постоянно действующего научного семинара

«Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики», который был организован в 1973 году академиком Ю.Н. Руденко [54].

Начиная с конца девяностых годов прошлого столетия монографии на английском языке перестали переводиться. «Во время реформ 1991-2000 гг. в связи со спадом объемов потребления электрической энергии внимание к методам исследования надежности ЭЭС в России ослабло, а разработка стандартов затянулась, сбор информации, анализ и прогноз надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) сегодня уступают дореформенному уровню» [45].

Тем не менее, в настоящее время накоплен определенный опыт для нахождения количественной оценки показателей надежности, для этого используются различные методы. Некоторые из них уже устоялись, другие продолжают развиваться, третьи только зарождаются.

«Однако на сегодняшний день для оценки показателей надежности в электроэнергетике хорошо разработаны лишь достаточно общие математические методы и построены «универсальные» математические модели с большим количеством допущений. Однако, при исследовании надежности конкретных энергетических объектов требуется не только владение теоретическими методами и моделями, но и переработка их и приспособления к особенностям этих объектов и, как следствие, создания новых методов и моделей» [5,6].

1.2 Текущий анализ состояния объектов магистральных и распределительных электрических сетей

Устойчивое функционирование сетевого электроэнергетического комплекса невозможно без надежной работы магистральных и распределительных электрических сетей. Таким образом, надежность электроснабжения является одной из главных характеристик эффективности электроэнергетической системы.

Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его эксплуатации, состоит из несколько единичных свойств. На рисунке 1.1 представлены свойства надежности.

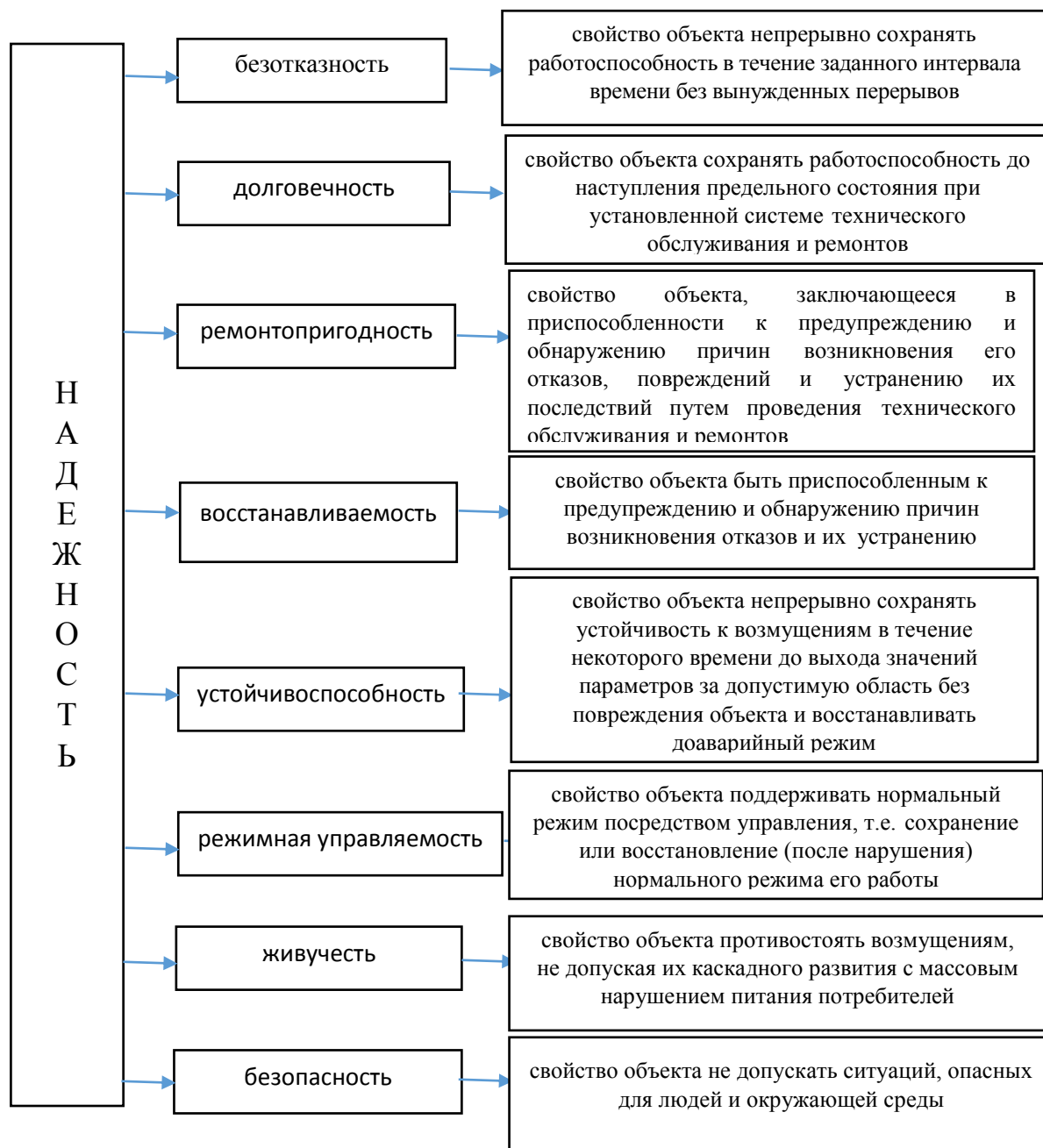


Рисунок 1.1 – Основные свойства надежности

Величина обратная безотказности – это отказ. Основные типы отказов представлены на рисунке 1.2.

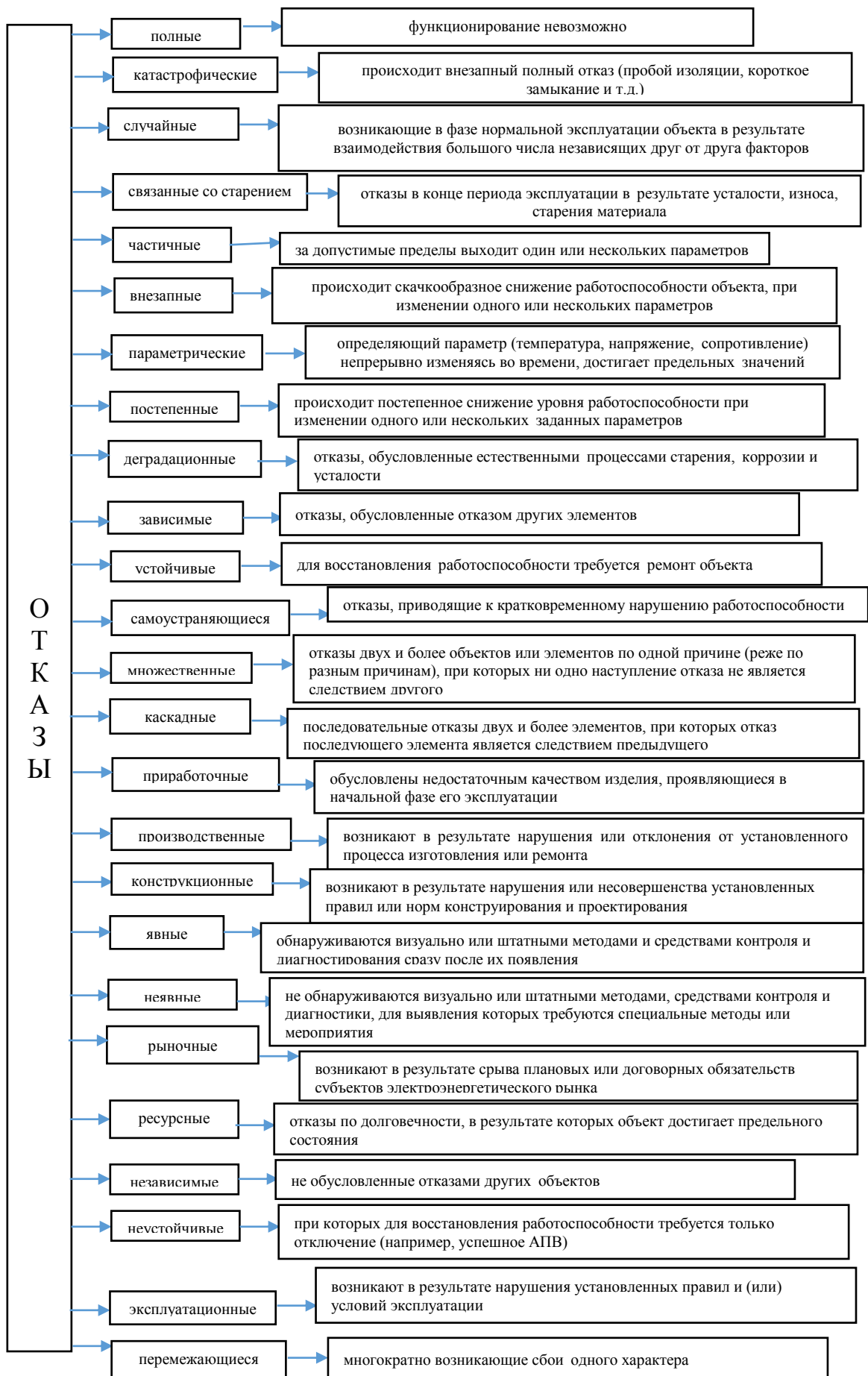


Рисунок 1.2 – Типы отказов

Для принятия решения о периодичности ремонтов, о частичной или полной замене при техническом перевооружении морально и физически устаревшего оборудования новым, более совершенным должны быть проведены:

- статистический анализ повреждаемости оборудования ПС и ВЛ;
- анализ причин отказов;
- выявление наиболее слабых по надежности элементов ВЛ и электрооборудования, требующих первоочередной замены.

Причинами отказов в электрической сети в большинстве случаев являются повреждения оборудования электросетевых объектов или появление недопустимых режимных параметров в элементах сети, требующее принятия неотложных действий по их устранению.

Все случаи повреждения оборудования электрической сети, недопустимых отклонений параметров технического состояния электрических установок, а также полных или частичных незапланированных отключений электроприемников относятся к технологическим нарушениям. Все технологические нарушения подлежат расследованию и учёту, что позволяет создать базу данных по аварийности в электрических сетях за продолжительный срок эксплуатации.

Основные причины повреждений электрооборудования подстанций представлены на рисунке 1.3.



Рисунок 1.3 – Распределение отказов оборудования

Как видно из рисунка 1.3, самыми значительными являются отказы, вызванные износом оборудования – 35 % и влиянием климатических воздействий (атмосферные перенапряжения, изменения температуры окружающей среды, действие ветра, гололедные образования на проводах, вибрации и «пляска» проводов, загрязнение воздуха, влияние геомагнитных бурь) порядка 25 %. Самыми тяжелыми являются гололедно-ветровые воздействия [3]. Посторонние воздействия – 15 %, недостатки эксплуатации и ремонтов – 10 %, на долю дефектов изготовления оборудования приходится 9% и дефекты монтажа 6% соответственно.

«Состояние единой национальной электрической сети характеризуется следующим объемом оборудования со сверхнормативным сроком службы: 59% для подстанций (ПС) (более 25 лет) и 49% для линий электропередач (ЛЭП) (более 35 лет), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 50 лет, для ПС составляет 4%, для ЛЭП - 18%» [46].

По данным на 1 января 2016 года доля основного электрооборудования подстанций, эксплуатирующегося более 25 лет составляет:

- на ПС напряжением 1150 кВ – 73%;
- на ПС напряжением 750 кВ – 47%;
- на ПС напряжением 500 кВ – 52%;
- на ПС напряжением 330 кВ – 47%;
- на ПС напряжением 220 кВ – 74%;
- на ПС напряжением 110 кВ и ниже – 57%.

В 2015 году зафиксирована отрицательная динамика старения парка оборудования – доля парка оборудования, выработавшего нормативный срок службы, в сравнении с 2014 годом увеличилась на 2% как по воздушным ЛЭП, так и по оборудованию ПС. Данный факт свидетельствует о необходимости увеличения объемов технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

В магистральном электросетевом комплексе для оценки состояния оборудования ПС, ЛЭП используется трехуровневая система «рабочее – ухудшенное – предаварийное». Рабочее – состояние оборудования, при котором сохраняется его способность выполнять заданные функции, а эксплуатационные значения параметров соответствуют требованиям нормативно-технической документации; Ухудшенное–состояние оборудования, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, достигло предельного значения, установленного нормативно-технической документацией. «Предаварийное – состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация должна быть прекращена из-за нарушения требований безопасности или когда значение хотя бы одного из параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, превысило предельное значение» [46].

На 01.01.2015 состояние 78% оборудования ПС оценивалось как «рабочее», 22% – «ухудшенное». В случае оценки состояния оборудования

как «предаварийное» проводятся мероприятия по его ремонту либо замене в целях обеспечения необходимого уровня надежности функционирования электросетевого комплекса.

Установленное основное электротехническое оборудование изготовлено, в основном, в шестидесятые-семидесятые годы прошедшего столетия и уступает современным аналогам по техническим характеристикам, массогабаритным показателям, требует увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

79% устройств РЗА выполнено с использованием электромеханических реле. На микроэлектронной базе выполнено 3%, на микропроцессорной – 18% устройств. «Общая доля устройств РЗА со сверхнормативным сроком службы (25 лет для электромеханических, 12 лет для микроэлектронных, 15 лет для микропроцессорных устройств) составляет 53,2%.

Общее количество ПС и ТП распределительного электросетевого комплекса, находящихся в эксплуатации, составляет 489 341 ед., в том числе:

- напряжением 110-220 (330) кВ – 6 982 ед.;
- напряжением 35 кВ – 7 332 ед.;
- напряжением 6-20 кВ – 475 027 ед.

Состояние объектов распределительного электросетевого комплекса характеризуется следующей долей оборудования со сверхнормативным сроком службы: 63% для ПС (более 25 лет) и 51% для ЛЭП (более 35 лет), при этом доля оборудования, находящегося в эксплуатации более 50 лет, для ПС составляет 3%, для ЛЭП – 5%.

Доля воздушных линий на 01.01.2016, находящихся в эксплуатации более 35 лет, в разрезе классов напряжения составила:

- ВЛ 220 (330) кВ– 52%;
- ВЛ 110 кВ – 61%;
- ВЛ 35 кВ – 63%;
- ВЛ 6-20 кВ – 50%;
- ВЛ 0,4 кВ – 46%» [46].

Опираясь на известные статистические данные на 01.01.2016 доля основного оборудования подстанций, срок эксплуатации которого превысил 25 лет, в зависимости от класса напряжения составляла:

- для оборудования с номинальным напряжением 220 кВ и выше – 34%;
- для оборудования с номинальным напряжением 110 кВ – 75%;
- для оборудования с номинальным напряжением 35 кВ – 81%;
- для оборудования с номинальным напряжением 6-20 кВ – 62%.

Таким образом, основное электротехническое оборудование как в распределительном, так и в магистральном электросетевом комплексе в значительной части выработало нормативный срок службы, и уступает современным аналогам по техническим характеристикам и показателям надежности, что требует увеличивающихся с ростом срока службы затрат на техническое обслуживание и ремонт.

«В ЛЭП 0,4-20 кВ в основном используются алюминиевые, неизолированные провода малых сечений, а также деревянные и железобетонные опоры.

ЛЭП 0,4-110 (220) кВ проектировались по критерию минимума затрат, а расчетные климатические условия принимались с повторяемостью один раз в 5-10 лет.

В качестве силового кабеля использовался в основном кабель с бумажно-масляной изоляцией, с алюминиевыми жилами.

ПС 35-110 (220) кВ в основном укомплектованы двумя силовыми трансформаторами (около 70% от общего числа ПС)» [46].

«Основная доля релейной защиты и автоматики (РЗА) выполнена на базе электромеханических реле – 79%. На микроэлектронной базе – 5%, на микропроцессорной – 16% устройств. Общая доля устройств РЗА и ПА, отработавших срок службы (25 лет для электромеханических, 12 лет для микроэлектронных, 15 лет для микропроцессорных устройств), составляет 54%» [46].

Установленное подстанционное оборудование в распределительных сетях по ряду параметров соответствует оборудованию, которое эксплуатировалось в технически развитых странах мира 25-30 лет назад.

Начиная с 1990 года, вследствие объективных экономических условий, сократились темпы реконструкции, технического перевооружения и нового строительства объектов распределительного электросетевого комплекса, что привело к заметному старению парка эксплуатируемого оборудования.

Общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным со старением (износом) оборудования, по итогам 2015 года составила 24%. В связи с этим необходимо обеспечить обновление производственного парка в объемах, достаточных для недопущения роста доли оборудования с длительными сроками эксплуатации.

Начиная с 2012 года произошло снижение аварий, связанных с уменьшением количества отказов из-за дефектов эксплуатации и ремонта высоковольтных выключателей, а также устройств релейной защиты и автоматики.

«Основные причины повреждения линий электропередачи – грозовые отключения, загрязнение изоляции, воздействие сторонних лиц и организаций, пожары. Также остается стабильно высоким количество технологических нарушений из-за падения боковых деревьев.

В сетях напряжением 6-20 кВ происходит, в среднем, до 30 отключений в год в расчете на 100 км воздушных и кабельных линий. В сетях напряжением 0,4 кВ – до 100 отключений в год на 100 км» [46].

Статистика повреждений на ВЛ 6-20 кВ представлена на рисунке 1.4.



Рисунок 1.4 – Причины повреждений на ВЛ 6-20 кВ

Причины повреждений кабельных линий в классах напряжения 0,4 - 110 (220) кВ представлены на рисунке 1.5

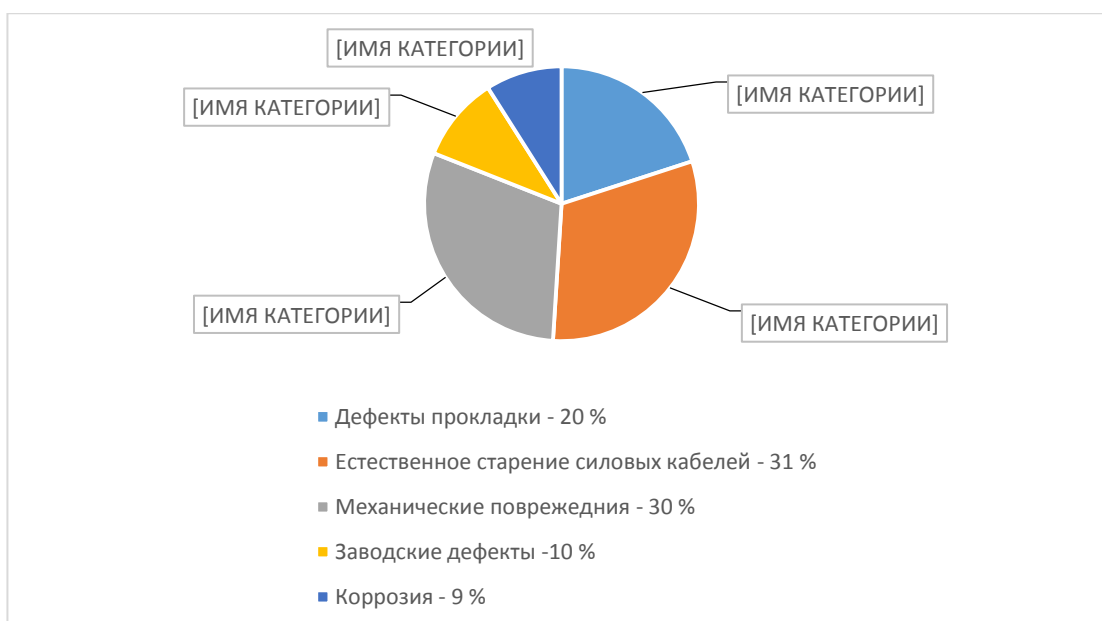


Рисунок 1.5 – Причины повреждений кабельных линий 0,4-110 (220) кВ

1.3 Анализ повреждаемости основного электрооборудования 110-750 кВ

Анализ повреждаемости и оценка технического состояния основного электрооборудования необходима для разработки мероприятий с целью обеспечения надежности и бесперебойной работы энергосистемы с учетом

старения оборудования, наличия дефектов, качества технического обслуживания, механических и климатических воздействий, что способствует определению надежности различных типов оборудования и отдельных его узлов, снижению длительности и числа профилактических ремонтов. Все это позволяет оценить возможность дальнейшей эксплуатации оборудования и разработать мероприятия с целью увеличения срока службы оборудования.

Рассмотрим основные виды повреждений силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов напряжения и тока, выключателей, разъединителей, выполненный за 1997–2013 гг. на основе литературных источников [10,46,4].

За данный период произошло более 10000 повреждений электрооборудования подстанций. На рисунке 1.5 показано количество повреждений электрооборудования 110-750 кВ в процентах от общего количества повреждений электрооборудования.

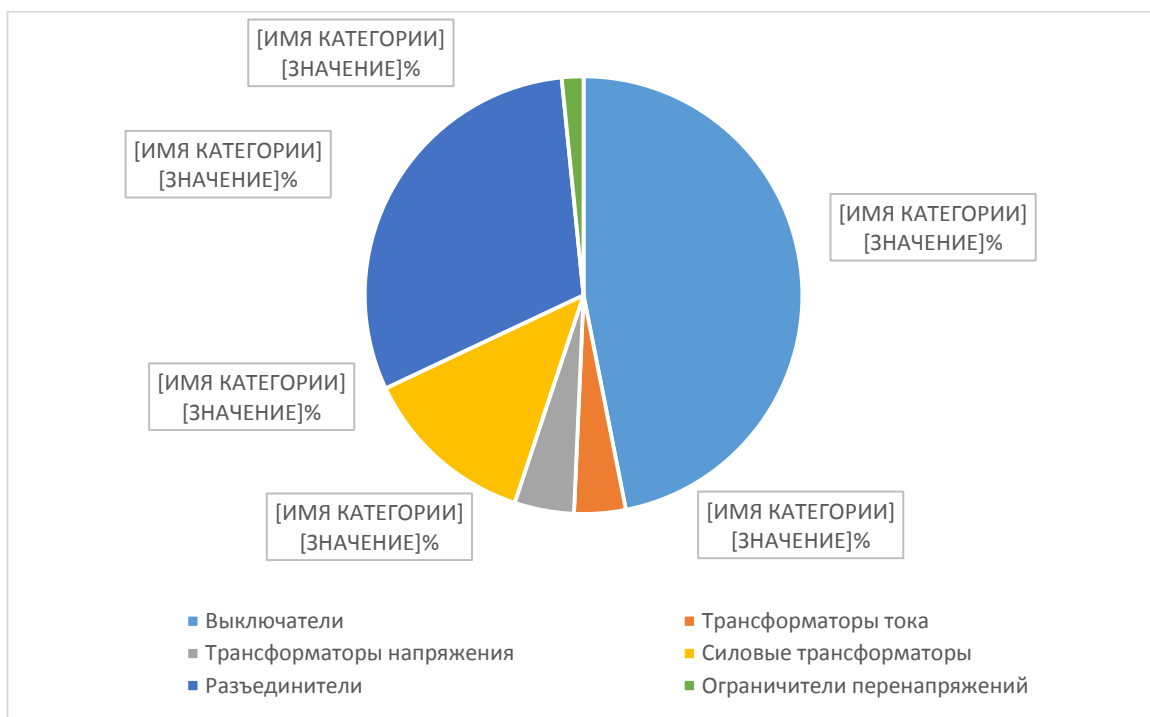


Рисунок 1.5 – Число повреждений электрооборудования

Количество повреждений силовых трансформаторов и причины повреждений представлены соответственно на рисунках 1.6 и 1.7.

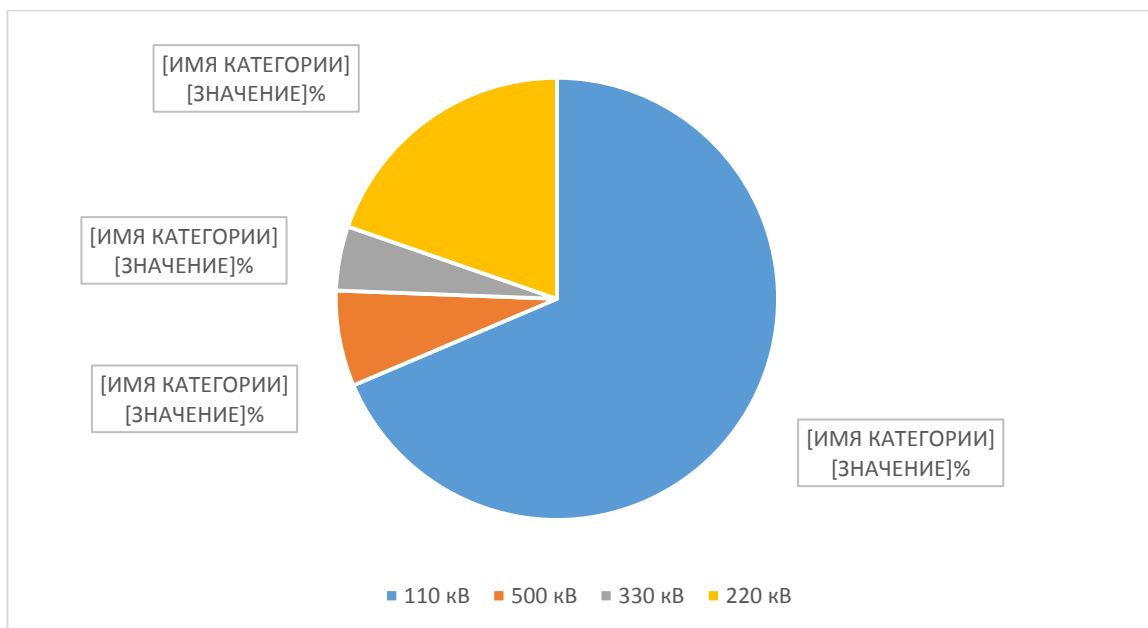


Рисунок 1.6 – Количество повреждений силовых трансформаторов разных классов напряжений

На рисунке 1.8 показаны повреждения основных узлов силовых трансформаторов. На рисунке 1.9 представлены причины внутренних повреждений силовых трансформаторов. На рисунке 1.10 – причины повреждений устройств РПН силовых трансформаторов. На рисунке 1.11 – причины повреждений вводов силовых трансформаторов.

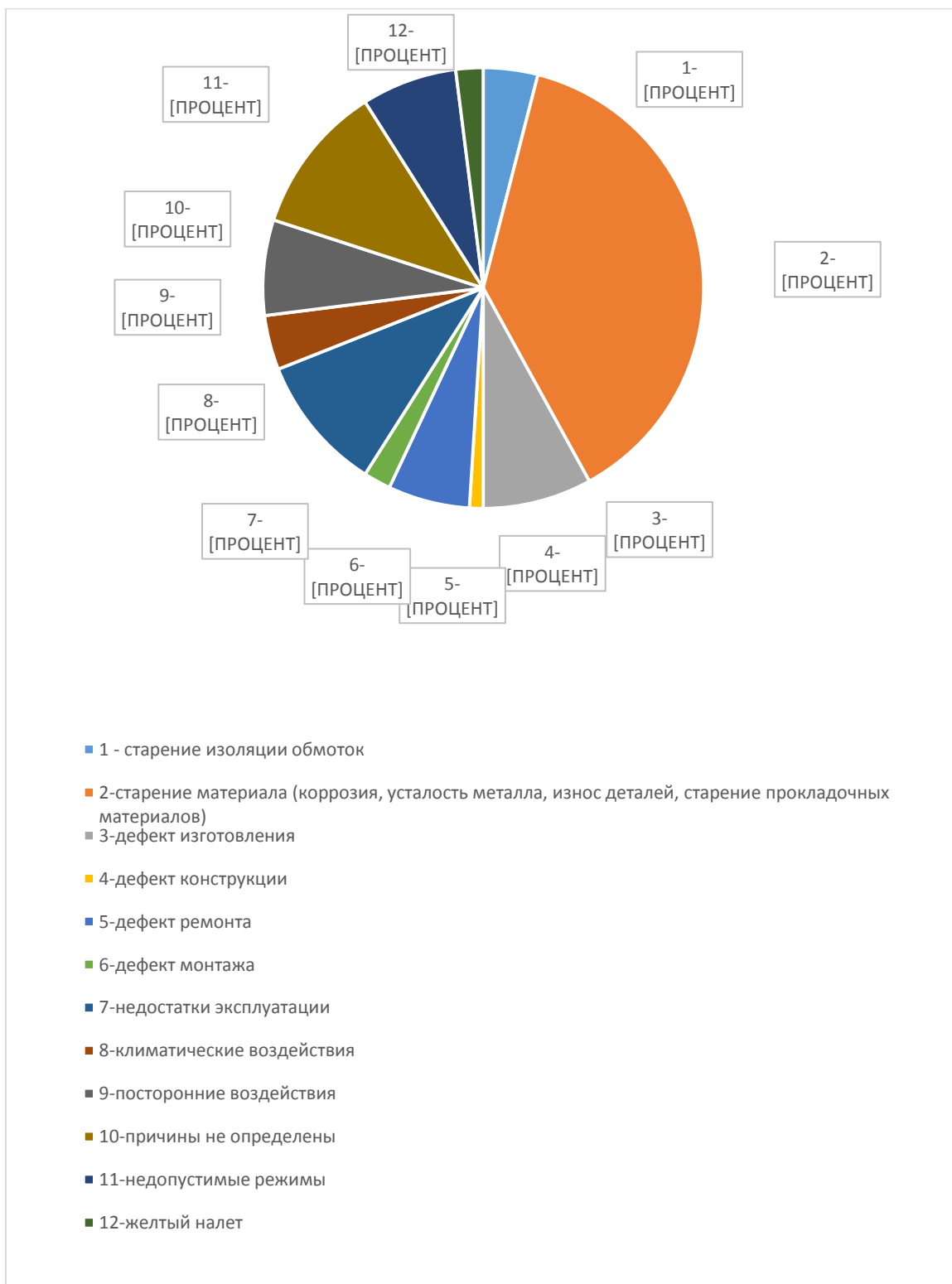


Рисунок 1.7 – Причины повреждения силовых трансформаторов



Рисунок 1.8 – Количество повреждений основных узлов силовых трансформаторов

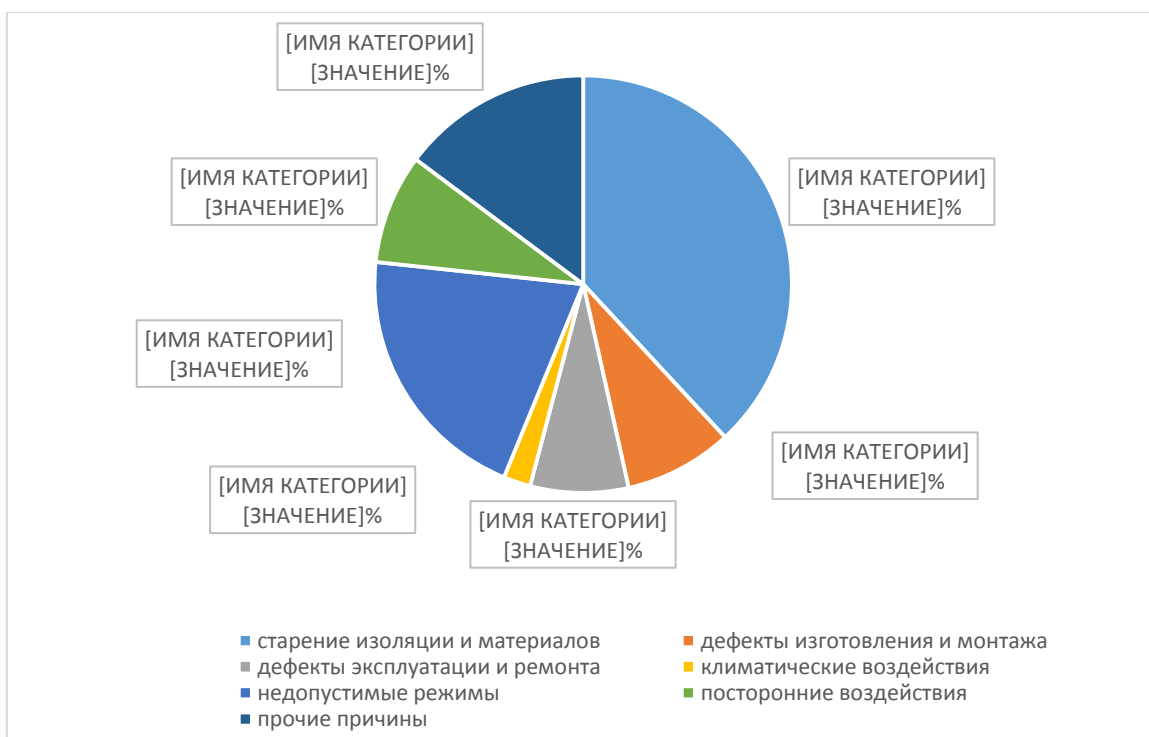


Рисунок 1.9 – Основные причины внутренних повреждений силовых трансформаторов

Из рисунка 1.9 видно, что основными причинами внутренних повреждений являлись старение материалов и изоляции, и недопустимые режимы, при этом наиболее часто повреждались обмотки трансформаторов – 11,3 %.

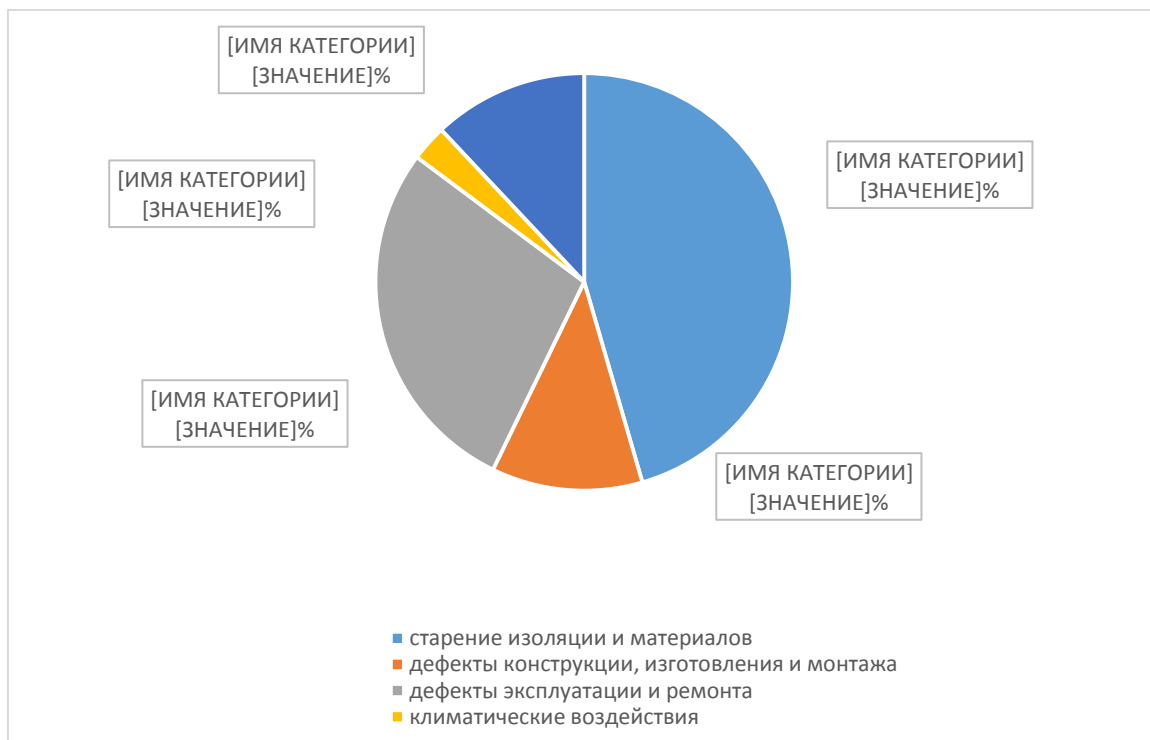


Рисунок 1.10 –Причины повреждений устройств РПН силовых трансформаторов

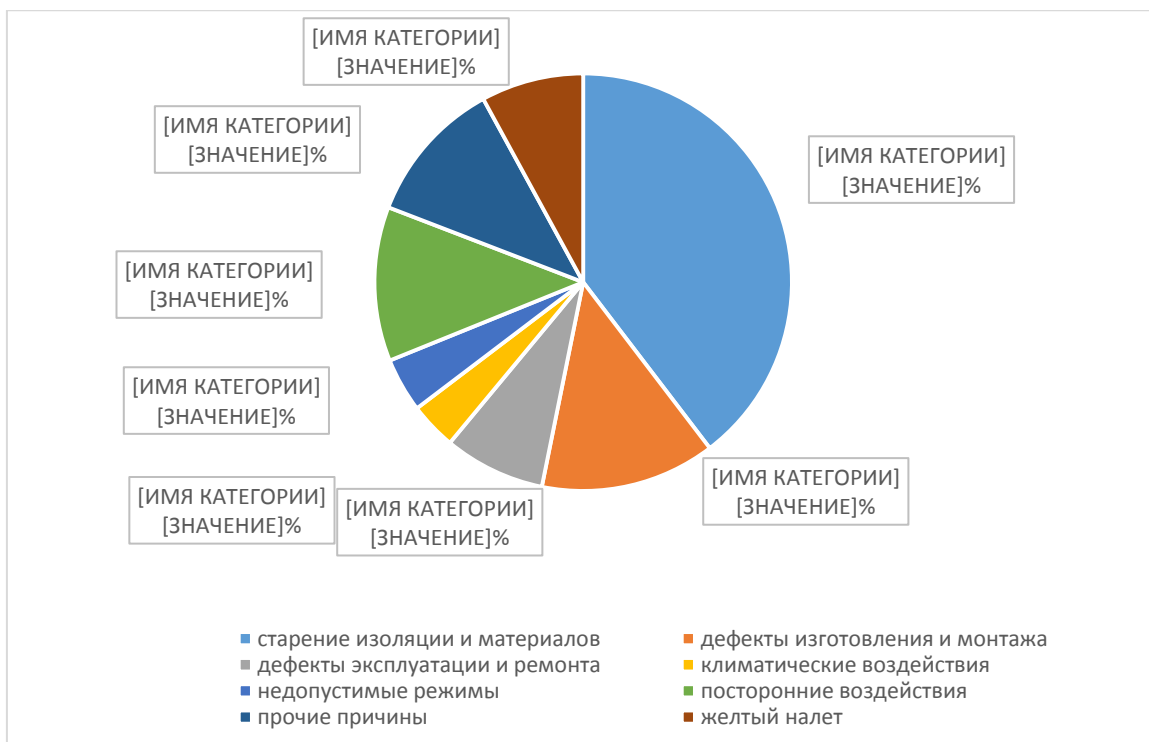


Рисунок 1.11 –Причины повреждений вводов силовых трансформаторов

Таким образом, результат проведенного анализа показал, что наиболее частой причиной нарушений в работе силовых трансформаторов 110-500 кВ являются повреждения вводов и устройств РПН (45 % всех повреждений).

Количество повреждений измерительных трансформаторов напряжения (ТН) разных классов напряжений представлены на рисунке 1.12.

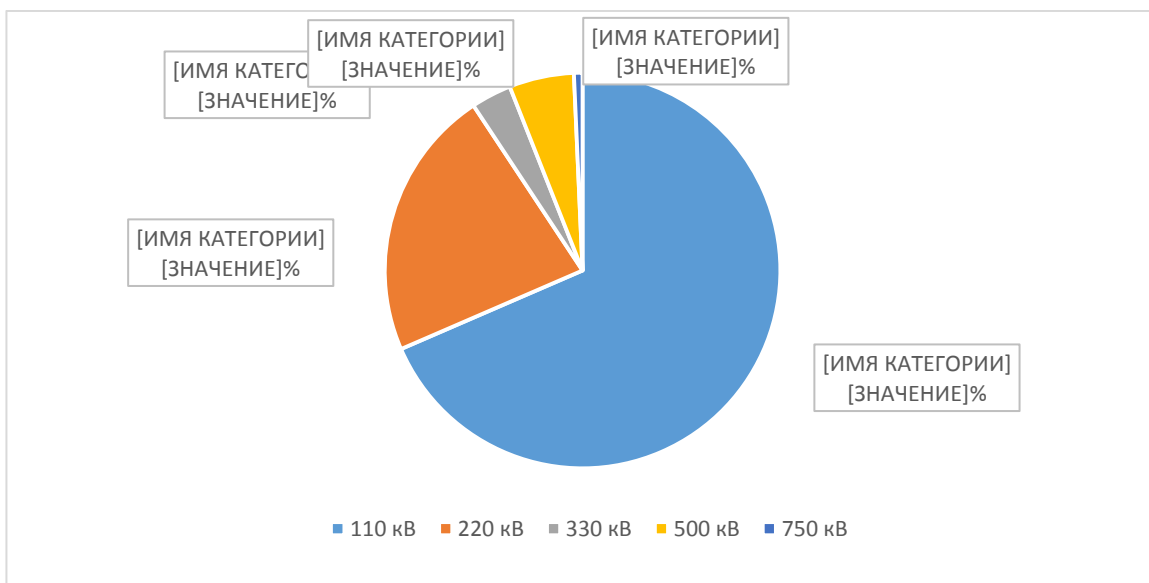


Рисунок 1.12 – Количество повреждений трансформаторов напряжения разных классов напряжений

Причины повреждения трансформаторов напряжения представлены на рисунке 1.13.



Рисунок 1.13 – Причины повреждения трансформаторов напряжения

Наименьшее количество повреждений приходится на измерительные трансформаторы напряжения емкостного типа. Трансформаторы напряжения с элегазовой изоляцией стали применять на подстанциях относительно недавно, т.е. их количество небольшое от общего числа эксплуатируемых трансформаторов, поэтому данных об их повреждаемости пока нет.

Количество повреждений трансформаторов тока разных классов напряжения показаны на рисунке.1.14.

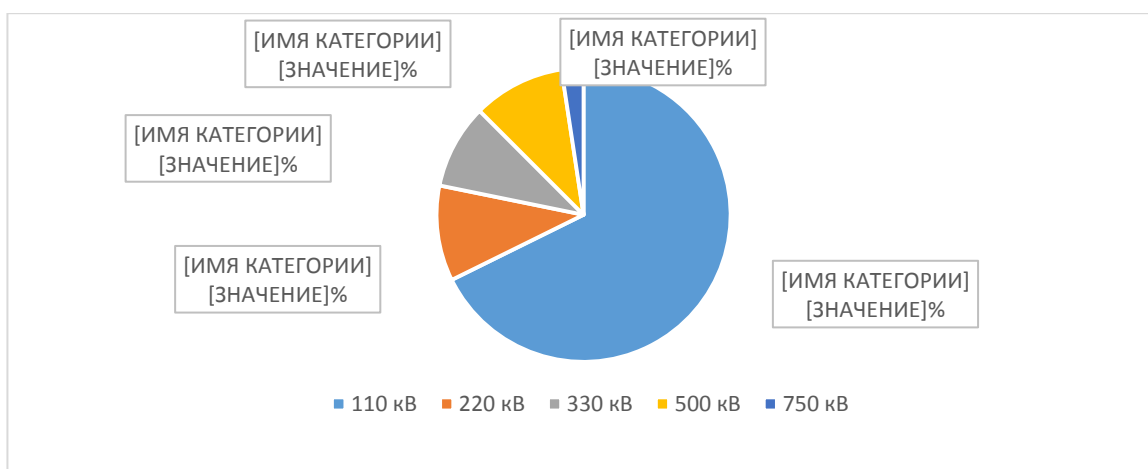


Рисунок 1.14 – Количество повреждений трансформаторов тока разных классов напряжений

Наибольшее количество отказов приходится на маслонаполненные трансформаторы тока – 87,9 % (чаще всего это трансформаторы тока типа ТФЗМ), для элегазовых трансформаторов тока количество отказов составляет 12,1 %.

Причины повреждений маслонаполненных трансформаторов тока представлены на рисунке 1.15, элегазовых трансформаторов тока – на рисунке 1.16.



Рисунок 1.15 – Причины повреждений маслонаполненных трансформаторов тока

Для маслонаполненных трансформаторов тока большое количество отказов связано с посторонними воздействиями, например, в результате разлета осколков при повреждении трансформаторов тока соседних фаз (18,0%) и повреждения соседнего оборудования (выключатели, разъединители) – 14,0%.



Рисунок 1.16 – Причины повреждений элегазовых трансформаторов тока

Что касается элегазовых трансформаторов тока, то большая часть отказов связана с разными дефектами. Данные дефекты связаны с периодом освоения производства элегазовых трансформаторов тока как отечественных, так и зарубежных производителей.

Распределение отказов выключателей разных классов напряжения показано на рисунке 1.17.

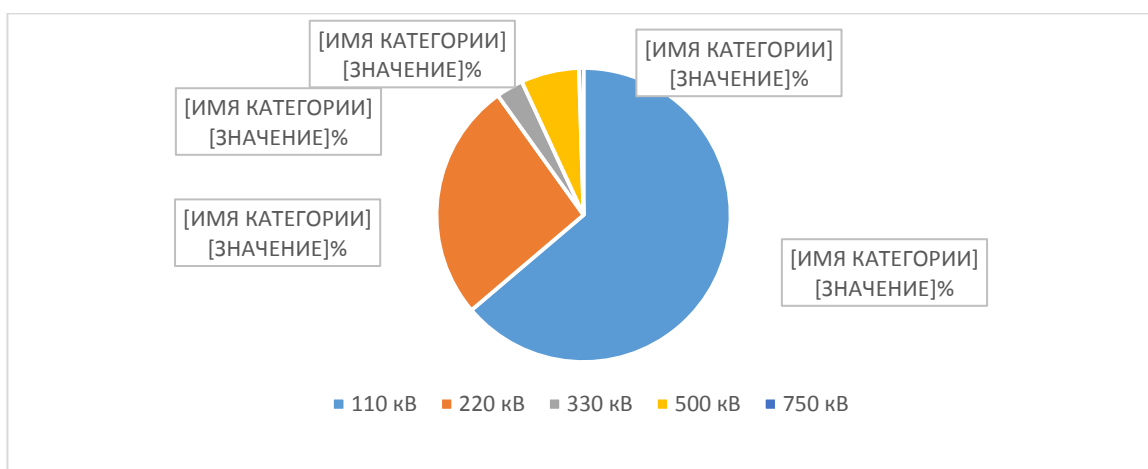


Рисунок 1.17 – Количество повреждений выключателей разных классов напряжений

Распределение повреждений по типам выключателей представлено на рисунке 1.18.

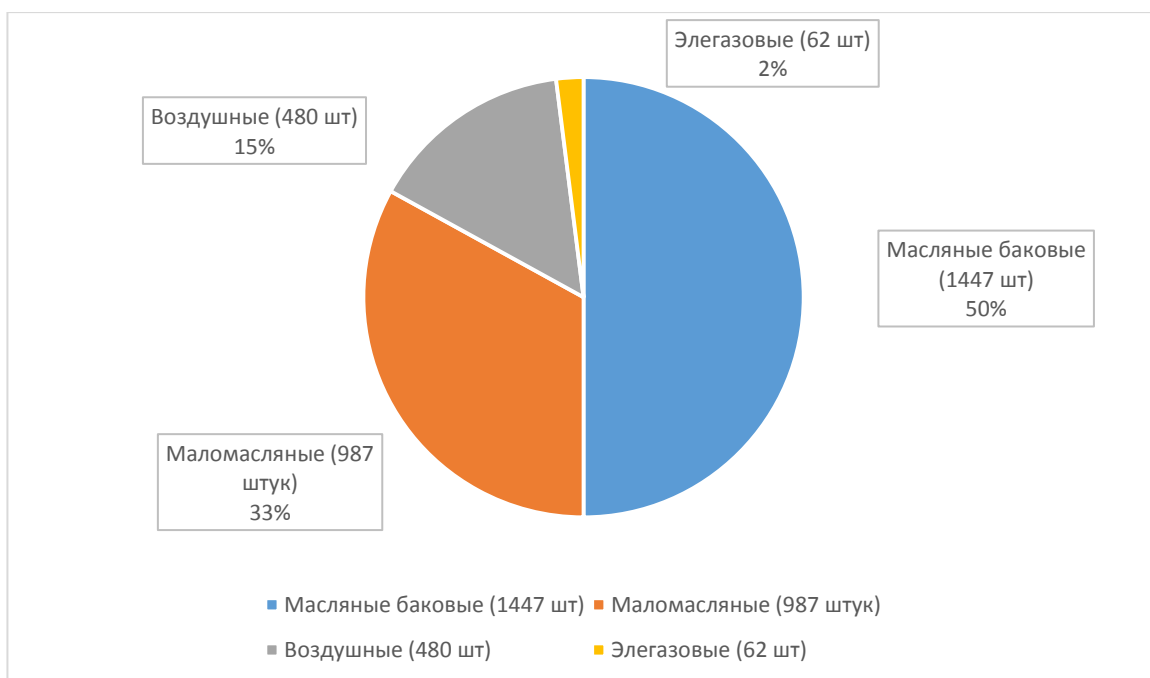


Рисунок 1.18 – Количество повреждений разных типов выключателей

На рисунках 1.19-1.22 показана соответственно структура отказов разных типов выключателей (воздушных, маломасляных, баковых масляных и элегазовых).



Рисунок 1.19 – Причины повреждений воздушных выключателей

Наибольшее число отказов воздушных выключателей всех типов, например, ВВБ, ВВМ, ВВ, связано с утечкой сжатого воздуха. Основные места утечки воздуха – это соединения трубопроводов, резиновые и полиуретановые уплотнения, которые в результате низкого качества и долгого срока эксплуатации теряют свои упругие свойства.

Несколько случаев отказов связано с неисправностями в механизмах привода, что приводит к невыполнению выключателем команд на включение или отключение, или самопроизвольному включению и отключению. Основные причины – некачественный и несвоевременный ремонт, а также усталость и выработка металлических деталей механизмов привода от длительной эксплуатации.

Основными причинами выхода изоляторов из строя являются процессы старения, а также низкое качество фарфора.



Рисунок 1.20 – Причины повреждений маломасляных выключателей

Наибольшее число отказов выключателей произошло из-за неправильной работы привода, что приводило к невыполнению команд на включение и отключение, а также самопроизвольному включению, отключению и задержке выполнения операции. В большинстве случаев это приводило к повреждению самого выключателя.

Анализ данных по отказам выключателей позволил выделить основные причины отказов привода:

- Наиболее частой причиной отказов являлась разрегулировка механизмов привода, как от несоблюдения технического обслуживания должным образом, так и от усталости материала при длительной эксплуатации и многократных срабатываниях. Практически всегда это приводило к заклиниванию привода и сгоранию электромагнитов включения и отключения в цепях управления.
- Довольно большое число отказов привода произошло из-за повреждения изоляции катушек электромагнитов - пробоя изоляции из-за длительной эксплуатации.
- Отказы также происходили из-за разрегулировки контактов в коммутирующих устройствах, что приводило к длительному протеканию тока в катушках включения и отключения и выходу их из строя.

Большое количество маломасляных выключателей связано с повреждением опорных изоляторов.

6 % отказов выключателей были связаны с повреждениями передаточных механизмов от привода (изоляционные тяги, штанги, тросы). Основной причиной являлось нарушение структуры материала деталей, расщепление и потеря изолирующих свойств, что приводило к пробоям изоляционного промежутка внутри маслонаполненной колонны.

Некоторое количество отказов выключателей связаны с неисправностями дугогасительных устройств, что приводило к отказам в гашении дуги.

Также отказы выключателей были связаны с утечкой масла. Места утечки масла: маслоуказательное стекло; уплотнения фланцевых соединений; уплотнения маслоуказательного стекла; трещины в корпусе, сливной кран, манометр; уплотнения выпускного клапана.

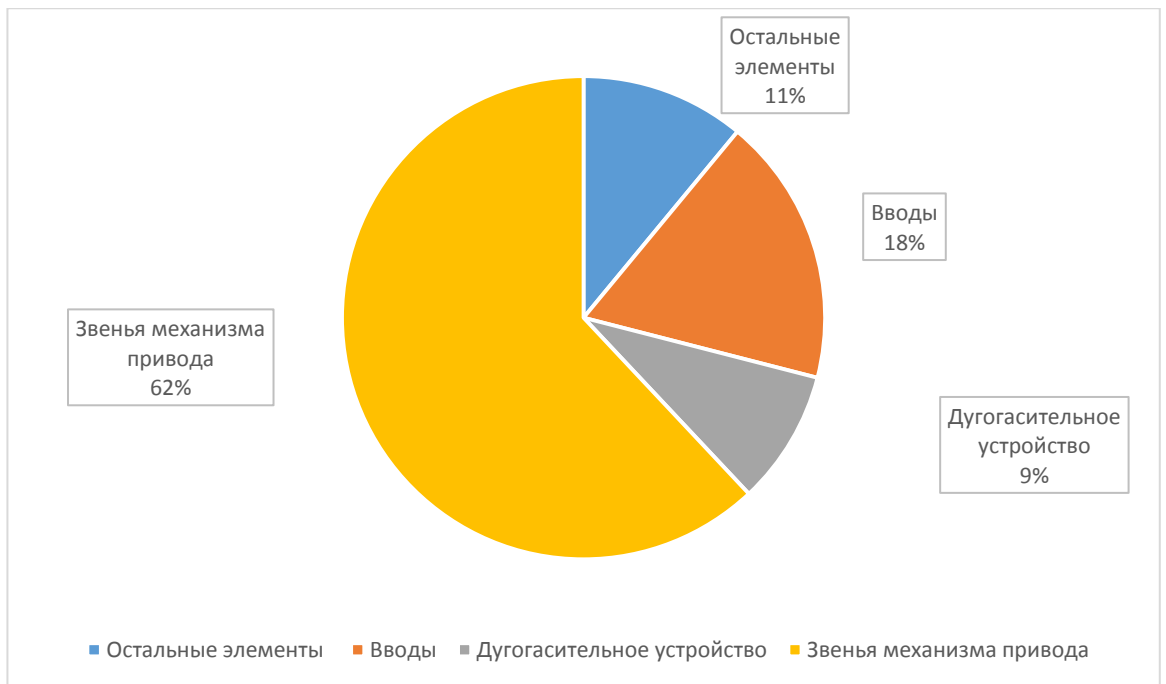


Рисунок 1.21 – Причины повреждений масляных баковых выключателей

Наибольшее количество отказов приходится на баковые масляные выключатели серии МКП и У.

Самое большое число отказов выключателей произошло из-за неправильной работы привода, что привело к невыполнению команд на включение и отключение, а также самопроизвольному включению, отключению и задержке выполнения операции. В большинстве случаев это приводило к повреждению самого выключателя.

Анализ данных по отказам выключателей позволил выделить основные причины отказов привода:

- Наибольшее число отказов привода произошло из-за сгорания электромагнитов включения и отключения из-за нарушения межвитковой изоляции в результате длительной эксплуатации и заедания штока сердечника электромагнита.
- Разрегулирование механизмов привода, а также пригорание и разрегулировка блок-контактов в коммутирующих устройствах также приводили к длительному протеканию тока по обмоткам электромагнитов, в

результате чего они перегорали. Причиной этому являлся длительный срок эксплуатации и многократные операции выключателем, что приводило к износу деталей привода, а также некачественная регулировка механизмов после проведения капитальных ремонтов.

18 % отказов выключателей связано с повреждениями высоковольтных вводов:

- Наиболее частой причиной повреждения ввода является пробой бумажно-масляной изоляции, а также перекрытия по фарфоровой крышке из-за отложения продуктов горения масла на ее поверхности.
- Повреждения фарфоровых рубашек ввода вызвано некачественным изготовлением на заводе-изготовителе, что приводило к появлению микротрещин, увлажнению бумажно-масляной изоляции и ее пробоя.

7 % отказов выключателей произошли из-за повреждения передаточных механизмов от привода. Основной причиной являлось нарушение структуры материала деталей, расщепление и потеря изолирующих свойств, что приводило к пробоям масла внутри бака, путем перекрытия от тяг на корпус. В некоторых случаях это приводило к взрыву и полному разрушению выключателя.

9 % отказов выключателей связаны с неисправностями дугогасительных устройств.

Небольшое количество отказов выключателей связано с утечкой масла.

Наибольшее количество отказов элегазовых выключателей пришлось на выключатели производства «Уралэлектротяжмаш», а также выключателей импортного производства «Сименс»-«Евроконтакт» (отказ подогревательного устройства) и выключателей «АББ Электроинжиниринг» (отказ подогревательного устройства, неисправность сигнализации давления, замыкание вторичных цепей привода PLK- 220).

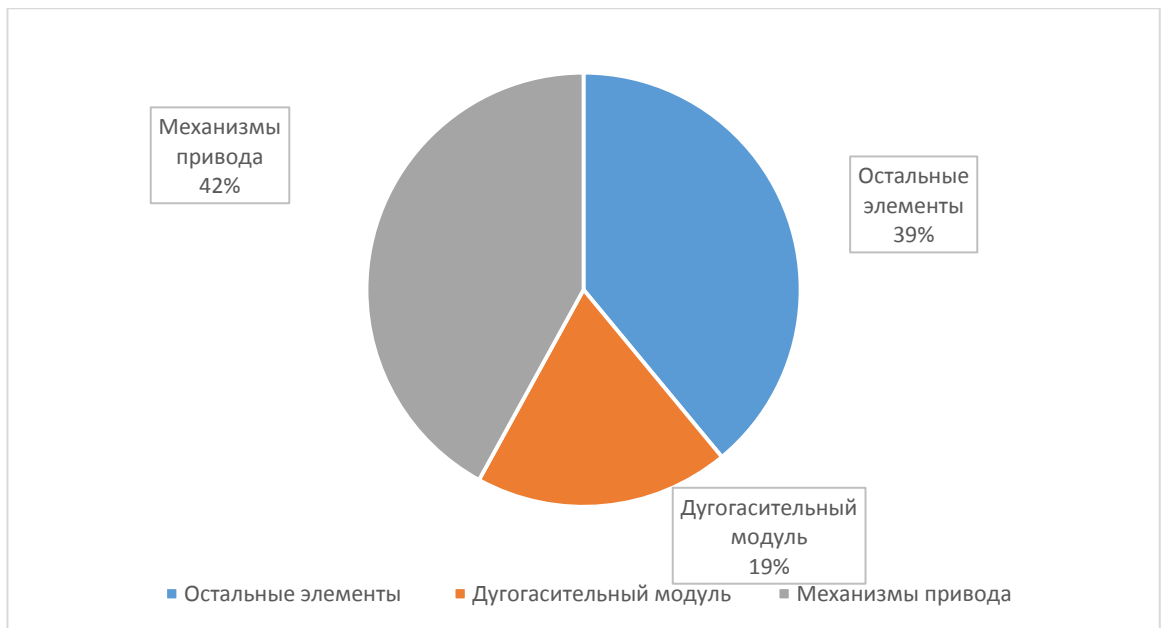


Рисунок 1.22 – Причины повреждений элегазовых выключателей

Наибольшее число отказов элегазовых выключателей связано с неисправностью блоков отключения, которая является конструктивной недоработкой завода-изготовителя.

Таким образом, проведенный анализ позволил выявить наиболее слабые элементы (узлы), повреждения которых приводили к отказам выключателей:

1) Наиболее слабым элементом воздушных выключателей являются резиновые и полиуретановые уплотнения, которые приводили к утечке сжатого воздуха из выключателя.

2) Наиболее повреждаемые элементы масляных баковых выключателей – привод и ввод. Более 50% отказов масляных баковых выключателей связаны с повреждением звеньев механизмов привода, электромагнитов, коммутирующих цепей и цепей управления.

3) Наиболее слабыми элементами маломасляных выключателей являются привод и опорная изоляция.

4) У элегазовых выключателей наиболее повреждаемым элементом является привод – 42 %, дефект которого был допущен при изготовлении на заводе-изготовителе.

На сегодняшний день согласно [43] на вновь проектируемых и реконструируемых подстанциях рекомендуется устанавливать элегазовые и вакуумные выключатели, масляные и воздушные выключатели применять нельзя.

Распределение отказов разъединителей по разным классам напряжения представлен на рисунке 1.23.

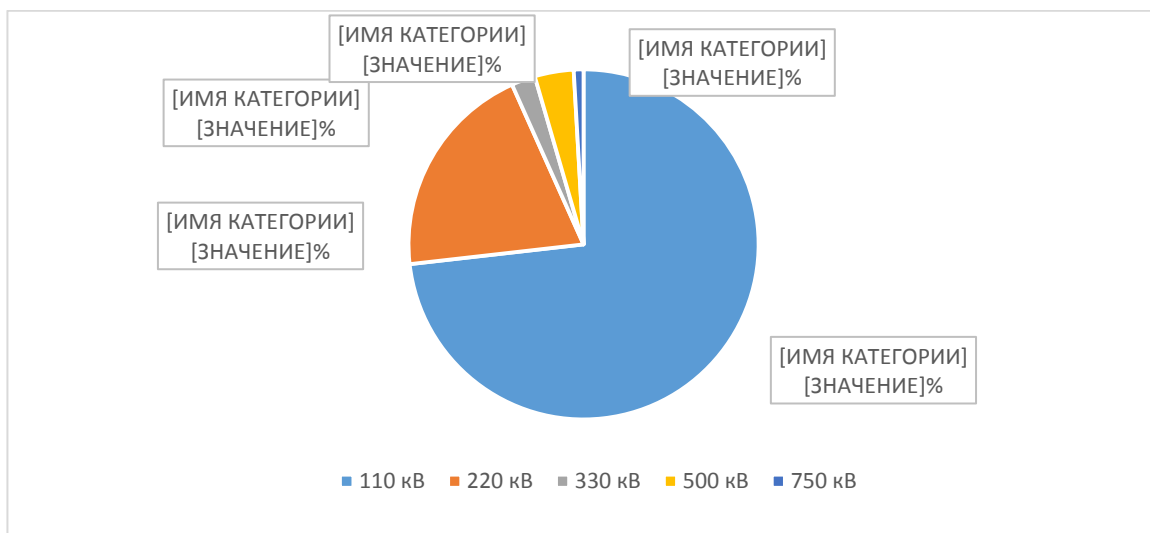


Рисунок 1.23 – Количество повреждений разъединителей разных классов напряжений

Причины повреждений разъединителей показаны на рисунке 1.24.

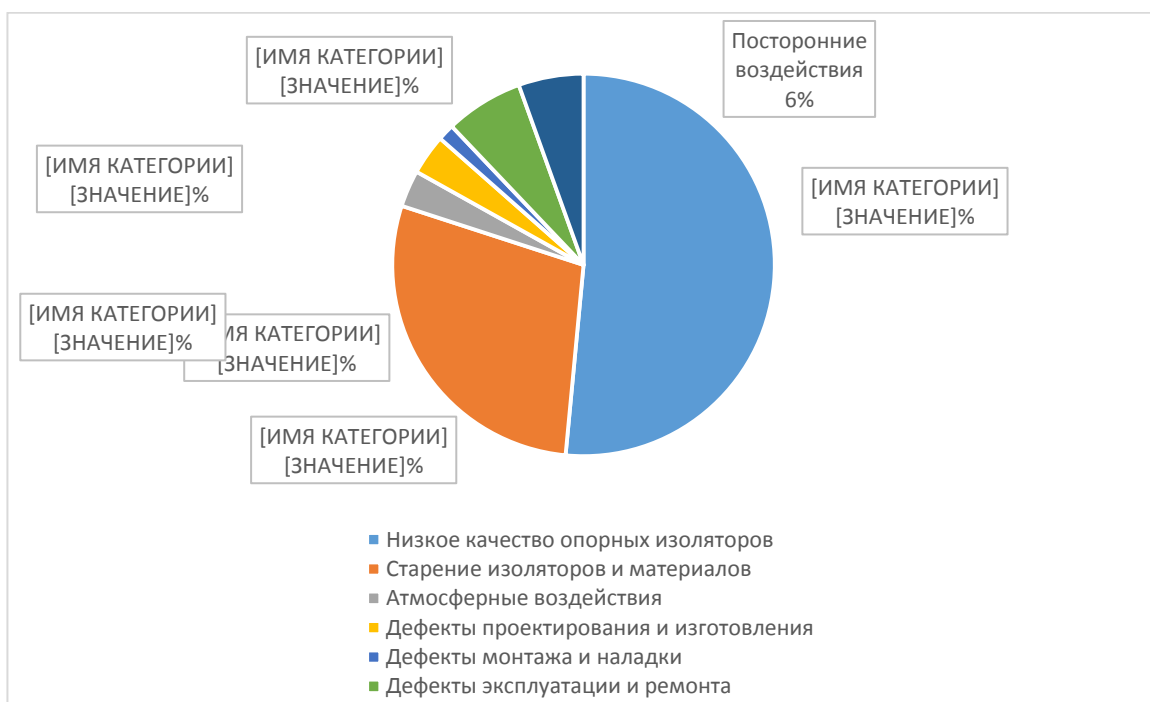


Рисунок 1.24 – Причины повреждений разъединителей

Структура повреждений разъединителей представлена на рисунке 1.25.

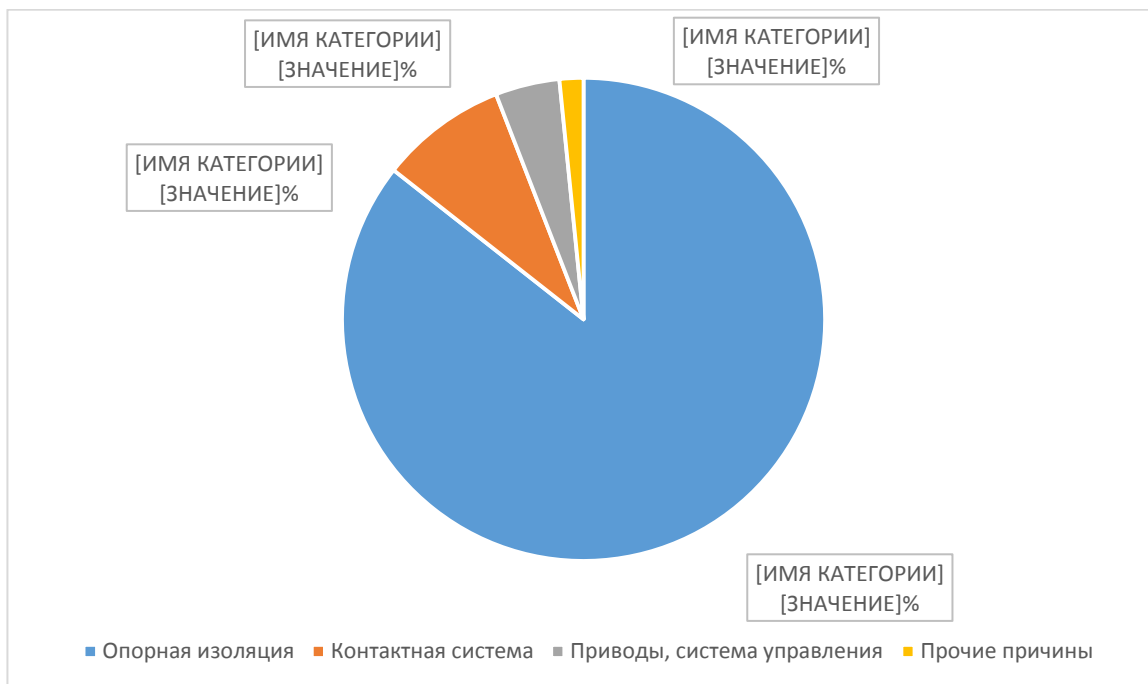


Рисунок 1.25 – Причины повреждений основных элементов и узлов разъединителей

Как следует из выше приведенных рисунков, наибольшее число повреждений разъединителей связано с повреждениями и разрушениями опорных изоляторов.

Было установлено, что основными причинами повреждений опорных фарфоровых изоляторов разъединителей являются: а) низкое качество фарфора (51,5%); б) длительный срок эксплуатации – 30 лет и более (22,5%); в) разрушение арматуры (фланцев) изоляторов (1,2%).

Также анализ данных о повреждаемости показал, что если есть дефектные опорные изоляторы в колонках, то разъединители 110 и 220 кВ могут повреждаться с падением изоляционных колонок как в период их стационарной работы, так и при осуществлении операций «включение – отключение», что может привести к тяжелым опасностям для эксплуатационного персонала. Для разъединителей на напряжения 330, 500 и 750 кВ с параллельными колонками опорных изоляторов подобных обрушений изоляционных конструкций не наблюдалось.

В результате приведенного анализа также можно сделать вывод, что для повышения надежности разъединителей и снижения риска травматизма для эксплуатационного персонала необходима замена ненадежных фарфоровых опорных изоляторов, срок службы которых вышел, на современные опорные полимерные изоляторы.

Повреждения контактной системы разъединителей связаны с недостатками проектирования и эксплуатации, монтажа и наладки, а также отсутствием своевременной диагностики технического состояния контактов коммутационного аппарата.

1.4 Выводы по первому разделу

1. Рассмотрено современное состояние вопроса развития теории надежности. Было показано, что вопросы определения надежности электросетевого комплекса являются важными на современном этапе развития электроэнергетики.

2. Проведен анализ состояния объектов магистральных и распределительных электрических сетей. Выявлено, что общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным со старением (износом) оборудования, составила 24%, что свидетельствует о необходимости увеличения объемов технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

3. Проведен анализ структуры отказов силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов напряжения и тока, выключателей, разъединителей. На основе анализа было выявлено, что наибольший процент отказов приходится на выключатели – 46,9 %.

4. Показана необходимость оценки надежности различных типов оборудования и схемы электроснабжения в целом с целью разработки мероприятий по обеспечению надежности и бесперебойной работы. Для этого необходимо выбрать метод количественной оценки показателей надежности с учетом надежности коммутационной аппаратуры, позволяющий повысить точность оценки уровня надежности схем

электроснабжения, оценить возможность дальнейшей эксплуатации оборудования и провести анализ различных вариантов обеспечения надежности.

2 Выбор и обоснование метода расчета показателей структурной надежности схем электроснабжения, учитывающего отказы коммутационной аппаратуры

2.1 Основные понятия теории надежности

Электроэнергетическая система представляет собой сложную структуру с большим количеством элементов. Как уже говорилось, для простоты расчетов надежность делят на структурную и функциональную. Структурная и функциональная являются расчетными моделями надежности системы, когда управление коммутацией сети осуществляется в случае отказов элементов по заданным алгоритмам и программам. Возможные отказы системы (аварии), выявленные при анализе расчетных моделей, являются расчетными событиями. На них ориентирована вся структура и автоматика системы. В реальной жизни в энергосистеме кроме расчетных аварий происходят аварии нерасчетные, когда в ходе развития первичных отказов имеют место отказы и неправильные действия персонала и средств управления, а также воздействия стихийных сил и посторонних факторов. Эти явления относятся к области живучести энергосистем [23].

Точное знание распределения потока мощности и уровней напряжения нужно при анализе функциональной надежности действующей энергосистемы в ходе оперативного управления. Тогда расчеты распределения потока осуществляются по полным уравнениям с учетом напряжений в узлах, значений активной и реактивной мощности в ветвях сети и условий их генерирования в узлах. Но это уже задача расчета режимов.

Рассмотрим структурную надежность. Структура системы меняется как при случайных возмущениях, так и при преднамеренных переключениях.

Представим электрическую систему эквивалентной схемой замещения, содержащей генерирующие, нагрузочные и транзитные узлы, а также связи между ними. В качестве критерия (условия) отказа системы будем считать ограничение или прекращение питания хотя бы одного из нагрузочных узлов. Это может произойти, когда имеющаяся генерирующая мощность в системе недостаточна для электроснабжения всех потребителей (дефицит мощности), перегружены линии электропередачи или прерваны связи нагрузочного узла с системой. Поэтому кроме вычисления показателей надежности системы в целом необходимо определить надежность электроснабжения отдельных нагрузочных узлов. Расчет структурной надежности позволяет определять надежность электроснабжения узлов, но не учитывает вероятность недостатка генерируемой мощности для покрытия нагрузки потребителей. Если не рассматривать случаи нарушения устойчивости параллельной работы генераторов системы и выхода за допустимые пределы напряжений в узлах, относя эти случаи к задачам обеспечения устойчивоспособности и режимной управляемости, то и тогда определение показателей безотказности и готовности электроэнергетической системы представляется сложной задачей. Наличие большого числа элементов в структуре и их связность по электрическому режиму, наличие восстановления и профилактики и ограничений по пропускной способности элементов сети заставляет при анализе структурной надежности электрических систем следующие упрощающие допущения [9,21,22]:

- отказы элементов системы являются независимыми событиями;
- поток отказов событий ординарен, т.е. вероятность появления на одном промежутке времени Δt двух и более событий пренебрежимо мала по сравнению с вероятностью появления только одного события. Ординарность потока выражает собой условие практической невозможности одновременного появления двух и более событий. Поток отказов одного восстанавливаемого устройства всегда является ординарным, т.к. второй отказ может иметь место только после восстановления этого устройства;

- периоды безотказной работы элементов значительно больше длительностей их восстановления;
- время безотказной работы и время восстановления распределены по экспоненциальному закону;
- рассматриваются только стационарные состояния элементов и определяются их вероятности (относительные длительности), т.е. вероятность появления определенного числа событий за фиксированный промежуток времени зависит только от длины промежутка и не зависит от положения промежутка на оси времени, т.е. плотность потока появления событий постоянна во времени.

Схема замещения электроэнергетической системы представляет собой сложную сетевую структуру, поэтому при построении ее модели надежности используются разные методы оценки показателей структурной надежности. Эти методы не позволяют точно определить потокораспределение в сети, так как учитывают только первый закон Кирхгофа. Однако простота реализации методов является решающим преимуществом при сложных схемах и большом числе расчетов.

«Основными событиями в системе являются отказы и восстановления как отдельных элементов, так и системы в целом, определяемые показателями надёжности. Общепринятыми в международной практике основными показателями надёжности являются: вероятность безотказной работы – Probability of Failurefree Operation, время восстановления – Restoration Time» [8,9,75].

В качестве показателей, количественно характеризующих надежность схемы и ее элементов, также рекомендуется использовать следующие показатели:

- Интенсивность восстановления $\mu(t)$ – условная вероятность восстановления после момента t за единицу времени Δt при условии, что до момента t восстановления элемента не произошло.

Численные значения интенсивности восстановления и интенсивности отказов сведены в справочные таблицы по видам оборудования и ремонтов.

- Среднее время восстановления T_B – при экспоненциальном распределении времени восстановления, когда интенсивность восстановления $\mu = const$, аналогично имеем соотношение

$$T_B = \frac{1}{\mu},$$

(2.1)

т. е. среднее время восстановления численно равно средней по множеству однотипных элементов (объектов) продолжительности восстановления, приходящейся на один объект. Поскольку $\mu = const$, то и $T_B = const$.

Статистически среднее время восстановления равно

$$T_B = \frac{\sum_{i=1}^{N_B(0)} t_{Bi}}{n}, \quad (2.2)$$

где t_{Bi} – длительность восстановления i -го элемента (объекта), n – число отказов данного объекта, $N_B(0)$ – число восстановленных элементов.

- Параметр потока отказов $\omega(t)$ – математическое ожидание числа отказов, происшедших за единицу времени, начиная с момента t при условии, что все элементы, вышедшие из строя, заменяются работоспособными, т. е. число наблюдаемых элементов сохраняется одинаковым в процессе эксплуатации.

Из статистических данных параметр потока отказов $\omega(t)$ определяется по формуле:

$$\omega t = \frac{n \Delta t}{N \Delta t}, \quad (2.3)$$

где N , $n(\Delta t)$ – соответственно общее количество элементов, поставленных на испытание, и число элементов, отказавших за интервал времени Δt .

Для экспоненциального закона надежности интенсивность и параметр потока отказов не зависят от времени и совпадают, т. е.

$$\lambda(t) = \omega(t) = \lambda = \omega = const .$$

(2.4)

Для оценки нескольких свойств надежности используются комплексные показатели:

- Коэффициент готовности K_G – вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени t .

Для определения величины K_G отдельного элемента используется следующая статистическая оценка:

$$K_G = \frac{\sum_{i=1}^n t_{P_i}}{\sum_{i=1}^n t_{P_i} + \sum_{i=1}^n t_{B_i}},$$

(2.5)

где t_{P_i} – i -й интервал времени исправной работы элемента, t_{B_i} – i -й интервал времени восстановления элемента после i -го отказа, n – число отказов.

Или K_G можно получить по следующему выражению:

$$K_G = \frac{T}{T + T_B}, \quad (2.6)$$

где T – среднее время безотказной работы.

- Коэффициент вынужденного простоя K_{II} – вероятность того, что в произвольный момент времени t объект будет в неработоспособном состоянии:

$$K_{II} = 1 - K_G = \frac{T_B}{T + T_B}. \quad (2.7)$$

2.2 Анализ методов оценки показателей структурной надежности

Как уже говорилось в первой главе, парк электрооборудования электрических сетей имеет большую долю оборудования, отработавшего установленный стандартами минимальный срок службы. Поэтому в последнее время в связи с участившимися авариями в электроэнергетической системе, все чаще встает вопрос оценки надежности и бесперебойности функционирования. Для решения этого вопроса проведем анализ методов оценки структурной надежности и на основе этого анализа выберем метод,

позволяющий более эффективно, и с меньшими вычислительными затратами рассчитать основные показатели надежности, что позволит разработать мероприятия по повышению уровня надежности энергетических объектов.

Из наиболее употребляемых в настоящее время методов расчета можно назвать экспериментальные методы, методы имитационного моделирования (статистические методы) и аналитические методы (рисунок 2.1).

Экспериментальные методы разделяются на методы испытаний на надежность и на методы наблюдения.

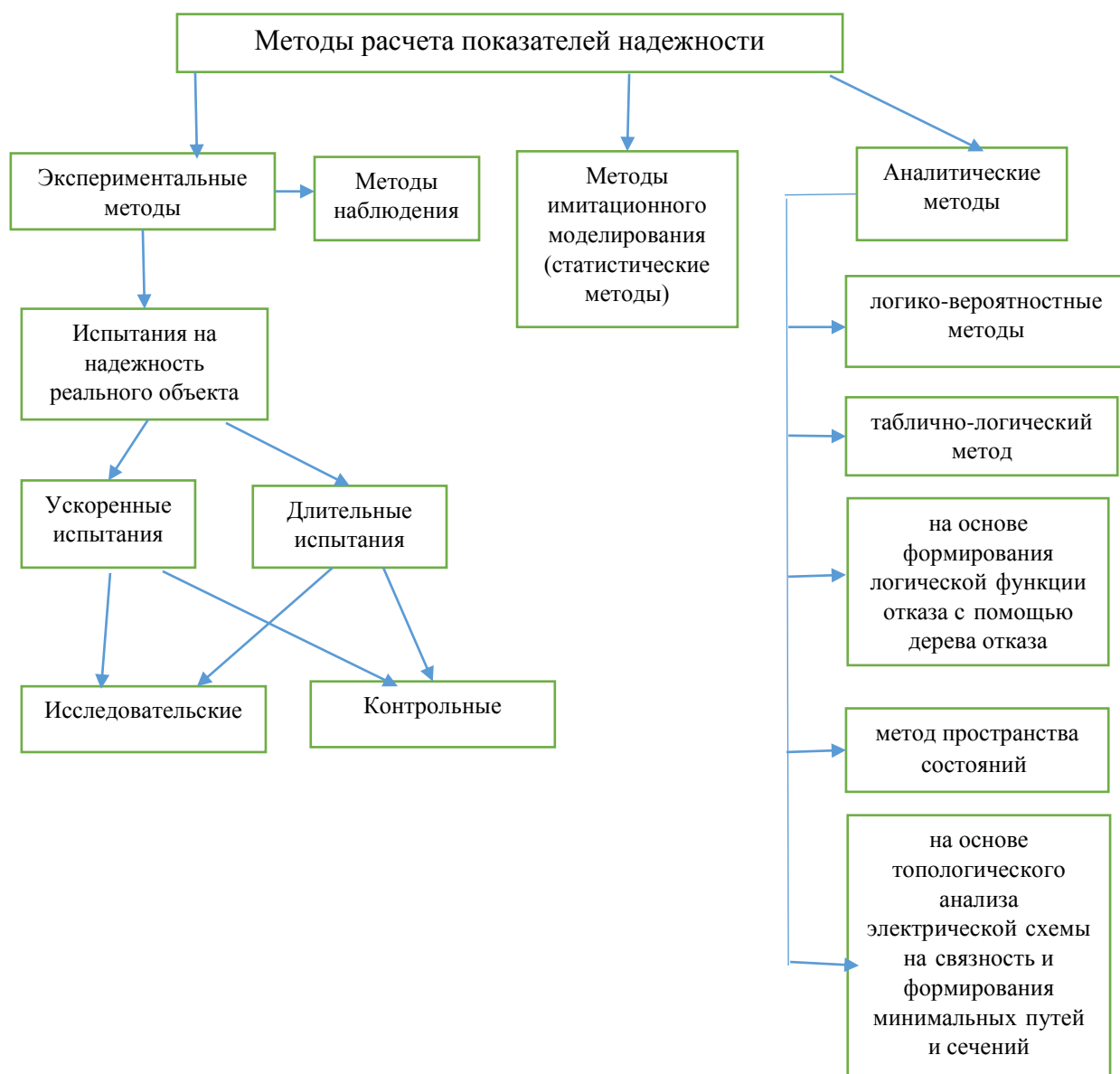


Рисунок 2.1 – Методы оценки показателей структурной надежности

Испытания на надежность, как правило, применяются для серийных изделий, выпускаемых в большом количестве. «Исследовательские испытания на надежность проводятся для выявления фактических значений показателей надежности. Контрольные – для проверки соответствия показателей надежности объектов требованиям ГОСТ, технического задания и т.д.

По времени проведения испытания подразделяются на ускоренные и длительные. основной особенностью длительных испытаний является воспроизведение реальных условий эксплуатации объекта. Ускоренные испытания моделируют форсированные режимы нагрузки объекта с целью получения достаточной информации о надежности за максимально короткий срок по сравнению с условиями эксплуатации» [69,75].

Проводить специальные испытания для систем электроснабжения, состоящих из очень большого числа разнородных элементов, в реальных условиях эксплуатации во многих случаях не представляется возможным, поэтому чаще всего применяются методы наблюдений, или как их еще называют ретроспективные методы. Они представляют собой извлечение и обработку информации из анализа работы действующего объекта. Стоимость работ, связанных с оценкой надежности эксплуатируемого электроэнергетического оборудования этими методами, в отличие от стоимости испытаний на надежность минимальна [75]. В основном это затраты на сбор и обработку статистических данных. В итоге показатели надежности объекта могут быть экспериментальными методами оценены, например, следующим образом [17, 18, 24, 26, 63, 75].

Статистически среднее время восстановления можно определить по формуле (2.2). Из статистических данных параметр потока отказов $\omega(t)$ определяется по формуле (2.3).

Вероятность отказа в срабатывании коммутационного аппарата q_B статистически определяется как отношение числа несрабатывания $m_{\text{впзА}}(\Delta t)$ устройств релейной защиты и автоматики и числа несрабатывания $m_B(\Delta t)$

самого коммутационного аппарата к общему числу требований $M(\Delta t)$ на работу этих устройств за период наблюдений Δt

$$q_B^* = \frac{1}{M(\Delta t)} [m_{\text{УРЗА}}(\Delta t) + m_B(\Delta t)]. \quad (2.8)$$

«Как показывает практика, недостаточный объём статистических данных отказов и восстановлений элементов электроэнергетических систем России не позволяет в полной мере использовать этот метод. Однако по результатам статистических данных, имеющихся в журналах технологических нарушений, можно сделать вывод, как влияют представленные выше факторы на события в системе, а также на надёжность её элементов и электроэнергетической системы в целом» [69]. По этой причине должна проводиться работа по сбору, обработке, хранению и использованию данных по надёжности объектов систем электроснабжения.

Методы имитационных испытаний (метод Монте-Карло или статистические методы) стал широко использоваться благодаря внедрению в практику расчетов компьютеров. Сущность метода состоит в том, что на вычислительной машине моделируется действительный ход процесса, и после того как над этим процессом проведены достаточно длительные наблюдения, делаются оценки показателей надёжности. Таким образом, в этом методе моделирование рассматривается как последовательность реальных экспериментов. После серии опытов получают некоторую выборку случайных реализаций, которые затем подвергают стандартным процедурам статистической обработки. Основной недостаток метода Монте-Карло состоит в том, что требуется большое число испытаний, в результате этого затраты машинного времени на моделирование могут оказаться чрезвычайно большими, в особенности если в ходе вычислений встречается большое количество различных состояний системы, требующих сложного анализа условий отказа [9, 75].

Аналитические методы при наличии математического описания функциональных связей между отдельными факторами позволяют решить

любую задачу по оценке надежности в электроэнергетике с требуемой точностью. Как правило на практике, многие методы, относящиеся к аналитическим, используют громоздкие описания функциональных связей, что требует довольно трудоемких, в ряде случаев, расчетов даже с использованием современных компьютеров. Тем не менее, из всего многообразия рассмотренных подходов, для оценки структурной надежности наиболее предпочтительными являются аналитические методы, которые рассмотрим поподробнее.

Наиболее распространенные формулы, использующиеся для расчетов в аналитических методах следующие [5, 7, 12, 16, 23, 27]. Общая формула вероятности безотказной работы:

$$P(t) = e^{-\int_0^t \lambda(t) dt} . \quad (2.9)$$

Среднее время безотказной работы:

$$T = \int_0^{\infty} P(t) dt . \quad (2.10)$$

При экспоненциальном распределении вероятность безотказной работы в течение времени t вычисляется по формуле

$$P(t) = e^{-\lambda t} ,$$

а среднее время безотказной работы

$$T = \int_0^{\infty} e^{-\lambda t} dt = \frac{1}{\lambda} .$$

«К основным аналитическим методам относятся:

- логико-вероятностные методы [13, 55, 56];
- таблично-логический метод [23, 27, 52, 53, 57, 61];
- на основе формирования логической функции отказа с помощью дерева отказа [9, 39, 23];

- на основе топологического анализа электрической схемы на связность и формирования минимальных путей и сечений [9, 24, 27, 28, 61, 75];
- метод пространства состояний [9, 20, 37, 44, 47, 48, 49, 64-68]».

Следует отметить, что деление методов расчета достаточно условно, т.к. в пределах каждого метода могут использоваться разделы из других методик.

Логико-вероятностный метод использует функции алгебры логики. Здесь следует отметить работы И.А. Рябина, Г.Н. Черкесова, Л.И. Волгина и других. «Функция алгебры логики использует систему двоичных переменных, т.е. есть величина, которая принимает два значения: «истина» и «ложь». Если x истинно, то $x=1$, если x ложно, то $x=0$. Переменная величина, которая принимает лишь два значения (1 или 0), называется двоичной. Функции, принимающие лишь два значения (1 или 0) и определяемые различными наборами двоичных аргументов, называются двоичными функциями или функциями алгебры логики (ФАЛ)» [8, 56].

Выполняются три основные логические операции: конъюнкция (соответствующая умножению событий в теории вероятностей), дизъюнкция (соответствующая сложению событий) и отрицание. Отрицание высказывания x обозначается как \bar{x} . Логическое умножение высказываний x_1 и x_2 обозначается как $x_1 \wedge x_2$ или $x_1 x_2$. Логическое сложение высказываний x_1 и x_2 обозначается как $x_1 \vee x_2$ или $x_1 + x_2$.

При изучении надежности схем имеется понятие кратчайшего пути Π успешного функционирования системы, т.е. конъюнкцию ее элементов, ни одну из компонент которой нельзя изъять, не нарушив условия функционирования. Такую конъюнкцию можно записать в виде

$$\Pi_l = \bigwedge_{i \in K_{\Pi_l}} X_i,$$

где K_{Π_l} – множество номеров элементов X_i , соответствующих данному пути l .

Определить условия работоспособности для систем, имеющих небольшое количество элементов в структурной схеме, нетрудно. Если же рассматривать систему, имеющую в структурной схеме большое количество элементов, то составление функции работоспособности простым перебором становится нереальным.

В связи с этим вводится понятие минимального сечения отказов системы, представляющей собой такое логическое произведение из отрицаний ее элементов, ни один из компонентов которой нельзя изъять, не нарушив условия неработоспособности системы. Такую конъюнкцию можно записать в виде функции

$$S_j = \bigwedge_{i \in K_{S_j}} \bar{X}_i,$$

где K_{S_j} – множество номеров элементов \bar{X}_i , соответствующих данному сечению j .

Таким образом, если структурно-функциональные связи системы можно представить, например, в виде совокупности элементов, связанных между собой последовательным, параллельным или иным способом, то работоспособное или неработоспособное состояние такой системы можно записать в виде функции алгебры логики. Логико-вероятностный метод применяется в основном для расчета надежности судовых электроэнергетических систем [55, 56], технологических схем атомных электростанций, включая схемы надежного питания установок собственных нужд.

Достоинство данного метода – возможность реализации на компьютере. Недостатком является сложность расчета с увеличением схемы при неавтоматизированной реализации расчетов.

Таблично-логический метод применяется в тех случаях, когда разнообразие отказов рассматриваемой системы велико. Здесь следует отметить работы Ф.И. Синьчугова, Ю.Б. Гука, В.И. Трубицына, В.Г.

Китушина, М.Н. Розанова и других. С помощью таблично-логического метода можно выявить различные виды аварий, возникающие при наложении отказов элементов главной схемы на ремонтные и эксплуатационные режимы, различающиеся составом находящихся в работе элементов и их повреждаемостью. Для всех выявленных аварий вычисляется частота возникновения отказов и средняя длительность ликвидации аварии.

«Искомые события и состояния связаны с совпадением отказов одних с неработоспособными состояниями других элементов. Составляется таблица расчетных логических связей отказов, режимов и аварий, в которой записывается, какие отказы к какой аварии приводят к каждому из режимов. Таблица представляет собой матрицу, где каждый столбец идентифицирует исходное состояние, а строка – состояние отказа элемента, т.е. каждая клетка таблицы представляет одно из возможных состояний системы. Построенные определенным образом таблицы позволяют организовать перебор таких состояний и совпадений. Формы таблиц могут быть различными, отражая специфику задачи. Вывод расчетных выражений для частоты и длительности аварий основан на последовательном применении формулы полной вероятности при рассмотрении множества возможных конъюнкций» [23, 57].

Достоинство данного метода – это наглядность определения разных видов аварий. Недостаток – возникают трудности при анализе сложных технических систем в связи с большим количеством переборов исходных состояний и состояний отказов, что трудно поддается формализации на компьютере.

Метод, основанный на анализе дерева отказов, представляет собой систематический анализ событий, которые могут вызвать отказ системы, включая отказы подсистем и элементов, которые являются первопричиной отказов системы. В результате анализа строится так называемое дерево отказов (рисунок 2.2), структура дерева отказов позволяет определить алгоритмы, при помощи которых можно вычислить вероятность отказа системы [28, 75]. Некоторые понятия, используемые в методе дерева отказов,

заимствованы из теории графов. В теории графов деревом называется такой граф (совокупность вершин и ребер), который является связным (исходя из любой вершины, можно достичь любой другой вершины, пройдя некоторую последовательность ребер) и не содержит замкнутых контуров (случай, когда некоторая последовательность ребер начинается и заканчивается в одной и той же вершине). Дерево с направленными ребрами (дугами), где из каждой вершины начинается одна единственная дуга, за исключением вершины, называемой корнем дерева, называют логическим деревом. Можно отметить следующие работы И.В. Белоусенко, А.П. Ковалева, Дж. Эндрени, Б. Диллона, Ч. Сингха и других.

Деревом называют связный граф, не содержащий замкнутых контуров. Между любыми двумя узлами дерева можно построить только один единственный путь. Деревом отказов называют логическое дерево, в котором ветви представляют собой события, приводящие к отказу системы, подсистемы или элементов, а узлы – логические операции, связывающие исходные и результирующие события отказов. «Дерево отказов начинается с единственного события в корне дерева, называемого конечным событием; на следующем уровне появляются события, которые могут вызвать конечное событие; аналогичным образом дерево продолжается на последующих уровнях. Наиболее употребительными логическими операциями являются *И* и *ИЛИ*, значительно реже употребляется *НЕ*, определения и символы этих логических операций показаны на рисунке 2.3» [23, 24, 57].



Рисунок 2.2 – Дерево отказов

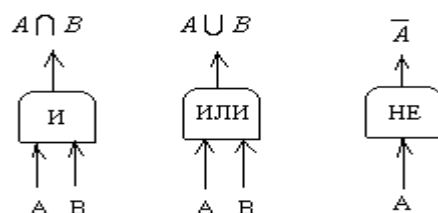


Рисунок 2.3– Логические операции

Процесс построения дерева отказов идет от конечного события сверху вниз через промежуточные к исходным событиям и состояниям, до тех пор, пока на всех уровнях дерева не останутся одни элементарные события и состояния.

Анализ дерева отказов определяет наиболее важные отказы и наиболее слабые места системы. Недостатком данного метода является то, что расчеты надежности схем с большим количеством элементов могут быть затруднительны, так как для каждого интересующего состояния расчетной схемы должно строиться свое «дерево отказов», что приводит к большому количеству расчетов.

Топологический метод на основе формирования минимальных путей и сечений (Ю.А. Фокин, В.В. Зорин, И.В. Недин, Р. Биллингтон, Р. Алан, Дж. Эндрени, В. Л. Прусс, В.В. Тисленко). Он состоит в следующем: реальная схема электроснабжения заменяется эквивалентной структурной: последовательно-параллельной (пути) и параллельно-последовательной (сечения). Пути – это совокупности минимального набора элементов, функционирование которых обеспечивает нормальное функционирование схемы от источника питания до узла нагрузки [64-68, 75]. Сечения – это совокупности минимального набора элемента, отказ которых в любой из совокупностей приводит к отказу рассматриваемого узла [64-68, 75], это основные сечения, т.е. по элементам, входящих в данные сечения, может передаваться электроэнергия в узел нагрузки. Помимо основных формируются и дополнительные сечения. «Дополнительные сечения определяются на основе информации об основных сечениях, в которые входят узлы схемы, и списков, отражающих зоны воздействия отказов

элементы на узлы. Дополнительными сечениями называют совокупности элементов, по которым непосредственно электроэнергия в узел нагрузки не передается (или передается по части из них), но отказ, которых или сочетание отказа одних с преднамеренными отключениями других прекращает подачу питания в узел нагрузки на время оперативных переключений в сети, то есть при отключении одного или нескольких отказавших элементов может быть восстановлено питание нагрузки» [65]. Сложив показатели надежности основных и дополнительных сечений, определяются показатели надежности схемы относительно узла.

Для небольших схем (до нескольких сот элементов) [67] пути и сечения определяются непосредственно по схеме. Алгоритмы строятся таким образом, чтобы вначале определялись все пути в схеме, представляя их в виде матрицы путей P , в которой строки соответствуют расчетным элементам схемы, а столбцы – минимальным путям. Если в i -й минимальный путь входит k -й расчетный элемент, то на пересечении i -го столбца и k -й строки ставится единица. В результате логического сложения строк определяются все основные сечения относительно рассматриваемого узла. Если строка матрицы P состоит из одних единиц, то соответствующий расчетный элемент образует одноэлементное сечение. Если в строках матрицы P имеется хотя бы одна составляющая, равная нулю, то в схеме не существует одноэлементных сечений и можно сразу перейти к отысканию двухэлементных. Двухэлементные сечения находятся путем логической суммы нескольких строк, в данном случае путем анализа сочетаний по две строки, т.е. если логическая сумма строк будет состоять из одних единиц, то образуются двухэлементные сечения.

Аналогично определяются трехэлементные сечения, при этом анализируются сочетания трех строк. В этом методе обычно анализ заканчивается на рассмотрении двухэлементных сечений, т.к. в сложных схемах с большим количеством элементов число минимальных путей может быть очень велико, что усложняет расчеты даже с применением ЭВМ [66].

Методы определения основных и дополнительных сечений для больших схем электроснабжения достаточно сложные. С развитием ЭВМ были разработаны алгоритмы, позволяющие решать данную задачу. Тем не менее анализ алгоритмов [67, 75], которые были разработаны для расчетов на ЭВМ, показал ряд ограничений, затрудняющих их реализацию: одно и то же сечение может формироваться несколько раз; проверка графа на связность при переборе всех сочетаний отказавших элементов схемы, как основная операция в определении сечений, обуславливает большое время счета; формирование сечений по матрице минимальных путей является практически неэффективным из-за очень большого числа путей.

Метод пространства состояний (Дж. Эндрени, Ю.А. Фокин, Б. Диллон, Ч. Сингх, В.И. Попков, К.С. Демирчян, В.Л. Прусс, В.В. Тисленко, М.Н. Розанов, Д.А. Арзамасцев, В.П. Обоскалов, Р. Биллингтон, Р. Алан и другие).

Для того чтобы рассчитать надежность системы по данному методу, сначала анализируют состояние системы, которое определяется состоянием каждого элемента: элемент либо работает, либо отказал, или находится еще в каком-либо состоянии, например, в предупредительном ремонте. Состояния такой системы под воздействием потоков отказов и восстановлений могут меняться во времени. В общем случае можно говорить о некоторой системе, которая в процессе функционирования может менять свои состояния. Все возможные состояния системы образуют пространство состояний [75].

При использовании метода пространства состояния для описания процесса переходов системы из одного состояния в другое применяют модели Маркова. Строго обосновать применение этого метода можно при следующих предположениях: 1) если каждый из элементов системы имеет экспоненциальное распределение времени безотказной работы; 2) вероятность перехода из одного состояния в другое не должно зависеть от предыстории системы, т.е. от состояний, в которых система находилась

ранее. На практике эти предположения могут не выполняться, но все равно при расчетах применяют указанные предположения [18, 19].

Предположение об экспоненциальном распределении интервалов времени, прошедшего до наступления определенного события, лежит в основе большинства технических расчетов. «Однако модель с постоянной интенсивностью переходов часто дает удовлетворительные результаты и в тех случаях, когда эти распределения в действительности не экспоненциальные, если рассматривается длительный промежуток времени функционирования системы» [8, 9, 75].

Если длительности состояний описываются экспоненциальным законом распределения, то процесс называется простейшим. Для него характерны свойства ординарности, отсутствия последействия и стационарности. Потоки событий, одновременно обладающие свойствами ординарности (события не наступают одновременно) и отсутствия последействия (события независимы), называются пуассоновскими, такое их название связано с законом Пуассона. Теоретические расчеты чаще всего производятся в предположении того, что потоки простейшие.

В теории надежности широкое применение находят марковские процессы с дискретными состояниями и непрерывным временем [18, 19, 67]. Для непрерывного марковского процесса сумма вероятностей состояний для любого промежутка времени равна единице:

$$\sum_i p_i(t) = 1.$$

При изучении случайных процессов с дискретными состояниями и непрерывным временем в теории надежности считают, что переходы системы из одного состояния в другое происходят под воздействием потоков отказов и восстановлений, а переходы из состояния S_i в состояние S_j описывают при помощи их интенсивностей $\lambda_{ij}(t)$. Интенсивность перехода определяется как

$$\lambda_{ij}(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{p_{ij}(\Delta t)}{\Delta t}. \quad (2.11)$$

Из формулы (2.11) следует, что при малом Δt вероятность перехода $p_{ij}(\Delta t)$ может быть определена по выражению

$$p_{ij}(\Delta t) \approx \lambda_{ij}(t)\Delta t. \quad (2.12)$$

Если интенсивности переходов $\lambda_{ij}(t)$ не зависят от времени, т.е. $\lambda_{ij} = const$, то непрерывный марковский процесс называется однородным, т.е. интенсивности переходов постоянны в однородном марковском процессе [19]. Если λ_{ij} являются функциями времени, то непрерывный марковский процесс называется неоднородным.

Процесс изменения состояний можно проиллюстрировать с помощью графа состояний системы (рисунок 2.4). «Граф задается множеством точек или вершин и множеством линий или ребер, соединяющих между собой все или часть точек. Если ребра ориентированы, что обычно показывается стрелкой, то они называются дугами, и граф с такими ребрами называется ориентированным графом, если ребра не имеют ориентации, то граф называется неориентированным» [32, 50]. Вершины графа обозначаются номерами состояний (в простейшем случае таких состояний будет два: 0 – система работоспособна, 1 – система в состоянии отказа), дуги графа показывают направления переходов системы из одного состояния в другое.

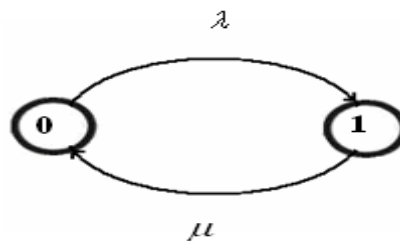


Рисунок 2.4 – Граф состояний системы

Если процесс является марковским, то его можно описать с помощью дифференциальных уравнений, в которых неизвестными являются

вероятности состояний $p_0(t)$ и $p_1(t)$. При решении используются следующие условия: поток отказов простейший с интенсивность отказов $\lambda = const$ и восстановлений $\mu = const$, закон распределения времени восстановления и времени между отказами экспоненциальный. Для любого момента времени $p_0(t) + p_1(t) = 1$. Если поведение системы рассматривать в интервале времени $[0, t + \Delta t]$, то тогда система в момент $t + \Delta t$ будет находиться в состоянии 0 и за время Δt отказов не наблюдалось, а также, если система в момент времени t находилась в состоянии 1 и за время Δt восстановление закончилось. Тогда используем формулу

$$p_0(t + \Delta t) = p_0(t)e^{-\lambda\Delta t} + p_1(t)(1 - e^{-\mu\Delta t}),$$

так как $e^{-\lambda\Delta t} \approx 1 - \lambda\Delta t$, $e^{-\mu\Delta t} \approx \mu\Delta t$, то

$$p_0(t + \Delta t) = p_0(t)(1 - \lambda\Delta t) + p_1(t)(1 - e^{-\mu\Delta t}).$$

Проводя аналогичные рассуждения для второго состояния, получается второе уравнение

$$p_1(t + \Delta t) = p_1(t)(1 - \mu\Delta t) + p_0(t)\lambda\Delta t.$$

При $\Delta t \rightarrow 0$ можно получить систему дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \frac{dp_0(t)}{dt} = -\lambda p_0(t) + \mu p_1(t), \\ \frac{dp_1(t)}{dt} = -\mu p_1(t) + \lambda p_0(t). \end{cases} \quad (2.13)$$

Уравнения вида (2.13) получили название дифференциальных уравнений Колмогорова–Чепмена [50, 75].

К этим уравнениям добавляется уравнение для вероятностей состояний:

$$p_0(t) + p_1(t) = 1. \quad (2.14)$$

Кроме того, должны быть заданы начальные условия. Тогда, решая любое одно дифференциальное уравнение из двух (2.13) совместно с

уравнением (2.14) при заданных начальных условиях, можно определить вероятности состояний системы.

Если граф ориентированный, то систему дифференциальных уравнений для вероятностей состояний можно непосредственно записать, пользуясь следующим правилом. В левой части уравнения записывается производная от вероятности рассматриваемого состояния во времени, в правой части—столько слагаемых, сколько дуг (входящих и выходящих) связано с данным состоянием. Каждое слагаемое равно произведению интенсивностей перехода, являющейся обозначением рассматриваемой дуги, на вероятность того состояния, из которого выходит эта дуга. Причем, если дуга для данного состояния (для которого составляется уравнение) является выходящей, то соответствующее ей слагаемое имеет знак минус, если дуга является входящей, то соответствующее ей слагаемое имеет знак плюс.

При оценке структурной надежности систем с большим сроком службы рассматривают только асимптотические (стационарные) значения вероятностей ($t \rightarrow \infty$). Тогда от системы дифференциальных уравнений переходят к системе алгебраических уравнений. Для этого необходимо все производные приравнять к нулю ($\frac{dp_i(t)}{dt} = 0$) и произвести замену $p_i(t)$ на p_i .

Так, например, система уравнений (2.13) приобретает вид:

$$\begin{cases} 0 = -\lambda p_0 + \mu p_1, \\ 0 = \lambda p_0 - \mu p_1. \end{cases}$$

Заменяя одно из этих уравнений выражением $p_0 + p_1 = 1$, получаем систему из двух независимых уравнений с двумя неизвестными

$$\begin{cases} 0 = -\lambda p_0 + \mu p_1 \\ p_0 + p_1 = 1. \end{cases} \quad (2.15)$$

В результате расчетов получается

$$p_0 = \frac{\mu}{\mu + \lambda} = \frac{T}{T + T_B} = K_G,$$

$$p_1 = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{T_B}{T + T_B} = K_{II},$$

где K_G – коэффициент готовности, K_{II} – коэффициент вынужденного простоя.

«Основной областью применения метода пространства состояний является вычисления характеристик надежности ремонтпригодных систем. Основными показателями, определяемыми данным методом, являются вероятности, средние параметры потоков отказов и средние продолжительности отдельных состояний системы. После нахождения состояний системы, приводящих к ее отказу, вычисляются аналогичные показатели для состояний отказа системы в целом» [75].

В настоящее время в практике не существует такого математического метода, который было бы возможно использовать для реальных расчетов с учетом всех многогранных свойств системы электроснабжения. Перечисленные выше аналитические методы, как правило, опираются на большое число допущений и ограничений, сужающих область их использования.

К общим недостаткам перечисленных выше методов можно отнести то, что для решения задач надежности нужно затратить большое количество времени, что увеличивает трудоемкость задачи, поэтому необходимо применять методы, позволяющие с меньшими вычислительными затратами решать соответствующие задачи.

Развитие вычислительной техники поставило перед электроэнергетиками задачу пересмотреть существующие методы с точки зрения их использования в математическом обеспечении автоматизированных систем управления. Оказалось, что многие методы, несмотря на их изящество и эффективность при решении без ЭВМ частных

задач малой размерности, мало пригодны для практических задач большой размерности, т.к. они, в частности, трудно формализуемые. На первых порах развития теории надежности для анализа энергосистем получили широкое применение те методы, которые были разработаны общей теорией надежности и направлены, как правило, на выполнение ручных расчетов. Сюда следует отнести логико-вероятностные, таблично-логические, метод «дерева отказов». Специфика энергосистем потребовала разработки алгоритмов и программ, предназначенных для выполнения расчетов на ЭВМ без вмешательства или с минимальным участием человека. Наиболее пригодным для расчетов на компьютере из числа методов, получивших широкое развитие, является метод минимальных путей и сечений и метод пространства состояний, которые дополняют друг друга и позволяют учитывать надежность коммутационной аппаратуры.

Практически во всех данных методах присутствует анализ вероятностных состояний системы. Достаточно полно эти общие свойства описываются методом пространства состояний.

Проведя анализ различных методов расчета показателей надежности, и рассмотрев достоинства и недостатки каждого метода, в данной работе выбираем метод пространства состояний, как основополагающий для количественной оценки надежности схем электроснабжения, как наиболее удобный для практического применения по условиям полноты учитываемых факторов и наиболее поддающийся формализации при машинной реализации. В связи с этим, рассчитаем показатели надежности методом пространства состояний.

2.3 Модели отказов коммутационной аппаратуры

Для расчёта показателей надежности был выбран метод пространства состояний. Однако в практической реализации данного метода не уделяется должного внимания рассмотрению различных видов отказов коммутационной аппаратуры. Поэтому в данном параграфе рассмотрим основные модели отказов коммутационной аппаратуры, учитывающие не

только отказы типа короткое замыкание «КЗ» и «обрыв цепи», но и другие виды отказов, которые используются при расчетах показателей надежности электроэнергетических систем.

Как видно из рисунка 1.5 наибольшее число отказов приходится на выключатели. «С позиций надежности выключатель – один из наиболее сложных элементов. В его модели отказа требуется учитывать параметры надежности электрических аппаратов (собственно выключателя с приводом, разъединителей), устройств релейной защиты и автоматики, условия ремонтно-эксплуатационного обслуживания и ряд других факторов [3, 75]. На сегодняшний день продолжают находиться в эксплуатации выключатели, конструкция которых устарела и срок службы достигает больше 20 лет (например, масляные и воздушные). Основные причины повреждений данных типов выключателей представлены на рисунках 1.19-1.22. На основе проведенного анализа данных диаграмм можно сделать вывод, что основными причинами отказов воздушных и масляных выключателей являются: отказы привода и цепей управления, повреждения изоляторов, разрушение гасительной камеры из-за непогасания дуги, дефекты резиновых уплотнений (для воздушных выключателей). Основные причины отказов – это длительный срок эксплуатации и многократные операции выключателями, что привело к износу деталей. Поэтому для точной оценки надежности систем электроснабжения необходимо учитывать надежность коммутационных аппаратов.

«Модели надежности выключателей по степени детализации основных влияющих факторов многообразны и их исторически делят на два крупных класса: упрощенные и сложные (уточненные) [7, 27]. Основой в большинстве всех расчетов надежности выключателей являются модели марковских случайных процессов с различной степенью учета процесса восстановления, ремонтных состояний и т.д. [58, 66].

В наиболее простой модели учитываются все аварийные отключения, связанные с эксплуатацией выключателя, без дифференциации причин их

возникновения. Из общего числа отказов выделяют отказы типа «КЗ», которые требуют для локализации отказавшего выключателя, например из-за перекрытия его дугогасительной камеры, отключения всех смежных выключателей. Также выделяют отказы типа «обрыв». Под ними понимают те отказы, которые требуют вывода выключателя во внеплановый ремонт, т.е. приводящие к разрыву цепи, в которой находится отказавший выключатель. Рассматриваемые отказы выявляются преимущественно при обходах и осмотрах. Уточнение модели отказа выключателя достигается группировкой отказов, происходящих в статическом состоянии, при оперативных переключениях и при отключении поврежденных элементов, т.е. при локализации короткого замыкания. На рисунке 2.5 показана статистика отказов собственно самих выключателей с приводами в различных состояниях.

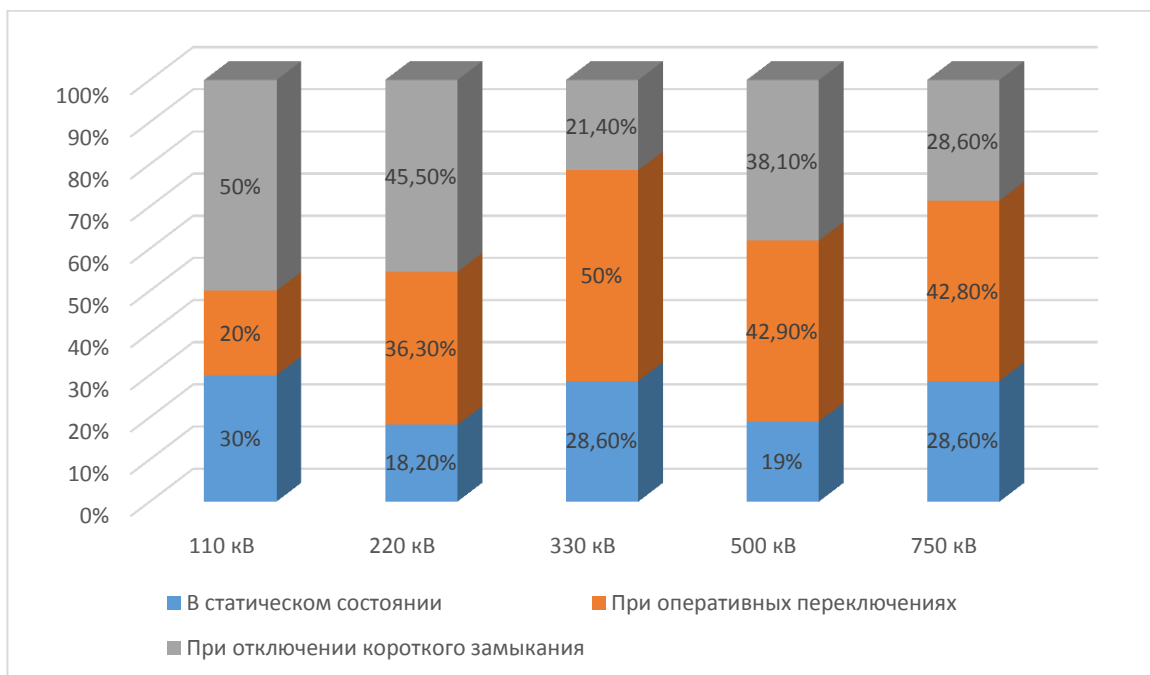


Рисунок 2.5 – Отказы выключателей в статическом состоянии, при оперативных переключениях и при отключении короткого замыкания

В наиболее сложных, полных моделях отказа выключателя [57] моделирование процесса коммутации электрических цепей охватывает процессы при отказе как собственно выключателей, так и оборудования присоединений, вводе-выводе их из работы по различным причинам (в

резерв, из резерва, для выполнения аварийно-восстановительных и плановых ремонтов). Весьма значительная группа отказов выключателей, связанных с ненадежностью (отказами функционирования) устройств РЗА вследствие отказа, излишнего и ложного срабатывания. Это происходит, когда при коротком замыкании на присоединении по различным причинам происходил отказ срабатывания основных и резервных устройств РЗА, воздействующих на выключатель данного присоединения. При этом короткое замыкание ликвидировалось действием УРОВ (устройство резервирования при отказе выключателя), приводя к потере не только данного, но и в ряде случаев смежных присоединений. Таким образом, если на защищаемом участке происходит короткое замыкание и срабатывание его защиты, но при этом выключатель по каким-то причинам это короткое замыкание не устраняет, то УРОВ выдает команду на отключение смежных выключателей, через которые идет подпитка точки КЗ. Делается это с определенной выдержкой времени для отстройки от времени действия выключателя. Излишнее срабатывание обусловлено в основном нарушением селективности РЗА при внешних КЗ, т.е. не в защищаемой зоне. Выключатель рассматриваемого присоединения отключался при наличии требования отключения выключателей иных присоединений и отсутствии таковых на отключение выключателя данного присоединения. Ложное срабатывание заключалось в отключении от устройств РЗА выключателя при отсутствии на то соответствующего требования как на данном, так и на других присоединениях. Они имели место, например, при дефектах изготовления и монтажа устройств РЗА, а также из-за ошибочных действий персонала при работе с ними. Наличие РЗА делает работу и соответственно отказы выключателей зависящими от отказов другого оборудования. Кроме того, автоматическое повторное включение (АПВ) приводит к тому, что на одно повреждение защищаемого оборудования возникает несколько требований срабатывания выключателей, увеличивая вероятность отказов последних. Таким образом, доля отказов выключателей из-за нарушений работы

устройств РЗА может превышать число отказов собственно выключателей с приводами (рисунок 2.6) [3,73].

В связи с этим, заметно расхождение данных по моделям отказа выключателя в различных работах [27, 57, 67, 75]. Однако в работах [58, 75] обосновано, что нецелесообразно делить отказы, которым подвергается электрооборудование в процессе эксплуатации, более чем на три вида, такие как отказ типа «короткое замыкание», отказ типа «обрыв цепи» и отказ срабатывания» [70].

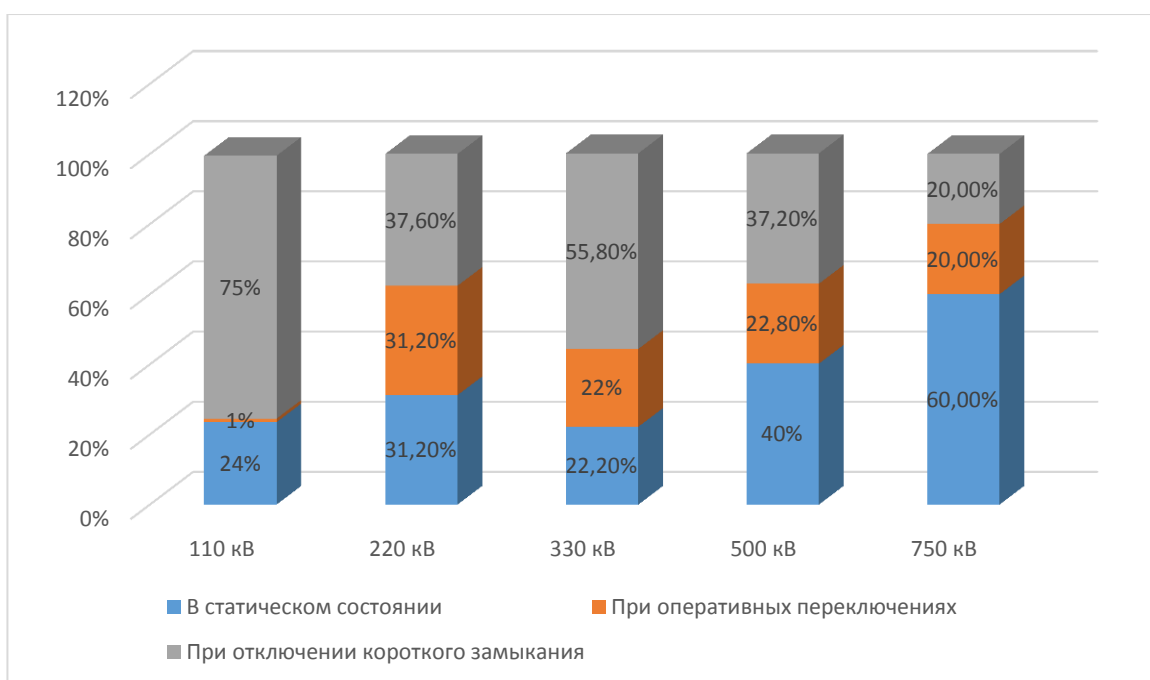


Рисунок 2.6 – Отказы выключателей из-за нарушений работы РЗА в различных режимах

Существует ряд различных методик оценки надежности коммутационных аппаратов (КА) электроэнергетических систем. Следует отметить работы Дж. Эндрени, Ю.А. Фокина, Ф.И. Синьчугова, А.П. Ковалева, И.В. Белоусенко, М.С. Ершова, В.Г. Китушина, А.И. Шалина, А.В. Шолохова, А.А.Гришкевича, Ю.В. Степкиной и других.

Например, в работах московской школы под руководством Фокина Ю.А. [64-68] оценка надежности КА заключается в следующем:

формируются основные и дополнительные сечения. «Для нахождения данных сечений составляют списки «В», «П», «А», «АВР». «Списки документов составляются для каждого узла схемы, не отделенных от узла какой-либо коммутационной аппаратурой (список «В»); элементов, отделенных от узла неавтоматической коммутационной аппаратурой (список «П»); элементов, отделенных от узла автоматической коммутационной аппаратурой (список «А»); если электроснабжение узла резервируется посредством АВР, то формируется список элементов, отказ которых вызывает необходимость работы устройств АВР (список «АВР»). Эти списки и найденные основные сечения служат исходной информацией для построения дополнительных сечений» [9]. Изложенный приближенный метод формирования условий состояний отказа имеет ряд недостатков: число дополнительных сечений, как правило больше основных; при образовании дополнительных сечений необходимо постоянно осуществлять контроль, не является ли полученное сечение основным; не включается ли какой-либо элемент в дополнительное более одного раза, все это увеличивает трудоемкость расчетов и снижает эффективность при нахождении сечений высшего порядка. Поэтому при практических расчетах обычно ограничиваются определением сечений с числом элементов не более двух [67].

В работах [75,76] алгоритм оценки надежности КА заключается в определении путей между источником питания и узлом нагрузки по графу схемы. Пути можно проследить, продвигаясь к предшествующим элементам от потребителя к источнику. Затем определяют код пути элемента. Кодом пути называют вектор, который показывает, какие пути будут прерваны в результате исключения данного элемента: цифра 1 в i -м разряде кода означает, что будет прерван i -й путь, цифра 0 – что путь не пострадает. Затем все состояния проверяются на предмет определения того, не являются ли они состояниями отказа с минимальными сечениями. Недостаток алгоритма заключается в том, что для проверки графа на связность при переборе всех

сочетаний элементов схемы на предмет того является полученное состояние состоянием отказа системы и является ли это состояние МС-состоянием или нет, требуется большое количество времени счета, особенно для больших электрических систем.

В работах [70, 71] разработана классификация сечений с учетом отказов коммутационной аппаратуры на основе перечисления состояний отказа.

Таким образом, анализ известных методов по учету влияния коммутационных аппаратов на надежность схем электроснабжения выявил, что в работах [67] метод оценки надежности КА наиболее поддается формализации при машинной реализации, однако формирование сечений происходит недостаточно точно, что порождает определенные трудности при работе с ними; в работах Дж. Эдрени метод оценки КА точный, но при практической реализации данный метод плохо поддается формализации и громоздок, что приводит к увеличению трудоемкости задачи и усложняет расчет надежности схем электроснабжения промышленных предприятий даже с помощью вычислительных программ. В работах [20,70, 71] предложена инженерная методика оценки показателей надежности, учитывающая разные виды отказов коммутационной аппаратуры, позволяющая с меньшими вычислительными затратами решать задачи оценки структурной надежности.

2.4 Выводы по второй главе

1. Рассмотрены основные понятия, применяемые в теории надежности. Показано, что при анализе структурной надежности электрических систем можно принять ряд допущений, упрощающие расчет показателей надежности.

2. Проведен сравнительный анализ методов оценки показателей структурной надежности. Рассмотрены основные достоинства и недостатки данных методов. На основе проведенного анализа выбран метод пространства состояний как основополагающий.

3. Рассмотрены основные модели отказов коммутационной аппаратуры, а именно выключателей, т.к. на них приходится большая часть отказов. Показана необходимость учета влияния отказов коммутационной аппаратуры для проведения точной оценки надежности систем электроснабжения. Таким образом, для дальнейшего расчета выбрана инженерная методика оценки показателей надежности, учитывающая разные виды отказов коммутационной аппаратуры, базирующаяся на методе пространства состояния.

3 Проведение расчетов на основе выбранного метода оценки показателей надежности для существующих схем электроснабжения

3.1 Программные комплексы, применяемые для расчета показателей надежности электроэнергетических систем

Определение показателей надежности для современных электроэнергетических систем невозможно без использования соответствующих программных комплексов.

В России и за рубежом на сегодняшний день получили наибольшее распространение следующие программные комплексы, позволяющие моделировать и рассчитывать вероятностные показатели надежности электроэнергетических систем (рисунок 3.1):

1. Программные комплексы «RISK SPECTRUM» (Швеция); «SAPPHIRE» (США), использующие в качестве исходных данных «деревья отказов» и «деревья событий».

2. Программный комплекс «WINDCHILL RBD» (США), использующий специальную блок-схему работоспособности системы.

3. Отечественный программный комплекс «АРБИТР» («АСМ СЗМА»), использующий логико-вероятностный метод.

4. Программные комплексы моделирования энергосистем: «MATLAB», программная среда, позволяющая моделировать энергетические объекты и разрабатывать системы управления; «ETAP SYSTEMS» (США), программное обеспечение для электроэнергетических систем, позволяющее проводить проектирование, анализ, обслуживание электроэнергетических систем; «PSCAD» (Канада), программный комплекс, позволяющий моделировать работу энергосистем.

Основной недостаток программных комплексов зарубежного производства – это высокая стоимость и сложность подготовки кадров для изучения специализированных программных комплексов.

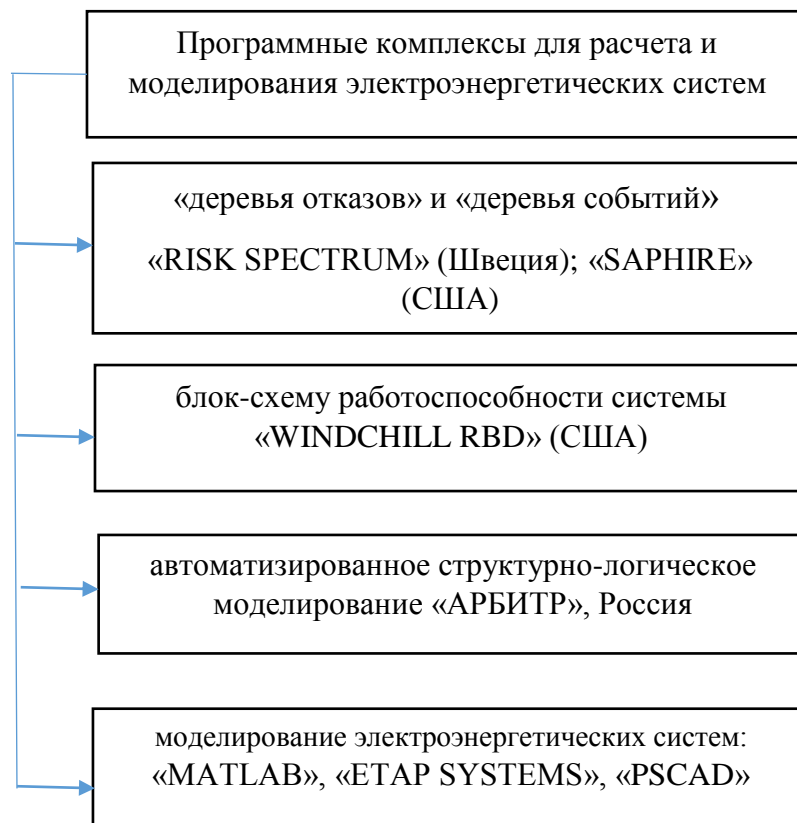


Рисунок 3.1 – Основные программные комплексы для расчёта и моделирования электроэнергетических систем

Использование сложных в освоении и дорогостоящих специализированных программных комплексов оправдано только в тех отраслях случаях, где отказ оборудования может вызвать катастрофические последствия, например, в атомной энергетике. Для проектов, в которых отказ оборудования не влечет столь серьезных последствий, возможно использование авторских программных продуктов, например [60, 69, 74], стоимость которых не соизмерима со специализированными, а ограниченный набор функциональных возможностей компенсируется простотой освоения.

3.2 Описание инженерной методики оценки показателей структурной надежности, учитывающей отказы коммутационной аппаратуры

Как уже говорилось во второй главе, для дальнейшего расчета выбрана инженерная методика оценки показателей надежности, учитывающая разные виды отказов коммутационной аппаратуры, базирующаяся на методе пространства состояний. Рассмотрим основные моменты.

Для описания переходов из одного состояния элемента в другое используются марковские модели. Таким образом, каждый элемент I (силовой трансформатор, выключатель, разъединитель и т.д.) электрической системы может находиться в одном из следующих состояний: I_N – состояние нормальной работы элемента I электрической системы L , I_S – состояние между отказом элемента I и завершением оперативных переключений (отказ типа «короткое замыкание»), I_R – состояние аварийного ремонта элемента I (отказ типа «обрыв цепи»), I_C – состояние капитального ремонта (преднамеренного отключения) элемента I , I_V – состояние текущего ремонта (преднамеренного отключения) элемента I .

Количество состояний системы может оказаться очень большим, что приводит к громоздким расчетам, используют различные приемы и приближения, которые уменьшают трудоемкий объем вычислений. Один из приемов, позволяющий сократить объем вычислительной работы и снизить трудоемкость метода пространства состояний, заключается в выделении некоторых совокупностей элементов системы, так называемых сечений [20, 66, 75, 81]. Таким образом, в рамках принятой модели рассмотрен метод перечисления состояний отказа на основе которого формируются разные классы сечений $[J_i] \Theta$, $i = 1, 2, \dots, 20$. Каждому классу сечений соответствует свое состояние отказа MC , где MC – это состояние отказа с минимальными сечениями. Причем состояния отказа для каждого сечения уникальны, нет сечений с одинаковыми состояниями отказа.

Для каждого класса сечений применяют формулы для расчета результирующих показателей надежности системы, производят расчет вероятности состояния отказа системы P и среднего параметра потока отказов системы f . Данные формулы получаются на основе марковских моделей.

Для уменьшения вычислительных затрат будем использовать для расчета программный комплекс [59, 60], позволяющий автоматизировать процесс расчета надежности и выполнять оценку показателей надежности схем электроснабжения с минимальными затратами времени. Комплекс состоит из двух программ: «Формирование классов сечений для вычисления результирующих показателей надежности» [59] и «Расчет результирующих показателей надежности систем электроснабжения» [60], которые зарегистрированы в Отраслевом фонде алгоритмов и программ.

Программа «Формирование классов сечений для вычисления результирующих показателей надежности» по разрезам на основе зоны влияния и вероятности отказа срабатывания защитно-коммутационной аппаратуры формирует классы сечений $[J_i]^\ominus$, $i = 1, 2, \dots, 20$. На основе текстового файла «Elem-tip.dat», в котором хранятся данные о соответствии элемента типу показателей надежности, «Tip-reli. dat», в котором хранятся исходные данные о показателях надежности элементов, программа «Расчет результирующих показателей надежности систем электроснабжения» «Reliabil.» (рисунок 3.2) производит расчет вероятности состояния отказа системы P и среднего параметра потока отказов системы f .

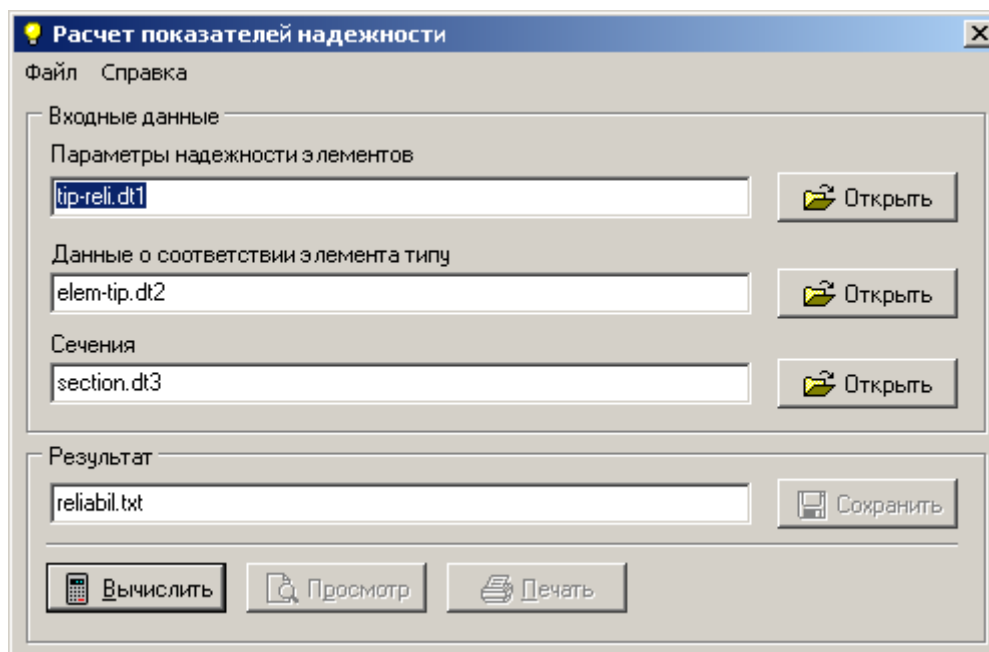


Рисунок 3.2 – Программа расчета результирующих показателей надежности «Reliabil.»

Программы позволяют визуально-наглядно представить исходные данные и результаты работы программы.

3.3 Анализ надежности типовых схем электроснабжения

Проведем сравнение типовых схем электроснабжения, применяемых на промышленных предприятиях (рисунок 3.3) и рассчитаем количественную оценку показателей надёжности с помощью инженерной методики, описанной выше.

Раньше широко применялись схемы с отделителями и короткозамыкателями. За последние несколько лет рекомендуемые к применению схемы подстанций существенно изменились, так как на вновь проектируемых или реконструируемых подстанциях исключена возможность применения схем с отделителями и короткозамыкателями, эксплуатация которых показала их низкую надежность. Типовые электрические схемы распределительных устройств выбираются в соответствии нормативными документами [43, 31]. Схема линия-трансформатор с выключателем (рисунок 3.3, а) применяется для тупиковых или ответвительных

однотрансформаторных подстанций при необходимости автоматического отключения поврежденного трансформатора от воздушной линии, питающей несколько подстанций. Схема с двумя выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий (рисунок 3.3, б) применяется для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций, питаемые по двум воздушным линиям. Схема мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий (рисунок 3.3, в) применяется для проходных двухтрансформаторных подстанций с двухсторонним питанием при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при коротком замыкании или повреждении на воздушной линии в нормальном режиме работы подстанции. Рассчитаем показатели надежности на примере схемы рисунок 3.3, б. Схема электроснабжения и расчетный граф приводятся на рисунке 3.4.

При расчете количественных показателей структурной надежности важную роль играют состояния отказа – состояния, в которых система теряет работоспособность. Критерием отказа системы рисунок 3.4 служит нарушение связи между двумя выделенными вершинами (источником $s=14$ и стоком $t=17$). Разным состояниям отказа элементов, как уже говорилось ранее, соответствуют различные классы сечений. Для данной схемы (рисунок 3.4) формируются следующие классы сечений, приводимые в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Классы сечений

Класс $[J_i] \ominus$	Элементы класса (сечения) $c \in [J_i] \ominus$
$[J_2] \ominus$	13
$[J_3] \ominus$	15-16, 15-12, 11-6, 11-12, 11-10, 9-12, 11-8, 9-10, 7-12, 9-8, 7-10, 7-6, 5-8, 5-6, 7-4, 3-8, 5-4, 3-6, 3-4, 3-2, 1-4, 1-2
$[J_4] \ominus$	2-11, 4-11, 6-11, 1-12, 3-12, 5-12, 15-8, 16-7
$[J_5] \ominus$	15-2, 15-4, 15-6, 1-16, 3-16, 5-16
$[J_6] \ominus$	9-16, 10-15, 1-10, 3-10, 5-10, 2-9, 4-9, 6-9, 1-8, 2-7, 1-6, 2-5

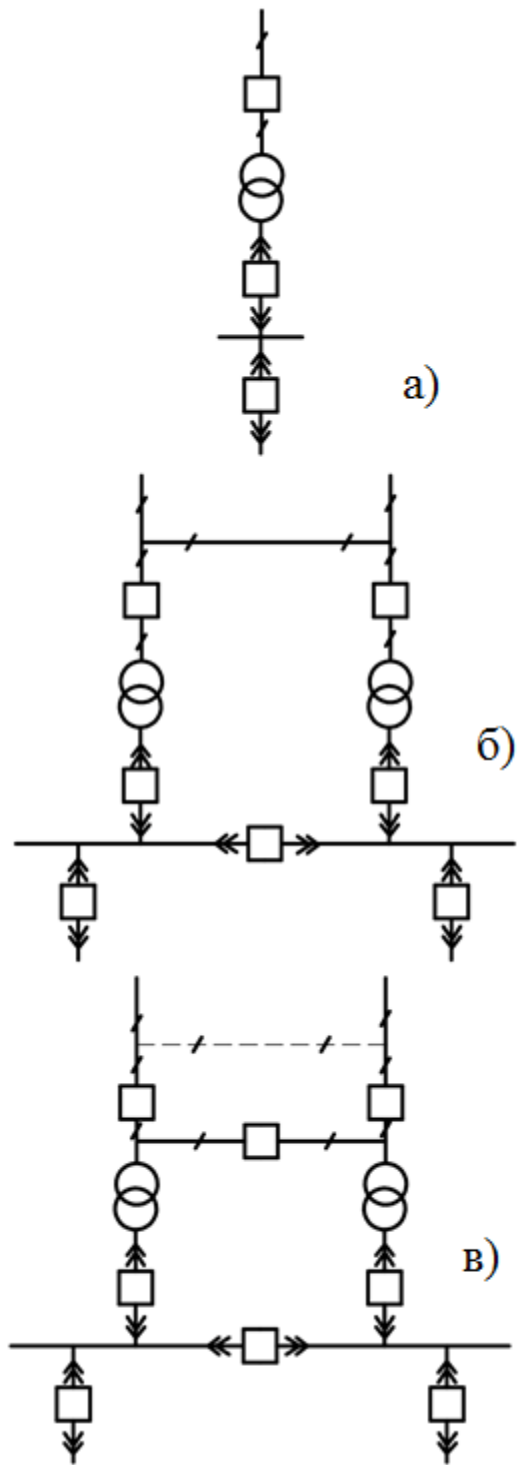
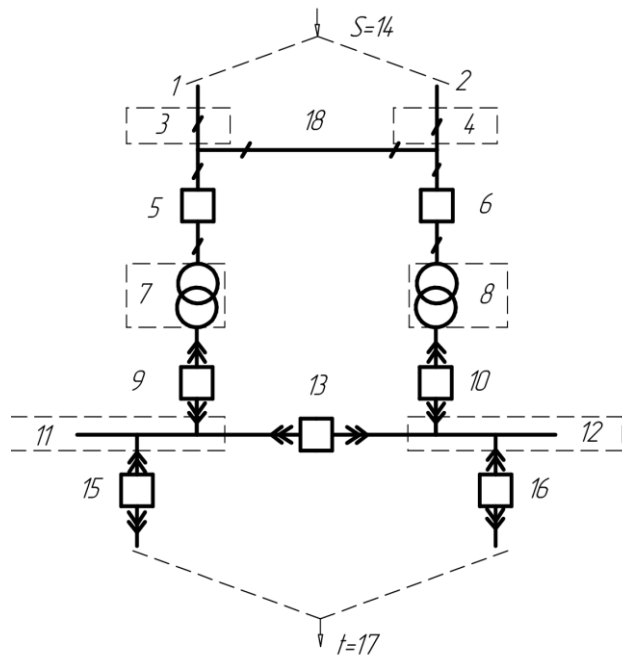
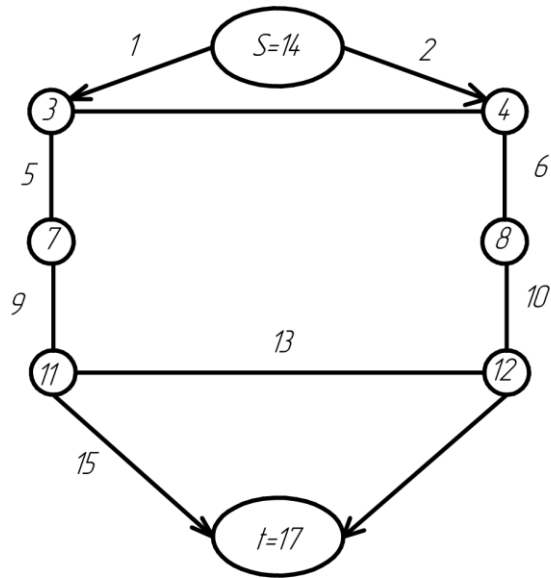


Рисунок 3.3 – Типовые схемы подстанций



а)



б)

Рисунок 3.4 –Схема электроснабжения и расчетный граф

Для сечений, представленных в таблице 3.1, состояния отказа задаются:

$$MC(J_2) = \{I_S\},$$

$$MC(J_3) = \{I_R K_R, I_V K_R, I_C K_R, I_R K_V, I_R K_C\},$$

$$MC(J_4) = \{I_S K_R, I_S K_V, I_S K_C\},$$

$$MC(J_5) = \{I_S K_S\},$$

$$MC(J_6) = \{I_S K_R, I_S K_V, I_S K_C, I_R K_S, I_V K_S, I_C K_S\}.$$

Например, сечение 15-8 соответствует состояниям отказа $15_S 8_R$, $15_S 8_V$, $15_S 8_C$ (класс $[J_4] \Theta$), где состояние R – отказ типа «обрыв цепи», C и V – состояние преднамеренного отключения и отказы типа «короткое замыкание» (состояние S).

Для классов сечений (таблица 3.1) рассчитывают вероятность состояния отказа системы P и средний параметр потока отказов системы f . Значения о надежности элементов можно взять из [27, 39] или на основе статистических данных.

Вклад сечений выделенных классов в вероятность состояния отказа системы рассчитываются по следующим формулам:

$$P_2(J_2) = P(I_S) = \lambda_{NS}(I)T_{SR}(I);$$

$$\begin{aligned} P_3(J_3) &= \{P(I_R K_C) + P(I_R K_V)\} + P(I_R K_R) + \{P(I_C K_R) + P(I_V K_R)\} = \\ &= \{\lambda_{NS}(I)T_{RN}(I)\lambda_{NC}(K)T_{CN}^2(K) / (T_{CN}(K) + T_{RN}(I)) + \lambda_{NS}(I)T_{RN}(I)\lambda_{NV}(K)T_{VN}^2(K) / \\ &/ (T_{VN}(K) + T_{RN}(I))\} + \lambda_{NS}(I)T_{RN}(I)\lambda_{NS}(K)T_{RN}(K) + \{\lambda_{NC}(I)\lambda_{NS}(K)T_{RN}(K)T_{CN}^2(I) / \\ &/ (T_{CN}(I) + T_{RN}(K)) + \lambda_{NV}(I)\lambda_{NS}(K)T_{RN}(K)T_{VN}^2(I) / (T_{VN}(I) + T_{RN}(K))\}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} P_4(J_4) &= \{P(I_S K_C) + P(I_S K_V)\} + P(I_S K_R) = \\ &= \{\lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NC}(K)T_{CN}^2(K) / (T_{CN}(K) + T_{SR}(I)) + \lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NV}(K)T_{VN}^2(K) / \\ &/ (T_{VN}(K) + T_{SR}(I))\} + \lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NS}(K)T_{RN}(K); \end{aligned}$$

$$P_5(J_5) = P(I_S K_S) = \lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NS}(K)T_{SR}(K);$$

$$\begin{aligned} P_6(J_6) &= \{P(I_S K_C) + P(I_S K_V)\} + P(I_S K_R) + P(I_R K_S) + \{P(I_C K_S) + P(I_V K_S)\} = \\ &= \{\lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NC}(K)T_{CN}^2(K) / (T_{CN}(K) + T_{SR}(I)) + \lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NV}(K)T_{VN}^2(K) / \\ &/ (T_{VN}(K) + T_{SR}(I))\} + \lambda_{NS}(I)T_{SR}(I)\lambda_{NS}(K)T_{RN}(K) + \lambda_{NS}(I)T_{RN}(I)\lambda_{NS}(K)T_{SR}(K) + \\ &+ \{\lambda_{NC}(I)\lambda_{NS}(K)T_{SR}(K)T_{CN}^2(I) / (T_{CN}(I) + T_{SR}(K)) + \lambda_{NV}(I)\lambda_{NS}(K)T_{SR}(K)T_{VN}^2(I) / \\ &/ (T_{VN}(I) + T_{SR}(K))\}. \end{aligned}$$

Вклад сечений выделенных классов в средний параметр потока отказов системы:

$$f_2(J_2) = f(I_S) = \lambda_{NS}(I);$$

$$f_3(J_3) = \{f(I_R K_C) + f(I_R K_V)\} + f(I_R K_R) + \{f(I_C K_R) + f(I_V K_R)\} = \\ = \{\lambda_{NS}(I)\lambda_{NC}(K)T_{CN}(K) + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NV}(K)T_{VN}(K)\} + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NS}(K)(T_{RN}(I) + T_{RN}(K)) + \\ + \{\lambda_{NC}(I)\lambda_{NS}(K)T_{CN}(I) + \lambda_{NV}(I)\lambda_{NS}(K)T_{VN}(I)\};$$

$$f_4(J_4) = \{f(I_S K_C) + f(I_S K_V)\} + f(I_S K_R) = \\ \{\lambda_{NS}(I)\lambda_{NC}(K)T_{CN}(K) + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NV}(K)T_{VN}(K)\} + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NS}(K)(T_{SR}(I) + T_{RN}(K));$$

$$f_5(J_5) = f(I_S K_S) = \lambda_{NS}(I)\lambda_{NS}(K)(T_{SR}(I) + T_{SR}(K));$$

$$f_6(J_6) = \{f(I_S K_C) + f(I_S K_V)\} + f(I_S K_R) + f(I_R K_S) + \{f(I_C K_S) + f(I_V K_S)\} = \\ = \{\lambda_{NS}(I)\lambda_{NC}(K)T_{CN}(K) + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NV}(K)T_{VN}(K)\} + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NS}(K)(T_{SR}(I) + T_{RN}(K)) + \\ + \lambda_{NS}(I)\lambda_{NS}(K)(T_{RN}(I) + T_{SR}(K)) + \{\lambda_{NC}(I)\lambda_{NS}(K)T_{CN}(I) + \lambda_{NV}(I)\lambda_{NS}(K)T_{VN}(I)\},$$

где для элемента I соответственно $\lambda_{NS}(I)$ – интенсивность отказов, $\lambda_{NC}(I)$ – интенсивность капитального ремонта, $\lambda_{NV}(I)$ – интенсивность текущего ремонта, $T_{SR}(I) = 1 / \mu_{SR}(I)$, $T_{RN}(I) = 1 / \mu_{RN}(I)$, $T_{CN}(I) = 1 / \mu_{CN}(I)$, $T_{VN}(I) = 1 / \mu_{VN}(I)$ – среднее время переключений, аварийного, капитального и текущего ремонтов элемента I соответственно.

Остальные типовые схемы (рисунок 3.3, а, в) рассчитываются аналогично. Расчетные значения показателей надежности схем (рисунок 3.4) приведены в таблице 3.2, 3.3, 3.4, где f_{ia} – параметр потока аварийных отказов, f_{imec} и f_{icap} – параметр потока текущих и капитальных ремонтов,

$f_{i\Sigma} = f_{ia} + f_{imec} + f_{icap}$ – средний параметр потока отказов, $T_{ia} = \frac{P_{ia}}{f_{ia}}$ – время

аварийного восстановления, $T_{imec} = \frac{P_{imec}}{f_{imec}}$ и $T_{icap} = \frac{P_{icap}}{f_{icap}}$ – время текущего и

капитального ремонтов, $T_{i\Sigma} = \frac{P_{i\Sigma}}{f_{i\Sigma}}$ – среднее время восстановления системы,

P_{ia} – вероятность состояния аварийного отказа, P_{imec} и P_{icap} – вероятность состояния текущего и капитального ремонтов, $P_{i\Sigma} = P_{ia} + P_{imec} + P_{icap}$ – вероятность состояния отказа системы.

Таблица 3.2 – Значения параметра потока отказов

Схема	$f_{ia}, 200\text{д}^{-1}$	$f_{imes}, 200\text{д}^{-1}$	$f_{icap}, 200\text{д}^{-1}$	$f_{i\Sigma}, 200\text{д}^{-1}$
а	0,75	1,03	1,02	1,075
б	0,011	0,001	0,0009	0,0129
в	0,0113	0,0012	0,0011	0,0136

Таблица 3.3 – Значения среднего времени восстановления

Схема	$T_{ia}, \text{ч}$	$T_{imes}, \text{ч}$	$T_{icap}, \text{ч}$	$T_{i\Sigma}, \text{ч}$
а	7,17	8,95	5,92	6,42
б	1,73	3,85	3,4	2,014
в	1,63	2,48	1,83	1,72

Таблица 3.4– Значения вероятности состояния отказа

Схема	P_{ia}	P_{imes}	P_{icap}	P_{icap}
а	$6,145 \cdot 10^{-4}$	$1,053 \cdot 10^{-4}$	$0,69 \cdot 10^{-4}$	$7,88 \cdot 10^{-4}$
б	$2,176 \cdot 10^{-6}$	$0,44 \cdot 10^{-6}$	$0,35 \cdot 10^{-6}$	$2,966 \cdot 10^{-6}$
в	$2,112 \cdot 10^{-6}$	$0,34 \cdot 10^{-6}$	$0,23 \cdot 10^{-6}$	$2,682 \cdot 10^{-6}$

Из анализа таблиц 3.2, 3.3, 3.4 можно сделать следующие выводы: наилучшей в отношении параметра потока отказов и вероятности состояния отказа, параметра потока и вероятности состояния текущего и капитального ремонтов является однотрансформаторная подстанция (рисунок 3.3, а), поэтому эти подстанции могут сооружаться для питания неотвественных потребителей. С точки зрения бесперебойности электроснабжения лучшей является схема (рисунок 3.3, б). Как видно из расчетов, на надежность электроснабжения влияют планово- предупредительные ремонты, т.к. с одной стороны текущие и капитальные ремонты направлены на повышение

надежности систем электроснабжения, а с другой, – профилактические ремонты делают схему нерезервированной, вследствие этого параметр потока и вероятность состояния текущего и капитального ремонтов вносят существенный вклад в численные показатели надежности схем электроснабжения. На основе представленных расчетов можно разработать мероприятия по обеспечению надежности и дальнейшей бесперебойной работы схемы электроснабжения.

Таким образом, с помощью представленной методики можно рассчитать количественные показатели структурной надежности систем электроснабжения, оценить возможность дальнейшей эксплуатации оборудования и провести сравнительный анализ различных вариантов схем.

3.4. Выводы по третьему разделу

1. Проведен анализ основных программных комплексов, применяемых для расчета показателей надежности электроэнергетических систем в России и за рубежом. Анализ показал, что основной недостаток программных комплексов зарубежного производства – это высокая стоимость и сложность подготовки кадров для изучения специализированных программных комплексов, поэтому для некоторых технических проектов, в которых отказ оборудования не влечет столь серьезных последствий, возможно использование авторских программных продуктов.

2. Рассмотрены основные моменты, выбранной для дальнейших расчетов, инженерной методики оценки показателей надежности, учитывающей разные виды отказов коммутационной аппаратуры.

3. Проведена практическая реализация методики для расчета показателей надежности типовых схем электроснабжения, заданных в виде графовой модели. Представленная методика расчета показателей надежности с учетом отказов коммутационной аппаратуры позволяет повысить точность оценки уровня надежности и с меньшими вычислительными затратами выбрать наиболее эффективный вариант схемы на стадии проектирования и эксплуатации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Рассмотрено современное состояние вопроса развития теории надежности. Показано, что вопросы определения надежности электросетевого комплекса являются важными на современном этапе развития электроэнергетики.

2. Проведен анализ состояния объектов магистральных и распределительных электрических сетей. Выявлено, что общая доля технологических нарушений в электросетевом комплексе по причинам, связанным со старением (износом) оборудования составила 24%, что свидетельствует о необходимости увеличения объемов технического перевооружения и реконструкции объектов электросетевого хозяйства.

3. Проведен анализ структуры отказов силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов напряжения и тока, выключателей, разъединителей. На основе анализа было выявлено, что наибольший процент отказов приходится на выключатели – 46,9 %.

4. Показана необходимость оценки надежности различных типов оборудования и схемы электроснабжения в целом с целью разработки мероприятий по обеспечению надежности и бесперебойной работы. Для этого необходимо выбрать метод количественной оценки показателей надежности с учетом надежности коммутационной аппаратуры, позволяющий повысить точность оценки уровня надежности схем электроснабжения, оценить возможность дальнейшей эксплуатации оборудования и провести анализ различных вариантов обеспечения надежности.

5. Проведен сравнительный анализ методов оценки показателей структурной надежности. Рассмотрены основные достоинства и недостатки данных методов. На основе проведенного анализа выбран метод пространства состояний как основополагающий.

6. Рассмотрены основные модели отказов коммутационной

аппаратуры, а именно выключателей, т.к. на них приходится большая часть отказов. Показана необходимость учета влияния отказов коммутационной аппаратуры для проведения точной оценки надежности систем электроснабжения. Для дальнейшего расчета выбрана инженерная методика оценки показателей надежности, учитывающая разные виды отказов коммутационной аппаратуры, базирующаяся на методе пространства состояния.

7. Проведен анализ основных программных комплексов, применяемых для расчета показателей надежности электроэнергетических систем в России и за рубежом. Анализ показал, что основной недостаток программных комплексов зарубежного производства – это высокая стоимость и сложность подготовки кадров для изучения специализированных программных комплексов, поэтому для некоторых технических проектов, в которых отказ оборудования не влечет столь серьезных последствий, возможно использование авторских программных продуктов.

8. Проведена практическая реализация методики для расчета показателей надежности типовых схем электроснабжения, заданных в виде графовой модели. Представленная методика расчета показателей надежности с учетом отказов коммутационной аппаратуры позволяет повысить точность оценки уровня надежности и с меньшими вычислительными затратами выбрать наиболее эффективный вариант схемы на стадии проектирования и эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 27.002–2015. Надежность в технике. Термины и определения. М.: Стандартиформ, 2016. 24 с.
2. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утв. распоряжением Правительства Российской Федерации от 13.11.2009 г. №1715-р [Электронный ресурс]. URL: <https://minenergo.gov.ru/node/1026/> (дата обращения 28.03.2019).
3. Абдурахманов А.М., Мисриханов М.Ш., Неклепаев Б.Н., Шунтов А.В. Еще раз о составляющих модели отказов выключателя//Электрические станции. 2005. № 4. С. 41–48.
4. Абдурахманов А.М., Василенко Н.Е., Глушкин С.В., Плотников В.В., Шунтов А.В. О характеристиках надежности трансформаторов в основных сетях энергосистемы//Электричество. 2018.№4. С. 26-30.
5. Александровская Л.Н., Афанасьева А.П., Лисов А.А. Современные методы обеспечения безотказности сложных технических систем: М. Логос, 2001. 208 с.
6. Анищенко В.А. Надежность систем электроснабжения: учеб. пособие. Мн.:УП «Технопринт», 2002. 160 с.
7. Арзамасцев Д.А., Обоскалов В.П. Расчет показателей структурной надежности энергосистем: учебное пособие. Свердловск: Изд-во УПИ им. С.М. Кирова, 1986. 80 с.
8. Барлоу Р., Прошан Ф. Математическая теория надежности: Пер. с англ. М.: Сов. Радио, 1969. 488 с.
9. Биллингтон Р., Аллан Р. Оценка надежности электроэнергетических систем: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
10. Богомолов В.С., Зихерман М.Х., Львов Ю.Н., Назаров И.А., Тимашова Л.В., Шлейфман И.Л., Ясинская Н.В. Повреждаемость основного электрооборудования ПС напряжением 110-750 кВ в РФ// Энергия единой сети. 2003. №2 (7). С.14-27.

11. Бондаренко А.Ф., Герих В.П. О трактовке критерия надежности N-1// Электрические станции. 2005. №6. С.40-43.
12. Васильев И.Е. Надежность электроснабжения: учебное пособие для вузов. М. Издательский дом МЭИ, 2014. 174 с.
13. Волгин Л.И. Логические основы математической теории надежности. Ульяновск: Изд-во УлГТУ, 1997. 44 с.
14. Воропай Н.И. Теория систем для электроэнергетиков: учебное пособие. Новосибирск: Издательская фирма РАН, 2000. 273 с.
15. Воропай Н.И. Концепция обеспечения надежности в электроэнергетике// Воропай Н. И., Ковалёв Г. Ф., Кучеров Ю. Н. и др. – М.: ООО ИД «ЭНЕРГИЯ», 2013. 212 с.
16. Воропай Н.И. Надежность систем электроснабжения. учебное пособие. Новосибирск. Издательская фирма РАН, 2015. 207 с.
17. Гамм А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем. М.: Наука, 1976. 200 с.
18. Гнеденко Б.В., Беляев Ю.К., Соловьев А.Д. Математические методы в теории надежности. М.: Наука, 1965. 524 с.
19. Гнеденко Б.В., Коваленко И.Н. Введение в теорию массового обслуживания. 2–е изд., перераб. и доп. М.: Наука, 1987. 336 с.
20. Гришкевич А.А. Комбинаторные методы исследования экстремальных структур математических моделей электрических цепей и систем: Монография. Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004. 258 с.
21. Гук Ю.Б., Казак Н.А., Мясников А.В. Теория и расчет надежности систем электроснабжения. М.: Энергия, 1970. 176 с.
22. Гук Ю.Б. Теория надежности в электроэнергетике. Л.: Энергоатомиздат, 1990. 208 с.
23. Гук Ю.Б., Карпов В.В., Лapidус А.А. Теория надёжности. Введение: учебное пособие. СПб.: Изд-во Политехн. ун-та, 2009. 171 с.
24. Диллон Б., Сингх Ч. Инженерные методы обеспечения надежности систем: Пер. с англ. М.: Мир, 1984. 318 с.

25. Канаев Д.Г., Маряхин Е.В., Черненко Ю.В. Проблемы безопасности систем АСКУЭ и SMARTGRID/ Проблемы электротехники и электротехнологии: сборник трудов V Всероссийской научно-технической конференции. Тольятти, ТГУ, 2017. С.252-257.
26. Карпов В.В., Федоров В.К., Грунин В.К., Осипов Д.С. Основы теории надежности систем электроснабжения: учеб. пособие. Омск: Изд-во ОмГТУ, 2003. 72 с.
27. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2003. 256 с.
28. Ковалев А.П., Сердюк Л.И. Метод расчета надежности сложных схем систем электроснабжения с учетом восстановления элементов// Электричество. 1985. № 10. С. 52-53.
29. Ковалев Г.Ф., Лебедева Л.М. Надежность систем энергетики/отв. ред. Н.И. Воропай. Новосибирск: Наука, 2015. 224 с.
30. Козлов Б.А., Ушаков И.А. Справочник по расчету надежности аппаратуры радиоэлектроники и автоматики. М.: Сов. радио, 1975. 472 с.
31. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2015. 100 с.
32. Кристофидес Н. Теория графов. Алгоритмический подход. М.: Мир, 1978. 432 с.
33. Куликов А. Л., Осокин В. Л., Папков Б. В., Шилова Т. В. Расширение понятия «надежность» в современной электроэнергетике// Вестник НГИЭИ. 2018. № 3 (82). С. 88-98.
34. Маряхин Е.В., Канаев Д.Г., Черненко Ю.В. Система мониторинга и прогнозирования потребления электрической энергии/ Проблемы электротехники и электротехнологии: сборник трудов V Всероссийской научно-технической конференции. Тольятти, ТГУ, 2017. С.258-263.
35. Манов Н.А., Хохлов М.В., Чукреев Ю.Я. Методы и модели исследования надежности электроэнергетических систем / под ред. Н.А. Манова:

- монография. Сыктывкар.: изд-во Коми научного центра УрО РАН, 2010. 292 с.
36. Методы определения и контроля надежности больших систем/ Под ред. А.А. Червоного. М.: Энергия, 1976. 264 с.
37. Зорин В.В., Тисленко В.В., Клеппель Ф., Адлер Г. Надежность систем электроснабжения. Киев: Вища школа, 1984. 192 с.
38. Надежность систем энергетики. Сборник рекомендуемых терминов/ под ред. Н.И. Воропая. М.: ИАЦ «Энергия», 2007. 192 с.
39. Надежность систем энергетики и их оборудования. Справочник: В 4-х т./Под общей ред. Ю.Н. Руденко. Т.2. Надежность электроэнергетических систем. Справочник/Под ред. М.Н. Розанова. М.: Энергоатомиздат, 2000. 568 с.
40. Назарычев А.Н., Андреев Д.А. Методы и математические модели комплексной оценки технического состояния электрооборудования/ Иваново: Иван. гос. энергет. ун-т, 2005. 224 с.
41. Непомнящий В.А. Надежность оборудования энергосистем. М.: Изд-во журнала «Электроэнергия. Передача и распределение», 2013. 196 с.
42. Нозик А.А., Можяев А.С., Струков А.В., Гладкова И.А. Применение программного комплекса АРБИТР в задачах проектной оценки надежности структурно-сложных систем//Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики: Вып. 67. Актуальные проблемы надежности систем энергетики. 2015. С. 4-8.
43. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. Стандарт организации ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. 135 с.
44. Папков Б.В., Пашали Д.Ю. Надежность и эффективность электроснабжения: учебное пособие. Уфа: УГАТУ, 2005. 380 с.
45. Папков Б. В., Куликов А. Л. Теория систем и системный анализ для электроэнергетиков. М. : Изд-во Юрайт, 2016. 470 с.

46. Положение ПАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». М.: 2017. 196 с.
47. Обоскалов В.П. Структурная надежность электроэнергетических систем: учебное пособие. Екатеринбург: УрФУ, 2012. 194 с.
48. Половко А.М., Гуров С.В. Основы теории надежности. 2-е изд., перераб. и доп. СПб.: БХВ-Петербург, 2006. 704 с.
49. Прусс В.Л. Анализ по повышению надежности распределительных линий 6-10 кВ// Электрические станции. 2007. №7.
50. Райншке К., Ушаков И.А. Оценка надежности систем с использованием графов. М.: Радио и связь, 1988. 208 с.
51. Раппопорт А.Н., Кучеров Ю.Н. Актуальные задачи обеспечения надежности электросетевого комплекса при развитии рыночных отношений в электроэнергетике // Энергетик. 2004. № 10. С. 2– 6.
52. Розанов М.Н. Надежность энергетических систем. М.: Энергоатомиздат, 1984. 200 с.
53. Розанов М.Н. Управление надежностью электроэнергетических систем. Новосибирск: Наука. Сиб. отд-ние, 1991. 208 с.
54. Руденко Ю.Н., Ушаков И.А. Надежность систем энергетики. 2-е изд., перераб. и доп. Новосибирск: Наука, 1989. 328 с.
55. Рябинин И.А. Надежность и безопасность структурно- сложных систем. СПб.: Политехника, 2000. 248 с.
56. Рябинин И.А., Черкесов Г.Н. Логико-вероятностные методы исследования надежности структурно - сложных систем. М.: Радио и связь, 1981. 264 с.
57. Синьчугов Ф.И. Надежность электрических сетей энергосистем. М.: ЭНАС, 1998. 371 с.
58. Смирнов А.С., Гайдамович Д.О. Анализ надежности структурно-сложных электрических схем с учетом двух типов отказов// Электричество. 2001. № 2. С. 50-56.

59. Степкина Ю.В., Гришкевич А.А. Формирование классов сечений для вычисления результирующих показателей надежности// Государственный координационный центр информационных технологий. 2005. № ОФАП (инвентарный номер Отраслевого фонда алгоритмов и программ) 5030, № госрегистрации (инвентарный номер ВНТИЦ) 50200501165.
60. Степкина Ю.В., Гришкевич А.А. Расчет результирующих показателей надежности систем электроснабжения// Государственный координационный центр информационных технологий. 2005. № ОФАП (инвентарный номер Отраслевого фонда алгоритмов и программ) 5031, № госрегистрации (инвентарный номер ВНТИЦ) 50200501166.
61. Трубицын В.И. Надежность электростанций: учебное пособие. М.: Энергоатомиздат, 1997. 240 с.
62. Ушаков И.А. Курс теории надежности систем: учебное пособие для вузов. М.: Дрофа, 2008. 239 с.
63. Фархадзаде Э.М., Мурадалиев А.З., Фарзалиев Ю.З. Оценка точности показателей надежности оборудования электроэнергетических систем по ограниченному статистическим данным// Электричество. 2016. №12. С. 4-13.
64. Фокин Ю.А. Вероятностно-статистические методы в расчетах систем электроснабжения. М.: Энергоатомиздат, 1985. 240 с.
65. Фокин Ю.А. Надежность и эффективность сетей электрических систем. М.: Высшая школа, 1989. 151 с.
66. Фокин Ю.А. Надежность функционирования энергосистем и электроснабжение потребителей (научные основы надежности энергосистем) // Электро. 2002. № 4. С. 13-17.
67. Фокин Ю.А., Алиев Р.С., Туманин А.Н., Файницкий О.В. Методы оценки структурной надежности сложных схем электроэнергетических систем при меняющихся коммутационных состояниях// Известия АН. Энергетика. – 1997. № 5. С. 111-118.

68. Фокин Ю. А., Осипов Я.Н. Структурно-функциональные характеристики в расчетах надежности сложных электроэнергетических систем// Электричество. 2010. №5. С. 7-14.
69. Чекан Г.В. Совершенствование топологического метода и разработка программного комплекса для оценки безотказности электроэнергетических объектов (диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук). Москва, 2018. 175 с.
70. Черненко Ю.В. Учет отказов коммутационной аппаратуры в схемах электроснабжения промышленных предприятий//Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. 2017. №12. С. 43-48.
71. Черненко Ю.В. Алгоритм формирования классов сечений с учетом отказов коммутационной аппаратуры/Проблемы электротехники и электротехнологии: сборник трудов V Всероссийской научно-технической конференции. Тольятти, ТГУ, 2017. С.172-178.
72. Чукреев Ю.Я. Модели обеспечения надежности электроэнергетических систем. Сыктывкар, 1995. 173 с.
73. Шалин А.И., Шолохов А.В. О расчете показателей надежности релейной защиты// Известия АН. Энергетика. 1999. № 5. С. 157-168.
74. Шушпанов И.Н. Разработка методов оценки надежности распределительной электрической сети и выбора мероприятий по ее повышению (автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук). Иркутск, 2013. 25 с.
75. Эндрени Дж. Моделирование при расчетах надежности в электроэнергетических системах: Пер. с англ. М.: Энергоатомиздат, 1983. 336 с.
76. Billinton Roy, Huang Dange. Basic Considerations in Generating Capacity Adequacy Evaluation/Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering, 1-4 May 2005. P. 611-614.

77. Cepeda J.C., Rueda J.L., Erlich I., Colome D.G. Recognition of post-contingency dynamic vulnerability regions: Towards smart grids// IEEE PES General Meeting, San Diego (USA), 22-27 July, 2012, 8 p.
78. Ernst D., Ruiz-Vega D., Pavella M., Hirsh P.M., Sobajic D. A unified approach to transient stability contingency filtering, ranking and assessment// IEEE Trans. Power Systems, 2001, vol. 16, № 1, P. 392-400.
79. Yan Xu, Zhao Yang Dong, Lin Guan, Rui Zhang, Kit Po Wong, Fengji Luo Preventive dynamic security control of power systems based on pattern discovery technique// IEEE Trans. Power Systems, 2012, vol. 27, №3, P. 1236-1244.
- 80.. Kai Jiang, Singh C. New Models and Concepts for Power System Reliability Evaluation Including Protection System Failures// IEEE Transactions on Power Systems, 2011, vol. 26, № 4, P.1845-1855.
81. Miao He, Junshan Zhang, Vittal V. Robust online dynamic security assessment using adaptive ensemble decision-tree learning// IEEE Trans. Power Systems, 2013, vol. 28, №4, P. 4089-4098.