

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Уральский федеральный университет имени первого
Президента России Б.Н. Ельцина»
Уральский энергетический институт
Кафедра автоматизированных электрических систем

На правах рукописи

Кокорин Евгений Леонидович

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ
РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ**

Специальность 05.14.02 – Электрические станции и электроэнергетические
системы

Диссертация

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
д.т.н., профессор
Кокин Сергей Евгеньевич

Екатеринбург 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. Структура комплекса РЗ и показатели его надежности.....	14
1.1 Безотказность РЗ.....	17
1.2 Готовность РЗ.....	23
1.3 Риск в энергосистеме	29
1.4 Структурная схема комплекса РЗ	30
1.4.1 Аналоговые цепи.....	32
1.4.2 Цифровая логика	34
1.4.3 Выходные цепи	35
1.4.4 Питание	37
1.4.5 Сигнализация и связь.....	38
1.4.6 Дискретные входные цепи	38
1.5 Самодиагностика устройств РЗ.....	39
1.6 Нормативно-техническая документация по РЗ	42
<i>Выводы по главе</i>	45
ГЛАВА 2. Оценочный анализ надежности РЗ.....	46
2.1 Анализ статистики отказов реальных устройств РЗ.....	47
2.2 Статистические показатели надежности РЗ	50
2.2.1 Разработка модели ненадежного элемента	52
2.2.2 Апробация модели ненадежного элемента	54
2.3 Верификация измерений РЗ.....	57
2.3.1 Причины отклонения значений измеренных величин	57
2.3.2 Скорость алгоритмов верификации	59
2.3.3 Медленнодействующие алгоритмы верификации	60
2.3.4 Быстродействующие алгоритмы верификации	62
2.3.5 Возможности применения систем верификации измерений... 67	67
<i>Выводы по главе</i>	67
ГЛАВА 3. Анализ влияния внутренних факторов на вероятность неработоспособного состояния РЗ	69
3.1 Модель состояний РЗ	72
3.1.1 Граф состояний РЗ	75
3.1.2 Допущения предложенного пространства состояний РЗ	79
3.1.3 Определение составляющих коэффициента простоя.....	80

3.1.4	Апробация модели состояний РЗ	82
3.2	Модель состояний РЗ с учетом ближнего резервирования.....	89
3.2.1	Граф состояний РЗ с учетом ближнего резервирования.....	90
3.2.2	Определение показателей неработоспособности РЗ	93
3.2.3	Апробация модифицированной модели состояний РЗ	94
3.3	Вклад контрольных кабелей в надежность РЗ.....	102
3.3.1	Способы передачи информации во вторичных цепях	103
3.3.2	Надежность контрольных кабелей.....	106
3.3.3	Существующие конфигурации цепей РЗ.....	109
	<i>Выводы по главе</i>	111
ГЛАВА 4.	Разработка методов управления эксплуатацией релейной защиты с учетом влияния потенциальных отказов РЗ на ЭЭС	113
4.1	Режимы взаимодействия устройств РЗ и силового оборудования....	113
4.2	Метод определения длительности отключенного состояния первичного элемента, вызванного неправильным действием РЗ	115
4.3	Допущения метода определения длительности отключений первичного элемента, вызванного неправильным действием РЗ	118
4.4	Апробация метода определения длительности отключенного состояния первичного элемента, вызванного неправильным действием РЗ на примере простейшей сети	121
4.5	Определение недоотпуска вызванного отключением элемента первичной схемы.....	124
4.5.1	Определение недоотпуска вызванного выделением участка ЭЭС на изолированную работу.....	124
4.5.2	Определение недоотпуска электроэнергии вызванного перегрузкой элементов ЭЭС	126
4.5.3	Алгоритмизация метода определения недоотпуска вызванного отключением элемента первичной схемы	128
4.5.4	Алгоритм определения недоотпуска электроэнергии.....	129
4.5.5	Моделирование ненадежных элементов ЭЭС	131
4.5.6	Апробация метода определения недоотпуска вызванного отключением элемента первичной схемы	133
4.5.7	Апробация метода определения недоотпуска электроэнергии вызванного отключением элемента первичной схемы на примере схемы	
IEEE14	134

4.6	Расчет длительности нахождения элемента сети в отключенном состоянии по причине отказа устройства РЗ.....	142
4.6.1	Данные о схеме замещения фрагмента ЭЭС.....	142
4.6.2	Расчет ущерба в единицах электрической энергии.....	143
4.6.3	Определение денежного эквивалента ущерба	156
4.7	Обобщенный метод технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией вторичных цепей подстанций	163
4.8	Учет модели состояния устройств РЗ при определении величины потенциально недоотпущенной электроэнергии	165
4.8.1	Влияние системы обслуживания РЗ на величину недоотпущенной электроэнергии в системе	170
4.8.2	Обоснование подхода к эксплуатации РЗ с точки зрения технико-экономического критерия	172
	<i>Выводы по главе</i>	175
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	178
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	180
	ПРИЛОЖЕНИЕ А	187
	ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	188
	ПРИЛОЖЕНИЕ В	189
	ПРИЛОЖЕНИЕ Г.....	192

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность и степень разработанности темы

В процессе эксплуатации в энергосистеме периодически возникают повреждения силового оборудования. Функцию их локализации выполняет релейная защита (РЗ), целью функционирования которой является снижение ущерба от ненормальных режимов работы линий и оборудования. Учитывая важность устройств РЗ для электроэнергетической системы (ЭЭС), с одной стороны, и тот факт, что они являются причиной 25% технологических нарушений [3], с другой стороны, целесообразен учет РЗ при решении задач надежности ЭЭС.

Вторичные цепи современных подстанций представляют собой сложный технический комплекс, выполняющий измерения параметров режима, его анализ и выдачу управляющих воздействий. Степень влияния устройства РЗ на ЭЭС определяется направлением приложения управляющих воздействий, которые могут распространяться как на близлежащий коммутационный аппарат, так и на значительные объемы удаленной нагрузки с использованием каналов связи противоаварийной автоматики. Непосредственно устройство РЗ подвержено влиянию не только защищаемого элемента, но и всей прилегающей сети, повреждения в которой могут вызывать как правильные, так и неправильные его срабатывания. Кроме того, на функционирование устройства РЗ оказывают влияние такие факторы, как схемное исполнение, реализуемые алгоритмы, надежность элементной базы и эффективность подхода к эксплуатации.

Важным свойством ЭЭС является подключение новых потребителей и периодическая необходимость в реконструкции существующих объектов. Это ставит перед инженерами задачи многокритериального выбора с необходимостью обоснования рационального решения. В условиях многообразия субъектов отношений и их интересов требуется учет и согласование мнений всех заинтересованных сторон в выборе наилучшего

варианта развития и функционирования сети, поэтому каждое решение должно быть строго обосновано. На сегодняшний день решения о приоритетности замены того или иного оборудования РЗ принимаются на основании мнения отдельных специалистов, качество таких решений зависит от квалификации экспертов и потому не всегда объективно. Для объективизации процесса принятия решений целесообразна его формализация, по средствам использования численного показателя, учитывающего технические и экономические аспекты. Сказанное свидетельствует о потребности в развитии методов технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ.

Существующие методы расчета надежности электроэнергетических систем (ЭЭС) моделируют вторичные цепи упрощенно, традиционно устройства РЗ учитываются путем умножения показателей надежности первичного оборудования на коэффициент, характеризующий надежность РЗ. Вопросам схемной (структурной) надежности энергосистем посвящен ряд основополагающих работ таких авторов, как Гнеденко Б.В., Гук Ю.Б., Китушин В.Г., Обоскалов В.П. и др. Для решения задач структурной надежности в проанализированных работах используются таблично-логические методы различных формаций, методы логических преобразований, и строгие аналитические методы. Гельфандом Я.С., Розановым М.Н., Смирновым Э.П., Федосеевым А.М. влияние вторичных цепей на надежность ЭЭС учитывается при помощи результирующего коэффициента надежности РЗ. В работах Рипса Я.С. и Смирнова Э.П. проведен анализ обоснованности применяемых обобщенных показателей, однако эффективность того или иного показателя не доказана, что позволяет говорить о том, что никаким единичным коэффициентом невозможно достоверно описать надежность функционирования РЗ в различных режимах. Также стоит отметить, что методы, использующие обобщенные коэффициенты надежности, не учитывают схемные и конструктивные

особенности устройств РЗ, их состояние, готовность к действию в конкретный момент времени и условия эксплуатации.

Проведенный анализ работ Зеленцова Б.П., Смирнова Э.П., Трофимова А.С., Шалина А.И., Billinton R., Kumm J.J., Schweitzer III E.O. показал, что требованиям повышенной детализации процессов и учета множества факторов соответствуют методы, основанные на цепях Маркова. Математический аппарат марковских цепей традиционно применяется для систем обслуживания, для РЗ он получил распространение одновременно с увеличением числа эксплуатируемых микропроцессорных (МП) устройств. Готовность традиционных устройств РЗ определяется при выполнении технического обслуживания (ТО), однако за время межпроверочного интервала их состояние может измениться. МП устройства РЗ позволяют частично или полностью контролировать свое состояние с помощью самодиагностики, являющейся регулярным событием. Увеличение потока регулярных событий повышает обоснованность применения методов, основанных на марковских процессах.

Анализ научно-технической литературы выявил, что вопросы применения расчетных показателей надежности РЗ для обоснования подходов к управлению эксплуатацией вторичных цепей подстанций недостаточно проработаны. Это обусловило характер исследований, в рамках которых автором выполнена разработка метода определения характеристик ненадежности РЗ с использованием модели состояния РЗ, а также метода применения полученных характеристик для анализа технических решений в части РЗ в энергосистеме.

Цель и задачи исследования. Целью диссертационной работы является разработка методов управления эксплуатацией РЗ, позволяющих повысить надежность РЗ при недопущении повышения затрат на эксплуатацию.

Для достижения поставленной цели сформулированы и решены следующие задачи:

- анализ традиционных и современных подходов к эксплуатации устройств РЗ, для оценки характера его влияния на технические характеристики системы;

- анализ существующих подходов к расчету риска отказов и надежности в ЭЭС с учетом устройств РЗ, для оценки перспективы их применения для решения практических задач;

- анализ устройств РЗ в промышленной эксплуатации с целью определения уровня надежности, свойственного комплексу РЗ и выявления возможных способов повышения надежности без сверхнормативного увеличения затрат;

- разработка метода определения вероятности нахождения устройств РЗ в неработоспособном состоянии в зависимости от значимых факторов с целью обоснования объемов воздействия на устройства РЗ, необходимых для достижения целевого уровня надежности;

- разработка метода определения влияния отказов устройств РЗ на технико-экономические характеристики ЭЭС, с целью его применения для обоснования первостепенной значимости для ЭЭС конкретных технических решений в части реконструкции РЗ;

- разработка метода обоснования подхода к эксплуатации конкретных устройств РЗ для рационализации баланса надежности и издержек.

Теоретической и методологической основой диссертационной работы являются результаты исследований отечественных и зарубежных ученых в области анализа надежности и рисков.

Информационную базу диссертационной работы составляют монографии, материалы научно-технических конференций, статьи в периодических изданиях и научных сборниках по исследуемой проблеме, техническое описание устройств РЗ, нормативно техническая документация (НТД) и реальные данные об отказах.

При проведении исследований использовалась следующая **методология и методы исследования:**

- графо-вероятностный подход при моделировании устройства РЗ для определения влияния на надежность его функционирования внутренних и внешних факторов;
- методы теории графов, решения дифференциальных уравнений, математической теории надежности, корреляционного анализа;
- методы моделирования и алгоритмизации.

Научная новизна работы состоит в разработке моделей состояния устройств РЗ и их использовании в разработанных методах решения инженерных задач по выбору состава оборудования РЗ и его эксплуатации с точки зрения лучшего результата по технико-экономическому критерию.

1. Модель готовности РЗ на основе марковских процессов уточнена путем возможности учета таких значимых факторов, как ближнее резервирование устройств РЗ, качество связи и частота периодических мероприятий по техническому обслуживанию;

2. Разработан метод расчета потенциальной длительности отключенного состояния элемента по причине отказа РЗ любого вида, учитывающий многообразие потенциально возможных случаев неправильной работы устройств РЗ. Метод позволяет установить влияние реальной сетевой топологии, наличия дальнего резервирования и межобъектного взаимодействия на характеристики надежности;

3. Разработан метод определения ущерба, вызванного ненадежностью РЗ, позволяющий определить влияние ненадежности РЗ на ЭЭС, учитывающий внутренние для устройств РЗ значимые факторы. Метод отличается от существующих возможностью учета влияния этих факторов не только на защищаемое РЗ оборудование, но и на смежные с ним элементы ЭЭС;

4. Разработан обобщенный метод технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ подстанций, позволяющий анализировать комплекс РЗ с точки зрения технического и экономического критерия для повышения эффективности решений при эксплуатации и планировании развития сети.

Теоретическая значимость работы заключается в разработке метода определения вероятности нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии, метода определения длительности отключенного состояния элемента ЭЭС по причинам, связанным с отказами РЗ любого вида, а также в обеспечении возможности выполнения технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ подстанции.

Основные положения, выносимые на защиту:

– способ модификации существующих моделей состояния устройств РЗ позволяющий обеспечить учет таких факторов, как наличие ближнего резервирования, периодичность технических осмотров, надежность связи между ПС и диспетчерским центром при расчете показателей надежности;

– разработанный метод определения вероятности нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии, предназначенный для оценки возможности достижения целевого уровня надежности РЗ с использованием имеющегося состава технических средств и формирования требуемого для этого метода управления эксплуатацией;

– разработанный метод определения длительности отключенного состояния элемента ЭЭС по причинам, связанным с отказами РЗ любого вида позволяющий осуществить оценку влияния РЗ на надежность смежного ей энергоузла;

– разработанный метод расчета потенциально недоотпущенной электроэнергии, по причинам связанным с отказами РЗ любого вида, позволяющий осуществлять управление программами замены оборудования с точки зрения технико-экономического критерия;

– разработанный метод расчета потенциально недоотпущенной электроэнергии, по причинам связанным с отказами РЗ любого вида позволяющий осуществлять оценку влияния подходов к управлению эксплуатацией конкретных устройств РЗ на технико-экономическую эффективность ЭЭС;

– разработанный метод осуществления выбора системы обслуживания устройств РЗ с использованием предложенного в работе метода расчета потенциально недоотпущенной электроэнергии, по причинам связанным с отказами РЗ любого вида предназначенный для снижения затрат на эксплуатацию РЗ при сохранении целевых значений надежности ЭЭС.

Практическая значимость состоит в:

– предложенных решениях задач определения коэффициентов неработоспособности устройств РЗ. Указанные коэффициенты рассчитываются с применением многофакторного подхода и позволяют определить эффективность методов управления эксплуатацией;

– предложенном решении задачи структурной надежности сети с учетом вклада устройств РЗ;

– разработке метода определения влияния отказов отдельных устройств РЗ на систему для принятия обоснованных технических решений;

– возможности использования полученных результатов в учебном процессе по тематике надежности.

Апробация результатов работы. Основные положения и результаты диссертационной работы представлялись и докладывались на 8 конференциях, в том числе:

– VII Международная молодежная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи-2016», Иваново, 2016.

– Научно-практическая конференция и выставка «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем России», Чебоксары, 2017.

– XVII Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям (SCM'2017), Санкт-Петербург, 2017.

– VIII международная научно-техническая конференция «Электроэнергетика глазами молодежи – 2017», Самара, 2017.

– 58th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTU CON), Latvia, Riga, 2017.

– 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED), Екатеринбург, 2018.

– 59th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON), Latvia, Riga, 2018.

– XLII научно-техническая конференция «Кибернетика энергетических систем – 2020», Новочеркасск, 2020.

Степень достоверности разработанной методики подтверждается корректным использованием математического аппарата и качественным анализом результатов расчета численных примеров, детально рассмотренных в работе. Полученные результаты в части определения вероятности нахождения устройств РЗ в неработоспособных состояниях численно сопоставимы с рассмотренными исследованиями смежной тематики при значительно большей детализации входной информации. Полученные результаты в части определения технико-экономических критериев эффективности функционирования ЭЭС с учетом РЗ получены впервые и в работах других авторов не представлены. Результаты работы были успешно представлены в рамках ряда международных и всероссийских конференций.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 16 печатных работ, в том числе две статьи в изданиях, определенных ВАК РФ и 8 – в зарубежных изданиях, входящих в международные базы цитирования Web of Science и Scopus.

Личный вклад. Рассмотренная в работе проблематика выявлена лично автором в ходе работы в подразделениях, выполняющих функции эксплуатации РЗ. Его вклад в теоретическую часть исследования заключается в разработке моделей и методов, используемых для технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ подстанций, их алгоритмизации, а также в проведении расчетов с их использованием.

Объем и структура диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, выводов, списка использованных источников и

приложений. Содержит 184 страницы, 66 рисунков, 48 таблиц и 4 приложения, библиография включает 98 наименований.

ГЛАВА 1. СТРУКТУРА КОМПЛЕКСА РЗ И ПОКАЗАТЕЛИ ЕГО НАДЕЖНОСТИ

Нормальное функционирование электроэнергетического оборудования обеспечивает жизнедеятельность современного общества, поэтому его поддержание в исправном состоянии является важнейшей задачей. Исходными данными при решении задач структурной надежности является надежность отдельных силовых элементов, особое внимание, традиционно уделяется выключателю, в то время как роль РЗ большинством методов недооценивается. Однако согласно статистическим данным, непосредственно на выключатель приходится немногим меньше 10% общего времени простоя ячейки, в то время как 70% приходится на разъединители, трансформаторы тока и вторичные цепи [1]. По другим данным повреждения устройств РЗиА являются причинами 21% технологических нарушений, еще 10% приходится на отказы в цепях управления коммутационными аппаратами [3]. На основании приведенных фактов, целесообразно рассмотрение вопросов надежности вторичных цепей с большей детализацией.

Важной частью вторичных цепей является релейная защита. Релейная защита (РЗ) – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы ЛЭП и оборудования, которые могут привести к их повреждению и/или нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов в целях отключения этих ЛЭП и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов [2]. Согласно приведенному определению, РЗ обеспечивает сохранность электротехнического оборудования и потому обладает высокой значимостью. Эффективности работы РЗ определяется присущими ей свойствами, такими как: селективность, быстродействие, чувствительность и надежность [2, 4]. Одним из важнейших свойств является надежность, так как в случае неисправности объекта остальные свойства полностью теряют свою значимость [5]. На основании сделанного вывода, под

критерием эффективности функционирования комплекса РЗ здесь и далее в рамках работы, понимается уровень надежности при ограниченных затратах. Под термином комплекс РЗ понимается совокупность взаимодействующих между собой устройств релейной защиты и связанные с ними вторичные цепи ПС. В то время как вторичные цепи ПС, согласно ГОСТ 24291-90 – совокупность кабелей и проводов, соединяющих устройства управления, автоматики, сигнализации, защиты и измерения ПС.

Термин надежность используется в разнообразных областях знания. В общем случае надежность – свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [6]. Надежность энергосистемы – свойство системы в любой момент времени удовлетворять спрос на электроэнергию, противостоять отказам, возмущениям и восстанавливать после них свои функции.

Согласно ГОСТ [6] надежность является комплексным свойством, включающим в зависимости от особенностей объекта и его применения сочетание базовых свойств. К базовым свойствам относятся такие, как: безотказность, ремонтпригодность, восстанавливаемость, долговечность, сохраняемость, готовность. Причем готовность свойством, зависимым от безотказности, ремонтпригодности и восстанавливаемости объекта.

Существующие методы расчета надежности, имеющие дело с устройствами РЗ, могут быть классифицированы на две группы в зависимости от условий применения:

- 1) методы, определяющие надежность как безотказность;
- 2) методы, определяющие надежность как готовность.

В нормальном режиме работы энергосистемы неработоспособное состояние устройства РЗ не приводит к формированию ущерба. Однако в

случае возникновения возмущений, надежность РЗ оказывает решающее влияние.

Для учета ненадежности РЗ в момент возникновения возмущений в системе может использоваться один из показателей безотказности, например, вероятность безотказной работы. Для обозначения надежности работы устройств РЗ в смысле надежности их работы при возникновении возмущений в системе, далее в работе обозначены термином безотказность. Проведенный обзор технической литературы показал, что безотказность используется в том случае, если РЗ рассматривается, как подсистема Единой Энергосистемы (ЕЭС).

С точки зрения отдельного устройства РЗ, надежность определяется, как свойство РЗ находиться в любой момент времени в работоспособном состоянии, то есть в состоянии готовности к работе согласно заранее определенной логике при любом возмущении. Приведенное определение надежности в наибольшей степени соответствует определению понятия готовности [6]. При определении готовности факт наличия или отсутствия КЗ в ЭЭС не имеет решающего значения, готовность характеризуется возможностью корректной работы в случае возникновения ненормативных режимов.

Для обозначения надежности РЗ в смысле ее работоспособности в произвольный момент времени используется термин готовность. Проведенный обзор литературы показал, что показатели готовности используются в тех случаях, когда необходимо рассмотреть РЗ как отдельную независимую систему.

Энергосистема является, чрезвычайно ответственным и дорогостоящим объектом, поэтому основными методами исследования протекающих в ней процессов являются статистический анализ и математическое моделирование. Моделирование позволяет исследовать существующие объекты и прогнозировать процессы в перспективной сети, решая задачи

многовариантного выбора схем, технических решений и методов целевого воздействия.

1.1 Безотказность РЗ

Безотказность РЗ в рамках работы понимается как ее свойство срабатывать при КЗ в пределах установленной для нее зоны и не работать неправильно в режимах, при которых ее работа не предусматривается [8].

Целью методов, имеющих дело с надежностью РЗ в смысле безотказности, как правило, является решение задач структурной надежности сети. В таком случае показатели надежности отдельных устройств РЗ при расчете надежности силового оборудования используются в качестве параметров. Общей чертой этой группы методов является использование результирующих коэффициентов надежности РЗ. Способы расчета коэффициентов и учета их при определении надежности первичного оборудования могут быть различны.

В рассмотренной литературе в качестве результирующего коэффициента надежности РЗ часто применяется процент правильных действий устройства РЗ, определяемый согласно выражению (1.1):

$$\eta = \frac{n_{n.c} \cdot 100}{n_{n.c} + n_{o.c}} = \frac{n_{n.c} \cdot 100}{n_{n.c} + n_{o.c} + n_{u.c} + n_{л.c}}, \quad (1.1)$$

где $n_{n.c}$ – число правильных срабатываний, $n_{o.c}$ – число неправильных срабатываний, к которым относятся следующие виды отказов: отказы срабатывания $n_{o.c}$, излишние срабатывания $n_{u.c}$ и ложные срабатывания $n_{л.c}$. Согласно выводам Смирнова Э.П. [9], показатель (1.1) недостаточно точен, так как полезный эффект защиты должен помимо количества правильных срабатываний, учитывать величины $n_{u.c}$ и $n_{л.c}$, способные оказать на него отрицательное влияние. Предложенным решением этой проблемы является определение величины η несколько иным способом – как отношения числа правильных за вычетом числа $n_{u.c}$ и $n_{л.c}$ к сумме числа правильных

срабатываний и отказов в срабатывании, что может быть записано в виде выражения (1.2).

$$\eta = \frac{n_{n.c} - (n_{u.c} + n_{л.с})}{n_{n.c} + n_{o.c}} \cdot 100. \quad (1.2)$$

При расчете значения η , определенного с помощью выражения (1.2) не учитываются допущенные срабатывания и несрабатывания, кроме того с его помощью невозможно охарактеризовать ущерб возникающий в системе в случае отказа РЗ определенного вида. Следствием сказанного является, неточность обобщенного подхода и его неприменимость для решения задач, объектом которых являются устройства РЗ. С другой стороны такой подход удобен для учета РЗ в больших системах, когда местные различия теряют значимость ввиду масштабов задачи. Вышесказанное позволяет сделать вывод, что существенная неопределенность в выборе метода расчета обобщенного показателя надежности и невозможность учета с его помощью всего многообразия типов срабатываний РЗ и их последствий ограничивает его применимость.

Подход, позволяющий учитывать разную ответственность РЗ, основываясь на характеристике защищаемого объекта предложен Смирновым Э.П. [10]. В его работе в качестве показателя ненадежности используется значение численно равное отношению усредненных потерь функционирования и предельного идеализированного выходного эффекта, что может быть записано в виде (1.3):

$$F = \frac{\Delta\Phi_n}{\Phi_n}, \quad (1.3)$$

где потери $\Delta\Phi_n$ представляют собой сумму вкладов различных видов срабатывания, которая может быть определена согласно выражению (1.4).

$$\Delta\Phi_n = n_{o.c} \varepsilon_{o.c} + n_{u.c} \varepsilon_{u.c} + n_{л.с} \varepsilon_{л.с}, \quad (1.4)$$

где n – количество отказов соответствующего вида, а ε – их вклад в общую стоимость. Подстановка $\Delta\Phi_n$ из (1.4) в (1.3), позволяет определить значение

безразмерной величины F . Это значение учитывает коэффициенты неготовности, несрабатывания и весовые коэффициенты, вопрос определения которых не был до конца решен Смирновым Э.П. Федосеев А.М. в своей работе [4] также ставит задачу уточнения указанного метода, вследствие сложности определения весовых коэффициентов. Им делается вывод о том, что наиболее эффективно для расчета надежности использовать значение параметра потока отказов, не смотря на свойственные ему недостатки. Параметр потока отказов является наиболее используемым показателем надежности и на сегодняшний день. Приведенная информация позволяет сделать вывод о том, что идеальный обобщенный критерий надежности РЗ найден не был.

Для дальнейшего использования в работе корректной терминологии, целесообразно введение ряда определений, для понятий получивших наибольшее распространение в теории надежности.

Поток событий – последовательность однородных событий, следующих друг за другом в случайные моменты времени.

Поток отказов – последовательность отказов, возникающих один за другим в случайные моменты времени.

Параметр потока отказов $\omega(t)$ – предел отношения безусловной вероятности отказов $P(t, t + \Delta t)$ на интервале времени или наработки $(t, t + \Delta t)$ непосредственно после данного момента времени к продолжительности Δt этого интервала при его неограниченном уменьшении. $\omega(t)$ определяется согласно выражению (1.5), единицей измерения параметра потока отказа является 1/ч.

$$\omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{P(t, t + \Delta t)}{\Delta t}. \quad (1.5)$$

На практике часто используют понятие средний параметр потока отказов, физический смысл которого соответствует параметру потока отказа с

допущением его постоянства во времени. При условии ординарности рассматриваемого потока, этот показатель численно равен частоте отказов – отношению математического ожидания числа отказов объекта за заданный интервал времени к продолжительности этого интервала, то есть $\omega_{cp} = n_{cp}(1/\text{год})$.

Понятие периодичность, используется в работе в основном для описания регулярных событий и определяется как $T_{cp} = 1/n_{cp} = 1/\omega_{cp}(1/\text{год})$.

Интенсивность потока отказа $\lambda(t)$ – условная плотность вероятности возникновения отказа объекта к моменту времени t при условии, что до этого момента отказ объекта не возник (1.6).

$$\lambda(t) = -\frac{dP(t)}{P(t) \cdot dt}. \quad (1.6)$$

Внутреннее число работ, посвящённых структурной надёжности сети увидело свет в XX в [5,11–14]. Большая их часть основана на аналитических методах, имеющих дело с постоянными коэффициентами готовности или неготовности. Основу математического аппарата теории структурной надёжности составляет теория надёжности технических систем, в настоящее время этот раздел теории надёжности считается во многом изученным. Обзор методов расчета системной надёжности, учитывающих вклад РЗ выполнен с учетом произведенного в 70-х годах XX века сравнительного анализа методов расчета структурной надёжности [11]. Большая часть проанализированных методов, для учета взаимного влияния элементов на надёжность друг друга, использует базовые принципы табличного метода [15] в различных его модификациях. Таблицы, формируемые методами этого типа, каждой схеме электроустановки ставят в соответствие возможные аварийные режимы. На основании чего, вычисляется вероятность наступления всех возможных случаев, сочетающих ремонт элемента сети и отказ, что позволяет оценить потенциальный недоотпуск электроэнергии. Результатом суммирования величин недоотпущенной электроэнергии для каждого случая, является

значение, соответствующее полному потенциальному недоотпуску схемы, что говорит о применимости таблично-логических методов для определения вклада надежности отдельных образцов оборудования в надежность всей системы. Методы рассматриваемой группы удобны для простых схем электроустановок и позволяют тестировать их на надежность с точки зрения критерия «ремонт плюс отказ», однако для схем большой размерности фактически неприменимы.

Различными модификациями таблично-логического метода надежность РЗ учитывается приближенно. Метод, разработанный Гуком Ю.Б. [12], позволяет путем численной корректировки вероятности отказа первичного оборудования учесть вклад надежности РЗ в системную надежность. Метод позволяет диверсифицировать отключения с автоматическим повторным включением (АПВ) и без него. Его достоинством является учет реального времени отключения потребителя, что позволяет более достоверно оценить количество недоотпущенной потребителю электроэнергии. В «Формализованных методах» Розанова М. Н. [11], используется достаточно сложная модель выключателя, что дает возможность при вычислении времени простоя оборудования учитывать не только АПВ, но и другую автоматику, например устройства автоматического ввода резерва (АВР).

Меньшее распространение получили: Логико-вероятностный метод Китушина В.Г. [13], общий метод [13] и метод графических преобразований [12]. Метод графических преобразований использован для автоматизации расчета надежности при работе Котова О. М. над программным комплексом «Струна» [16]. Еще одним методом, появившимся в результате компьютеризации, является удобный и достаточно наглядный для естественного восприятия метод блок-схем [17].

При разработке метода эквивалентных повреждений Гельфандом Я. С. [18], ставилась цель по созданию формального индикатора, способствующего принятию решений об установке того или иного комплекта

защит. В основе метода лежит постулат о том, что надежность устройств РЗ должна быть тем выше, чем менее надежна сеть. Основной идеей метода является нахождение такого повреждения в защищаемой сети, последствия которого с точки зрения возникающего ущерба в большей степени эквивалентны последствиям от неправильного функционирования РЗ. Минусом этого метода является громоздкость поиска эквивалентных повреждений, и как следствие фактическая невозможность алгоритмизации.

Методы логико-вероятностных преобразований [19], позволяют численно оценить возможности схемы по противостоянию КЗ конкретным элементам системы. На этих методах основывается теория работы РЗ при развитии каскадных аварий, в которой вероятность отказов РЗ определяется на основании деревьев отказов [20,21]. Для моделирования взаимосвязей первичной и вторичной схем использовались такие современные методы, как метод Монте-Карло и метод нейронных сетей [22], что позволило частично автоматизировать анализ причин возникновения аварий на энергообъектах, на основании анализа поступающей обширной информации.

К методам расчета надежности, имеющих дело с надежностью РЗ в смысле безотказности относятся также и методы, построенные на использовании цепей Маркова. Марковский процесс – случайный процесс без последствия, то есть такой процесс, вероятностные характеристики которого в будущем для произвольного момента времени t_0 зависят только от его состояния в момент t_0 и не зависят от способа попадания системы в это состояние. В работе Обоскалова В.П., посвященной структурной надежности [5], для математического моделирования устройства РЗ применяются методы вероятностных переходов. В рассмотренном подходе устройство РЗ выступает в качестве дополнения к оборудованию первичной схемы. На вход устройства РЗ поступает поток КЗ с некоторой интенсивностью, в ответ на который устройство РЗ может либо сработать

правильно, либо отказать, что говорит об использовании методом марковских процессов для моделирования безотказности РЗ.

На основании вышесказанного, можно сделать вывод, что методы, имеющие дело с безотказностью, могут использоваться для определения надежности первичной схемы с учетом вторичных цепей, однако не предназначены для определения готовности РЗ.

1.2 Готовность РЗ

Готовность РЗ в рамках работы понимается как ее свойство сохранять в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих её способность выполнять требуемые функции в любой произвольный момент времени как в нормальных, так и в аварийных режимах.

Устройства РЗ являются элементами системы, не имеющими самостоятельного эксплуатационного назначения, выполняющими в ней строго определенные функции. Чаще всего неисправности РЗ не оказывают влияния на энергосистему, до возникновения определенных режимных условий, например КЗ. Это объясняется тем, что большая часть устройств РЗ не участвует в функционировании системы в нормальных режимах [23]. С учетом малой интенсивности КЗ на некоторых элементах сети, выявление неисправности устройства РЗ требует существенного времени. Сказанное, в большей мере свойственно электромеханическим устройствам РЗ, которые являются фактически ненаблюдаемыми. Следствием не наблюдаемости электромеханических устройств РЗ является невозможность оценки их состояния в режиме реального времени, поэтому длительность их нахождения в неработоспособном состоянии за время эксплуатации существенна. С учетом того факта, что включенное в работу устройство РЗ может находиться как в работоспособном, так и в неработоспособном состоянии без видимых различий, можно заключить, что надежность ненаблюдаемого устройства непосредственно после ТО и через определенный промежуток времени различны. Большинство существующих методов расчета надежности этот

факт не учитывается и показатели надежности на периоде между ТО принимаются. Современные МП устройства РЗ позволяют обеспечить значительно большую наблюдаемость вторичных цепей, чем ЭМ аналоги. Применение алгоритмов самодиагностики позволяет учитывать измерения в режиме реального времени, при определении показателей надежности на интервале между техническими обслуживаниями. Указанная особенность является одной из основных причин возросшей актуальности эксплуатации устройств РЗ с учетом уровня риска.

Под эксплуатацией РЗ в работе понимается часть жизненного цикла РЗ на протяжении которого она используется по назначению. Под управлением эксплуатацией РЗ – анализ характеристик устройств РЗ, планирование и осуществление воздействий на них, с целью повышения надежности и снижения эксплуатационных затрат. Под методом управления эксплуатацией РЗ – совокупность правил по планированию и осуществлению воздействий на устройства РЗ и их анализу после непосредственной реализации.

Для определения методов настройки риска при эксплуатации комплекса РЗ, целесообразно выполнение предварительного оценочного моделирования работы РЗ, с учетом свойств энергосистемы. Его применение позволяет выявить характер влияния разнообразных факторов на надежность РЗ, выработать методы решения задач анализа структуры комплекса РЗ, обоснования технических решений, а также оптимизации целевых воздействий на систему. Разработанные с использованием моделей РЗ методы, могут быть в дальнейшем использованы в реальной энергосистеме.

С учетом большой длительности временных промежутков без КЗ в сети смежной отдельному устройству РЗ, очевидно, что существенная доля его неисправностей возникает на этом временном интервале. Выявление таких неисправностей позволит предотвратить ряд технологических нарушений еще до момента их возникновения. По этой причине характеристика надежности РЗ с помощью показателей готовности актуальна. Отказы РЗ, возникающие

непосредственно в момент КЗ относительно редки, и потому во многих работах не учитываются допущением [24]. Такое допущение имеет место лишь при рассмотрении надежности в смысле готовности, в методах понимающих надежность как безотказность, напротив РЗ имеет смысл лишь в момент КЗ, для этого момента определяется вероятность срабатывания или не срабатывания устройства.

Изменение коэффициентов неготовности во времени зависит от множества факторов. Одним из первых, на вопрос влияния частоты и качества технического обслуживания (ТО) на состояние РЗ обратил внимание Смирнов Э.П. [24,25]. В его статье о надежности РЗ [26], в противовес существующим теориям [23], отказы РЗ рассматривались не как отказ требования на срабатывание, а с точки зрения состояния устройства РЗ и его готовности к работе в произвольный момент времени. Для определения надежности использован граф состояний РЗ. Вероятность нахождения, в состояниях графа вычислялась на основании заданных значений интенсивности переходов. В качестве математического аппарата используются уравнения Колмогорова. Граф состояний – геометрическая схема, на которой узлы – состояния системы, а ветви – возможные траектории перехода из состояния в состояние. Автором введено понятие готовности к срабатыванию и выполнена оценка состояния устройства РЗ во временной динамике. Метод моделирования ненадежных устройств РЗ, разработанный Смирновым Э. П., применим для выявления изменения вероятности их отказа во времени с учетом влияния ТО. Полученное выражение, определяющее эффективность ТО, словесно может быть интерпретировано так: в случае, когда вероятность нахождения устройства в исправном состоянии выше, чем качество ТО (в относительных единицах), ТО снижает надежность системы и необходимо повысить его качество, либо полностью отменить. На основании зависимостей, полученных Смирновым Э. П. [26], на рисунке 1-1 построена результирующая зависимость надежности от интервала между ТО. На рисунке

1-1.а видно, что при достаточной эффективности ТО вероятность отказа минимальна сразу после его выполнения и увеличивается со временем до следующего ТО. В случае низкой эффективности ТО надежность во временной динамике возрастает, что видно на рисунке 1-1.б.

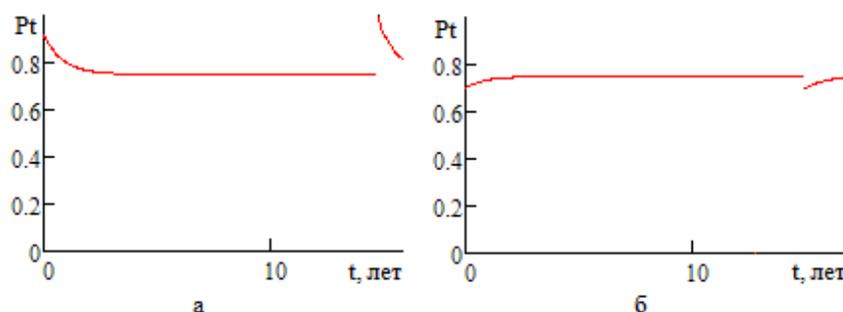


Рисунок 1-1 Изменение мгновенной готовности срабатывания P_t при регулярном контроле:

- а) в случае, если проведение ТО ведет к повышению надежности;
- б) в случае, если проведение ТО ведет к снижению надежности.

Предложенная Смирновым Э. П. модель состояния РЗ [24,25], состоит из трех состояний, то есть учитывает наиболее общие варианты развития режимной ситуации. Такое упрощение во многом обусловлено отсутствием вычислительных средств, позволяющих решать объемные задачи, в годы публикации работы. Проанализированная работа обладает значительной теоретической ценностью, в ней представлен метод применимый для расчета численных показателей надежности с учетом совокупности влияющих факторов. Однако учитывая тот факт, что прикладное использование полученных результатов не предложено, можно заключить, что влияния на надежность реальной энергосистемы работой оказано не было.

Основная часть методов, посвящённых расчету готовности РЗ основывается на математическом аппарате марковских процессов. Такие методы, позволяют определить вероятность нахождения системы в определенном состоянии, принимая в качестве исходной информации интенсивность переходов и прошедшее с начала процесса время [27]. Интенсивность переходов между состояниями в общем случае зависит от времени, однако для решения практических задач ею часто пренебрегают,

принимая поток событий стационарным. Стационарный поток – поток событий, вероятность (интенсивность) которых не зависит от времени. Допущение о стационарности потоков правомерно на участке нормальной эксплуатации устройства, характеризующемся постоянными значениями интенсивности.

Существует два вида марковских процессов, с дискретным и с непрерывным временем. Непрерывное время характерно для процессов переход между состояниями, в которых происходит в случайные моменты времени. Процесс с дискретным временем – процесс, в котором смена дискретных состояний происходит в определенные моменты времени. Выполненный анализ технической литературы показал, что процесс в непрерывном времени в основном применяется для решения задач, для которых надежность определяется как готовность, а в дискретном – для решения задач определяющих её как безотказность.

Модели функционирования РЗ, как ненадежного элемента с использованием теории цепей Маркова [28] позволяющие учитывать особенности устройств и условия их эксплуатации, представлены в отечественных [29] и зарубежных статьях [30]. В работе [31] предложена модель состояний двухэлементной системы, состоящей из устройства РЗ и элемента первичной схемы. Для визуализации матрицы интенсивности переходов использован граф, вероятности состояний которого определены с использованием методов решения систем линейных уравнений. Предложенная модель состояний системы, включающей РЗ и элемент первичной сети, позволяет определять вероятность нахождения РЗ в неработоспособном состоянии и оценить влияние на показатели её надежности периода ТО и других показателей. Анализ влияния самодиагностики, являющейся отличительной особенностью МП устройств РЗА, на надежность устройств дополнительно выполнен в работе [32]. Результаты, полученные в рассмотренных работах, позволяют определить

вероятность нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии в зависимости от ряда влияющих факторов.

Другим коллективом авторов предлагается расширить спектр состояний модели, особенное внимание при этом уделяется таким видам срабатывания, как ложное и излишнее [33]. На основании полученных зависимостей, предлагается корректировка межповерочного интервала с учетом требуемого уровня надежности. В настоящее время указанная модель состояний РЗ продолжает совершенствоваться [34–37], что подтверждает актуальность рассматриваемой проблемы.

Рассмотренные модели на основе цепей Маркова не учитывают надежность контрольных кабелей и клеммных соединений. Большая детализация состава вторичных цепей достигается с использованием деревьев отказов [39–41]. Недостатком методов, относящихся к этой группе, является отсутствие обратных связей.

Рассмотренные в настоящем разделе модели состояния устройств РЗ обладают следующими недостатками:

- Отсутствие обоснования данных использованных в качестве интенсивностей переходов. Указанный недостаток говорит о необходимости тщательной настройки всех представленных моделей с использованием статистической информации.

- Рассмотренными моделями принято допущение о независимости надежности контрольных кабелей и клеммных соединений от сложности конфигурации вторичных цепей, в то время как 14% ложных отключений, так или иначе связано с их повреждением [38]. Указанный недостаток может быть преодолен путем детализации модели.

- Отсутствуют механизмы, позволяющие учитывать в модели состояния различия в топологии РЗ. С учетом того факта, что такие особенности как,

например наличие или отсутствие резервирования существенно влияют на надежность системы, рассмотренным моделям требуется дополнение.

– Методы практического применения рассмотренных моделей не разработаны. Что говорит о необходимости разработки подходов и методов применения моделей состояния устройств РЗ для решения практических задач ЭЭС.

1.3 Риск в энергосистеме

Риск определяется как сочетание вероятности и последствий наступления события, форма его представления, а также численное значение могут быть различны. Основные применяемые на сегодняшний день индексы риска не представляют последствия наступления отказов в явной форме. Так, индекс средней частоты отключений по системе (SAIFI), индекс средней продолжительности отключений по системе (SAIDI) и индекс средней продолжительности отключения одного потребителя (CAIDI), выражаются во временных единицах и не имеют денежного эквивалента. Перечисленные индексы имеют прикладное значение и могут быть использованы для сравнения нескольких энергокомпаний друг с другом, однако, временные показатели характеризуют ущерб, вызываемый ненадежностью системы косвенно и слабо применимы для решения технико-экономических задач.

Основной функцией энергосистемы является обеспечение потребителя электроэнергией с наименьшими затратами и приемлемым уровнем риска. Уровень риска обычно имеет отрицательную корреляцию с затратами на эксплуатацию, то есть одновременное достижение оптимального значения обоих показателей невозможно.

Оценка риска включает в себя две составляющие: оценку вероятности наступления события и оценку причиняемого им ущерба. Для определения первой составляющей используются методы оценки надежности, которых существует достаточно много. В то же время, существующие методы

определения ущерба не отличаются высокой точностью. Ущерб выражается в форме недоотпущенной электроэнергии, или финансовых затрат на выплату штрафов потребителям электроэнергии. Наиболее достоверным способом определения ущерба является его фактический подсчет, точное его определение до возникновения непосредственно аварийной ситуации невозможно, потому применяются оценочные методы. Наиболее точным является метод оценки ущерба, основанный на сборе статистики ущербов реальных потребителей в следствие реальных технологических нарушений, с дальнейшим вычислением усредненного значения ущерба по отрасли или стране. Например, промышленные предприятия Канады терпят ущерб от 4 до 10 \$/кВт·ч [42]. Недостатком метода является его потребность в анализе внушительных объемов статистической информации. Кроме того, следует учитывать, что ущерб в каждом конкретном случае может сильно отличаться от медианных значений в зависимости от страны, отрасли и других факторов.

Метод расчета риска, основанный на значении валового продукта, также имеет дело с усредненным статистическим показателем. Путем деления валового производимого продукта анализируемого региона, на потребление регионом электрической энергии, определяется удельная величина ущерба, вызываемого отключением.

В рамках работы, ущерб определяется оценочно, как произведение времени аварийного простоя элемента на потенциальный недоотпуск электроэнергии, вызванный его отключением. Предложенный метод не претендует на абсолютную точность, однако по мнению автора, для решения рассматриваемых качественных задач допустим.

1.4 Структурная схема комплекса РЗ

С одной стороны, вторичные цепи подстанции представляют собой сложную многомерную систему, с другой их топология типовая и при необходимости может подвергаться тиражированию. Структурная схема вторичных цепей подстанции представлена на рисунке 1-2. На схеме в виде

блоков показаны следующие элементы вторичных цепей: измерительные трансформаторы тока и напряжения (ТТ, ТН), источник питания, устройства сигнализации и канал связи, выходные цепи и МПУРЗ (микропроцессорное устройство РЗ). МПУРЗ в свою очередь состоит из четырех частей: измерительной, логической, исполнительной и органа самодиагностики.

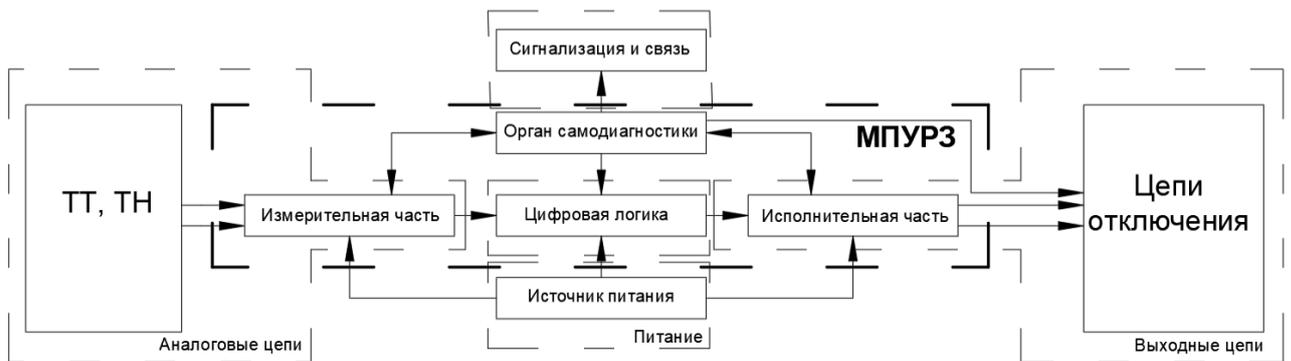


Рисунок 1-2 Структурная схема вторичных цепей

Для рассмотрения способов диагностики неисправностей комплекса РЗ, структурная схема разделена на шесть участков в зависимости от функционала:

1. Аналоговые цепи (ТТ, ТН, измерительная часть МПУРЗ);
2. Цифровая логика (цифровая логика МПУРЗ);
3. Выходные цепи (исполнительная часть МПУРЗ, цепи отключения);
4. Питание (источник питания);
5. Сигнализация и связь (сигнализация, канал связи);
6. Дискретные входные цепи (измерительная часть МПУРЗ).

Орган самодиагностики МПУРЗ не принадлежит ни к одному из перечисленных участков, однако по своему функциональному назначению контролирует процессы, протекающие во всех участках схемы. Способы детектирования различных неисправностей органом самодиагностики значительно отличаются. Далее рассмотрены непосредственно алгоритмы применяемые в современных устройствах РЗ для их выявления, в том числе, рассмотрены решения ведущих мировых производителей.

1.4.1 Аналоговые цепи

В состав аналоговых цепей входят: трансформаторы тока, трансформаторы напряжения, вторичные кабели, клеммные зажимы, аналоговые входа терминалов РЗ.

Обрыв цепей напряжения может привести к мгновенной работе дистанционных органов и органов с контролем по напряжению, потому контроль их целостности должен производиться постоянно. Настоящее требование закреплено в правилах устройства электроустановок [43], согласно которым в устройствах РЗ должен предусматриваться контроль цепей напряжения. Классически в устройствах РЗ отечественного производства используют схему блокировки наличия напряжения (БНН) [44]. Алгоритм работы БНН основан на сравнении напряжений в обмотках ТН соединенных в звезду и разомкнутый треугольник. БНН позволяет определить, обрыв контрольного кабеля или повреждение ТН и предотвратить формирование ложной команды на отключение оборудования, действием на вывод из работы устройства РЗ полностью или отдельных его ступеней. Важно отметить, что четких требований к выбору режима работы БНН: его действию на вывод защит из работы или только на сигнал, в настоящее время не существует. Потому защиты эксплуатируются в режиме, соответствующем экспертному мнению персонала, а значит – по-разному в электросетевых компаниях страны.

В терминалах зарубежного производства применяется, метод, основанный на сравнение тока и напряжения обратной (нулевой) последовательности [45]. Признаком неисправности цепей напряжения согласно этому методу, является повышение напряжения обратной (нулевой) последовательности, при условии отсутствия тока обратной (нулевой) последовательности или его величине меньше уставки. Альтернативный алгоритм определения неисправности цепей напряжения основывается на сравнении приращения напряжения нулевой последовательности и снижения

его фазного значения или напряжения прямой последовательности [46–48]. В некоторых рассмотренных алгоритмах в качестве дополнительного критерия используется неизменность значения тока в момент исчезновения цепей напряжения.

Постоянный контроль цепей тока реализован на сравнительно небольшом числе энергообъектов, основной причиной этого является отсутствие требований к его необходимости в нормативной документации. Требование о необходимости контроля целостности токовых цепей предъявляется только в отношении турбогенераторов [43]. Сложность реализации контроля токовых цепей заключается в отсутствии в устройствах РЗ второго независимого канала тока необходимого для верификации. Возможным решением этой проблемы являются реализация специальных алгоритмов и усложнение конструкции терминалов. В зарубежных устройствах применяется функция, основанная на первом законе Кирхгоффа, согласно которой о целостности цепей тока сигнализирует равенство суммы фазных токов току нулевого провода [47]. Использование описанного метода требует усложнения конструкции, так как в целях экономии средств терминалы РЗ часто лишены ТТ в нулевом проводе.

Автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) позволяют для проверки исправности вторичных цепей, использовать алгоритмы, оперирующие множеством сигналов целой совокупности устройств. Одним из способов верификации измерений с использованием АСУ ТП является взаимное сравнение измеряемых смежными устройствами величин, подключенными как к одному, так и к разным трансформаторам тока. Расхождение между показаниями является индикатором неисправности токовых цепей. Информация, поступающая в АСУ ТП современных подстанций, позволяет реализовывать более сложные методы диагностики, охватывающие несколько присоединений или энергообъектов. Основой таких систем могут служить, например методы,

основанные на оценке состояний [48]. Методам верификации измерения посвящен раздел второй главы работы.

В случае невозможности реализации контроля тех или иных цепей, устройство РЗ должно подвергаться периодическим проверкам, частота и объемы, которых определяются в зависимости от нормативно-технической документации, обзор которой произведен в разделе 1.6 настоящей работы. Корректность измерений является показателем исправности токовых цепей в целом. Их контроль с использованием описанного функционала автоматизированной диагностики снижает потребность в выполнении плановых мероприятий по проверке аналоговых цепей. Удаленный доступ к устройству, даже при отсутствии средств автоматизации, позволяет осуществить переход к частичному дистанционному выполнению периодических проверок. Например, таким методом может быть оценена адекватность измеряемых значений, для чего требуется доступ непосредственно к устройству и смежному с ним. Методы контроля, связанные с удалённым доступом, часто называются мониторингом устройств РЗ, их применение увеличивает наблюдаемость, а значит надежность токовых цепей и РЗ в целом.

1.4.2 Цифровая логика

Цифровая логика МП устройства реализуется при помощи микропроцессора, построенного на современных полупроводниковых элементах. Контроль работы процессора является обязательным требованием к любому устройству РЗ. Его неисправности, также как неисправности других плат устройства вызывают срабатывание светодиода и отдельного выхода микропроцессорного терминала с дальнейшим срабатыванием сигнальных органов устройства и действием в ЦС ПС.

К неисправностям цифровой логики относятся в том числе программные ошибки, стоит отметить, что при определении причины аварии, такие неисправности, относят к человеческому фактору [49]. Программная часть

микропроцессорного устройства, особенно в случае возможности реализации гибкой логики, чаще всего реализуется с помощью визуального алгоритмического языка программирования и состоит из логических блоков. Функционирование логики РЗ контролируется путем сверки контрольных сумм и прочих служебных параметров, такие проверки выполняются постоянно параллельно основному функционалу. Ошибки программного обеспечения обычно невозможно обнаружить до возникновения особого режима энергосистемы. По факту их выявления, часто требуется устранение аналогичных недостатков на всех объектах, с аналогичной версией программного обеспечения. Поиск программных ошибок является задачей производителей оборудования, которые проводят многочасовые испытания своих устройств на специальных полигонах в поисках возможных сбоев, в том числе программных.

В общем случае мероприятия по контролю цифровой логики позволяют обеспечить высокую вероятность обнаружения сбоев и неисправностей, возникающих в процессе эксплуатации, выявление ошибок разработки ПО в автоматическом режиме фактически невозможно.

1.4.3 Выходные цепи

Выходные цепи состоят из непосредственно выходных реле, вторичных кабелей и электромагнитов отключения.

Контроль цепей отключения является обязательным на основании требования ПУЭ [43]. В электромеханических схемах РЗ индикатором целостности цепей управления выключателем является одновременное несработавшее состояние реле положения включено (РПВ) и реле положения отключено (РПО).

В настоящем разделе рассмотрены варианты реализации схемы контроля в зависимости от архитектурного решения по организации РЗА ПС. Катушка реле РПВ соединяется последовательно с резистором, таким образом, по цепи

постоянно протекает ток достаточный для ее срабатывания, но недостаточный для срабатывания соленоида отключения (СО). В упрощенном виде схема цепей отключения в электромеханическом и микропроцессорном исполнении приведена на рисунке 1-3. Недостатком схемы является невозможность контроля с ее помощью всей цепи отключения. В традиционных схемах реле РПВ устанавливается на панели управления, расположенной на некотором удалении от панели РЗ, в этом случае участок кабеля от устройства РЗ до панели управления не наблюдается. На подстанциях с МП устройствами автоматика управления выключателем (АУВ) может выполняться совмещенной с РЗ, в этом случае РПВ является функцией в составе терминала защит. Совмещение РЗ и АУВ позитивно сказывается на сокращении длины неконтролируемого участка кабеля, от расстояния между панелями до расстояния между клеммами в одном ряду зажимов.

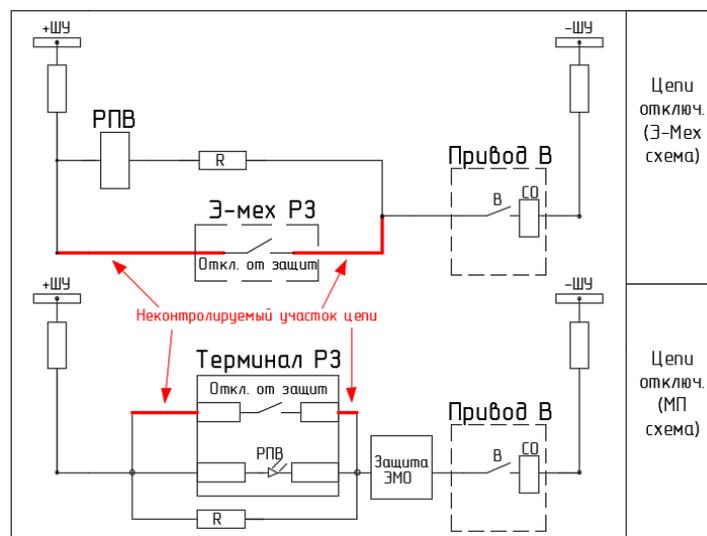


Рисунок 1-3 Классическая схема контроля цепей отключения

Реле положения выключателя контролирует целостность цепей отключения, однако контакт выходного реле электромеханических (ЭМ) панелей защит является слепой зоной для рассматриваемого метода контроля. В МП устройствах часто используются схемные решения, для определения целостности катушки реле. Контроль функционирования контакта выходного реле является более сложной задачей. Единственное устройство из рассмотренных, обладающее таким функционалом [50] относится к

противоаварийной автоматике. Применение контроля функционирования контакта реле значительно усложняет схему устройства, следствием чего является увеличение стоимости терминалов.

Наиболее протяженный участок выходных цепей подвержен постоянному контролю, не наблюдаются в типовых решениях выделенные на рисунке 1-3 участки и контакты выходного реле. Для проверки функционирования указанных участков необходимо выполнение ТО, причем проверка рассматриваемой цепи по частям нецелесообразна в связи с необходимостью вывода первичного оборудования независимо от объемов проверки. Основным методом проверки выходных цепей при ТО является опробование, которое также может быть осуществлено при работе защиты - при наличии требования на срабатывание (КЗ). Вопрос частоты проведения опробований с учетом вероятности повреждения участка кабеля и контакта выходного реле при постоянном контроле большей части цепи рассмотрен в следующих главах работы.

1.4.4 Питание

Важнейшим условием работы устройств РЗ является наличие бесперебойного питания. Схема питания упрощенно состоит из аккумуляторных батарей, зарядных устройств, щита постоянного тока и кабелей питания.

Согласно ПУЭ [43] питание терминала должно контролироваться постоянно, выполнение требования обеспечивается работой указательных реле с передачей сигнала в центральную сигнализацию (ЦС) в случае его потери. При наличии АСУ ТП, контроль питания возможно осуществить по факту наличия устройства в сети, или с использованием дистанционно измеренного питающего напряжения.

Цепи питания являются полностью контролируемыми и фактически не требуют профилактических работ.

1.4.5 Сигнализация и связь

Согласно ПУЭ [43] должна обеспечиваться сигнализация о срабатывании или неисправности устройств РЗ. Схема сигнализации состоит из двух частей: сигнализации непосредственно на объекте и схемы передачи аварийной сигнализации в органы диспетчерского управления. К первой части относятся сигнальные реле на панелях РЗ, контрольные кабели, устройство ЦС. Ко второй – устройства телемеханики и каналы связи с диспетчерским пунктом. Проверка исправности первой части схемы предусматривается периодическим ее опробованием при ТО устройств РЗ. Постоянный ее контроль возможен в случае реализации сигнализации посредством цифровых протоколов, например, с помощью МЭК 61850 MMS. Вторая часть схемы периодически опробуется в рамках работ по сверке сигналов. На современных подстанциях сигнализация реализуется по цифровым каналам, контроль состояния которых может осуществляться в автоматическом режиме, а правильность назначения сигналов может быть проверена вручную при отключениях и техническом обслуживании оборудования.

В электроустановках без постоянного дежурного персонала для детектирования неисправности РЗ и инициализации процесса ремонта, обе части схемы сигнализации должны быть исправны. Сказанное делает очевидной степень влияния надежности сигнализации на длительность нахождения устройств РЗ в состоянии отказа.

1.4.6 Дискретные входные цепи

Чаще всего для реализации дискретных входов устройств РЗ используются оптроны. Дискретные входы, реализованные по такому принципу, определяют изменение значения сигнала, но не предназначены для измерения его уровня. Некоторыми производителями РЗ предусматривается возможность установки плат дискретных входов, принцип действия которых делает возможным измерение уровня входящего сигнала. Такие платы

позволяют реализовать в устройстве РЗ контроль изоляции и напряжения питания дискретных входов.

Контроль изменения дискретных сигналов может осуществляться посредством сигнализации в АРМ через АСУ ТП подстанции. Полученная сервером ПС по любому коммутационному протоколу информация централизованно обрабатывается и преобразуется к виду, позволяющему персоналу выявить изменение дискретного сигнала и принять меры по устранению неисправности. Недостатком такого метода является высокая скорость влияния некорректного значения сигнала на систему. Изменение состояния дискретного сигнала может привести к мгновенной аварийной ситуации, методы автоматизированного реагирования на такие изменения с последующим блокированием защит на настоящее время не разработаны.

1.5 Самодиагностика устройств РЗ

В предыдущем разделе рассмотрена теоретическая составляющая применения средств самодиагностики в устройствах РЗ, выявлены узлы и части вторичных цепей, для которых может быть реализован постоянный контроль. Для определения степени внедрения представленных ранее методов и средств диагностики, проанализированы устройства РЗ, установленные на действующих энергообъектах Екатеринбургского энергоузла. Данные о применяемых функциях самодиагностики в устройствах МП защит линий 110-220 кВ, согласно информации службы РЗ за 2014 г. представлены в таблице 1.1. Информация о контроле дискретных входных цепей не представлена, так как такие алгоритмы не реализованы ни в одном из рассмотренных устройств.

Таблица 1.1 – Анализ применяемых в РЗ функций самодиагностики

Название терминала	Кол-во, шт	Контроль аналоговых цепей		Контроль цифровой логики	Контроль выходных цепей
		Цепи тока	Цепи напряжения		
REL-511	37	+	+	+	0
REL-551	12	+	+	+	0
REL-670	8	+	+	+	0
RED-670	8	+	+	+	0
ДФЗ Бреслер	16	0	+	+	0
ЭКРА ШЭ2607	21	0	+	+	+

Устройства, в которых потенциально возможна реализация функции, указанной в названии столбца таблицы, отмечены в таблице символом «+», в случае её отсутствия – символом «0». Потенциальная возможность реализации функции не означает ее фактическое применение на объекте, сказанное особенно характерно для функции контроля цепей тока. Информация о доле терминалов, обладающих функциями диагностики отдельных цепей, показана на рисунке 1-4 в виде круговых диаграмм.



Рисунок 1-4 Статистика применения РЗ для диагностики отдельных цепей

Контроль целостности токовых цепей возможно осуществить с помощью большинства терминалов (64%). Однако анализ схемных решений и бланков уставок показал, что фактически указанная функция реализована не более чем на 10% терминалов из числа тех, где она потенциально возможна.

Контроль цифровой логики выполнен во всех МП терминалах, однако с учетом того факта, что в заводской документации, поставляемой в комплекте с устройствами РЗ, детализация работы рассмотренной функции не приводится, судить о ширине её охвата фактически невозможно.

Под контролем выходных цепей понимается реализация в терминале РЗ, помимо основных функций, автоматики управления выключателем (АУВ), одной из функций которой является проверка несовпадения положений реле РПО и РПВ. С учетом того факта, что в большинстве схемных решений АУВ реализован в отдельном устройстве, контролем выходных цепей обладает лишь 21% терминалов РЗ. На многих энергообъектах контроль цепей управления реализуется посредством электромеханических РПО и РПВ, что является следствием точечных реконструкций энергообъектов. Учитывая сказанное, можно сделать вывод о том, что целостность цепей отключения в определенной мере контролируется на всех энергообъектах, однако некоторые их участки контролю не подвергаются.

Представленные на рынке устройства РЗ, потенциально позволяют приблизить степень диагностики вторичных цепей к абсолютной. Однако, по результатам анализа реальных промышленных объектов сделан вывод о том, что функционал терминалов РЗ используется не в полной мере. Решение указанной проблемы потенциально позволит повысить наблюдаемость и как следствие – надежность ПС.

С учетом выявленных участков вторичных цепей не подверженных диагностике сделан вывод о том, что техническое обслуживание устройств РЗ оправдано в части опробования цепей отключения, проверки дискретных входов и цепей сигнализации. В перспективе с распространением алгоритмов самодиагностики на перечисленные участки вторичных цепей возможен отказ от обслуживания РЗ. Такой подход допустим для РЗ, так как ее неисправное состояние в большинстве случаев не является причиной ущерба до тех пор, пока не совпадет по времени с возмущением в первичной сети. Алгоритмы по обнаружению неисправностей в нормальном режиме позволяют повысить надежность сети, поэтому их важность неоспорима. Усложнение конструкции терминалов РЗ для улучшения наблюдаемости может оказаться оправданным,

в зависимости от результатов технико-экономической оценки, являющейся одной из задач настоящей работы.

1.6 Нормативно-техническая документация по РЗ

Надежность работы РЗ традиционно обеспечивается планово-предупредительными ремонтами (ППР). Система ППР [51,52] разработана, во время повсеместного применения ЭМ устройств, являющихся фактически ненаблюдаемыми. Вместе с планомерным внедрением МП устройств, содержащих расширенный функционал самодиагностики, в статьях некоторых авторов появились призывы к смене парадигмы - переходу к обслуживанию по состоянию [53,54]. Статьи на эту тематику в основном содержат предложения по оптимизации процесса технического обслуживания для снижения трудозатрат. Производители проверочных устройств для снижения затрат предлагают автоматизацию процесса проверки [55], представители эксплуатирующих организаций традиционно высказываются об избыточности объемов обслуживания, все подобные работы объединяет отсутствие обоснования необходимости предлагаемых мер с точки зрения надежности.

Обслуживание устройств РЗ выполняется на основании существенного пула нормативных документов, от разработанных в идеологии принятой в XXв. системы ППР до относительно современных, ежегодно обновляемых стандартов. Необходимость периодического ТО для устройств РЗ закрепляется требованиями к МП терминалам [56], в современной редакции этого стандарта, принятой в ПАО «ФСК ЕЭС» [57] не детализируется, периодичность обслуживания, однако предъявляется требование к производителю, который должен предоставить при поставке техническую документацию, включающую в себя инструкцию по обслуживанию устройств. Основные производители, по запросу эксплуатирующих организаций, основываясь на актуальной НТД, закладывают в техническую документацию требование к обслуживанию согласно ППР.

Общепромышленные документы [51,52] определяют наиболее полный объем операций по ТО. Отдельными организациями разработаны локальные документы [58–60], уточняющие требования общепромышленных стандартов. К невозможности снижения издержек ведет применение стандартов [51,52] к МП устройствам РЗ, для которых указанные требования избыточны. Объемами, включенными в состав ТО согласно указанным документам, предусматриваются проверка изоляции и проверка уставок срабатывания всех применяемых функций, а также снятие временных характеристик [51]. Выполнение указанных объемов для МП устройств избыточно, так как с точки зрения внутренней организации устройства РЗ, такие операции многократно проверяют логические элементы реализованные программно и не способные выходить из строя при условии корректной работы микропроцессора. Общепромышленные стандарты допускают изменение частоты проверок при наличии соответствующего решения главного инженера предприятия, однако используется указанный пункт крайне редко ввиду ответственности решения. На основании вышесказанного можно сделать вывод, что невозможность сокращения объемов ТО нивелирует многие преимущества МП устройств РЗ.

СТО ПАО «Россети» [58] является наиболее современным документом, одним из его ключевых положений является сокращение объемов периодических проверок МП терминалов. Вместо профилактического контроля (ПК) каждые 6 лет и профилактического восстановления (ПВ), аналогично – раз в 6 лет, принятых общепромышленными нормами [51,52], стандарт ПАО «Россети» [58] определяет периодичность технического контроля (ТК) равной четырем годам. Объемы ТК существенно меньше объемов ПК, что позволяет снизить трудозатраты на ТО. Однако, полноценное использование настоящего документа на сегодняшний день невозможно в связи с отсутствием требований производителей к объемам ТК устройств в составе технической документации.

Концепцией развития РЗ [62] предусмотрен планомерный переход к обслуживанию по состоянию, что на первом этапе предлагается выполнить в форме НИОКР. Требование концепции привело к включению обслуживания по состоянию, как альтернативного метода ТО в стандарт [58], однако фактически переход не осуществляется ввиду отсутствия методики пригодной для корректного определения состояния устройств РЗ. Фактором, способствующим переходу к обслуживанию по состоянию, является опыт зарубежных коллег, в странах, где этот переход уже осуществлен [61]. Например, стандартом Североамериканской Корпорации Электросетевой Надежности PRC-005-2 [61] в зависимости от поколения и степени наблюдаемости предусмотрены различные объемы ТО для устройств РЗ. При соответствии устройства требованиям по наблюдаемости допускается отказ от его обслуживания до момента выявления неисправностей в автоматическом режиме. Документом [58] определяются минимальные требования к устройствам, которые допустимо обслуживать по состоянию, в числе которых, интеграция в АСУ ТП, необходимые объемы самодиагностики и мероприятия, выполняемые персоналом служб РЗ. Детализация требований к устройствам, для которых обслуживание по состоянию допустимо достигается документами [57,63]. Указанными стандартами определяется функционал системы самодиагностики, режимы ее работы (при включении, фоновый, постоянно), узлы терминалов и участки вторичных цепей, которые должны подвергаться постоянным проверкам. Требования к мониторингу исправности, правильности срабатывания, правильности пуска РЗ и контролю изменения уставок, также содержатся в стандарте [63]. Важно отметить, что подход к обслуживанию по состоянию уже успешно применяется в ПАО «Россети», где внедрена методика оценки технического состояния силового оборудования [64], что говорит о возможности его скорого распространения и на устройства РЗ.

Проблема несоответствия подходов к обслуживанию современному уровню развития устройств РЗ неоспорима, однако с учетом непосредственного влияния ТО на надежность системы, решения по изменению НТД должны быть взвешены и обоснованы.

Выводы по главе

1. Исследование РЗ на предмет определения критериев оптимальности их эксплуатации требует комплексного учета внутренних и внешних – системных факторов.

2. Марковские процессы пригодны для моделирования процессов в РЗ, протекающих на периоде невмешательства в них человека.

3. Обоснованность использования алгоритмов контроля РЗ, должна определяться с учетом критерия минимизации риска и затрат.

4. Существующие методы расчета надежности не учитывают местные особенности оборудования, что приводит к невозможности их использования для технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ подстанций.

5. Доказана целесообразность разработки нового метода расчета показателей надежности РЗ, применимые для технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ подстанций.

ГЛАВА 2. ОЦЕНОЧНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ РЗ

Решение задач надежности требует анализа существенных объемов данных. Основным источником информации о надежности в энергосистеме является статистика отказов электрооборудования. Статистическая информация применима при условии достаточности объема и соответствия качества выборки желаемым результатам. Под объемом выборки понимается размерность энергосистемы, для которой выполнен сбор информации. В СССР достаточность выборки обеспечивалась работой специальной организации – Всесоюзного государственного треста по организации и рационализации районных электростанций и сетей (ОРГРЭС). В число задач ОРГРЭС входило поддержание в актуальном состоянии базы данных, используемой в расчетах надежности. В настоящее время сбор статистической информации об отказах осуществляется с учетом руководящей документации [65], классифицирующей виды оценок срабатывания устройств РЗ и общих оценок ликвидации аварии. В качестве показателя работы устройств РЗ используется выражение (1.1), недостатки которого рассмотрены ранее. Учету и оценке, согласно рассматриваемому документу, подлежат устройства РЗ, установленные на оборудовании и линиях напряжением 6 кВ и выше, в том числе выполненные с реле прямого действия. Указанный документ не носит обязательного характера, вследствие чего, в последние годы статистическая информация утратила свою общность.

Эмпирическое определение показателей надежности невозможно, однако, применяя свойство индукции, на основании надежности отдельных частей системы можно вычислить ее результирующую надежность. Первостепенной задачей в рамках диссертационного исследования является сбор статистической информации по отказам устройств РЗ для дальнейшего анализа. В качестве источников информации использовался отчет электросетевой компании и статистика, представленная в литературе разных лет. В настоящем разделе выполнен сравнительный анализ показателей

надежности, полученных на основании различных данных, с использованием которых произведены оценочные расчеты для подтверждения актуальности исследования.

2.1 Анализ статистики отказов реальных устройств РЗ

Анализ статистики отказов реальных устройств РЗ проведен с использованием информации из отчета электросетевой компании Екатеринбургского энергоузла. В нем приведены данные об отказах устройств РЗ, установленных на объектах 6-110 кВ за 19 лет.

лет лет с 1997 по 2014 гг., содержащиеся в ней данные приведены в таблице 2.1. Таблица 2.1 – Статистика отказов РЗ за 1997-2014 г.

Год	N_y	$N_{сраб}$	$N_{неправ}$	$n_{oPЗ} \cdot 10^{-2}$	$n_{срPЗ} \cdot 10^{-2}$
1996	5582	563	-	-	-
1997	5680	793	3	0,05	0,38
1998	5971	918	10	0,17	1,09
1999	6086	754	11	0,18	1,46
2000	6311	814	29	0,46	3,56
2001	6483	773	15	0,23	1,94
2002	6879	760	5	0,07	0,66
2003	7000	928	7	0,1	0,75
2004	7390	905	11	0,15	1,22
2005	7631	856	8	0,1	0,93
2006	7892	808	3	0,04	0,37
2007	8218	913	7	0,09	0,77
2008	8616	842	18	0,21	2,14
2009	8828	542	15	0,17	2,77
2010	8831	763	12	0,14	1,57
2011	8913	633	13	0,15	2,05
2012	9885	633	13	0,13	2,05
2013	10203	920	9	0,09	0,98
2014	10551	900	6	0,06	0,67

N_y – общее число установленных устройств РЗ, $N_{сраб}$ – число устройств, сработавших за рассматриваемый год, $N_{неправ}$ – количество неправильных действий РЗ за год, $n_{oPЗ}$ – отношение числа отказов к числу установленных устройств, $n_{срPЗ}$ – отношение числа неправильных срабатываний к общему

числу срабатываний в год. Значение n_{oP3} определяется с использованием выражения **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, а n_{cpP3} – выражения **Ошибка! Источник ссылки не найден.**

$$n_{oP3} = \frac{N_{неправ}}{N_y}; \quad (2.1)$$

$$n_{cpP3} = \frac{N_{неправ}}{N_{сраб}}. \quad (2.2)$$

Абсолютное значение количества отказов не применимо для анализа надежности, по этой причине введены показатели ω_{oP3} и ω_{cpP3} . Величина ω_{oP3} определяется согласно выражению (2.3), как среднее за рассматриваемый период значение n_{oP3} , ее физическим смыслом является средний параметр потока отказов ω_{oP3} . Величина ω_{cpP3} определяется согласно выражению (2.4), как среднее за рассматриваемый период значение n_{cpP3} , физическим смыслом величины ω_{cpP3} является произведение вероятности нахождения устройства в неработоспособном состоянии на интенсивность потока инициирующих событий – потока КЗ.

$$\overline{\omega_{oP3}} = \overline{n_{oP3}} = 0,14 \quad (2.3)$$

$$\overline{\omega_{cpP3}} = \overline{n_{cpP3}} = 1,33 \quad (2.4)$$

Полученные величины характеризуют надежность, однако их применение должно обосновываться желаемыми результатами. Для характеристики готовности, целесообразно использование показателя ω_{oP3} , применимого для выявления неработоспособного устройства, независимо от внешних факторов. Для характеристики безотказности, целесообразно использовать показатель ω_{cpP3} , оценивающий надежность работы защиты при наличии требования на срабатывание.

Достоверность полученных значений показателей ω_{oP3} и ω_{cpP3} подтверждается длительностью временной выборки, однако полученные значения не могут считаться универсальными ввиду локализации выборки в одном регионе. Полученные показатели характеризуют надежность в разном

смысле, однако так как целью данной работы является всестороннее исследование вопроса надежности РЗ, в дальнейшем применение нашли оба показателя.

Динамика количества отказов РЗ за рассматриваемый период представлена графически на рисунке 2-1.

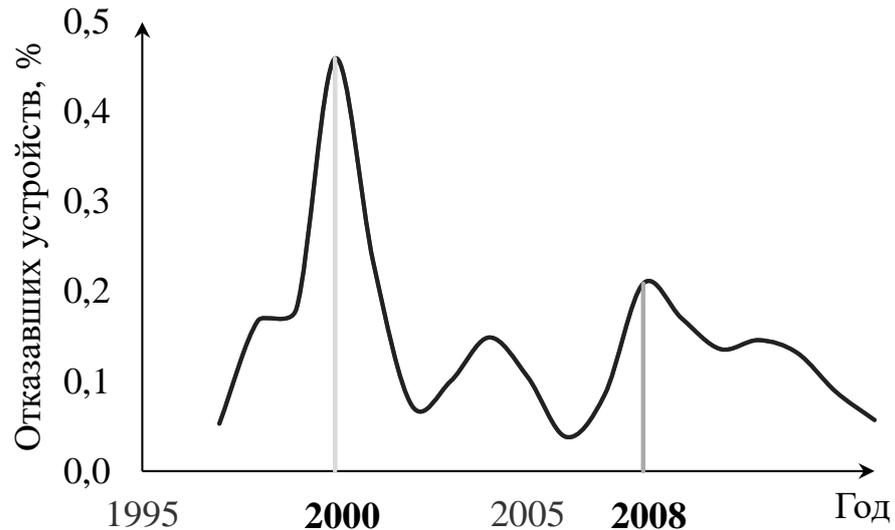


Рисунок 2-1 Ежегодный процент отказавших устройств

Построенная зависимость подчиняется горизонтальному тренду, в котором явно выражены два пика отказов. Первый пик количества отказов РЗ приходится на 2000 г. – период экономического спада в РФ и соответственно, снижения финансирования программ обслуживания, ремонтов и восстановления. Недостаточный опыт персонала в вопросах эксплуатации нового типа оборудования – МП РЗ в значительной мере обусловил пик аварийности, приходящийся на 2008 г. Динамика установки МП устройств, отраженная на рисунке 2-2, показывает, что в рамках рассматриваемого предприятия активное внедрение МП устройств началось в промежутке между 2006 и 2010 годами, что подтверждает предположение о природе пика отказов.

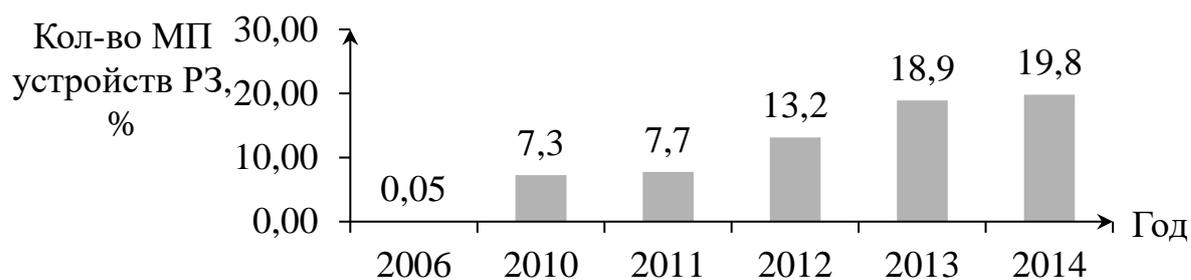


Рисунок 2-2 Динамика доли МП устройств

2.2 Статистические показатели надежности РЗ

В настоящем разделе выполнен сравнительный анализ предлагаемых в литературе показателей надежности РЗ и силовых выключателей, как наиболее близко связанного с РЗ устройства первичной сети.

Значения частоты отказов оборудования конца XX в. [13], характеризуют надежность электромеханических устройств РЗ и масляного силового оборудования. Современному этапу развития техники свойственно доминирующее положение элегазового первичного оборудования и МП устройств РЗ. Показатели надежности элегазовых выключателей приведены в данных эксплуатации [66], а усреднённые данные по МП РЗ в статье о надежности РЗ [67] и фундаментальной статье зарубежных исследователей [31]. Стоит отметить, что последняя статья вышла достаточно давно, однако процесс установки МП защит на западе начался раньше, чем в России, что позволяет также учитывать эти данные. Кроме того, в таблицу занесены результаты, проведённого в разделе 2.3 настоящей работы, анализа статистической информации. Для сопоставления показателей с требуемым уровнем надежности приведено значение минимально допустимой наработкой МП терминалов на отказ. Его величина составляет 100-125 тыс. ч, что соответствует $\omega_0 = [7; 8,7] \cdot 10^{-2} 1/\text{год}$ [56], $q_0 = [7; 8,7] \cdot 10^{-2} \text{отказ/год}$, перечисленные показатели надежности оборудования представлены в таблице 2.2. Где ω_0 – средний параметр потока отказа конкретного типа оборудования, приведенного в первом столбце таблицы. Приведенные данные показывают, что современные элегазовые выключатели в два раза надежнее масляных предшественников. Выявление аналогичной временной зависимости для РЗ

несколько сложнее, ввиду того, что показатели надежности РЗ разного типа, серьезно различаются.

Таблица 2.2 – Показатели надежности оборудования ПС согласно данным в технической литературе

Тип	Устройство	Обознач.	$\omega_0 \cdot 10^{-2}$	Источник
Тр-р	ТРДН-25000/110	ω_{0T}	1,4	[13]
ВВ	Элегазовый 110кВ	$\omega_{0ЭВ}$	0,5	[66]
ВВ	Масляный 110кВ	$\omega_{0МВ}$	1	[13]
Э-мех РЗ	ДФЗ – 201	$\omega_{0ЭМ}$	1	[13]
	ПЗ-156 без ВЧБ		0,73	[13]
	ПЗ-156 с ВЧБ		2,7	
	-		0,11	[67]
МП РЗ	-	$\omega_{0МП}$	1,24	[31]
			1	[31]
			0,14	(2.3)
			<7	[56]

Средняя арифметическая частота отказов свойственная оборудованию на ЭМ и МП материально-технической базе определяется согласно выражениям (2.5) и (2.6), соответственно:

$$\omega_{0ЭМ} = \frac{(1 + 0,73 + 2,7 + 0,11)}{4} = 1,14 \quad (2.5)$$

$$\omega_{0МП} = \frac{(1,24 + 1 + 0,14)}{3} = 0,79 \quad (2.6)$$

$$k_{сов} = \omega_{0МП} / \omega_{0ЭМ} = 0,69 \quad (2.7)$$

Полученное значение $k_{сов}$ показывает рост надежности на 31%, на основании чего можно сделать вывод о том, что вклад РЗ в общую ненадежность системы снизился. С другой стороны, относительно надежности первичного оборудования наблюдается не снижение, а напротив рост среднего параметра потока отказа, в чем можно убедиться путем расчета показателя k , согласно выражению (2.8).

$$k = \frac{\omega_{0МП}}{\omega_{0МП} + \omega_{0ЭВ}} \cdot \frac{\omega_{0ЭМ} + \omega_{0МВ}}{\omega_{0ЭМ}} = 1,15. \quad (2.8)$$

Полученное значение k показывает, что вклад РЗ в общую ненадежность ячейки оборудования, по сравнению с оборудованием предыдущего поколения, увеличился на 15%. Кроме того, повышение надежности РЗ, о

котором свидетельствует значение $k_{сов}$ меньше единицы, компенсируется значительным увеличением количества устройств, что видно по значениям таблицы 2.1. На основании вышесказанного можно сделать вывод о необходимости учета и оценки надежности как первичного, так и вторичного оборудования.

2.2.1 Разработка модели ненадежного элемента

Целью данного раздела является оценка вклада ненадежности РЗ в потенциальный ущерб, вызванный отказом элементов электроэнергетической системы. Для ее достижения выполнена разработка модели ненадежного элемента, характеризующегося средним значением потока отказа свойственным реальному оборудованию. **Ненадежный элемент** – модель для формального описания процесса возникновения отказов [68]. В основу функционирования разработанной модели положены случайные процессы, подчиняющиеся закону нормального распределения [1,69]. В теории надежности чаще всего применяют экспоненциальное распределение, потому что его характер наиболее схож с распределением отказов во времени для большинства реальных устройств. Нормальное распределение используется не с целью имитации временной динамики отказов, а для возникновения случайных событий с заданной вероятностью в отдельные моменты времени.

Вероятность попадания случайно сгенерированного числа в площадь под кривой нормального распределения равна 1. Прямая проведенная через точку с абсциссой C ограничивает такую площадь S_R , что вероятность попадания случайного числа в эту площадь численно равна значению среднего параметра потока отказа.

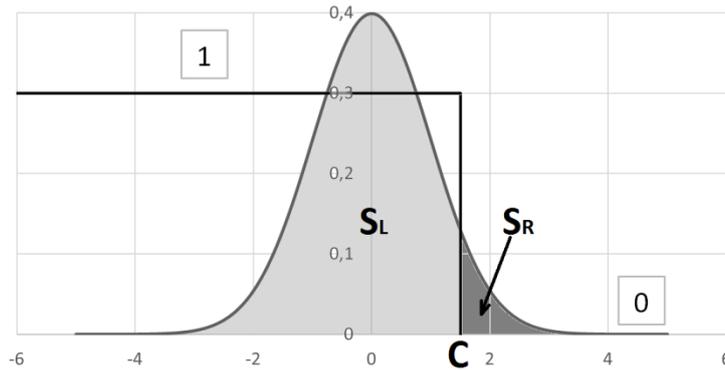


Рисунок 2-3 Модель вероятностного события.

S_R – площадь, определяющая искомую вероятность отказа ненадежного элемента, а S_L соответственно – площадь, дополняющая ее до единицы. Для определения значения величины C , удовлетворяющего условию, решается интегральное уравнение (2.9).

$$\int_{-C}^C \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x-\mu)^2}{2\sigma^2}} dx = 1 - 2S_R, \quad (2.9)$$

где σ и μ – среднеквадратическое отклонение и математическое ожидание соответственно, принимающие по условиям модели значения 1 и 0. S_R определяется согласно уравнению (2.10).

$$\frac{S_R}{S_R + S_L} = \omega_i. \quad (2.10)$$

Вероятность попадания точки под кривую нормального распределения $S_R + S_L$ равна 1, таким образом, значение площади S_R численно равно среднему значению параметра потока отказа ω_i моделируемого элемента.

С учетом вышесказанного, величина порогового значения C определяется согласно выражению (2.11) путем численного интегрирования методом параллелограммов.

$$\int_{-C}^C \frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(x)^2}{2}} dx = 1 - 2\omega_i. \quad (2.11)$$

Структурная схема реализации модели, выполненной в программной среде MatLab Simulink приведена на рисунке 2-4.

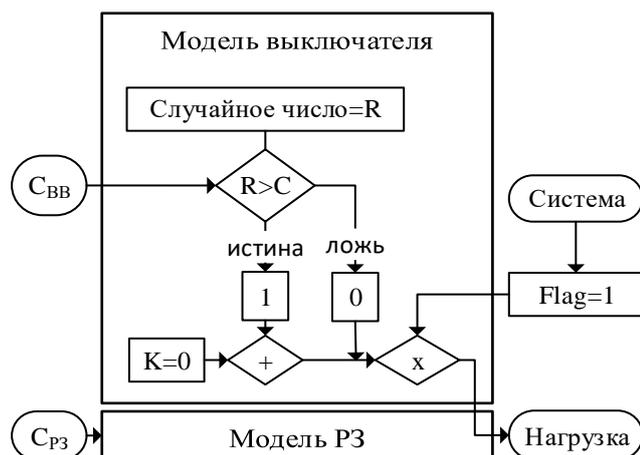


Рисунок 2-4 Блок-схема модели ненадежного устройства.

Разработанная модель позволяет учитывать влияние РЗ на защищаемые коммутационные аппараты. Ее функционирование подчиняется следующей логике: полученное по закону нормального распределения случайное число, сравнивается с заданным для каждого устройства значением C , характеризующим пороговую вероятность отказа элемента. Если полученное число больше C – произошел отказ и сигнал на выходе элемента принимает значение 0, если меньше – блок исправен функционирует в нормальном режиме.

С точки зрения протекающих в энергосистеме процессов, разработанная модель показывает наличие или отсутствие (в связи с отказом) перетока мощности по линии. В модели для упрощения используется не аналоговая величина мощности в линии, а дискретная – flag. В нормальном режиме, в случае включенного положения выключателя дискретная величина принимает значение равное 1. Отказ какого-либо элемента ведет к отключению выключателя, а значит flag становится равен 0.

2.2.2 Апробация модели ненадежного элемента

Апробация разработанной модели выполнена на схеме блока трансформатор-выключатель 110/10 кВ. Однолинейная схема с указанием вспомогательного оборудования приведена на рисунке 2-5. Отказ любого элемента в цепи от системы до потребителя (любого объекта первичного оборудования или РЗ) ведет к разрыву электрической связи.

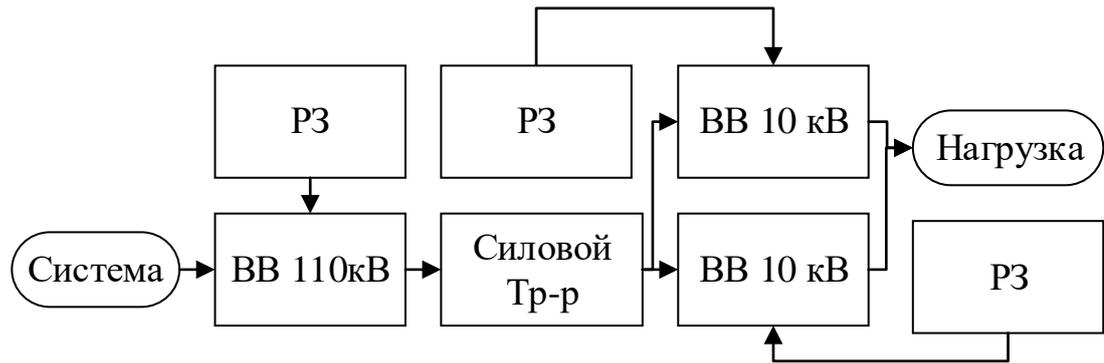


Рисунок 2-5 Структурная схема блока трансформатор-выключатель

Тестовая выборка состоит из 20 однотипных объектов энергосистемы (блок трансформатор с выключателями на стороне НН и ВН) функционирующих на протяжении столетнего периода времени. Моделирование методом Монте-Карло [5] выполнено дважды, с допущением абсолютной надежности РЗ и с учетом ненадежности устройств РЗ. Используемые при расчете входные данные по средним параметрам потока отказа РЗ – $\omega_{оМП}$, трансформатора – $\omega_{оТ}$ и выключателя – $\omega_{оЭВ}$ приведены в таблице 2.2. Наибольшее значение параметра потока отказа свойственно трансформатору, однако большая надежность прочих элементов компенсируется их количеством. С учетом количественного фактора отказ каждого типа оборудования фактически равновероятен, что говорит о важности учета составляющей потока отказа каждого элемента. Значения C , для рассматриваемых типов оборудования, определенные согласно (2.11) приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Численные значения C

Оборудование	C
Трансформатор ТРДН – 25 000 /110	2,197
Выключатель 110 кВ	2,576
Выключатель 10 кВ	2,576
РЗ	2,277

Результат моделирования для случая одного отказа на рассматриваемом объекте за период моделирования показан на рисунке 2-6. При отказе происходит отключение оборудования, ведущее к недоотпуску электроэнергии, что фиксируется переходом параметра Flag в ноль. Все

моделируемые объекты считаются восстанавливаемыми, что является стандартным допущением в теории надежности [10]. Для фиксации последовательности нескольких отказов введена переменная Counter, значение которой увеличивается на 1 при каждом отказе. Результаты моделирования приведены в таблице 2.4.

Результаты в таблице 2.4 показывают, что количество объектов, на которых за время моделирования не произошло отказов с учетом надежности релейной защиты ниже на 75% чем без ее учета. Рассчитанный показатель увеличения среднего числа отказов на объект (2.12), свидетельствует о росте количества отказов в 2,1 раза.

Таблица 2.4 – Результаты моделирования

Кол-во отказов	Кол-во испытаний	
	С РЗ	Без РЗ
0	2	8
1	5	4
2	5	7
3	5	1
4	1	-
5	2	-
К отказов/испытание	2,2	1,05

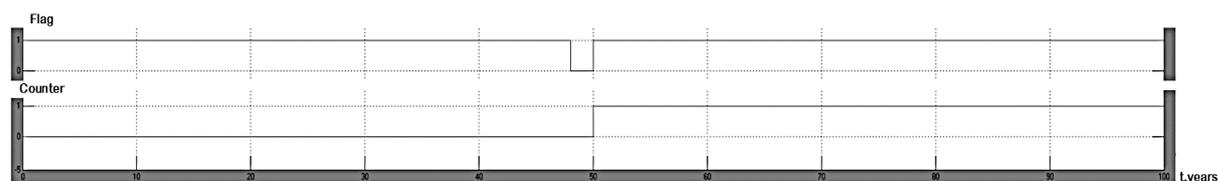


Рисунок 2-6 Результаты моделирования

$$K_m = \frac{K_{отк/исп_сРЗ}}{K_{отк/исп_безРЗ}} = \frac{2,2}{1,05} = 2,1 \quad (2.12)$$

Результаты моделирования подтверждают существенность вклада РЗ в ненадежность системы, свойственную статистическими данными. Однако качественное соответствие результата реальным данным не говорит о его численной адекватности. Применение разработанной модели для численных расчетов нецелесообразно ввиду ее оценочного характера. Отказы РЗ рассматриваются моделью, как события, не коррелирующие с повреждениями

первичного оборудования, при этом не учитываются различия между видами устройств и такие свойства как селективность, ограниченность зоны действия и резервирование. В качестве параметра надежности РЗ используется численное значение, полученное из справочной литературы, не учитывающее состояние и возраст конкретного оборудования.

2.3 Верификация измерений РЗ

Правильность измерения аналоговых величин оказывает значительное влияние на корректность функционирования устройств ПС, в том числе РЗ. В первой главе настоящей работы произведен обзор используемых методов контроля целостности отдельных участков вторичных цепей, при помощи терминала РЗ. Альтернативным способом контроля является верификация аналоговых измерений посредством сравнения результатов измерения одной величины смежными устройствами. В настоящем разделе, рассмотрена возможность реализации системы верификации измерений. В виду того, что о промышленной эксплуатации таких систем на сегодняшний день известно крайне мало, ключевым вопросом является оценка перспектив их использования и определение цели применения.

Некорректное значение, полученное устройством РЗ, может привести к его ложному срабатыванию или несрабатыванию, что в свою очередь ведет к недоотпуску электроэнергии и влияет на финансовые показатели электросетевых компаний. Тем самым подтверждается значимость, верификации аналоговых измерений, как средства потенциально способного предотвратить недоотпуск электроэнергии. Последствием некорректной работы измерительных органов в счетчиках электроэнергии является недоучет отпущенной электроэнергии. Обнаружение неисправностей измерительных органов до их проявления естественным путем является целью создания системы верификации. Отдельного рассмотрения требуют виды неисправностей, обнаружение которых принципиально возможно с помощью

систем рассматриваемого типа, а также направления и объемы реализуемых воздействий.

2.3.1 Причины отклонения значений измеренных величин

На современных энергообъектах, большое количество МП устройств, выполняющих для той или иной цели измерения электрических параметров. На одном присоединении могут быть установлены, например: защита линии, состоящая из нескольких устройств, защита шин, устройства измерения и АСУ ТП, счетчики электрической энергии, противоаварийная автоматика, регистратор аварийных событий и другие устройства. Возможный состав устройств, подключаемых к одной точке измерения в ячейке 500кВ реального энергообъекта, представлен на рисунке 2-7.

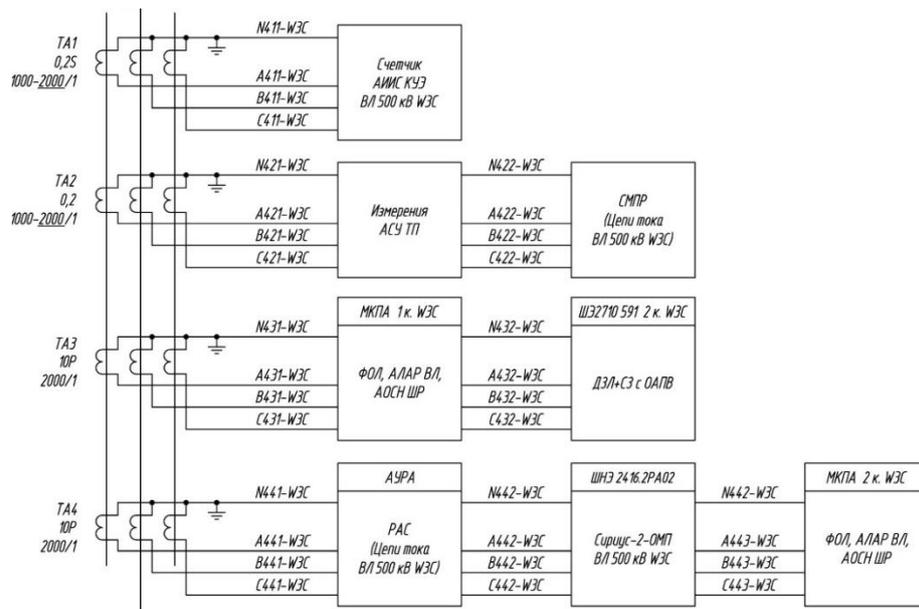


Рисунок 2-7 Пример состава устройств, подключаемых к точке измерения в ячейке 500кВ

В виду того, что все перечисленные устройства измеряют одну и ту же величину, независимо от подключения к одному или разным трансформаторам тока на последовательном участке электрической цепи, их показания должны быть одинаковыми. Существующие погрешности, не позволяют говорить о строгом равенстве измерений, ввиду существования ряда погрешностей. К их числу могут быть отнесены: погрешность

измерительных органов непосредственно устройств, падение напряжения в контрольных кабелях и самое существенное – неодинаковые характеристики трансформаторов тока. Устройства измерения подключаются на обмотки ТТ класса точности 0.5, обеспечивающие максимальную точность в нормальном режиме, в то время как устройства РЗ – на обмотки 10Р, максимально точно измеряющие токи КЗ.

Независимость источников измерений, делает возможным реализацию их верификации путем непосредственного сравнения. Сбор анализируемой информации должен осуществляться с помощью специального устройства, называемого в рамках данной работы модулем верификации. На энергообъектах с использованием электромеханических устройств РЗ и аналоговых устройств измерения, интеграция всех токовых цепей в одном устройстве для верификации видится весьма затруднительной. Реализация такого устройства приведет к существенному увеличению протяженности токовых цепей, негативно влияющему на надежность и нагрузку на трансформаторы тока, что ведет к общему снижению точности работы. Кроме того, сравнение принимаемых устройствами величин – не является гарантией правильности их трансформации внутренними органами. Современные МП устройства, способны передавать оцифрованные значения тока или напряжения, по каналам связи, что не требует усложнения токовых цепей. Важно отметить, что величина тока, отправленная по средствам связи, является конечным значением, задействованным в алгоритмах РЗ.

2.3.2 Скорость алгоритмов верификации

Алгоритмы контроля корректности работы измерительных органов подстанционных устройств можно разделить на две группы: быстродействующие и медленнодействующие.

К медленным относятся алгоритмы, предназначенные для выявления неисправностей цепей учета или измерения, для обращения внимания с целью корректировки, персонала ответственного за его эксплуатацию. Такими

неисправностями в длительной перспективе может быть обусловлен существенный недоучет электроэнергии, однако их мгновенное устранение не требуется.

К быстрым отнесены алгоритмы, целью которых является – выявление неисправностей в темпе времени сравнимым с периодом тока промышленной частоты. Потенциально такие алгоритмы могут использоваться для предотвращения аварий вызванных некорректной работой устройств РЗ.

2.3.3 Медленнодействующие алгоритмы верификации

На одном из объектов Екатеринбургского энергоузла используется система верификация измерений, позволяющая отслеживать длительные деградационные изменения. Системой предусмотрено хранение информации в следующей форме – $U_a(K, J, t)$, где U_a – наименование измеряемого сигнала, J – номер точки присоединения, индекс K обозначает номер терминала в этой точке, а t содержит временную метку указанного измерения. Таким образом, для каждого момента времени формируется двумерный массив. Интервал между измерениями принят равным 30 минутам, поэтому данный алгоритм относится к медленно действующим. В первую очередь определяется отклонение каждой величины в точке измерения J , относительно эталонного устройства, с использованием выражения (2.13). В качестве эталонного устройства система использует контроллер АСУ ТП.

$$K_{U_a(2,J,t)} = \frac{U_a(2,J,t)}{U_a(1,J,t)}. \quad (2.13)$$

Полученные значения $K_{U_a(2,J,t)}$ заносятся в массив размерностью 50, на основании значений, хранящихся в котором, вычисляется среднесуточное значение $K_{cp_U_a(2,J,t)}$ (2.14).

$$K_{cp_U_a(2,J,t)} = \frac{\sum_{t=0}^{t=48 \cdot \Delta t} U_a(2,J,t)}{48}, \quad (2.14)$$

где Δt - соответствует получасовому интервалу. При превышении рассматриваемым параметром граничного условия (2.15), система формирует сигнал о неисправности измерителя, тем самым выполняется проверка допустимого расхождения стационарных значений.

$$\left|K_{cp_U_a(2,J,t)} - 1\right| > 0,05. \quad (2.15)$$

Вычисление нестационарной ошибки предусматривает нормирование измерений для последовательных моментов времени $t, t - \Delta t, t - 2 \cdot \Delta t$ с использованием среднесуточных значений, согласно выражению (2.16).

$$T_{U_a(2,J,t)} = U_a(2,J,t) / K_{cp_U_a(2,J,t)}. \quad (2.16)$$

Относительное отклонение от эталонного измерителя для каждого момента времени определяется, согласно (2.17).

$$D_{U_a(2,J,t)} = \frac{T_{U_a(2,J,t)} - U_a(1,J,t)}{T_{U_a(2,J,t)}}. \quad (2.17)$$

Сумма отклонений для последовательных временных интервалов сравнивается с допустимым значением погрешности (2.18).

$$\left|D_{U_a(2,J,t)}\right| + \left|D_{U_a(2,J,t-\Delta t)}\right| + \left|D_{U_a(2,J,t-2\Delta t)}\right| > 0,09. \quad (2.18)$$

Рассматриваемый метод применим для выявления постепенных повреждений деградиационного характера. К таким повреждениям относятся например: нарушения изоляции кабелей, межвитковые замыкания и другие повреждения в обмотках ТТ. Недостатком метода является невозможность формирования с его помощью управляющего воздействия на вывод той или иной функции защиты в темпе процесса.

Методом применимым для выявления неисправностей во вторичных цепях в режиме реального времени является метод оценки состояния [71]. Ключевым отличием метода оценки состояний от рассмотренного выше является возможность его реализации в условиях отсутствия избыточного числа измерений, что делает возможным его внедрение на старых или реконструируемых энергообъектах. Математический аппарат теории оценки

состояния развит в достаточной мере [70–73], и в рамках энергосистемы находит применение для решения разнообразных задач.

Схему соединений энергообъекта можно однозначно охарактеризовать матрицей инцидентности A , используя которую, при условии исправности измерительных органов установленных на объекте устройств можно записать первый закон Кирхгоффа в виде (2.19).

$$A \cdot I = 0. \quad (2.19)$$

В случае неисправности одного или нескольких устройств, произведение указанных матриц будет давать невязку – столбец G (2.20).

$$A \cdot I = G. \quad (2.20)$$

На примере типовой схемы ПС показано [71], что при условии единственной неисправности в системе измерений, поврежденное устройство можно выявить однозначно во всех конфигурациях схемы. В случае одновременного возникновения неисправностей нескольких устройств, их однозначное выявление методом оценки состояния не представляется возможным.

2.3.4 Быстродействующие алгоритмы верификации

Автором не найдено сведений о разработках быстродействующих алгоритмов верификации измерений, поэтому ключевым вопросом, рассмотренным в данном разделе, является потенциальная возможность реализации таких алгоритмов с применением существующих технологий. Основной акцент сделан на требуемом уровне быстродействия алгоритма необходимым для возможности оказания опережающего действия на защиты, для недопущения неправильных срабатываний.

В рамках раздела выполнено сравнение временных задержек, свойственных алгоритмам РЗ с задержками при предупреждающем действии алгоритмов обще подстанционного контроля измерителей. Рассмотрены возможные принципиальные схемы организации системы верификации измерений, с учетом особенностей материальной базы устройств ПС.

Классическая схема ПС, предусматривающая передачу аналоговых и дискретных сигналов посредством медных кабелей изображена на рисунке 2-8 а, на рисунке 2-8 б представлена реализация с их передачей в цифровой среде.

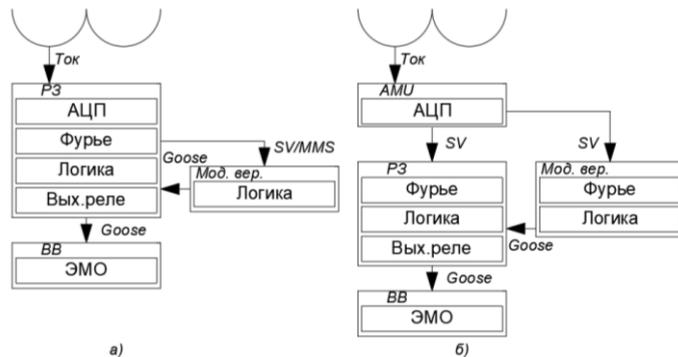


Рисунок 2-8 Порядок действия органов устройств:
а) в случае ее реализации на ПС традиционного типа;
б) в случае ее реализации на цифровой ПС.

Рассмотрим протекание во времени процессов свойственных традиционной схеме РЗ, представленной на рисунке 2-8 а.

– Изменение значения аналоговой величины в энергосистеме, приводит к изменению значения тока во вторичной обмотке ТТ. Эффект насыщения в данном случае не учитывается, так как оказывает равное влияние на все подключенные устройства.

– Обработка полученных значений состоит в аналого-цифровом преобразовании (АЦП) на что терминалу требуется определенное время. Современные АЦП позволяют выполнять от 100 до 100 млн преобразований в секунду, вносимая ими результирующая задержка находится в диапазоне от 10^{-2} до 10^{-8} с [74]. Конкретное значение в указанном диапазоне зависит от множества факторов, в том числе от уровня подаваемого сигнала [75].

– Современные алгоритмы РЗ работают с векторизованными величинами, поэтому необходимо учитывать задержку, вносимую алгоритмами преобразования Фурье. Преобразование Фурье основывается на

том, что любую функцию можно представить в виде бесконечной суммы синусоид и косинусоид, в виде выражения(2.21):

$$x(n) = \sum_{n=0}^{N-1} x(n) e^{-j\omega_k n T_\Delta} . \quad (2.21)$$

Согласно сведениям, полученным от разработчиков терминалов РЗ, точное значение вектора аналоговой величины, с учетом времени необходимого на преобразование Фурье определяется через 24 мс. после его изменения. Такая задержка на 20 процентов больше периода промышленной частоты длительностью 20 мс.

– Каждому типу защит, в зависимости от принципа действия, требуется различное время на определение наличия или отсутствия необходимости срабатывания. Согласно РЭ Экра [76], время работы ДФЗ на отключения не превышает 0,05 с. Время срабатывания пусковых органов неселективных защит лежит в пределах 0,025 – 0,04 с [77]. Уставки по времени их быстродействующих ступеней лежат в пределах 0 – 0,01 секунд, а для вторых ступеней составляют порядка 2 секунд и более 5 секунд – для третьих.

– В результате работы алгоритма формируется логический сигнал на отключение, поступающий на выходное реле. Выходное реле, действует на силовой выключатель. Времена замыкания контактов выходного реле и отключения выключателя, составляющие в сумме порядка 50мс, рассматривать не будем, т.к. действие алгоритмов диагностики на блокирование функций защит после формирования команды на отключение лишено смысла.

В случае реализации вторичных цепей подстанции с использованием шины процесса, показанном на рисунке 2-8 б, описанные выше процессы аналогово-цифрового преобразования выполняются внутри выносного устройства Digital Merging Unit (DMU). По сравнению со схемой на рисунке 2-8 а появляется дополнительное действие:

– Передача сигнала из устройства DMU в устройство РЗ выполняется посредством SV пакетов. Рассмотрим случай использования Ethernet маршрутизаторов с 24 гигабитными портами, суммарной пропускной способностью 68 Гб/с. Работа такого устройства характеризуется, передачей сообщений в среднем за 208 мкс, в том числе в режиме повышенной загрузки сети [79].

– Процессы принятия решения и действия на отключение идентичны описанным ранее, свойственным для традиционных устройств.

Работа системы диагностики, с точки зрения затрачиваемого времени для рассматриваемых схем реализации защиты идентична.

– В первую очередь модулем верификации выполняется оцифровка значения аналоговой величины. Определенный вклад вносит задержка канала связи и процессор при обработке сообщения.

– Для работы с полученными значениями, необходима их векторизация. Временные затраты на эту операцию оценочно равны, ранее описанной операции преобразования Фурье в устройстве РЗ.

– На следующем шаге выполняется проверка достоверности измерений согласно заданной логике. В случае обнаружения недопустимого значения измерения, модулем верификации формируется управляющее воздействие, передача которого должна осуществляться в систему, в которой оно будет реализовано. В общем случае такой системой является система центральной сигнализации, в случае реализации системы поиска неисправностей в темпе процесса – устройство РЗ.

– После формирования управляющего воздействия внутри устройства, сигнал должен быть передан к месту его реализации. С учетом предположения о передаче сообщения по сети GOOSE, вносимая задержка составит не более 3мс [78].

– Устройству РЗ требуется некоторое время на обработку полученного сообщения и реализацию указанного воздействия. В случае правильности работы всех описанных выше алгоритмов и отсутствию срабатывания устройства к этому моменту, модуль верификации подействует на блокировку требуемой функции.

Временные затраты возникающие при работе РЗ и модуля верификации с учетом различия элементных баз приведены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Распределение времени в алгоритмах верификации

	РЗ (t, мс)	ЦЗ (t, мс)	Верификация (t, мс)
SV	-	3	3
АЦП, пр. Фурье	24	24	24
Логика	10/2000/5000		x
Goose	-	-	3
minΣ	34	37	30+x

где x обозначает время работы алгоритма верификации измерений, данное значение не определено ввиду того, что непосредственно алгоритм в настоящей работе не тестируется. Значения в таблице показывают, что реализуемость системы верификации во многом зависит от того, работу каких ступеней защиты она призвана контролировать. Возможность проверки условий срабатывания быстродействующих ступеней защит обеспечивается, в случае если выполняется условие (2.22) для традиционной схемы ПС и (2.23) для ЦП.

$$x < (34 - 30) = 4, \quad (2.22)$$

$$x < (37 - 30) = 7. \quad (2.23)$$

Работа алгоритмов верификации на таком временном интервале невозможна, однако рассмотренные методы могут оказаться применимыми для вторых и третьих ступеней защит. Медленнодействующим ступеням свойственны выдержки времени в диапазоне от 2000 до 5000 мс. Дополнительные временные задержки позволяют добиться достаточного временного интервала для реализации верификации

Применение систем самодиагностики для предотвращения медленнодействующих ступеней важна по причине того, что в нормальных режимах (в отсутствие КЗ, перегрузки или несимметрии), обрывы цепей и контрольных кабелей ведут именно к работе медленнодействующих ступеней.

2.3.5 Возможности применения систем верификации измерений

В данном разделе приведен анализ возможностей реализации систем верификации измерений устройств на ПС. В результате сделан следующий вывод: текущий уровень технологии достаточен для реализации верификации измерительных органов устройств измерения, учета, а также медленнодействующих ступеней РЗ. Сделаны выводы о допустимых пределах, в которых должно находиться быстроедействие таких систем для реального экономического эффекта. Применение таких систем способно снизить отрицательное влияние отказов РЗ любого вида, неправильных действий персонала и недоучета электроэнергии на энергосистему. Ввиду нереализованности таких систем в настоящий момент, в дальнейшей работе их влияние на надежность РЗ не учитывается.

Выводы по главе

1. В результате статистического анализа показано, что необходимость учета РЗ при оценке надежности электрических схем обусловлена тем фактом, что, значительная часть времени простоя электрооборудования вызвана отказами устройств РЗ. Тенденция к постоянному усложнению вторичных цепей, и как следствие - увеличению влияния РЗ на надежность системы, подтверждает эту необходимость.

2. С помощью разработанной модели ненадежного элемента, основанной на единичных коэффициентах надёжности, получены результаты, подтверждающие актуальность вопроса надежности РЗ при расчетах надежности ЭЭС.

3. Выполнен анализ недостатков разработанной модели ненадежного элемента, чем предопределено дальнейшее направление исследований. Разрабатываемая модель РЗ должна максимально достоверно учитывать характеристики надежности каждого конкретного устройства, включая элементную базу, возможности по контролю его исправности и особенности алгоритмов его функционирования. Кроме того, учитывая тот факт, что система РЗ является сложной: осуществляется дублирование, резервирование разных типов, передача команд и прочее, разрабатываемая модель должна включать указанные факторы. Целью создания модели должно являться получение инструмента, позволяющего обосновывать принятие технических решений, в том числе и в части РЗ.

4. Анализ активных методов контроля надежности устройств РЗ позволил сделать вывод об эффективности системы верификации измерений для выявления неисправностей до момента возникновения из-за них технологических нарушений и о возможностях ее реализации. Оценка временных затрат на работу указанных алгоритмов, позволила сделать выводы о возможности их применения для предотвращения отказов ступеней РЗ, действующих с выдержкой времени.

ГЛАВА 3. АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ВНУТРЕННИХ ФАКТОРОВ НА ВЕРОЯТНОСТЬ НЕРАБОТОСПОСОБНОГО СОСТОЯНИЯ РЗ

Задачей, решаемой в настоящем разделе, является разработка модели состояния РЗ, пригодной для теоретического и экспериментального изучения. Основным, предъявляемым к модели требованием, является возможность анализа с ее помощью влияния многообразия целевых воздействий на вероятность нахождения устройства РЗ в различных технических состояниях. Под **техническим состоянием** понимается нахождение устройства в работоспособном, неработоспособном или частично неработоспособном состоянии. Опираясь на рассмотренные исследования [28–31,68,79–82] для этой цели, выбран механизм марковских процессов [83]. Основным преимуществом метода, основанного на цепях Маркова, является возможность создания моделей позволяющих учитывать взаимное влияние многообразных факторов.

В настоящей работе переходы из состояния в состояние описываются однородным марковским процессом в непрерывном времени. Помимо непрерывного времени, при решении задач с использованием цепей Маркова в рассмотренной литературе, применяется дискретное время. Проведенными исследованиями [84] подтверждается, что результаты моделирования не зависят от подхода к исчислению времени. Выбор непрерывного времени объясняется необходимостью учета с помощью модели не только вероятностных событий, но и периодических. Так как в процессе с непрерывным временем для характеристики случайных переходов применяется интенсивность, длительность нахождения системы в отдельных состояниях может варьироваться. Потоки событий, рассматриваемые в настоящей работе, приняты стационарными пуассоновскими, то есть простейшими [26]. Такие потоки характеризуются: неизменностью вероятности во времени, невозможностью появления одновременно нескольких событий, а также отсутствием последствия. С учетом

допускаемого пуассоновского характера процесса, интенсивность численно равна среднему значению параметра потока отказа.

Марковские процессы применимы для оценки надежности системы, только в том случае, когда для нее определено пространство состояний. Пространство состояний включает в себя множество состояний и множество возможных переходов, причем оба множества характеризуются жестко заданными исходными параметрами. Визуально пространство состояний может быть представлено в виде диаграммы состояний системы, общий вид которой приведен на рисунке 3-1.

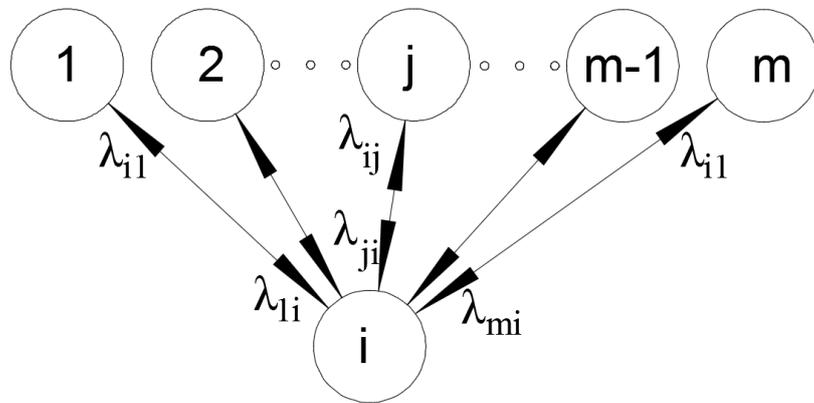


Рисунок 3-1 Диаграмма состояний объекта

Пребывание устройства в состоянии i в момент времени $t+\Delta t$ возможно в двух случаях: 1) в момент времени t оно уже находилось в этом состоянии. 2) за время Δt произошёл переход в это состояние из другого состояния j . Вероятности обоих событий описываются выражениями:

$$P_i(t)(1 - \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} \Delta t), \quad (3.1)$$

$$\sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji} \Delta t. \quad (3.2)$$

Сложив выражения (3.1) и (3.2), получим уравнение (3.3) для определения вероятности устройства в состоянии i в момент времени $t+\Delta t$.

$$P_i(t + \Delta t) = P_i(t)(1 - \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} \Delta t) + \sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji} \Delta t. \quad (3.3)$$

Разделив обе части уравнения (3.3) на Δt получим:

$$\frac{P_i(t + \Delta t) - P_i(t)}{\Delta t} = -P_i(t) \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} + \sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji}. \quad (3.4)$$

В пределе при стремлении Δt к 0 выражение примет вид:

$$\frac{dP_i(t)}{dt} = -P_i(t) \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} + \sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji}. \quad (3.5)$$

Система уравнений, содержащая уравнения для каждого состояния рассматриваемого объекта, называется системой уравнений Колмогорова [4]. Система может быть записана в виде (3.6) или представлена в матричной форме (3.7).

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_1}{dt} = \sum_{j=1, \neq 1}^m P_j \lambda_{j1} - P_1 \sum_{j=1, \neq 1}^m \lambda_{1j} \\ \frac{dP_2}{dt} = \sum_{j=1, \neq 2}^m P_j \lambda_{j2} - P_2 \sum_{j=1, \neq 2}^m \lambda_{2j} \\ \dots \\ \frac{dP_i}{dt} = \sum_{j=1, \neq i}^m P_j \lambda_{ji} - P_i \sum_{j=1, \neq i}^m \lambda_{ij} \\ \dots \\ \sum_{i=1}^n P_i = 1 \end{array} \right. \quad (3.6)$$

$$d\bar{P} = L^T \cdot \bar{P}, \quad (3.7)$$

где L – матрица интенсивности переходов, а \bar{P} – столбец, содержащий искомые вероятности состояний.

Значению λ_{ij} в матрице L соответствует переход на графе состояний, причем i соответствует номеру узла начала и номеру строки в матрице, а j номеру узла конца и соответственно номеру столбца матрицы L . Элементы главной диагонали матрицы вычисляются согласно выражению (3.8)

$$L_{ii} = -\left(\sum_{j=1}^{j_{\max}} L_{ij} \right). \quad (3.8)$$

В силу особенностей определения диагональных элементов матрицы L , система (3.7) приобретает вырожденный характер. Возможность её решения достигается путем замены последнего уравнения на условие равенства суммы вероятностей всех состояний единице, в результате матрица L трансформируется в $L_{расч}$. Для нахождения искомого столбца \bar{P} , вычисляется матрица обратная к $L_{расч}^T$, что можно записать в виде (3.9)

$$(L_{расч}^T)^{-1} \cdot d\bar{P} = \bar{P}. \quad (3.9)$$

Выражение (3.9) используется в качестве расчетного. Элементы вектора невязок $d\bar{P}$ принимаются равными 0. Исследование системы с использованием введенного математического аппарата может осуществляться в переходном или установившемся режиме. В связи с тем, что целью использования метода Маркова являлось получение усредненных численных показателей работоспособности, а также учитывая трудоемкость оперирования большим числом дифференциальных уравнений, моделирование выполнялось в установившемся режиме.

3.1 Модель состояний РЗ

Модель состояний РЗ разработана с использованием описанного в предыдущем разделе математического аппарата теории марковских цепей. В качестве объекта моделирования выбран фрагмент сети, состоящий из двух ЛЭП, представленный на рисунке 3-2. Моделируемая защита в случае срабатывания действует на изменение оперативного состояния выключателя В2. Отключение выключателя ведет к отключению нагрузки мощностью $S_{защ}$. Резервирующая защита воздействует на выключатель В1, отключение которого ведет к потере питания потребителем мощностью $S_{рез} + S_{защ}$.

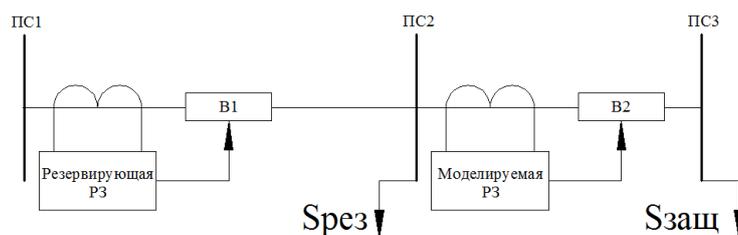


Рисунок 3-2 Схема моделируемого участка сети

Состояние устройства РЗ в произвольный момент времени характеризуется вероятностью. Для ее численного представления применяют **коэффициент готовности** и **коэффициент простоя**. Под коэффициентом готовности понимается вероятность того, что объект окажется работоспособным в произвольный момент времени. В общем случае он может быть определен согласно выражению (3.10), как функция вероятности, зависящая от времени.

$$K_2 = p(t) \quad (3.10)$$

При необходимости определения доли времени, в течение которого объект находится в работоспособном состоянии в интервале $(0, t_1)$, коэффициент готовности может быть определен стационарно. В таком случае K_2 принимает значение математического ожидания нахождения устройства в работоспособном состоянии и определяется согласно выражению (3.11).

$$K_2 = \lim_{t \rightarrow t_1} p(t) \quad (3.11)$$

Под коэффициентом простоя понимается вероятность нахождения объекта в неработоспособном состоянии в произвольный момент времени [4]. Его связь с введенными ранее показателями задается выражениями (3.12) и (3.13).

$$q(t) = 1 - p(t); \quad (3.12)$$

$$K_n = 1 - K_2; \quad (3.13)$$

В настоящей работе для определения стационарного значения K_n устройств РЗ кроме термина, коэффициент простоя, используется термин **вероятность неработоспособного состояния РЗ**.

Последствия, вызываемые нахождением устройства РЗ в неработоспособном состоянии, классифицированы по характеру работы при потенциальном возникновении возмущения в первичной сети на следующие виды [19]:

- правильные срабатывания (ПС);
- излишние срабатывания (ИС);
- ложные срабатывания (ЛС);
- отказы срабатывания (ОС);
- невыясненные срабатывания (НС).

ИС, ЛС, ОС происходят в результате неисправности устройства РЗ и потому являются предметом настоящего исследования. НС РЗ в дальнейшем не учитывались, так как фактически не поддаются прогнозированию. На основании приведенной в первой главе настоящей работы классификации участков вторичных цепей, неисправности также классифицированы по месту возникновения. В дальнейшем неисправности аналоговых цепей называются – неисправностями типа А, процессора и логической части – неисправностями типа В, выходных цепей – неисправностями типа С, не классифицированные неисправности – другими неисправностями.

Процесс функционирования устройства РЗ заключается в его взаимодействии со случайными и периодическими потоками событий. К случайным потокам событий относятся возникающие КЗ, к регулярным – осмотры, ТО, а также проверки при помощи алгоритмов самодиагностики. Регулярные проверки характеризуются интенсивностью, случайные события также могут быть описаны этой величиной. При моделировании работы защиты КЗ разделяют по месту возникновения на: КЗ на защищаемом элементе и КЗ на смежных элементах сети. Для упрощения потоки внешних и внутренних КЗ приняты независимыми.

На основании принятой классификации срабатываний, и КЗ рассмотрены возможности, являющиеся следствием неработоспособного состояния РЗ:

1) При КЗ на защищаемой ВЛ происходит ПС РЗ с действием на отключение В2.

2) При КЗ на защищаемой ВЛ, происходит ОС РЗ и отключение В1 при помощи резервирующих защит.

3) При ЛС моделируемой защиты происходит действие на отключение В2.

4) При внешнем КЗ происходит ИС моделируемой защиты с действием на отключение В2.

Разработанная модель позволяет корректно определять значение вероятности неработоспособного состояния устройства РЗ учитывая указанные выше возможности его функционирования.

3.1.1 Граф состояний РЗ

Условием, необходимым для использования математического аппарата марковских процессов, является строгое определение пространства состояний системы. Пространство состояний модели, представленное в форме графа состояний, изображено на рисунке 3-3. Координатная плоскость рисунка разделена на 4 квадранта. Состояния системы в I квадранте соответствуют состоянию «Элемент не в работе», «Защита в работе», в квадранте II состоянию «Элемент в работе», «Защита в работе», в квадранте III состоянию «Элемент в работе», «Защита в неисправном состоянии», а в квадранте IV состоянию «Элемент не в работе», «Защита в неисправном состоянии». В состоянии «В работе» элемент обеспечивает передачу номинальной мощности, состоянию «Не в работе» соответствует режим короткого замыкания и режим, в котором элемент отключен аварийно и питание потребителя нарушено. Под состоянием «защита в работе» подразумевается готовность устройства РЗ к работе при возникновении короткого замыкания в сети. Квадранты I и IV разделены на две половины «Левую» и «Правую». Состояниям в «Левой» части квадрантов I и IV свойственно отключенное

состояние защищаемого элемента сети, ведущее к ограничению нагрузки на величину $S_{защ}$. Состояниям в их «Правой» части свойственно отключенное положение резервных элементов, ведущее к ограничению нагрузки на величину $S_{рез} + S_{защ}$.

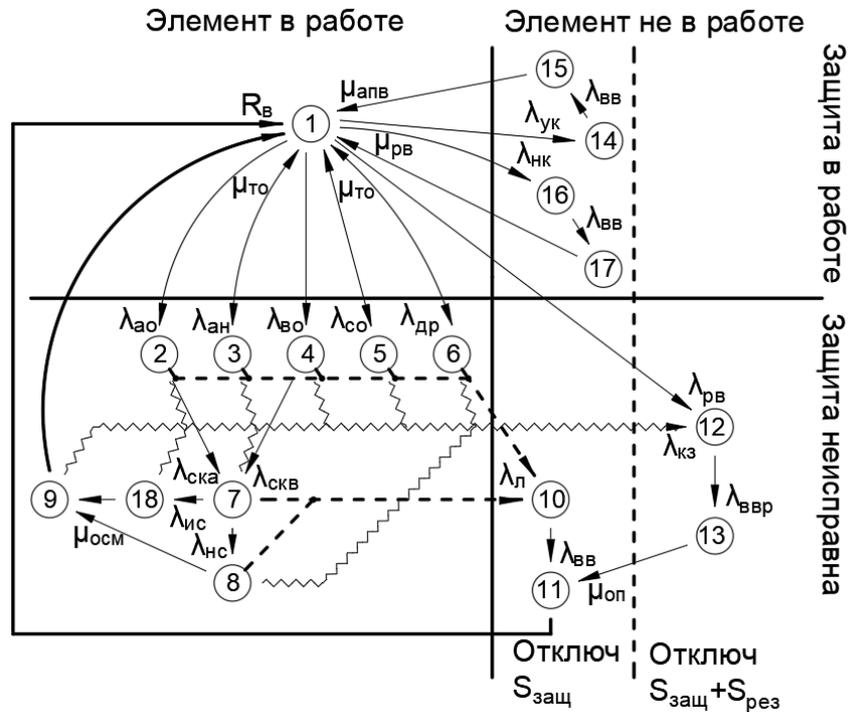


Рисунок 3-3 Граф работоспособности устройства РЗ

Состояние 1 соответствует нормальному режиму, в этом состоянии система находится большую часть времени, потому его вероятность близка к единице. Переход из нормального состояния в состояние 2 характеризуется интенсивностью возникновения неисправностей типа А, потенциально обнаружимых методами постоянного контроля (λ_{ao}). Переход в состояние 3 характеризует неисправность типа А, обнаружение которой с помощью методов периодического контроля невозможно (λ_{an}). Переход из состояния 1 в состояние 4 характеризуется интенсивностью возникновения неисправности типа В, потенциально обнаружимой методами самодиагностики (λ_{vo}), в 5 – неисправности типа С (λ_{co}), в 6 – прочих неисправностей, либо неисправностей типов А, В, С не обнаружимых методами самодиагностики ($\lambda_{др}$). Переходам из состояний 2, 4 в состояние 7 соответствуют интенсивности

проведения проверок алгоритмами диагностики $\lambda_{ска}$ и $\lambda_{скв}$. Из состояний 3, 5 и 6 возможны переходы в состояние 1 только с интенсивностью выполнения ТО ($\mu_{то}$). Состояние 7 соответствует режиму, в котором неисправность обнаружена встроенными алгоритмами диагностики, что привело к действию устройства на местную сигнализацию. Работа местной сигнализации не означает начало ремонта, для его инициализации, необходимо чтобы информация о неисправности поступила ответственному за устройство релейному персоналу. Прохождение сигнала о неисправности возможно только при условии исправности систем связи и центральной сигнализации (что соответствует переходу 7-18-9). Альтернативой является выполнение осмотра подстанции с визуальным обнаружением индикации неисправности (переход 7-8-9). Переход из состояния 9 в состояние 1 характеризуется интенсивностью восстановления защиты ($\mu_{вз}$).

Интенсивность перехода 1-14 соответствует интенсивности потока возникновения КЗ, устраняемого посредством АПВ ($\lambda_{ук}$). Переход 14-15 соответствует интенсивности срабатывания выключателя ($\lambda_{вв}$), состояние 15 характеризуется его отключенным положением. Интенсивность перехода 15-1 обратно пропорциональна времени цикла АПВ ($\mu_{анв}$). Переход 1-16 соответствует КЗ неустранимому в цикле АПВ ($\lambda_{нк}$), такое повреждение после отключения выключателя (16-17) устраняется с интенсивностью ремонта первичного оборудования ($\mu_{рв}$).

Состояние 10 соответствует инициализации ложной команды отключения в связи с неисправностью РЗ. Состояние 11 соответствует – отключенному по ложной причине выключателю. Восстановление, то есть возврат в состояние 1 происходит с интенсивностью, зависящей от суммарного времени ремонта элемента и РЗ.

Таблица 3.1 – Интенсивности переходов, используемые в модели

Название	Узел - начало	Узел - конец	λ , 1/час
λ_{ao}	1	2	$2,28 \cdot 10^{-7}$
λ_{an}	1	3	$1,14 \cdot 10^{-7}$
λ_{bo}	1	4	$3,42 \cdot 10^{-7}$
λ_{co}	1	5	$2,28 \cdot 10^{-7}$
λ_{op}	1	6	$2,28 \cdot 10^{-7}$
λ_{cka}	2	7	60
λ_{ckb}	4	7	1
λ_{nc}	7	8	10^{-5}
μ_{uc}	7	9	3600
μ_{ocm}	8	9	$1,14 \cdot 10^{-4}$
R_{σ}	9	1	0,5
	11	1	
λ_l	2-9,18	10	$1,14 \cdot 10^{-6}$
λ_{kz}	2-9	12	$2,28 \cdot 10^{-4}$
λ_{bb}	10	11	43200
	14	15	
	16	17	
λ_{bbr}	12	13	10800
μ_{on}	13	11	0,5
λ_{pv}	1	12	10^{-6}
μ_{to}	3	1	$2,85 \cdot 10^{-5}$
	5	1	
	6	1	
$\lambda_{ук}$	1	14	$2,02 \cdot 10^{-4}$
$\lambda_{нк}$	1	16	$2,69 \cdot 10^{-5}$
$\mu_{ав}$	15	1	10800
μ_{pv}	17	1	0,5

На основании графа состояний, составлена матрица интенсивности переходов, состоящая из 18 строк. Матрица имеет большую размерность, потому представлена отдельно в приложении А к данной работе. Первоначальная реализация модели выполнена в среде Excel, в дальнейшем она была усовершенствована и автоматизирована с помощью MatLab. Полученная в среде графического имитационного моделирования Simulink модель, имеет вид, представленный на рисунке 3-4. Блоки, функционала

Simulink для реализации которых недостаточно, реализованы путем написания кода на языке C при помощи блоков s-function [85]. В качестве параметров переходов используются значения интенсивностей, представленные в таблице 3.1.

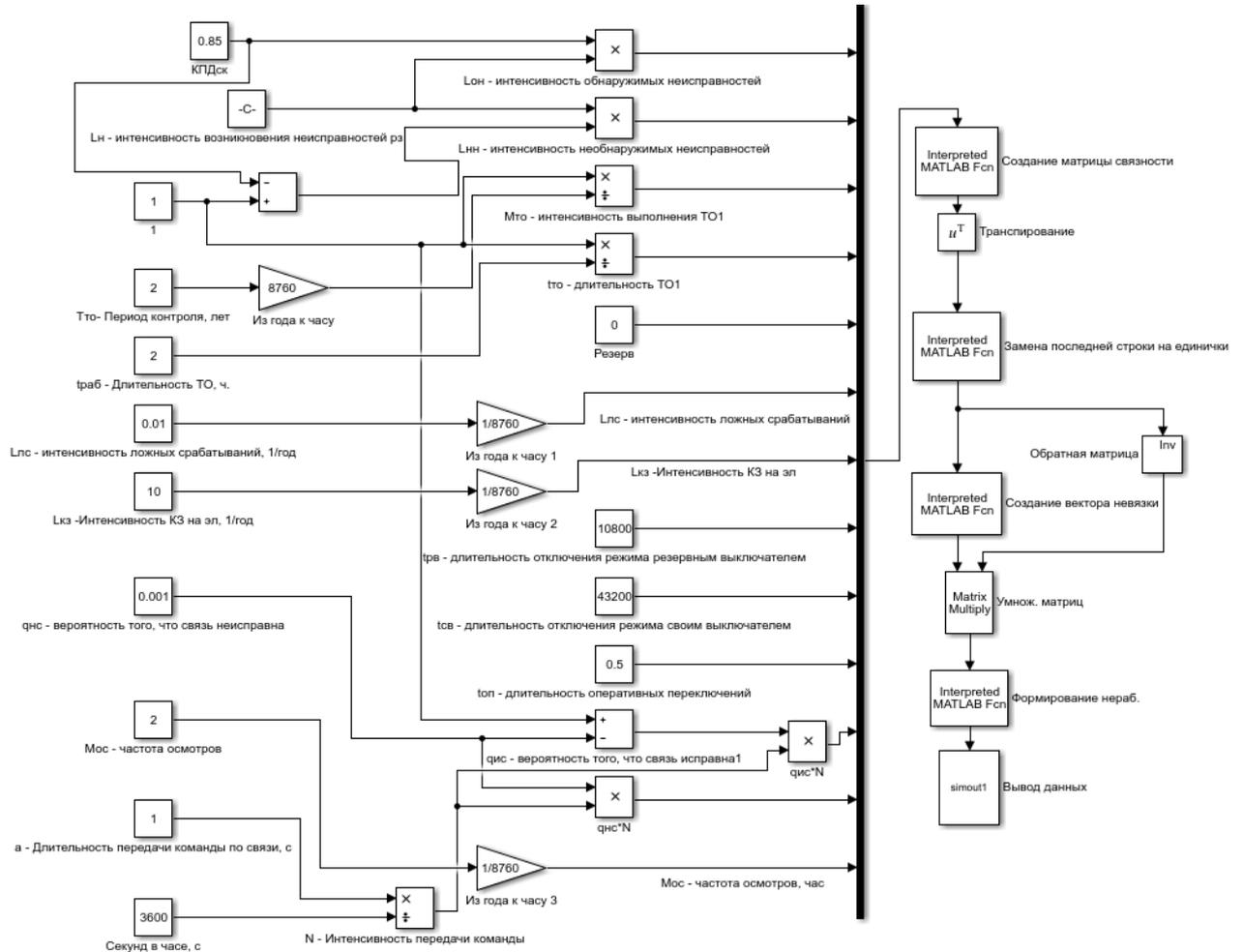


Рисунок 3-4 Схема модели в MathLab Simulink

3.1.2 Допущения предложенного пространства состояний PЗ

Работоспособность предложенной модели достигается с помощью ряда допущений, которые либо являются общими для всех методов пространства состояний или марковских процессов, либо обусловлены особенностями решаемой задачи. Целью настоящего раздела является выявление и классификация всех принятых допущений.

Общие допущения, свойственные всем методам пространства состояний:

1) система может находиться только в predetermined состояниях, входящих в состав графа.

Допущения, вызванные применением марковского процесса в непрерывном времени:

- 2) неизменность вероятности во времени;
- 3) отсутствие последствия;
- 4) интенсивность перехода из состояния в состояние численно равна среднему значению потока отказа;

Допущения, вызванные особенностью задачи:

5) устройство РЗ может быть выведено из работы для ТО в любой момент времени (всегда можно создать режимную ситуацию пригодную для его ремонта);

б) самодиагностика устройств РЗ способна выявить определенную долю неисправностей РЗ, тогда как при ТО выявляются 100 % неисправностей;

7) эффективность ТО принята равной 100%, т.е. в результате ТО устройство всегда переходит в исправное состояние;

8) не учитывается возможность возникновения ложных и излишних срабатываний вызванных проведением ТО РЗ;

9) устройство РЗ, осуществляющее дальнейшее резервирование считается абсолютно надежным.

3.1.3 Определение составляющих коэффициента простоя

Особенностью рассмотренной модели является нахождение в ее составе не только устройства РЗ, но и силовых выключателей, а также потребительской нагрузки. Сложный состав не позволяет в чистом виде использовать введенный ранее коэффициент простоя для модели в целом, в связи с малой информативностью такой величины. Для наглядности результатов моделирования, полученные вероятности состояний сгруппированы по общим признакам в зависимости от типа отказавшего элемента и вида его отказа. Состояния системы, характеризующие тот или иной режим работы оборудования, классифицированы на 3 группы с вычислением результирующего показателя. Причем ни один из показателей не

характеризует коэффициент простоя модели в полной мере, что, однако и не требуется.

Определим вероятность нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии. Под вероятностью нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии ($P_{НЗ}$) понимается – вероятностью нахождения устройства РЗ в таком состоянии, когда потенциально возможна его неправильная работа. Численно $P_{НЗ}$ равна сумме вероятностей нахождения системы в состояниях III и IV квадрантов рисунка 3-3, что можно записать в виде выражения (3.14):

$$P_{НЗ} = P_2 + P_3 + P_4 + P_5 + P_6 + P_7 + P_8 + P_9 + P_{10} + P_{11} + P_{12} + P_{13} + P_{18} \quad (3.14)$$

Под вероятностью одновременного отказа элемента первичной схемы и защит понимается величина $P_{НВ}$. В такой ситуации происходит отказ РЗ в срабатывании и на отключение действуют защиты, резервирующие данный элемент. Отключение потребителя производится выключателями резервирующего элемента, что вызывает ограничение нагрузки на величину $S_{рез} + S_{защ}$. Численно $P_{НВ}$ определяется как сумма вероятностей нахождения устройства в состояниях 12, 13, что может быть записано в виде выражения (3.15).

$$P_{НВ} = P_{12} + P_{13} \quad (3.15)$$

Под вероятностью ложной работы защит с отключением защищаемого элемента понимается величина $P_{НР}$. Отключение потребителя выключателем защищаемого элемента приводит к ограничению нагрузки на величину $S_{защ}$. Численно $P_{НР}$ определяется, как вероятность нахождения устройства в состояниях 10, 11, что может быть записано в виде выражения (3.15).

$$P_{НР} = P_{10} + P_{11} \quad (3.16)$$

3.1.4 Апробация модели состояний РЗ

Рассчитанные значения вероятностей состояний системы, полученные при условии, равенства эффективности самодиагностики $\eta_{СК} = 0,5$, приведены в таблице 3.2. Эффективность самодиагностики ($\eta_{СК}$) - величина, показывающая долю вторичных цепей, охваченных алгоритмами самодиагностики в числе всех связанных с устройством РЗ цепей.

Таблица 3.2 – Расчетные значения вероятности состояний системы, $\eta_{СК} = 0,5$

№	1	2	3	4	5	6
P	0,997	$3,8 \cdot 10^{-9}$	$3,32 \cdot 10^{-4}$	$3,42 \cdot 10^{-7}$	$8,83 \cdot 10^{-4}$	$8,83 \cdot 10^{-4}$
№	7	8	9	10	11	12
P	$6,07 \cdot 10^{-13}$	$5,32 \cdot 10^{-9}$	$1,21 \cdot 10^{-6}$	$5,55 \cdot 10^{-14}$	$9,63 \cdot 10^{-7}$	$4,44 \cdot 10^{-11}$
№	13	14	15	16	17	18
P	$9,59 \cdot 10^{-7}$	$4,65 \cdot 10^{-9}$	$1,86 \cdot 10^{-8}$	$6,2 \cdot 10^{-10}$	$5,36 \cdot 10^{-5}$	$1,69 \cdot 10^{-10}$

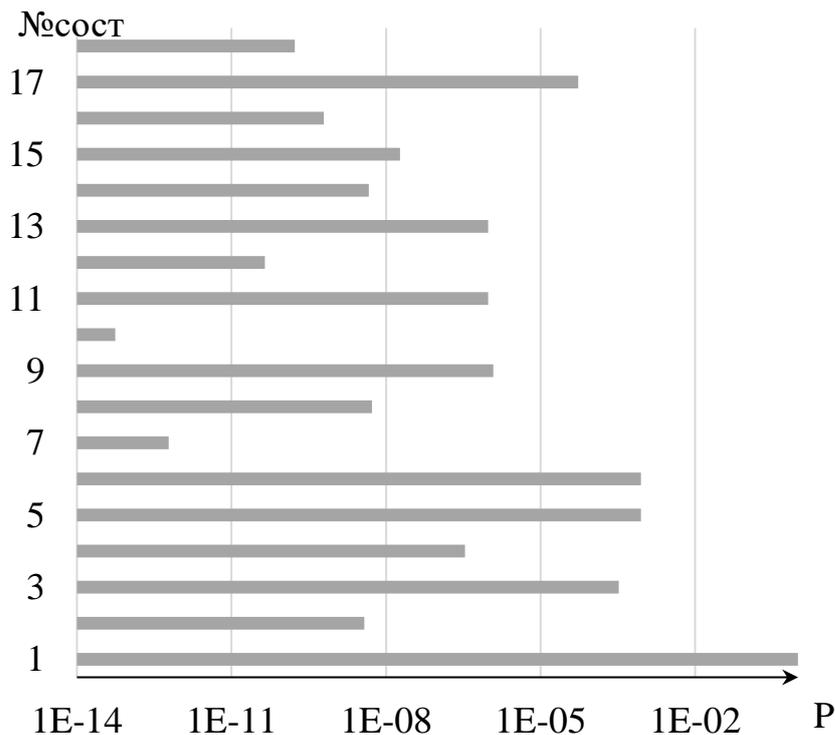


Рисунок 3-5 Расчетные значения вероятности состояний системы

Адекватность полученных результатов подтверждается равенством суммы полученных вероятностей единице. Вероятность первого – исправного состояния близка к единице и является наибольшей. Такая вероятность первого состояния соответствует ожидаемому значению так как большую часть времени любое техническое устройство функционирует правильно.

Вероятности остальных состояний меньше на несколько порядков, наглядным способом отображения результатов разных размерностей является построение диаграммы в логарифмическом масштабе, выполненное на рисунке 3-5.

Расчетные значения вероятности состояний системы, приведённые на рисунке 3-5 показывают, что вероятность состояний 3, 5, 6 больше, чем состояний 2, 4. Это объясняется тем, что выход из состояний 3, 5, 6 возможен только посредством выполнения ТО, интенсивность потока которых значительно меньше интенсивности самодиагностики (интенсивность выхода из состояний 2, 4). Вероятности состояний 7, 10 характеризующихся большими значениями интенсивности выхода, ожидаемо малы, что позволяет сделать вывод о том, что показатель вероятности нахождения системы в состоянии ложного срабатывания слабо применим в практических расчетах ввиду малой длительности такого состояния (малого значения стационарной вероятности). С учетом этого фактора, в дальнейшей части работы ложные срабатывания характеризуются исключительно интенсивностью. Особый подход к этому виду срабатываний объясняется тем, что ложные срабатывания в отличие от несрабатывания или излишнего срабатывания не являются скрытыми отказам и выявляют себя мгновенно в момент возникновения.

Вероятность является относительной величиной и не позволяет оценить реальный эффект потенциальной неправильной работы устройства РЗ. Более показательной с этой точки зрения величиной является время нахождения системы в каждом состоянии. Определение времени пребывания в том или ином состоянии осуществлено, путем умножения значения стационарной вероятности на длительность рассматриваемого периода. Результаты для временного интервала равного времени эксплуатации устройства (20 лет) представлены в таблице 3.3.

На основании представленных в таблице данных вычислено, что суммарное время нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии составляет 368 часов. Большая часть таких состояний является скрытой и не

ведет к мгновенному отключению элементов первичной сети. Время отключенного состояния коммутационных аппаратов по причинам вызванным неработоспособностью устройства РЗ соответствует суммарному времени нахождения системы в состояниях 11, 13, 15, 17 равному 9,7 ч. Состояния 15, 17 характеризуют правильное функционирование устройства РЗ, а значит возникающий в этих состояниях недоотпуск электроэнергии относится к первичному оборудованию. Итого, за 20 лет эксплуатации устройства РЗ длительность отключенного состояния коммутационных аппаратов по причинам связанным сего отказом составляет 0,3 ч. Величина относительно рассмотренного периода небольшая, однако с учетом количества возмущений, количества устройств, а также условий их эксплуатации, формируется существенное влияние устройств РЗ на систему.

Таблица 3.3 – Расчетные значения длительности состояний системы

№	1	2	3	4	5	6
t, ч	174822,493	0,001	58,081	0,060	154,710	154,710
№	7	8	9	10	11	12
t, ч	0,000	0,001	0,213	0,000	0,169	0,000
№	13	14	15	16	17	18
t, ч	0,168	0,001	0,003	0,000	9,391	0,000

Расчетные значения вероятности состояний системы для случая $\eta_{СК} = 0,9$ приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Расчетные значения вероятности состояний системы, $\eta_{СК} = 0,9$

№	1	2	3	4	5	6
P	0,999	$9,51 \cdot 10^{-9}$	0	$4,56 \cdot 10^{-7}$	0	$4,42 \cdot 10^{-4}$
№	7	8	9	10	11	12
P	$1,03 \cdot 10^{-12}$	$8,99 \cdot 10^{-9}$	$2,05 \cdot 10^{-6}$	$1,18 \cdot 10^{-14}$	$2,04 \cdot 10^{-7}$	$9,40 \cdot 10^{-12}$
№	13	14	15	16	17	18
P	$2,03 \cdot 10^{-7}$	$4,66 \cdot 10^{-9}$	$1,86 \cdot 10^{-8}$	$6,21 \cdot 10^{-10}$	$5,37 \cdot 10^{-5}$	$2,85 \cdot 10^{-10}$

Сравнительный анализ значений, представленных в таблицах 3.2 и 3.4 позволяет выявить следующую динамику присущую значениям вероятности: при росте $\eta_{СК}$ увеличивается вероятность состояний 2, 4, ведущих к автоматическому обнаружению неисправности, также возрастает вероятность состояний 7, 8, 9 и 18; сокращение длительности состояний 3, 5 и 6 приводит

к закономерному сокращению вероятности состояний 10, 11, 12 и 13. Суммарное значение вероятности нахождения системы в неработоспособном состоянии при этом снижается и увеличивая вероятность её исправного состояния. Характер влияния, оказываемый изменением $\eta_{СК}$ на $P_{НЗ}$ позволяет сделать вывод об эффективности самодиагностики для повышения надёжности устройств РЗ.

С использованием разработанной модели построены зависимости показателей неработоспособности $P_{НЗ}$, $P_{НВ}$, $P_{НР}$ от интервала между ТО устройств РЗ. При выполнении анализа особое внимание уделено влиянию величины $\eta_{СК}$ на показатели надёжности, при этом учтены результаты рассмотрения реализованных в современных устройствах РЗ функций самодиагностики, рассмотренные в первой главе работы. В исследуемую выборку включены устройства различных поколений с $\eta_{СК}$ равным 0, 50, 90 и 100% соответственно. Полученные зависимости представлены на рисунках 3-6, 3-7, 3-8.

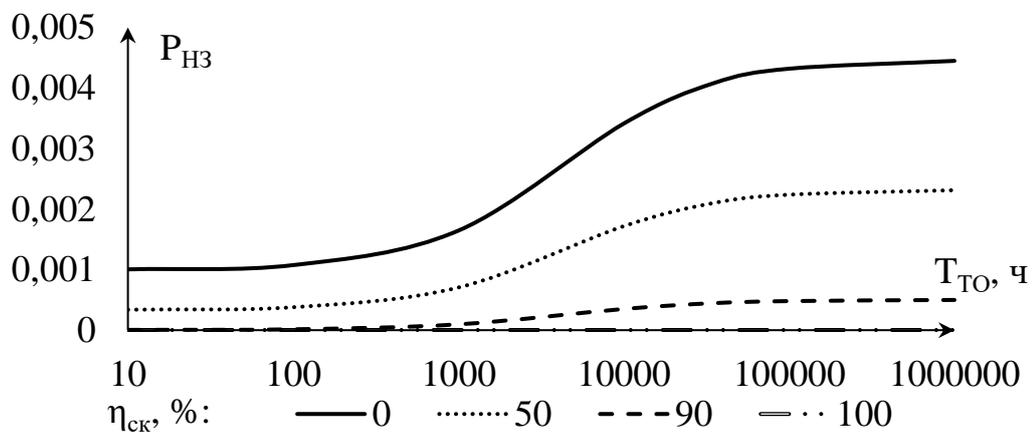


Рисунок 3-6 Зависимость $P_{НЗ}$ от интервала между ТО с учетом $\eta_{СК}$

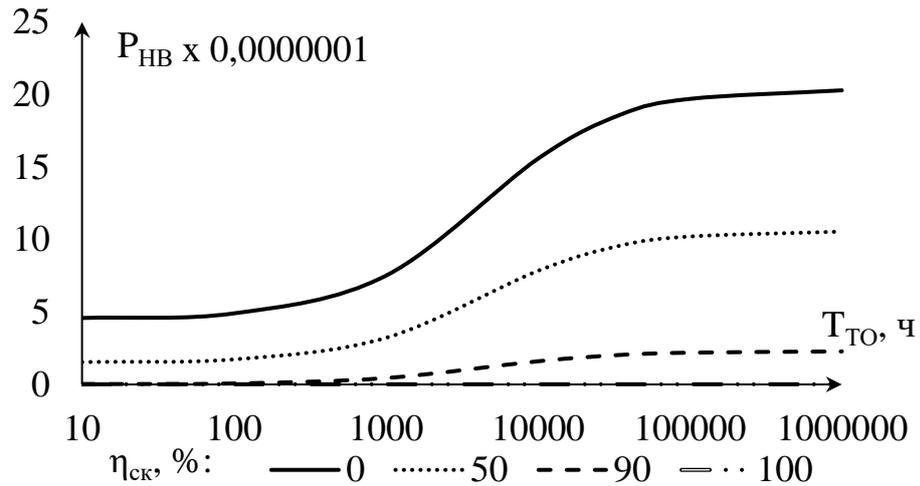


Рисунок 3-7 Зависимость P_{HB} от интервала между ТО с учетом η_{CK}

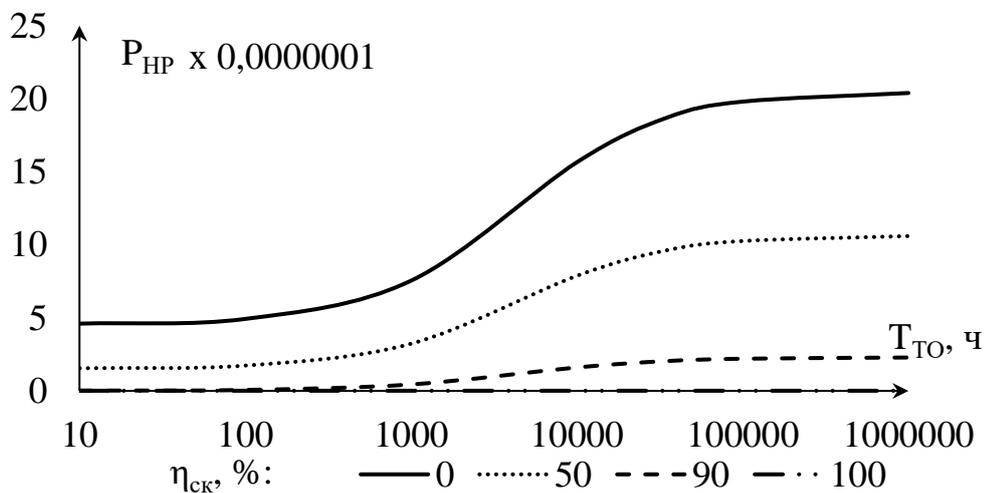


Рисунок 3-8 Зависимость P_{HP} от интервала между ТО с учетом η_{CK}

Приведенные зависимости показателей неработоспособности от длительности межпроверочного интервала имеют схожий характер, но отличаются абсолютными значениями. Качественная схожесть зависимостей объясняется тем, что отключение первичного оборудования, то есть переход в состояния, учитываемые при определении P_{HB} , P_{HP} возможен либо из состояния P_{H3} , либо из состояния 1, однако последний переход маловероятен. На основании вышесказанного к дальнейшему анализу принята величина P_{H3} .

Характеристика на рисунке 3-6 подтверждает сделанный ранее вывод о том, что с увеличением η_{CK} , снижается влияние, оказываемое ТО на работоспособность системы. При $\eta_{CK}=100\%$ показатель неработоспособности

не зависит от частоты ТО, что говорит о возможности отказа от обслуживания таких устройств эксплуатирующими организациями с сокращением затрат. Однако, в случае если $\eta_{СК} < 100\%$, отказ от обслуживания может оказать отрицательный эффект на систему, в случае если увеличение $P_{НЗ}$ оказывает больший эффект на величину потенциального ущерба, чем снижение эксплуатационных затрат, произошедшее в результате увеличения интервала между ТО.

В результате возникновения неисправности, устройство РЗ остается в неработоспособном состоянии до тех пор, пока не будет восстановлено. Восстановление может произойти в результате планового ТО или неплановых работ, решение о необходимости таких работ принимается по факту сигнализации или некорректной работы устройства. Особенностью эксплуатации подстанций без постоянного дежурного персонала является то, что для инициализации процесса ремонта РЗ необходимо, чтобы сигнал о неисправности устройства РЗ поступил в диспетчерский пункт, для чего канал связи должен находиться в исправном состоянии. Для таких энергообъектов, важность учета надежности связи с диспетчерским пунктом неоспорима. В случае ее отказа информация может быть получена только при периодическом осмотре, выполненном непосредственно на объекте. Влияние частоты осмотров подстанционного оборудования и надежности систем связи на величину $P_{НЗ}$ приведено на рисунке 3-9.

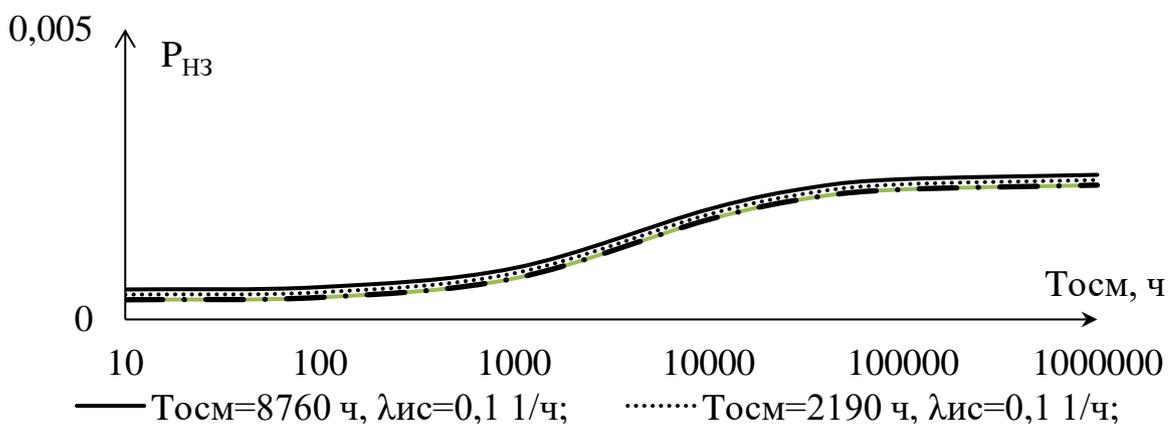


Рисунок 3-9 Влияние систем связи на $P_{НЗ}$

По результатам, представленным на рисунке 3-9 видно, что вероятность отказа устройств с условно – «хорошей» связью с интенсивностью отказа $\lambda_{нс}$ равной 10^{-5} отказов/год, слабо коррелирует с частотой проведения осмотров, поэтому соответствующие кривые на графике совпадают. При моделировании менее надежной системы связи ($\lambda_{нс}=0,1$ отказов/год) снижение частоты выполнения осмотров оборудования приводит к увеличению вероятности нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии. Зависимость $P_{НЗ}$ от интенсивности потока проведения осмотров подстанции представлена на рисунке 3-10.

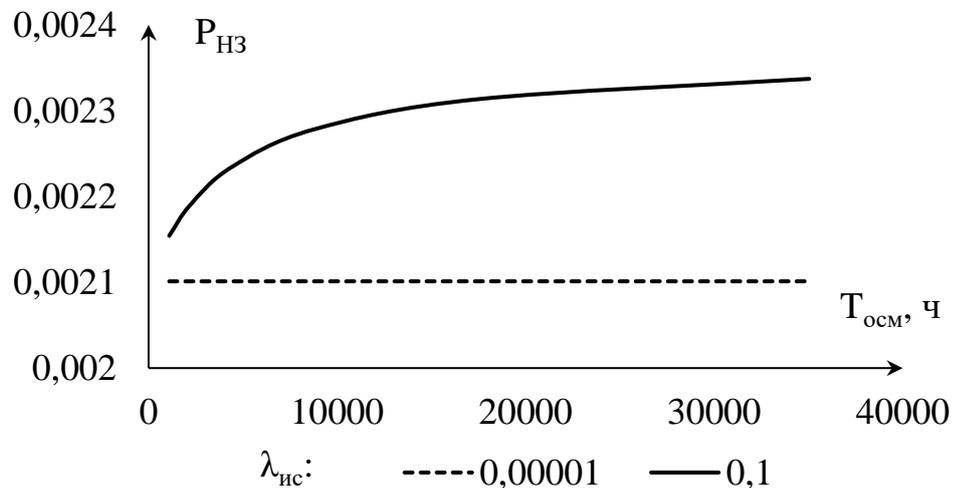


Рисунок 3-10 Влияние периодических осмотров на $P_{НЗ}$

Результаты, представленные на рисунке 3-10, показывают, что вероятность нахождения системы в неработоспособном состоянии с увеличением времени между осмотрами растет экспоненциально. Однако при высокой надежности системы связи частота осмотров подстанции практически не влияет на надежность. Вышесказанное говорит о необходимости учёта надежности систем связи и частоты осмотров объектов при анализе надежности работы РЗ и в целом о необходимости повышения качества и надежности связи на объектах ЭЭС.

В рамках раздела 3.1, разработана математическая модель комплекса РЗ, которая применена для определения вероятности его нахождения в неработоспособном состоянии. Неисправности возникающие в процессе

моделирования классифицированы по принадлежности к определенной части вторичных цепей, что позволяет определить влияние того или иного воздействия не только на вероятность нахождения РЗ в неработоспособном состоянии, но и отдельных частей комплекса РЗ, в частности. Показана применимость модели для прогнозирования вероятности нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии с учетом межпроверочного интервала и внутренних факторов. Показано, что с увеличением технического совершенства оборудования ($\eta_{СК}$) ТО становится менее эффективным. Необходимость отказа от обслуживания неоспорима в случае равенства значения $\eta_{СК}=100\%$, что для реальных устройств недостижимо. В случае, если $\eta_{СК}<100\%$, ТО ведет к повышению надежности, и для обоснования его сохранения или отказа от него, требуется дополнительный экономический анализ. При анализе необходимо учитывать, что в зависимости от величины $\eta_{СК}$ эффективность ТО в плане соотношения прироста надежности к затратам различна.

3.2 Модель состояний РЗ с учетом ближнего резервирования

В предыдущем разделе рассмотрена модель системы, включающей выключатель и защищающее его устройство РЗ. Такой состав оборудования характерен для электроустановок с номинальным значением напряжения 110кВ и ниже. Для возможности применения модели ко всем схемам вторичных соединений и классам напряжений, в рамках настоящего раздела она доработана на предмет учёта состояний системы РЗ, в которой реализовано ближнее резервирование. Модель двухзащитной системы основывается на допущении о том, что оба устройства, сочетают в себе функционал основных и резервных защит и полностью дублируют друг друга, то есть могут выведены в ремонт без потребности в отключении силового оборудования. Учитывая тот факт, что на реальных объектах нового строительства такая топология успешно применяется, принятое допущение является приемлемым.

3.2.1 Граф состояний РЗ с учетом ближнего резервирования

Основным изменением при адаптации модели под определенные в предыдущем разделе требования, подвергся граф состояний и как следствие матрица интенсивности переходов. Учитывая тот факт, что предметом настоящего исследования является прогнозирование вероятностей отказов, из графа исключены состояния, характеризующие правильную работу РЗ. Классификация неисправностей по месту возникновения упразднена ввиду отсутствия необходимых статистических данных и заменена на классификацию по признаку возможности потенциального обнаружения при помощи алгоритмов самодиагностики. Граф состояний позволяющий учитывать ближнее резервирование РЗ, приведен на рисунке 3-11, матрица интенсивности переходов – в приложении Б к настоящей работе. Так как при реализации модели использован описанный ранее математический аппарат, структурная схема аналогична представленной на рисунке 3-4.

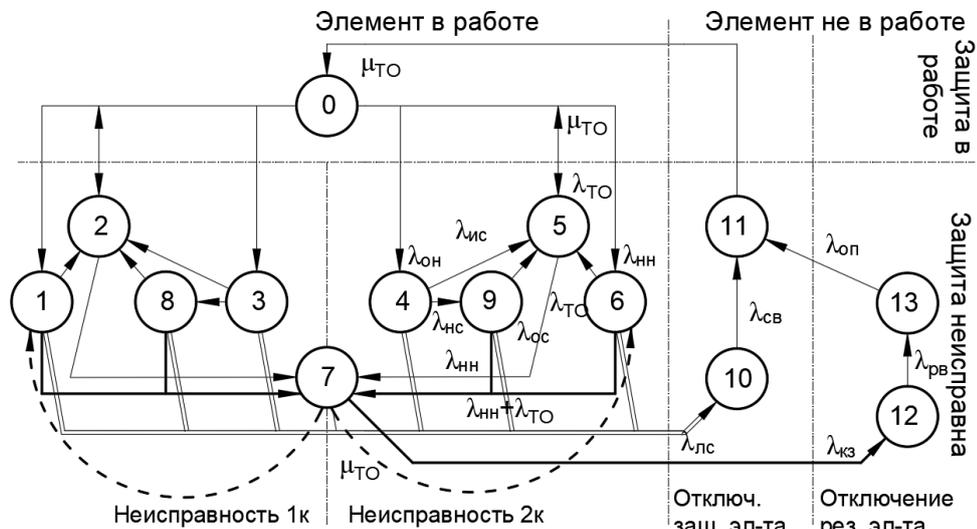


Рисунок 3-11 Граф состояния двухзащитной системы

Состояние 0 соответствует нормальному режиму функционирования системы, оба устройства функционируют правильно и в случае возникновения возмущения в первичной сети работают согласно заранее определенной логике. Из состояния 0 возможны переходы в состояния неисправности одного из устройств, 1 и 6 соответственно. Неисправности устройств, описываемых состояниями 1, 6 относятся к числу необнаружимых, их выявление возможно

при ТО, которое происходит с интенсивностью $\lambda_{ТО}$. Состояния 2, 5 соответствуют нахождению одного из устройств в обслуживании. Переход в состояния 3, 4 происходит в случае возникновения обнаружимых неисправностей. Если одно из устройств выведено из работы по какой-либо причине, отказ другого устройства или вывод его в ремонт ведет к переходу в состояние 7, характеризующееся тем, что оба устройства функционируют неверно. Из состояния 7 возможен переход в состояние 12, описывающийся интенсивностью КЗ. Физический смысл этого перехода в том, что при возникновении требования к срабатыванию устройство РЗ не отключает защищаемый элемент и происходит переход в состояние 12 – отключение дополнительного элемента первичной схемы посредством дальнего резервирования. Ложное срабатывание устройства возможно при нахождении системы в состояниях 1, 3, 4, 6, 7, 8, 9, его следствием является отключение защищаемого элемента схемы. Состояния 8 и 9 соответствуют неисправности канала связи, попадая в такое состояние устройство, не может сообщить о своей неисправности для инициализации процесса ремонта. Из состояний 8,9 возможен возврат в состояние 0 в результате ремонта проведенного после непосредственного осмотра устройства на энергообъекте.

Величины входящие в состав матрицы связности приведены к общей размерности – интенсивности, измеряемой в 1/час, далее приводится детализация их расчета.

$\lambda_{он}$ – Интенсивность возникновения обнаружимых неисправностей, рассчитываемая по формуле (3.17).

$$\lambda_{он} = \lambda_n \cdot \eta_{СК} / 8760, \quad (3.17)$$

где λ_n – интенсивность возникновения неисправностей РЗ, принятая равной 0,01 1/год на основании статистики [30–32], а $\eta_{СК}$ – введенная ранее эффективность самодиагностики. Перевод к необходимой размерности здесь и далее при необходимости осуществляется путем деления годовой интенсивности на 8760ч.

$\lambda_{\text{нн}}$ – Интенсивность возникновения необнаружимых неисправностей, рассчитываемая по формуле (3.18).

$$\lambda_{\text{нн}} = \lambda_{\text{н}} \cdot (1 - \eta_{\text{СК}}) / 8760. \quad (3.18)$$

$\mu_{\text{ТО}}$ – Интенсивность выполнения ТО, рассчитываемая по формуле (3.19).

$$\mu_{\text{ТО}} = \frac{1}{T_{\text{ТО}} \cdot 8760}, \quad (3.19)$$

где $T_{\text{ТО}}$ – длительность межпроверочного интервала, измеряемая в годах. Действующими нормами установлено значение 2-8 лет [52]. Стоит отметить, что в условиях настоящей задачи, величина $T_{\text{ТО}}$ часто выступает в качестве параметра и потому варьируется.

$\lambda_{\text{ТО}}$ – Интенсивность выполнения ТО, рассчитываемая по формуле (3.20).

$$\lambda_{\text{ТО}} = \frac{1}{t_{\text{раб}} \cdot 8760}, \quad (3.20)$$

где $t_{\text{раб}}$ – длительность ТО устройства в часах.

$\lambda_{\text{лс}}$ – Интенсивность ложных срабатываний РЗ, принятая равной 0,01 1/год.

$\lambda_{\text{кз}}$ – Интенсивность коротких замыканий в сети, приводящих к требованию на срабатывание. В условиях настоящей задачи, величина $\lambda_{\text{кз}}$ часто выступает в качестве параметра и потому варьируется.

$\lambda_{\text{св}}$ – Интенсивность работы выключателя, защищаемого элемента принятая равной 43200 (отключение на 5м периоде КЗ) [30–32].

$\lambda_{\text{рв}}$ – Интенсивность работы выключателя, резервирующего выключатель защищаемого элемента принятая равной 10800, учитывая тот факт, что усредненный выключатель осуществляет отключение на двадцатом периоде КЗ [30–32].

λ_{on} – Интенсивность оперативных переключений принятая равной 0,5, с учетом того факта, что среднее время восстановления питания потребителя составляет 2 часа [30–32].

λ_{uc} – Интенсивность нахождения связи в исправном состоянии. Рассматриваемая величина более естественно описывается вероятностью перехода p_{uc} . Однако для соблюдения размерностей выполнено приведение p_{uc} к интенсивности путем её умножения на N , что может быть записано в виде выражения (3.21).

$$\lambda_{uc} = p_{uc} \cdot N, \quad (3.21)$$

где N определяется согласно (3.22). С точки зрения математики, выполненное преобразование вероятности в интенсивность соответствует добавлению промежуточного нестационарного состояния.

$$N = \frac{a}{3600}, \quad (3.22)$$

где $a = 1\text{с}$ – длительность прохождения сигнала по каналам связи. Вероятность нахождения связи в исправном состоянии часто выступает в качестве параметра и потому варьируется.

λ_{oc} – Интенсивность осмотров, значение величины лежит в диапазоне от нескольких раз в сутки до нескольких раз в год, в условиях некоторых задач, решаемых в ходе исследования, также является параметром.

3.2.2 Определение показателей неработоспособности РЗ

Физический смысл выходных параметров модели аналогичен использованным ранее в модели без учета резервирования. Однако в силу изменений, внесенных в матрицу интенсивности переходов, изменен состав входящих в них вероятностей состояний. Вероятность нахождения РЗ в неработоспособном состоянии ($P_{нз}$) – вычисляется как сумма вероятностей нахождения рассматриваемой системы в состояниях 1, 3, 4, 6, 7, 8, 9. Вероятность нахождения в неработоспособном состоянии резервируемого

выключателя по причинам связанным с РЗ (P_{HB}), равна вероятности нахождения системы в состоянии 13. Вероятность нахождения в неработоспособном состоянии защищаемого выключателя по причинам связанным с РЗ (P_{HP}), соответствует вероятности P_{11} . Вероятность нахождения в состоянии ложного срабатывания ($P_{ЛЗ}$) тождественна P_{10} .

3.2.3 Апробация модифицированной модели состояний РЗ

Разработанная модель состояний РЗ с учетом резервирования, применена для оценки влияния разнообразных внешних и внутренних факторов на показатели неработоспособности.

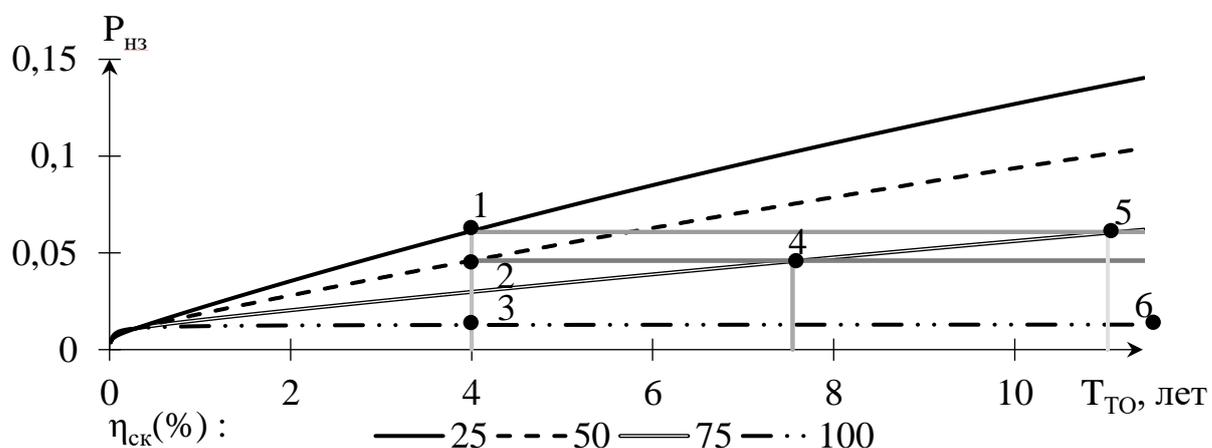


Рисунок 3-12 Зависимость вероятности нахождения РЗ в неработоспособном состоянии от межпроверочного интервала

На рисунке 3-12 представлено семейство зависимостей вероятности нахождения РЗ в неработоспособном состоянии от длительности межпроверочного интервала. Кривые получены для систем с различной величиной $\eta_{СК}$. Состояния «1», «2» характеризуют современную ситуацию в эксплуатации МП устройств РЗ, которой свойственен ограниченный объем самодиагностики (25-50%) и межпроверочный интервал ($T_{ТО}$) равный четырем годам. Состояние «3» характеризует эксплуатацию систем РЗ нового поколения с повышенным значением $\eta_{СК}$ (75%). Изменением актуального состояния РЗ с состояния 2 на состояние 3 можно добиться снижения $P_{нз}$ на 35,1%, а переходом из состояния 1 в состояние 3 – снижения на 51,3%. С

учетом сказанного можно заключить, что полученный ранее вывод о возможности увеличения $T_{ТО}$ при расширении функционала самодиагностики вторичных цепей, применим и для систем РЗ с учетом резервирования. При переходе из состояния 1 в состояние 5 надежность комплекса защит остается на прежнем уровне, однако при этом $T_{ТО}$ увеличивается с четырех до 11 лет, то есть в 2,75 раза. Аналогично, переход из состояния 2 в состояние 4 позволяет увеличить $T_{ТО}$ в 1,9 раз. Увеличение межпроверочного интервала приводит к сокращению финансовых издержек. В состоянии 6 ТО перестает оказывать положительное влияние на надежность и его выполнение становится бессмысленным.

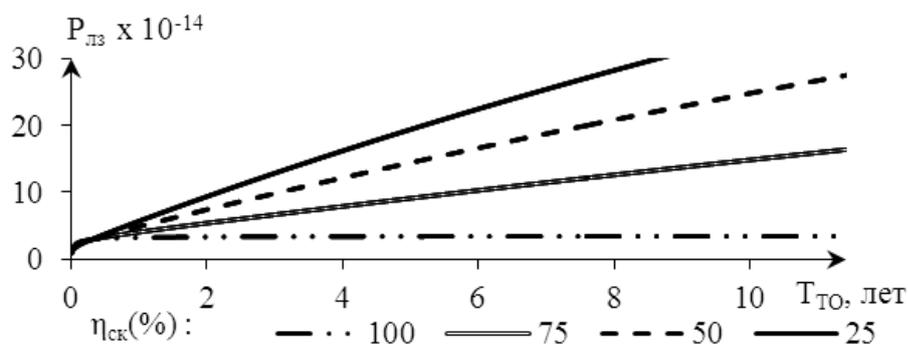


Рисунок 3-13 Зависимость вероятности нахождения защиты в состоянии ложного срабатывания от межпроверочного интервала

Характер зависимости на рисунке 3-13 говорит о том, что увеличение $T_{ТО}$ ведет к росту вероятности нахождения защиты в состоянии ложного срабатывания ($P_{лз}$). Вероятность $P_{лз}$ характеризуется размерностью 10^{-14} , что говорит о крайне малой длительности нахождения системы в этом состоянии. Сказанное является следствием того факта, что ложное срабатывание возможно из неработоспособного состояния системы, вероятность нахождения в котором сама по себе мала. Кроме того, в случае возникновения ложного срабатывания система фактически мгновенно переходит в состояние отключения того или иного выключателя, что также объясняет малую длительность состояния ложного срабатывания. Учитывая сказанное, в дальнейшем для моделирования ложных срабатываний вместо вероятности используется интенсивность.

Возмущения в системе фактически являются методом проверки правильности функционирования РЗ, с учетом этого факта целесообразен корреляционный анализ неработоспособности и возмущений в системе. Наиболее часто встречающимся типом возмущений является КЗ, для характеристики частоты возникновения которого традиционно применяется интенсивность. Прочие типы возмущений, такие как, обрывы фаз, перегрузка линий, качания и асинхронные режимы также оказывают негативное влияние, однако не рассматриваются в настоящей работе, так как их устранение в общем случае не является задачей устройств РЗ.

Рассматриваемая модель состояний позволяет учитывать ближнее резервирование устройств РЗ. Резервированием оказывается двунаправленное действие, с одной стороны снижается вероятность несрабатывания, с другой – увеличивается вероятность излишнего срабатывания. Сказанное может быть обосновано путем математической записи выражения определения интенсивности перехода в состояние потенциального несрабатывания в виде выражения (3.23).

$$\lambda_{НЗ} = \lambda_{КЗ} \cdot (P_{НЗ1} \cdot P_{НЗ2}), \quad (3.23)$$

Графически выражение (3.23) может быть получено путем логического эквивалентирования схемы вероятностного перехода на рисунке 3-14.а. В состоянии 1 оба устройства исправны, переходы в состояния 1.1, 1.2, 1.3 характеризуются вероятностью, равной вероятности нахождения отдельного устройства в неработоспособном состоянии. Переход в состояние 2 характеризуется интенсивностью КЗ. Результатом последовательно – параллельного преобразования является упрощенная схема в правой части рисунка. Вероятность нахождения в состоянии потенциально возможного несрабатывания – 1.3, обозначается $P_{НЗ}$.

Расчет интенсивности излишнего срабатывания выполняется согласно выражению (3.24), которое также получено путем преобразования схемы на рисунке 3-14.б. Суммарная вероятность нахождения в состоянии

потенциально возможного излишнего срабатывания – состояниях 1.1 и 1.2, обозначается далее $P_{ИСЗ}$.

$$\lambda_{ИСЗ} = \lambda_{КЗ} \cdot (p_{НЗ1} + p_{НЗ2}), \quad (3.24)$$

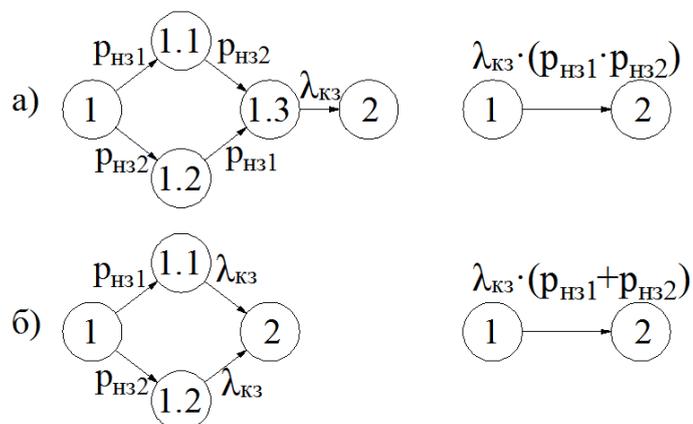
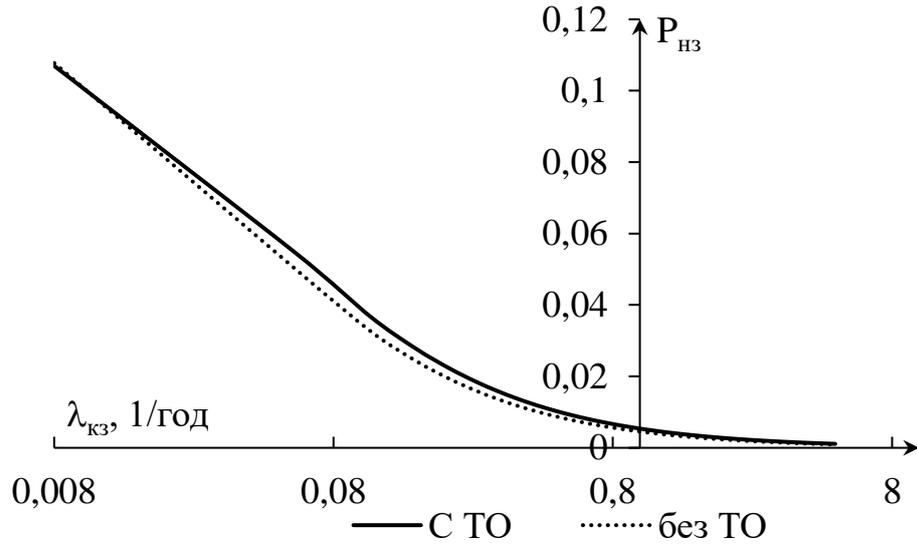
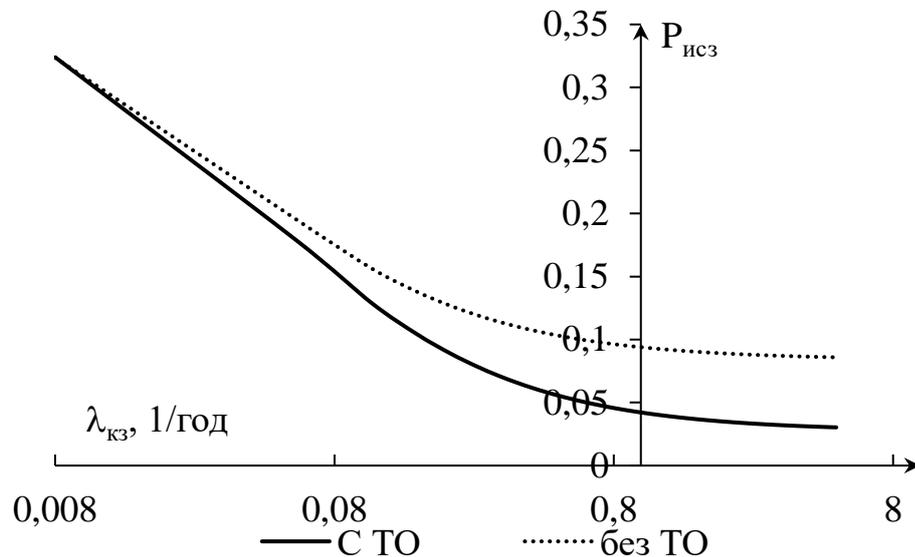


Рисунок 3-14 Вероятность нахождения РЗ в состоянии:

- а) потенциально возможного несрабатывания;
- б) потенциально возможного излишнего срабатывания.

Зависимость $P_{НЗ}$ от интенсивности КЗ имеет монотонно снижающийся характер, что показано на рисунке 3-15. Кривые, полученные для случаев с учетом и без учета ТО, фактически совпадают, что объясняется значительной надежностью на несрабатывание резервированной системы. Небольшое смещение кривой с учетом ТО в положительном направлении оси ординат объясняется тем фактом, что скрытая неисправность одного устройства в сочетании с ТО другого ведет к неработоспособному состоянию комплекта.

Зависимость вероятности нахождения РЗ в состоянии потенциально возможного излишнего срабатывания от интенсивности КЗ на защищаемом элементе, представлена на рисунке 3-16. Зависимость показывает, что с увеличением частоты КЗ происходит снижение вероятности нахождения устройства в состоянии скрытого отказа на излишнее срабатывание. Отказ от обслуживания ведет к увеличению этой вероятности, причем расхождение между кривыми тем больше, чем выше интенсивность КЗ.

Рисунок 3-15 Зависимость $P_{НЗ}$ от интенсивности КЗРисунок 3-16 Зависимость $P_{ИСЗ}$ от интенсивности КЗ

Полученные значения вероятностей соответствуют ожидаемым значениям: $P_{ИСЗ}$ выше, чем $P_{НЗ}$. Это объясняется тем, что несрабатывание возможно только в случае одновременного отказа обоих устройств, в то время как для излишнего срабатывания достаточно отказа одного устройства. Этим же фактором объясняется отличие величин вероятностей нахождения устройств РЗ в неработоспособном состоянии, полученных с помощью исходной модели и модели с учетом ближнего резервирования.

Характер зависимостей на рисунках 3-15 и 3-16, поясняется зависимостями вероятностей отдельных состояний, входящих в их состав. Вероятность нахождения одного из устройств в состоянии скрытого отказа не обнаружимого при помощи методов самодиагностики, показанная на рисунке 3-17, снижается при увеличении интенсивности КЗ. Это объясняется тем фактом, что при КЗ скрытые отказы проявляют себя, что позволяет устранить их, сократив вероятность неработоспособного состояния устройства РЗ. В случае если интенсивность КЗ мала, устройство, попавшее в состояние 1 будет находиться в нем до ближайшего ТО, что объясняет большую вероятность состояния.

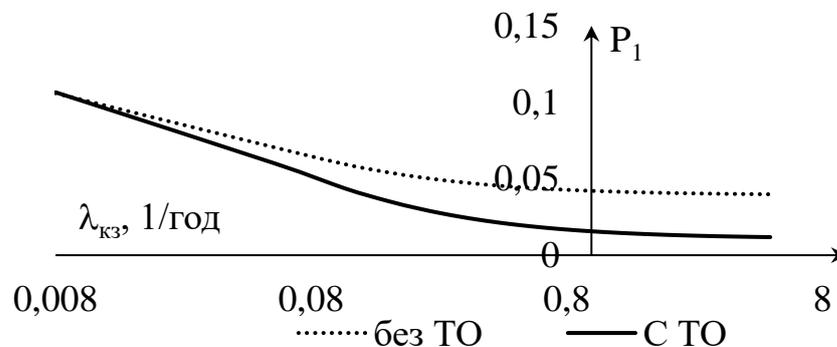


Рисунок 3-17 Зависимость вероятности нахождения системы в состоянии 1 от интенсивности КЗ

Вероятность нахождения устройства в состоянии с обнаружимой неисправностью (P_3), увеличивается при росте интенсивности КЗ, что видно на рисунке 3-18. Длительность нахождения в состоянии 3 необслуживаемых устройств меньше, однако несущественно, ввиду перераспределения вероятностей других состояний.

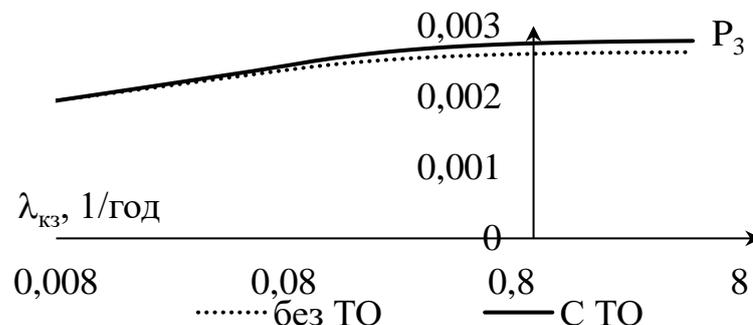


Рисунок 3-18 Зависимость вероятности нахождения системы в состоянии 3 от интенсивности КЗ

Состояние 7 соответствует одновременному нахождению в неработоспособном состоянии обоих комплектов РЗ. При увеличении интенсивности КЗ вероятность P_7 снижается, что видно на рисунке 3-19.

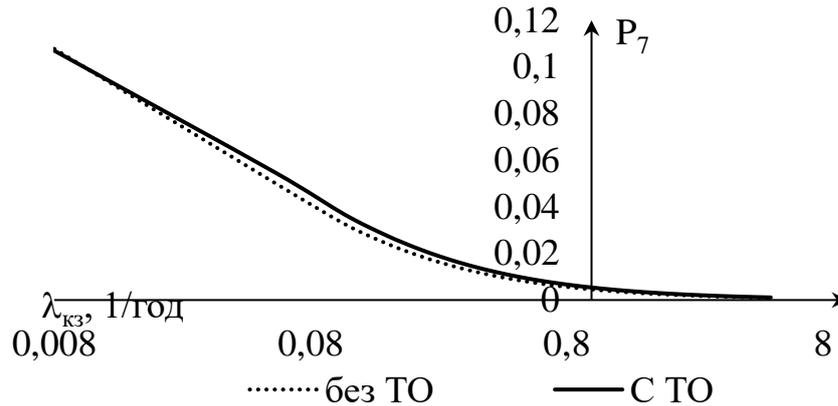


Рисунок 3-19 Зависимость вероятности нахождения системы в состоянии 7 от интенсивности КЗ

Представленные ранее зависимости получены для частного случая изменения с течением времени интенсивности только одного фактора. Эксплуатации устройств в реальной энергосистеме свойственно одновременное влияние множества факторов, включающих в себя потоки ТО, КЗ и автоматические тесты при самодиагностике. $P_{НЗ}$, как функция двух переменных: интенсивности КЗ и ТО, построена на рисунке 3-20, значение $\eta_{СК}$ использовано в качестве параметра задачи.

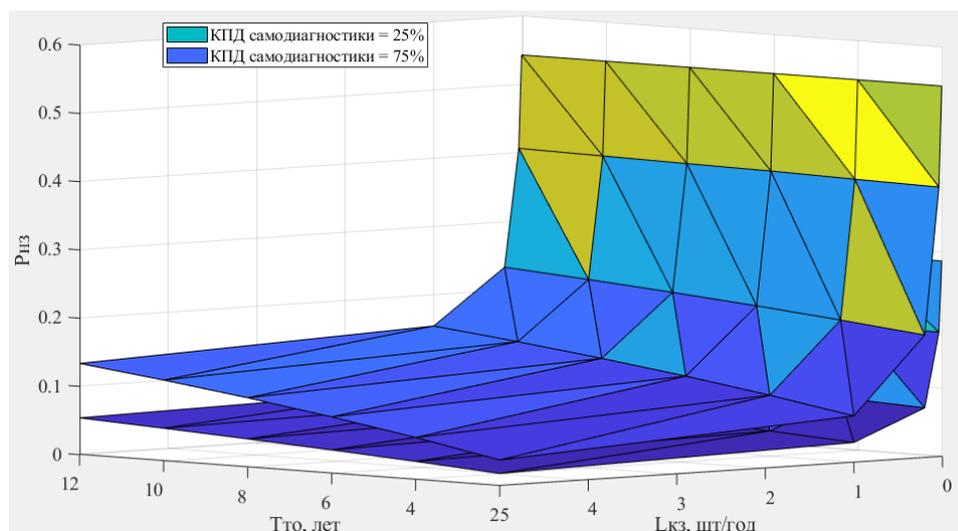


Рисунок 3-20 Зависимость $P_{HЗ}$ от интенсивности потоков событий проверок

Полученная зависимость $P_{HЗ}$ от интенсивности потоков событий проверок имеет вид семейства поверхностей. Значение $P_{HЗ}$ возрастает при увеличении межпроверочного интервала и при снижении частоты КЗ. Влияние параметра $\eta_{СК}$ заключается в сдвиге поверхности по оси аппликат. При приближении количества КЗ на элементе к 0 наблюдается искривление поверхности, в этом случае $P_{HЗ}$ резко увеличивается, что физически описывает ситуацию длительного нахождения в состоянии скрытого отказа. В условии применения устройства РЗ для линии с малым количеством КЗ самодиагностика дает максимальный эффект, который для случая на рисунке, может быть выражен в сокращении $P_{HЗ}$ на 20 процентов. Построенная зависимость не дает ответа на вопрос целесообразности установки устройств того или иного уровня технического совершенства, так как с одной стороны при редких КЗ $P_{HЗ}$ увеличивается, а с другой – при условии малой вероятности КЗ вероятность наступления ситуации в которой функционирование защиты понадобится мала, а значит мало и влияние устройства на систему.

Анализ разработанной в разделе 3.2 модели, рассматривающей надежность как готовность, позволил определить зависимости вероятностей нахождения вторичных цепей в неработоспособных состояниях от таких параметров, как интенсивность выполнения ТО, интенсивность КЗ на

защищаемом элементе, качество связи, эффективность самодиагностики устройства и прочих менее значимых факторов.

Зависимости, полученные в результате моделирования процессов во вторичных цепях, в состав которых входят два и одно устройство РЗ, имеют схожий характер. Однако существенное различие между ними в том, что резервирование увеличивает вероятность нахождения устройства в состоянии возможной излишней работы, но снижает вероятность несрабатывания.

Основным выводом, полученным при расчете по разработанной модели, стало влияние самодиагностики устройства на вероятность его нахождения в исправном состоянии в отдельно взятый момент времени. Полученная зависимость позволяет говорить о том, что для устройств с увеличенной эффективностью самодиагностики, путем увеличения периода ТО, возможно сокращение затрат на обслуживание без увеличения вероятности нахождения устройства РЗ в неработоспособном состоянии.

3.3 Вклад контрольных кабелей в надежность РЗ

Причины неисправностей во вторичных цепях различны, однако наиболее частыми являются отказы непосредственно устройств РЗ и отказы вторичных кабелей, составляющие до 10,6% общего числа неисправностей вторичных цепей. Сказанное позволяет говорить о том, что уточнение разработанной модели возможно путем детализации учета вторичных кабелей. В настоящее время на большинстве подстанций вторичная коммутация реализуется с использованием кабелей с медными жилами. Отдельные устройства, функционируют с применением протоколов стандарта МЭК 61850 [87], то есть с использованием кабелей позволяющих осуществить передачу информации в цифровом виде.

Целью настоящего раздела является анализ существующих решений организации кабельных связей с точки зрения их влияния на работоспособность комплекса РЗ. При прогнозировании неработоспособности

контрольных связей учтены надежность непосредственно кабелей, клемм, других элементов, а также методы диагностики их целостности.

3.3.1 Способы передачи информации во вторичных цепях

В качестве показателя надежности контрольных кабелей использовано, отношение времени пребывания в неисправном состоянии ко времени между отказами [38]. Этот показатель позволяет оценить влияние методов диагностики повреждения на результирующую надежность путем учета скорости детектирования неисправности.

$$q = \frac{MTTR}{MTBF}, \quad (3.25)$$

где q - показатель надежности, $MTTR$ - время пребывания в неисправном состоянии, $MTBF$ - среднее время между отказами.

Все кабельные связи устройства РЗ можно условно классифицировать на критические и не критические. К критическим относятся такие связи, без целостности которых, правильная работа защит невозможна: цепи тока, напряжения, отключения, питания и ряд дискретных сигналов. Под некритическими подразумеваются присоединения, функционирование которых желательно и расширяет функциональные возможности устройства, однако их отказ не ведет к невыполнению устройством его основных функций. Принцип построения вторичных цепей определяет количество и функциональное назначение критических присоединений. Задачей настоящего раздела является выявление и анализ этих особенностей для различных типов кабельных связей.

Передача информации с использованием медных кабелей. Классическая схема предусматривает передачу информации в виде аналоговых сигналов по медным жилам кабеля. Важно отметить, что этой схеме свойственна передача одного сигнала по одной жиле.

Необходимыми для правильной работы устройств РЗ использующих аналоговые принципы для передачи сигнала являются: 4 цепи от ТТ (Фазы А,

В, С и N соответственно), 6 цепей от ТН (Фазные напряжения А, В, С, 0, а также напряжения обмотки разомкнутого треугольника), 6 цепей к ВВ (Цепи включения – 2 проводника и 2 цепи отключения по 2 проводника). Итого с открытого распределительного устройства (ОРУ) в общеподстанционный пункт управления (ОПУ) проложено 16 цепей, которые могут быть классифицированы как критически необходимые.

На основании результатов проведенного в первой главе настоящей работы анализа охвата устройств алгоритмами самодиагностики, наиболее часто встречаются следующие ситуации:

- 1) Выполняется контроль всех перечисленных цепей, кроме цепей ТТ (наиболее редко используемая функция).
- 2) Выполняется полный контроль всех критических жил вторичных кабелей

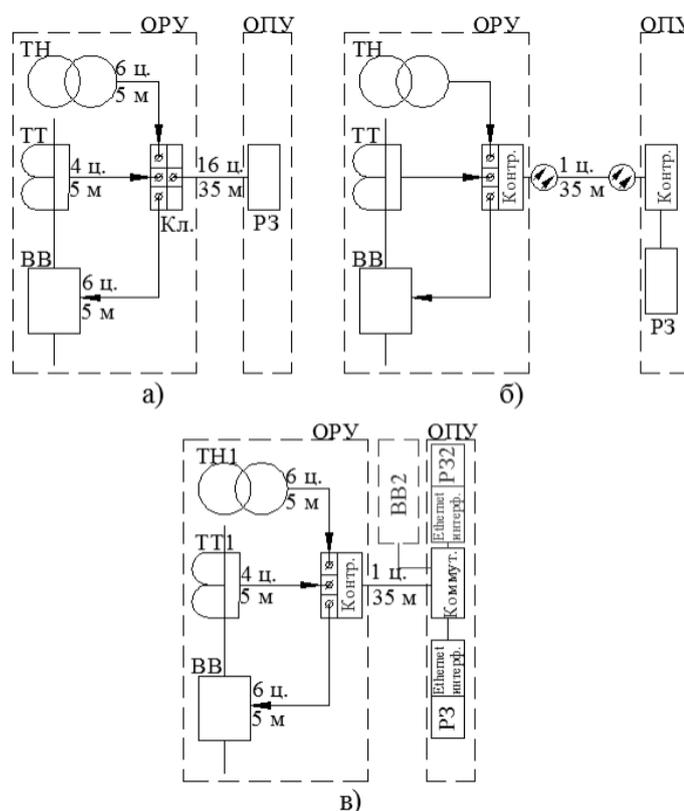


Рисунок 3-21 Структурные схемы вторичных цепей на разной элементной базе:

- а) для ПС традиционнo типа;
- б) для каналов «точка-точка» цифровых ПС;
- в) для каналов, организованных с использованием ЛВС цифровых ПС.

Структурная схема кабельных связей свойственная для традиционной схемы представлена на рисунке 3-21.а. Для выполнения оценочного расчета длина соединений на ОРУ принята равной 5 м, длина кабеля до ОПУ – 35 м. На рисунке 3-21 над проводниками указано количество критических жил, а снизу указана длина соответствующих кабелей. Видно, что контрольные кабели можно условно разделить на два участка: от устройства на ОРУ до переходных клемм и от них до устройства РЗ на ОПУ.

Цифровая передача точка-точка. В схеме реализации кабельных связей с помощью каналов цифровой передачи по принципу точка – точка протяженный участок аналоговых кабелей может быть потенциально замен одним оптическим. Отметим, что передача цифровых сигналов по идеологии точка-точка не вписывается в рамки МЭК 61850, которым предусмотрено объединение устройств в шину процесса. Принято допущение о том, что сигнал от ТТ, ТН и к ВВ передается по выделенному каналу, в котором отсутствуют какие-либо дополнительные устройства. На реальных энергообъектах ТН находятся на удалении от ячеек линейных выключателей, поэтому целесообразно использовать для него отдельный выделенный канал, однако моделью это не учитывается. Вторичные цепи от каждого устройства на ОРУ до устройства РЗ состоят из: удаленного контроллера входа/выхода (оптика), приемника оптического сигнала и оптического кабеля. Кроме того, канал связи может выполняться с резервированием, при помощи параллельного канала точка-точка или с использованием другого принципа передачи, например мультиплексированного канала.

Сетевая передача с использованием протокола МЭК 61850. В схеме реализации кабельных связей с использованием протокола МЭК 61850 для передачи информации чаще всего используется общая сеть Ethernet, физическая конфигурация которой может быть различной, от полностью радиальной до полностью закольцованной. Сигнал может передаваться не по кратчайшей физической траектории, а степень централизации может

изменяться от схемы к схеме. На сегодняшний день широкое распространение получил стандарт МЭК 61850. В настоящее время на его основе реализуется обмен устройств дискретными сигналами по протоколу GOOSE, так же возможна передача аналоговой информации в цифровом виде при помощи протокола SV, требования к которому предусмотрены главой МЭК 61850-9.2 стандарта. По сравнению с классической, схемы передачи с использованием прямых оптических и мультиплексированных каналов делают обслуживание ПС безопаснее для персонала, снижая количество мест потенциального попадания под действие электрического тока. Кроме того, снижается вероятность повреждения ТТ из-за размыкания токовых цепей и прочих неисправностей.

3.3.2 Надежность контрольных кабелей

Наиболее распространённый тип кабелей, применяемых во вторичных цепях ПС - медные провода. На основании эксплуатационных данных [88] среднее время между отказами $MTBF$ принято равным 5000 лет на точку подключения. Время пребывания в неисправном состоянии $MTTR$ – равным половине периода ТО [89] и рассчитывается согласно выражению (3.26).

$$q_{ТО} = \frac{MTTR}{MTBF} = \frac{1г}{5000лет} = 200 \cdot 10^{-6} \quad (3.26)$$

В большинстве работ по надежности [89,91] параметр потока отказов контрольных кабелей принимают независимым от их протяженности, что не соответствует действительности. Так, например, вероятность отказа провода соединяющего ТТ с клеммой на клеммной коробке не может быть равна вероятности отказа протяженного кабеля, в кабель-канале ОРУ. При решении задач надежности необходимо учитывать, что чем протяженность кабеля, увеличивает вероятность его потенциального повреждения под влиянием механических и других факторов окружающей среды. Существенный вклад в неработоспособность вносит надёжность клеммных соединений. Метод достоверного учета вторичных цепей должен учитывать оба указанных

фактора. Показатель надежности клеммных соединений технических устройств равен $0,7 \cdot 10^{-6}$ [89], в то время как вероятность отказа 1 м кабеля соответствует $0,6 \cdot 10^{-6}$ [89]. Так как данные показатели являются общими и не относятся к схемам РЗ, они были нормированы приведенным ранее значением ненадежности кабельных присоединений на точку подключения. Принято, что протяженность кабеля составляет 40 м, а количество клеммных соединений равно двум. На основании приведенной информации была составлена система уравнений (3.27):

$$\begin{cases} 2 \cdot q_{кл_ГО} + 40 \cdot q_{уд_ГО} = q_{ГО} \\ \frac{q_{кл_ГО}}{q_{уд_ГО}} = \frac{0,7}{0,6} \end{cases} \quad (3.27)$$

При решении системы получено, что удельный показатель надежности на 1 м кабеля рассчитывается по выражению (3.28).

$$q_{уд_ГО} = 0,0236 \cdot q_{ГО} = 4,72 \cdot 10^{-6}. \quad (3.28)$$

Показатель надежности одного клеммного присоединения рассчитывается по выражению (3.29).

$$q_{кл_ГО} = 0,0276 \cdot q_{ГО} = 5,52 \cdot 10^{-6}. \quad (3.29)$$

В условиях применения современных МП защит, обладающих значительным потенциалом самодиагностики применение полученных значений в чистом виде не совсем корректно. С учетом работы алгоритмов самодиагностики положим, что время нахождения в неисправном состоянии соответствует времени прибытия ремонтной бригады и устранения неисправности и составляет 48 ч.

$$q_{СК} = \left(\frac{48ч}{5000лет} \right) = 1,096 \cdot 10^{-6}. \quad (3.30)$$

С использованием полученного значения $q_{СК}$ и выражений (3.28), (3.29) вычислены удельные показатели надежности кабелей и клеммных соединений. Удельный показатель надежности на 1 м кабеля рассчитывается согласно (3.31).

$$q_{уд_СК} = q_{СК} \cdot 0,0236 = 0,026 \cdot 10^{-6} \quad (3.31)$$

Показатель надежности клеммного присоединения, соответственно – по выражению (3.32).

$$q_{кл_СК} = q_{уд_СК} \cdot 0,0276 = 0,03 \cdot 10^{-6}. \quad (3.32)$$

Полученное значение показателя $q_{кл_СК}$ на два порядка меньше $q_{кл_ТО}$, что говорит об эффективности внедрения самодиагностики и необходимости ее учёта в расчетах надежности.

Во вторичных цепях современных ПС используются кабели для передачи цифровых сигналов. Применение цифровых протоколов позволяет обеспечить постоянную проверку целостности канала, используемые при этом механизмы различны, на основании целостности канала $MTTR$ принят равным 48 часам. Показатель надежности цифровой передачи на 1 м кабеля рассчитывается согласно (3.32), а его численное значение соответствует показателю надежности контролируемой аналоговой связи. Отдельного рассмотрения заслуживает вопрос надежности непосредственно цифрового кабеля, однако ввиду отсутствия статистической информации, параметр его надежности принимается равным принятому для медных связей.

Необходимым условием организации связи с применением цифровых каналов информации является применение вспомогательных устройств, необходимых для организации локальной сети (коммутаторы и прочее). При передаче сигнала традиционными методами, вклад в надежность вносят клеммные соединения и непосредственно кабель. В цифровых каналах появляются дополнительные элементы, снижающие надежность. При расчете показателя надежности оптического канала (рисунок 3-21.б) необходимо помимо надежности оптоволокна также учитывать вероятность отказа цифро-аналоговых преобразователей.

Таблица 3.5 – Показатель надежности элементов

Устройство	$q \cdot 10^{-6}$
Удаленный контроллер входа/выхода (оптика)	18
Приемник оптического сигнала	10
Ethernet коммутатор	52
Удаленный контроллер входа/выхода (Ethernet)	96
Приемник цифрового сигнала (Ethernet)	2

В случае использования сети Ethernet (рисунок 3-21.в), помимо вышеперечисленного необходимо учитывать надежность коммутаторов и узлов связи. На основании [89] показатели надежности цифровой аппаратуры приняты равными приведенным в таблице 3.5.

3.3.3 Существующие конфигурации цепей РЗ

С использованием метода деревьев отказов [91], произведен расчет для различных возможных режимов работы вторичных цепей. Результаты расчета для случая наиболее распространенной схемы, в которой контролю подвержены цепи ТН и цепи управления приведены в таблице 3.6. Столбцы таблицы содержат информацию о числе параллельных жил, протяженности кабеля, наличии или отсутствии самодиагностики и показателе надежности элемента. Наименее надежные элементы, исходя из представленных значений – неконтролируемые кабели.

Таблица 3.6 – Расчет показателя надежности для традиционной схемы

	n	l, м	СК	$q \cdot 10^{-6}$
Цепи ТТ	6	5	Нет	152,640
Цепи ТН	4	5	Есть	0,578
Цепи ВВ	6	5	Есть	0,836
Каб. на ОПУ (контр.)	10	35	Есть	9,113
Каб. на ОПУ (не контр.)	6	35	Нет	1002,240
Итого:				1165,408

Результаты для случая увеличенного объема использования средств самодиагностики, с условием дополнительного контроля целостности цепей ТТ, приведены в таблице 3.7. По сравнению с таблицей 3.6, показатель ненадежности значительно снизился, по причине устранения элементов, вносящих наибольший вклад в ненадежность схемы. Полученный результат

говорит о эффективности применения средств самодиагностики с точки зрения увеличения надежности.

Таблица 3.7 – Расчет показателя надежности для схемы с увеличенным объемом самодиагностики

	n	l, м	СК	$q \cdot 10^{-6}$
Цепи ТТ	6	5	Есть	0,836
Цепи ТН	4	5	Есть	0,578
Цепи ВВ	6	5	Есть	0,836
Каб. на ОПУ (контр.)	16	35	Есть	14,545
Итого:				16,796

Результаты для случая применения оптической связи по принципу точка-точка, приведены в таблице 3.8. Наибольший вклад вносит удаленный контроллер сигнала, влияние непосредственно кабелей по сравнению с классическими схемами (таблицы 3.6, 3.7) значительно снижается.

Таблица 3.8 – Расчет показателя надежности для схемы с оптической связью точка-точка

	n	l, м	СК	$q \cdot 10^{-6}$
Удаленный контроллер входа/выхода (оптика)	1	-	-	18,000
Приемник оптического сигнала	1	-	-	10,000
Кабель на ОПУ (контр.)	1	40	Есть	1,095
Итого:				29,095

Для случая применения мультиплексированных каналов и протокола МЭК 61850 результаты приведены в таблице 3.9. Суммарное значение q выше, чем в случае организации связи по принципу точка-точка по причине относительно низкой надежности коммутаторов и контроллеров.

Таблица 3.9 – Расчет показателя надежности для схемы с применением мультиплексированных каналов и протокола МЭК 61850

	n	l, м	СК	$q \cdot 10^{-6}$
Ethernet коммутатор	1	-	-	52
Удал. контроллер (Ethernet)	1	-	-	96
Цифр ПРМ (Ethernet)			-	2
Каб. на ОПУ (контр.)	1	40	Есть	1,095
Итого:				151,095

Итоговые значения показателя надежности для всех проанализированных схем, сведены в таблице 3.10.

Таблица 3.10 – Полученные результаты

Тип	$q \cdot 10^{-6}$	q, о.е	Рейтинг
Цепи тока не контролируются	1165,408	69,39	4
Цепи тока контролируются	16,796	1,00	1
Канал связи точка точка	29,095	1,73	2
Ethernet	151,095	9,00	3

Результаты проведенных расчетов показывают, что канал, реализованный с помощью традиционных медных связей, при условии выполнения постоянного контроля всех присоединений непосредственно терминалом РЗ, имеет лучшие показатели с точки зрения надежности. Однако при условии неполноты охвата функциями самодиагностики, именно в такой схеме наблюдается худший результат по надежности, система в 69,39 раза менее надежна, лучшего из рассмотренных решений. Связь по принципу точка-точка получила второй рейтинг с точки зрения надежности, что не является максимально возможным результатом для рассмотренной технологии, при расчетах не учено резервирование каналов связи, потенциально ведущее к пропорциональному повышению надежности и увеличению цены. Двукратным резервированием можно добиться лучшего результата среди рассмотренных схем, кроме того, такое решение является приемлемым с точки зрения затрат. Мультиплексированный канал, оказался в 5,2 раза менее надежным чем канал точка-точка, но в то же время в 10 раз надежнее большинства используемых ныне решений. Надежность мультиплексированного канала также можно повысить с использованием резервирования, что находит применение на вновь вводимых объектах.

Выводы по главе

1. В рамках решения задачи оценки влияния ТО на работоспособность РЗ выполнена разработка вероятностной модели состояния РЗ.
2. В основу модели положены граф состояний системы и уравнения Колмогорова для нахождения вероятности этих состояний.

3. Расчеты выполненные с использованием разработанной модели математически обосновывают необходимость внедрения и широкого использования средств контроля вторичных цепей. Показано что использование такого функционала позволяет обеспечить существенный прирост надежности. Для использования рассмотренного функционала в полной мере важно уделять внимание реализации, конфигурированию и настройке алгоритмов самодиагностики на конкретных объектах.

4. Показано, что путем увеличения степени использования терминалами РЗ алгоритмов самодиагностики, можно добиться снижения частоты проведения технического обслуживания в 2,75 раза, или снижения неработоспособности РЗ на 51,3%. Показано преимущество контролируемых кабелей перед неконтролируемыми независимо от применяемой технологии и среды передачи сигнала. В результате сделан вывод, что на существующем технологическом уровне переход к системе ТО будет эффективен в случае реализации рассмотренных в настоящей главе мер по диагностике вторичных цепей.

ГЛАВА 4. РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИЕЙ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ОТКАЗОВ РЗ НА ЭЭС

4.1 Режимы взаимодействия устройств РЗ и силового оборудования

Основная решаемая в настоящем разделе задача – оценка влияния потенциальных отказов РЗ на систему, с целью дальнейшего использования для технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией РЗ подстанций.

Для оценки последствий неисправности устройств РЗ, на основании приведенной в разделе 3.2 классификации срабатываний, возможные режимы взаимодействия РЗ с силовыми элементами, с точки зрения надежности функционирования, разделены на 4 группы. Графически полученная классификация представлена на рисунке 4-1:

а. Защита находилась в работоспособном состоянии (вероятность такого события $1 - P_{нз}$), при КЗ на защищаемом элементе (интенсивность возникновения которого $\lambda_{кз} = 0,01 \cdot L \cdot n$) работала правильно и отключила его в соответствии с заданной логикой. Отключение защищаемого элемента ведет к перерыву питания для потребителя мощностью S_{θ} , длительности перерыва питания условно принимается равной длительности оперативных переключений;

б. При КЗ ($\lambda_{кз}$) РЗ находилась в неработоспособном состоянии (вероятность такого события $P_{нз}$) и не отключила защищаемый элемент. Это привело к работе защиты, выполняющей функцию дальнего резервирования, повлекшее за собой отключение нагрузки резервирующим элементом, мощностью $S_{и1}$;

в. Защита сработала ложно (интенсивность такого события - $\lambda_{л}$). Работа защиты привела к отключению нагрузки передаваемой защищаемой линией S_{θ} ;

г. Защита находилась в состоянии с возможным излишним срабатыванием (вероятность такого события - $P_{исз}$) и при возникновении внешнего КЗ сработала излишне. Работа защиты привела к отключению нагрузки $S_{и1}$.

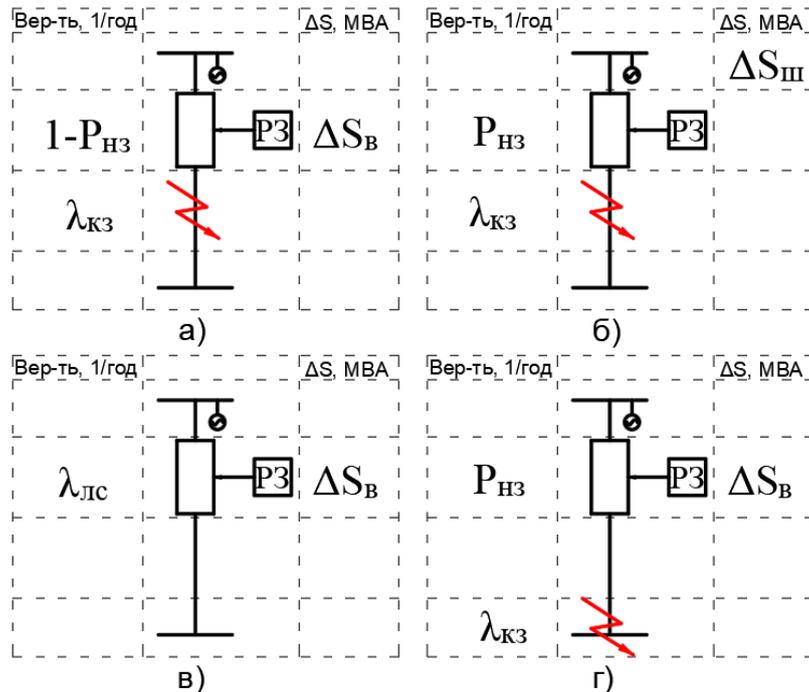


Рисунок 4-1 Функционирование РЗ:

- а) правильная работа РЗ;
- б) отказ РЗ;
- в) ложное срабатывание РЗ;
- г) излишняя работа РЗ.

Режим а характеризует правильную работу устройства РЗ, потому для учета влияния неправильных действий РЗ на систему определяющего значения не имеет. В дальнейшем, также, как и в модели состояния РЗ с учетом резервирования, представленной в 3 главе настоящей работы, правильное срабатывание РЗ не учитывается. Остальные представленные на рисунке 4-1 режимы (б, в, г) отключения элементов сети из-за работы устройства РЗ в дальнейшем рассмотрены подробно.

Устройства РЗ относительно элементов первичной схемы по защищаемому ими элементу можно разделить на устройства, защищающие непосредственно элемент и устройства, осуществляющие дальнейшее резервирование элемента. В приведенных выше режимах функционирования

«б» и «г» отключение элемента сети осуществляется резервирующими защитами, в то время как в режиме «в» защитами рассматриваемого элемента.

4.2 Метод определения длительности отключенного состояния первичного элемента, вызванного неправильным действием РЗ

Рассмотрим фрагмент ЭЭС, состоящий из $k + 1$ элементов силового оборудования $[n_0, n_1, \dots, n_k]$, каждый из которых находится под защитой m_k устройств релейной защиты. Для визуализации метода, сеть представлена на рисунке 4-2 в виде графа. Узлы графа – устройства, множество которых состоит из двух подмножеств: подмножества РЗ и подмножества устройств первичной схемы (на рисунке подмножества обозначены разными линиями). Ребра графа – шины подстанций (если соединяют первичные элементы) и контрольные кабели (в остальных случаях). В общем виде устройство по первичной схеме связано с k элементами $[n_1, \dots, n_k]$ по вторичной схеме, каждое из первичных устройств является объектом защиты для m вторичных устройств, так например, для устройства n_0 – устройств $[n_{01} \dots n_{0m}]$ соответственно. Узлы графа делятся на два типа, первичное оборудование и устройства РЗ. Каждый элемент первичного оборудования характеризуется интенсивностью возникновения на нем КЗ $\lambda_{кз}$. Каждое устройство РЗ характеризуется тремя следующими величинами: λ_l – интенсивность ложного срабатывания, $P_{нз}$ – вероятность нахождения защиты в неработоспособном состоянии, $P_{исз}$ – вероятность нахождения защиты в состоянии с возможным излишним срабатыванием. Кроме того, каждому устройству РЗ, с использованием методов теории графов присвоен дополнительный атрибут – ранг. Защитами первого ранга называются защиты непосредственно элемента первичной сети; защитами второго ранга – устройства РЗ, осуществляющие дальнейшее резервирование. Что в терминологии теории графов может быть выражено следующим образом, для любого узла из множества элементов первичной сети защитой первого ранга называется множество узлов из подмножества РЗ, длина маршрута, до которых равна 1. Защиты второго ранга

– множество узлов из подмножества РЗ, длина маршрута, до которых равна 2.

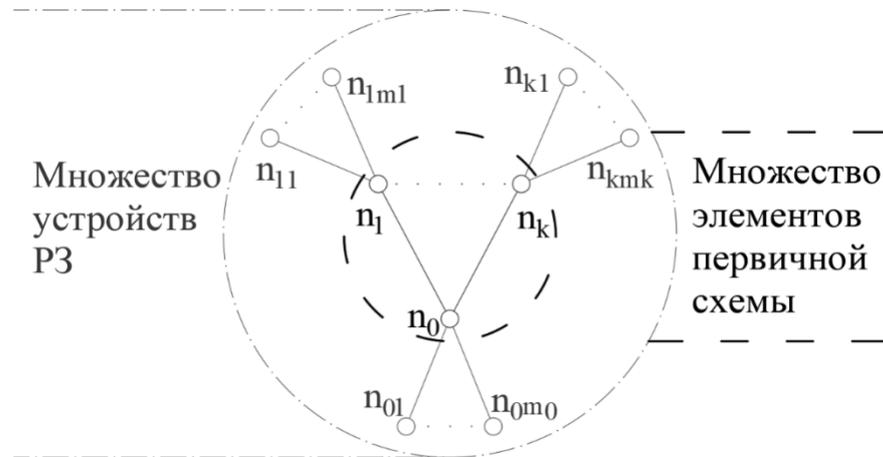


Рисунок 4-2 Граф оборудования системы.

Пусть требуется рассчитать длительность отключенного состояния первичного элемента n_0 , вызванную неправильным действием РЗ. С учетом введенных обозначений, расчетное выражение может быть записано в виде(4.1):

$$R = \left(\sum_{i=1}^{m_0} \lambda_{лн0i} + \sum_{j=1}^k \lambda_{кзj} \cdot \sum_{z=1}^{m_j} P_{нзjz} + \sum_{i=1}^{m_0} P_{исз0i} \cdot \sum_{j=1}^k \lambda_{кзj} \right) \cdot t_{on}, \quad (4.1)$$

где $\sum_{i=1}^{m_0} \lambda_{лн0i}$ – сумма вероятностей ложного срабатывания защит элемента n_0 , $\sum_{j=1}^k \lambda_{кзj} \cdot \sum_{z=1}^{m_j} P_{нзjz}$ – сумма произведений интенсивности возникновения КЗ на элементах, смежных рассматриваемому, на $\sum_{z=1}^{m_j} P_{нзjz}$ – вероятность нахождения защит смежных элементов в неработоспособном состоянии (по несрабатыванию). $\sum_{i=1}^{m_0} P_{исз0i} \cdot \sum_{j=1}^k \lambda_{кзj}$ – произведение вероятности нахождения защит устройства n_0 в неработоспособном состоянии по излишнему срабатыванию на интенсивность КЗ в смежных элементах, а t_{on} – время восстановления питания, принимаемое равным времени оперативных переключений.

Полученное значение R может быть использовано при полных расчетах структурной надежности системы, для корректировки показателя,

увеличивающего вероятность отказа первичного оборудования. В первой главе работы показано, что существующие методы расчета структурной надежности сети характеризуют РЗ приближенно, поэтому их уточнение при помощи представленной модели целесообразно.

Для обоснования технических решений используются финансовые показатели. Точное определение ущерба, вызванного потенциальным отключением потребителя математическими методами до непосредственного возникновения аварии невозможно. Основной проблемой учета последствий аварий является индивидуальность характеристик каждого потребителя в ЭЭС, в зависимости от его ответственности, категоричности и реального ущерба производству, под влиянием этих факторов, реальный ущерб от недоотпуска нескольким контрагентам одинокого количества мощности может значительно отличаться. На основании этого факта, в рамках настоящей работы принято оценивать ущерб посредством количества недоотпущенной электроэнергии. Другой проблемой, является неравномерность ущерба, возникающего при отключении равных по мощности и другим параметрам элементов в различных точках сети. Например, при отключении тупиковой линии 110 кВ, может возникнуть больший ущерб, чем при отключении одной из двух параллельных ЛЭП того же или большего класса напряжения. Это делает необходимым использование в качестве входных данных модели действительных значений недоотпуска электроэнергии, учитывающих множество факторов. Классификация существующих методов приближенного определения, ущерба от отключения силового оборудования выполнена в первой главе работы, метод пригодный для определения реальной величины ущерба вызванного отключением электросетевого элемента разработан в разделе 4.5 настоящей работы. Принято, что ущерб (U) отключения элемента, длительностью, характеризуемой величиной R , пропорционален увеличению величины среднегодового потенциального недоотпуска электроэнергии

вызываемого отключением конкретного элемента сети dW (определенному на временном интервале длительностью dt).

$$Y = R \cdot dW \quad (4.2)$$

Величина Y , получаемая согласно выражению (4.2) выражается в МВт·ч.

4.3 Допущения метода определения длительности отключений первичного элемента, вызванного неправильным действием РЗ

В настоящем разделе приведен анализ принятых моделью допущений, которые пояснены на фрагменте реальной сети. На рисунке 4-3 приведена схема двухцепной линии с двусторонним питанием, к каждой цепи линии подключено две отпаечные ПС.

Вершины, принадлежащие к множеству элементов первичной схемы – протяженные элементы, нуждающиеся в защите. Связи – вершины в классическом представлении энергосистемы (например шины ПС). В подмножестве устройств РЗ вершины – непосредственно устройства РЗ, а ребра, соединяющие два подмножества – цепи отключения.

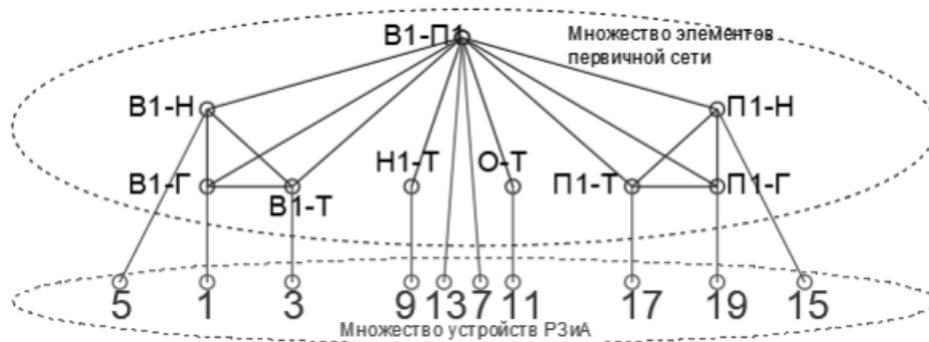


Рисунок 4-3 Граф оборудования сети

В результате принятых допущений моделью в явном виде не учитываются следующие характерные особенности комплекса РЗ:

1) Наличие горизонтальных связей между терминалами РЗ, в том числе – каналов передачи информации;

- 2) Наличие защит не только протяженных элементов, но и узлов, например, ДЗШ;
- 3) Наличие абсолютно селективных защит, таких как ДФЗ, ДЗЛ и ДЗШ;
- 4) Наличие дальнего резервирования посредством защит, ранг которых больше двух;
- 5) Одновременное появление двух случайных событий вероятно, а появление одновременно 3х и более событий, например, отказа защит дальнего резервирования при отказе защит элемента и возникновении короткого замыкания не учитываются;
- 6) Возможность неправильного расчета и задания уставок устройств РЗ, т.е. соответствие устройства требованиям чувствительности и селективности.

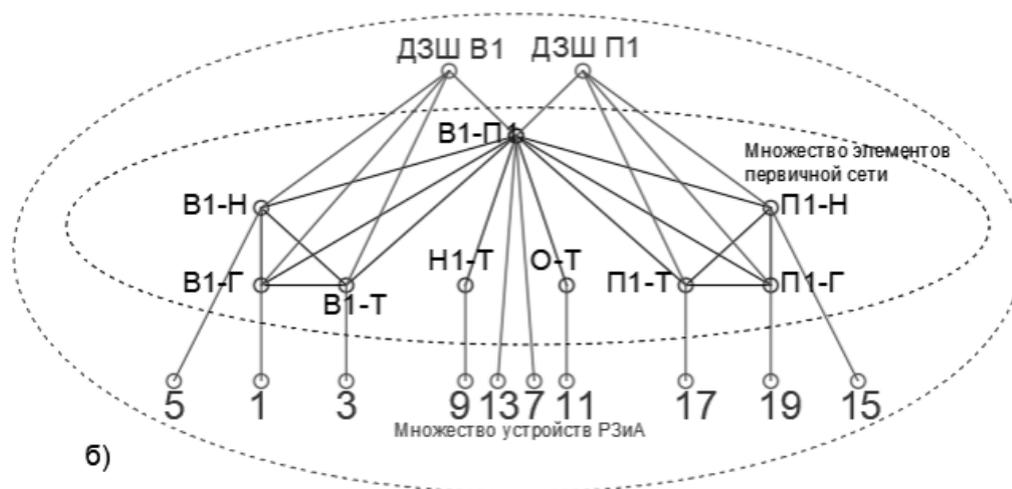


Рисунок 4-4 Граф оборудования сети с учетом защит узлов

Учет каналов передачи информации выполнен неявно, с помощью корректировки вероятности отказа защит, чем частично объясняется первое принятое допущение. Кроме того, защиты связанные посредством канала связи, который в явном виде не учитывается отключают защищаемый элемент целиком, т.е. замещают реализуемую каналом функцию передачи команд. Учет внутри-объектных связей между устройствами РЗ связан с большим количеством проблем, однако реализуем посредством усложнения модели, описанной в предыдущих разделах работы.

Реализация защиты узлов энергосистемы посредством рассматриваемого метода принципиально возможна, для чего необходимо разделение устройств по объему отключаемой нагрузки. Так, например, дифференциальная защита шин (ДЗШ) может рассматриваться как защита, воздействующая на все первичные элементы одновременно, что показано на рисунке 4-4

При необходимости использования рассматриваемого метода, для таких элементов, как ДЗШ, возникает вопрос учета абсолютно селективного характера функционирования. В этом случае метод должен быть усложнен для учета отсутствия резервирования защит смежных ЛЭП, посредством ДЗШ в нормальном режиме и возможности ее излишней работы при внешнем КЗ. Решение описанной проблемы может быть достигнуто путем усложнения метода адаптивным исключением вклада режима б в выражение (4.1). Для этого узлам такого типа необходим дополнительный атрибут, исключающий их из цикла расчета при вычислении указанной составляющей.

При необходимости и наличии потребности в детализации расчетов возможен учет резервирования и с помощью РЗ, ранг которых для рассматриваемого элемента больше двух. Внесение изменений в математическую составляющую метода при этом не требуется, изменяется лишь размерность. Выражение (4.1) увеличивается на один радикал с увеличением ранга на единицу.

Пятое допущение является всеобщим и свойственно большинству методов анализа энергосистем. Учет каскадных аварий является задачей, требующей отдельного рассмотрения и интеграции метода с моделью надежности силового оборудования.

Возможность неправильного расчета и задания уставок устройств РЗ, имитировать крайне сложно, так как в случае некорректных уставок функционирование устройства может быть непредсказуемо. Допустимость настоящей погрешности обеспечивается также отсутствием в литературе методов по ее устранению.

В результате анализа принятых допущений можно сделать вывод, что большинство из них преодолимо путем усложнения метода. В рамках настоящего раздела предложены направления усложнения метода, которые могут быть исследованы в дальнейшем.

4.4 Апробация метода определения длительности отключенного состояния первичного элемента, вызванного неправильным действием РЗ на примере простейшей сети

В разделе **Ошибка! Источник ссылки не найден.** описан состав и топология графа оборудования системы, используемого при расчетах показателей надежности. Рассмотрим его получение на примере простейшей схемы, состоящей из трех последовательно соединенных ЛЭП.

Процесс преобразования исходных данных к виду требуемого графа представлен на рисунке 4-5, где серым обозначены номера узлов в традиционном понимании, соответствующие номерам ЛЭП [90], а черным – номера узлов в понимании разработанного метода. Информация традиционно используемой таблицы «узлы» в расчете надежности малоприменима, для таблицы «ветви» выполняется преобразование, протяженных элементов в узлы. Преобразование схемы и расчеты с использованием разработанного метода реализованы при помощи программного кода, разработанного в среде MatLab. Фрагмент кода приведен в приложении В к настоящей работе.

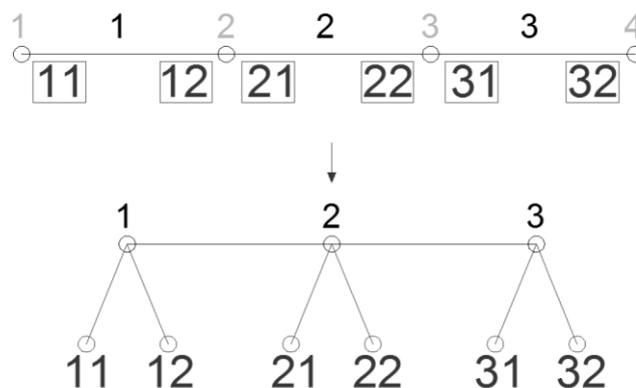


Рисунок 4-5 Процесс преобразования исходной схемы.

Исходные данные, включая показатели надежности отдельных элементов оборудования и топологию схемы, приведены в таблицах 4.1, 4.2. Показатели надежности всех устройств РЗ для наглядности приняты одинаковыми.

Для каждого элемента первичного оборудования, на основании методов теории графов, определяется ранг всех связанных с ним устройств РЗ, результаты занесены в таблицу. Ранг конкретного устройства РЗ, как следует из его определения, вычисляется по длине маршрута до него от силового элемента по ребрам графа на рисунке 4-5.

На основании сформированных групп устройств РЗ по признаку ранга, с использованием выражения (4.1) определяется Risk отключения элемента вызванный отказом устройств РЗ.

Таблица 4.1 – Топология первичной схемы

№	1	2	3
Смеж узлы	2	[1 3]	2
1p	[11 12]	[21 22]	[31 32]
2p	[21 22]	[11 12 31 32]	[21 22]
S, МВА	85	55	30
$\lambda_{кз}$, 1/год	0,15	0,2	0,01
Risk, ч	0,065	0,049	0,033
У, МВА·ч	5,5	2,7	1
У _{уз} , МВА·ч	8,2	9,2	3,7

Таблица 4.2 – Характеристики надежности терминалов РЗ

№терм	Защ. элемент	$P_{нз}$	$\lambda_{д}$, 1/год
11	1	0,04	2,00E-13
12	1	0,04	2,00E-13
21	2	0,04	2,00E-13
22	2	0,04	2,00E-13
31	3	0,04	2,00E-13
32	3	0,04	2,00E-13

Пример расчета по ранее описанному алгоритму приведен в выражении (4.3), представляющем собой частный случай выражения (4.1).

$$R = \left(\begin{aligned} &\lambda_{л21} + \lambda_{л21} + (P_{нз11} + P_{нз12}) \cdot \lambda_{кз1} + \\ &+(P_{нз31} + P_{нз32}) \cdot \lambda_{кз3} + \\ &+(P_{нз21} + P_{нз22}) \cdot (\lambda_{кз1} + \lambda_{кз3}) \end{aligned} \right) \cdot t_{он} \quad (4.3)$$

В выражении (4.3) фигурируют величины, характеризующие устройства РЗ, защищающие смежные элементы первичной схемы (в данном случае –

защиты линий 1 и 3), поэтому можно сказать, что замена устройства РЗ влияет не только на R защищаемого элемента, но и на R смежных с ним элементов сети.

На основании полученного значения R , по выражению (4.2), с учетом допущения равенства dW половине мощности протекающей по ЛЭП, определяется U . Для учета влияния замены РЗ рассматриваемого элемента на смежные введено понятие U_{yz} – величины, представляющей собой сумму значений U элементов первичной сети смежных с рассматриваемым, т.е. общее значение недоотпущенной электроэнергии, вклад в которое вносят защиты рассматриваемого элемента. Эту величину удобно использовать для определения полного изменения U системы, вызываемого неправильными действиями РЗ под влиянием того или иного целевого воздействия.

Результаты расчета R для упрощенной схемы сети показали, что вклад отказов РЗ в R максимален для линии 1, поэтому первоочередным направлением вектора целевых воздействий является РЗ линии 1. Такой результат, при равенстве вероятности неработоспособного состояния защит вызван наибольшим значением $\lambda_{кз}$, а также большим значением $\lambda_{кз}$ смежной линии 2. Максимальный R , и U зафиксированы на линии 1, так как элемент 1, кроме меньшей надежности с точки зрения РЗ характеризуется большим значением протекающей мощности. На основании перечисленных факторов, линия 1 является наиболее ответственной с точки зрения реализации на ней устройств РЗ. С другой стороны, максимальное значение U_{yz} получено для элемента 2, так как неисправность его РЗ может оказывать отрицательное влияние на три элемента системы.

Определение наиболее ответственного с точки зрения РЗ элемента позволяет посредством неравномерного распределения надежности устройств РЗ, путем установки более надежных устройств в отдельных точках системы увеличить результирующую надежность сети в целом.

4.5 Определение недоотпуска вызванного отключением элемента первичной схемы

В рамках настоящего раздела решается задача по определению недоотпуска, вызванного отключением элемента электрической сети. Отключение элемента может привести к недоотпуску электроэнергии напрямую или косвенно. Напрямую недоотпуск формируется, в случае если отключаемый элемент был единственным источником мощности для питаемого элемента. Под косвенным понимается увеличение потенциального недоотпуска вследствие снижения надежности сети на время восстановления работоспособности элемента.

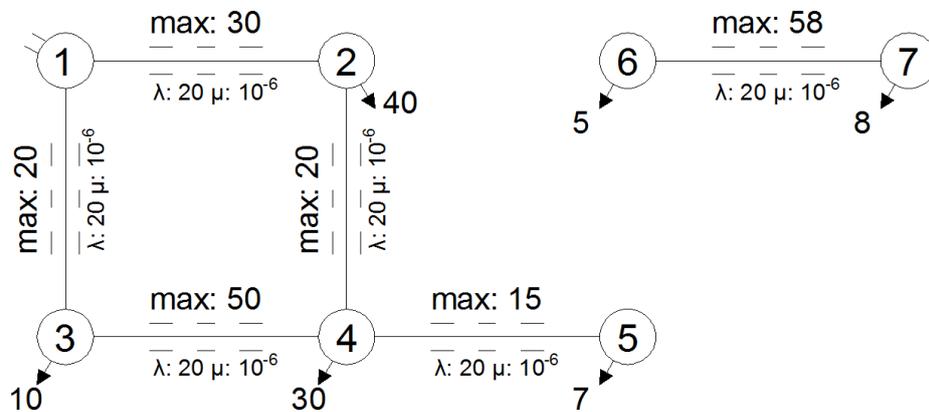


Рисунок 4-6 Схема рассматриваемого фрагмента ЭЭС

На примере схемы электрической сети, на рисунке 4-6, причины возникновения недоотпуска классифицированы на группы по возникающим последствиям:

4.5.1 Определение недоотпуска вызванного выделением участка ЭЭС на изолированную работу

Если на изолированную работу выделяется нагрузочный узел, возникает недоотпуск электроэнергии потребителю, питающемуся от обесточенного узла в количестве, определяемом согласно выражению (4.4).

$$\Delta \mathcal{E} = (P_H - P_C) \cdot t \quad (4.4)$$

В случае если на изолированную работу выделяется несколько узлов, объединенных ветвями в локальную систему, должны быть рассмотрены

варианты достаточности и дефицита генерирующей мощности. В случае достаточности генерирующей мощности в изолированной системе недоотпуска не возникает. Пример участка сети выделенного на изолированную работу без формирования недоотпуска приведен на рисунке 2. Важным особенностью является то, что в целях решения задач надежности в качестве мощности генераторов целесообразно использовать её максимальные значения, что ведет к несоблюдению теории принятой при расчете электрических режимов в энергосистемах. В общем виде условие отсутствия недоотпуска может быть записано в форме выражения (4.5).

$$\sum_{i=0}^n P_{i_z} \geq \sum_{i=0}^n P_{i_n}, \quad (4.5)$$

где n -количество узлов в компоненте связности, P_{i_z} – максимальная мощность генерации установленной в i узле, P_{i_n} – нагрузочная мощность i узла.



Рисунок 4-7 Схема участка ЭЭС, выделение на изолированную работу которого не приводит к формированию недоотпуска

В. В выделенной на изолированную работу системе возникает недостаток генерирующей мощности, что приводит к недоотпуску электроэнергии. Частный случай описанного приведен на рисунке 4-8.



Рисунок 4-8 Схема сети участка ЭЭС, выделение на изолированную работу которого приводит к формированию недоотпуска

В общем виде недоотпуск может быть определен согласно выражению (3).

$$\Delta \mathcal{E} = \left(\sum_{i=0}^n P_{i_n} - \sum_{i=0}^n P_{i_z} \right) \cdot t, \quad (4.6)$$

4.5.2 Определение недоотпуска электроэнергии вызванного перегрузкой элементов ЭЭС

Условие, записываемое в виде выражения (4.5) не является достаточным условием отсутствия недоотпуска в системе, также для отсутствия недоотпуска необходимо не превышение протекающей по всем элементам схемы мощности, максимально допустимой.

А. Наиболее точным методом проверки этого условия является расчет электрического режима в каждой компоненте связности схемы с определением численных значений перетоков мощности. Полученный в результате недоотпуск может быть записан с помощью выражения (4.21):

$$\Delta \mathcal{E} = (P_l - P_{lmax}) \cdot t, \quad (4.7)$$

где P_l – переток мощности по ЛЭП в рассматриваемом режиме, P_{lmax} – максимально допустимая величина мощности, передаваемая по линии.

Б. С целью минимизации расчетов и перегрузки алгоритма излишними параметрами, в рамках решения задачи надежности был принят упрощенный метод расчета недоотпуска. Так как целью раздела является не анализ режимной надежности, а оценка недоотпущенной потребителю электроэнергии, из полученной схемы сети выделяются радиальные элементы и расчет производится только для них. Допустимость сказанного подтверждается требованием устойчивости схемы при отказах типа N+1.

На рисунке 4-9 для определения метода расчета приведен участок тестовой схемы, поясняющий

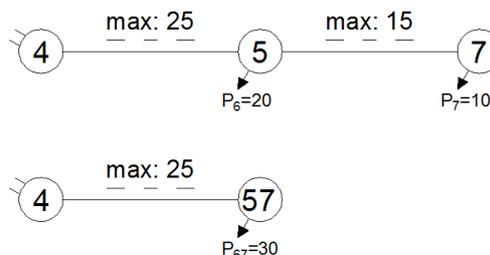


Рисунок 4-9 Преобразование последовательной схемы для определения недоотпуска

Узел 7 является тупиковым, питающим нагрузку $P_7=10$ МВт, допустимый переток по ВЛ 5-7 $P_{5-7\text{дон}}=15$ МВт, то есть элемент выдерживает протекающую мощность P_7 . На участке 4-5 допустимый переток по ВЛ $P_{4-5\text{дон}}=25$ МВт, что меньше суммарной нагрузочной мощности узлов 5 и 7 $P_{57}=30$. Недоотпуск, вызванный перегрузом линии в рассмотренном примере определяется по выражению (4.8):

$$\Delta \mathcal{E} = (\min P_{\max} - \sum_{i=0}^n (P_{in})) \cdot t, \quad (4.8)$$

где $\min P_{\max}$ – минимальное значение допустимого перетока в последовательном участке сети, а $\sum_{i=0}^n (P_{in})$ – суммарная нагрузка последовательного участка цепи.

В. В случае, если рассматриваемый узел не является тупиковым расчет недоотпущенной энергии выполняется по выражению (6), если получаемое по нему значение положительно.

$$\Delta \mathcal{E} = (P_{ni} - \sum_{j=0}^m (P_{maxij})) \cdot t, \quad (4.9)$$

где P_{ni} – нагрузка узла, m – количество ветвей смежных с i узлом.

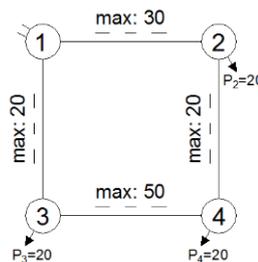


Рисунок 4-10 Определение недоотпуска по причине перегрузки в кольцевой схеме ЭЭС

В качестве примера рассмотрим узел 2 на рисунке 4-10, выражение (4.8) для него можно переписать в виде (4.10).

$$\begin{aligned} \Delta \mathcal{E} &= (P_2 - P_{\max 1-2} - P_{\max 2-4}) \cdot t = \\ &= (20 - 30 - 20) \cdot 1 = -30 = 0 \text{ МВт} \cdot \text{ч} \end{aligned} \quad (4.10)$$

В данном случае недоотпуск по причине перегрузки отсутствует, в противном случае недоотпуск по системе должен быть увеличен на величину, полученную в результате расчета по выражению (4.8).

4.5.3 Алгоритмизация метода определения недоотпуска вызванного отключением элемента первичной схемы

Реализация метода выполнена посредством языка программирования Python, программный код приведен в приложении Г к настоящей работе. На первом этапе реализован сбор исходных данных, для чего применена традиционно используемая для моделирования объектов энергетики структура представления информации: таблицы узлов и ветвей. Данные, формализованные для приведенной на рисунке X тестовой схемы приведены в таблицах 1, 2.

Таблица 4.3 – Таблица узлов

№у	$P_{нагр}$, МВт	$P_{ген}$, МВт
1	0	999999
2	40	0
3	10	0
4	30	0
5	7	0

Таблица 4.4 – Таблица ветвей

BN	EN	$P_{доп}$	Вкл./откл.	λ , 1/час	μ , 1/час
1	2	30	1	0.000001	0.3
1	3	20	1	0.000001	0.3
3	4	50	1	0.000001	0.3
2	4	20	1	0.000001	0.3
4	5	15	1	0.000001	0.3
6	7	58	1	0.000001	0.3

где №у – номер узла, $P_{нагр}$ – мощность нагрузки в МВт, $P_{ген}$ – мощность генерации в узле в МВт. Модель ЭЭС характеризуется достаточной степенью приближения, так как в ней применяется Р модель генератора вместо традиционно используемой в программах расчета режимов QV моделей. BN – номер узла начала ветви, EN – номер узла конца ветви, $P_{доп}$ – допустимый переток по элементу сети в МВт, Вкл./откл. – состояние ветви

(включена/отключена), λ и μ – интенсивность отказа и восстановления элемента соответственно.

Решение задачи состоит из двух частей:

- определение недоотпуска;
- моделирование ненадежных элементов.

4.5.4 Алгоритм определения недоотпуска электроэнергии

На первом этапе созданы функции, позволяющие определить недоотпуск в конкретной схеме на основании системы правил, приведенных в разделах 4.5.1, 4.5.2.

Частным случаем недоотпуска в ЭЭС в результате отключения силового оборудования является недоотпуск в компоненте связности. На первом шаге алгоритма с учетом включенного и отключенного состояния элементов формируется список смежности (AdjList). Под списком смежности понимается способ представления графа в виде коллекции списков вершин: каждой вершине графа соответствует список, состоящий из «соседей» этой вершины. В качестве примера, в таблице 4.15 приведен список смежности, соответствующий сети на рисунке 4-6.

Таблица 4.5 – Список смежности

Узел	Смежен к узлам
1	2,3
2	1,4
3	1,4
4	3,2,5
5	4
6	7
7	6

На основании сформированного списка смежности происходит определение компонент связности графа. Под компонентой связности понимается максимальный связный подграф графа. Блок-схема рекуррентного алгоритма приведена на рисунке 4-11. Для инициализации алгоритма необходимы следующие данные:

- узел(n) для которого требуется определить группу связности;

- список смежности (AdjList).

Принцип составления списков смежности основан на заполнении матрицы посещенных узлов visited:

- элементы матрицы visited принимают значение True, если алгоритм ранее посещал данный узел и False если – нет.

Выходные данные алгоритма формируются в виде матрицы связности V:

- элементами матрицы V являются элементы, уже включенных в компоненту связности графа.

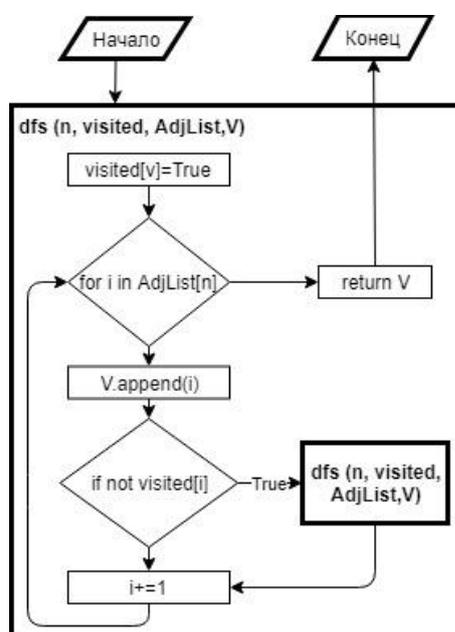


Рисунок 4-11 Определение компонент связности графа

Для рассматриваемого примера алгоритм определит две компоненты связности:

- группа связности № - 1[1, 2, 4, 3, 5];
- группа связности № - 2[6, 7].

Расчет недоотпуска производится в каждой компоненте связности отдельно. В рассматриваемом случае в 1й группе связности недоотпуска нет, во второй недоотпуск равен 3 МВт.

Частным случаем недоотпуска в ЭЭС в результате отключения силового оборудования является недоотпуск в связи с перегрузом линии/оборудования.

Если узел является тупиковым, о чем свидетельствует наличие единственного связанного с ним узла в AdjList, то его мощность складывается с мощностью смежного с ним, а из допустимых мощностей по линиям выбирается минимальная.

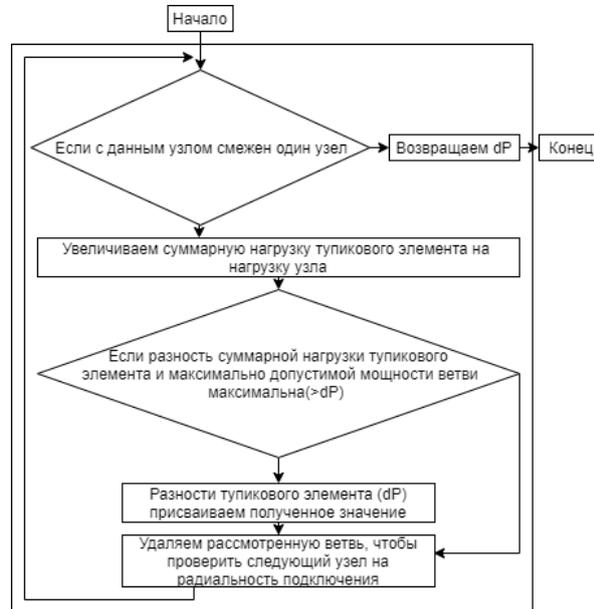


Рисунок 4-12 Определение недоотпуска по ЛЭП

Недоотпуск в связи с перегрузом вычисляется следующим образом: если сумма допустимых перетоков по линиям смежным с узлом меньше недостатка мощности в нем, то недоотпуск определяется по выражению (4.11).

$$dP = \sum_{i=0}^n P_{max} - (P_{нагр} - P_{ген}), \quad (4.11)$$

4.5.5 Моделирование ненадежных элементов ЭЭС

В справочниках по надежности статистическая информация обычно приводится в форме интенсивности, однако использование интенсивности при моделировании менее удобно по сравнению с моделированием вероятностей.

Для осуществления перехода от интенсивности к вероятности ненадежный элемент можно рассмотреть с помощью математического аппарата марковских цепей, как систему, для которой возможны только 2 состояния – работа и отказ. Под отказом будем понимать – отключенное состояние ветви. Диаграмма состояний подобной простейшей системы приведена на рисунке 4-13.

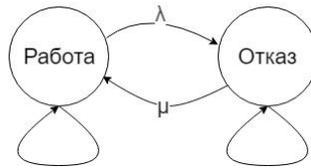


Рисунок 4-13 Модель ненадежного силового элемента

где λ - интенсивность потока отказа; μ - интенсивность потока восстановления.

На основании известных интенсивностей переходов составляется матрица L , результат транспонирования которой приведен в выражении (4.12).

$$L^T = \begin{bmatrix} -\lambda & \lambda \\ \mu & -\mu \end{bmatrix}^T = \begin{bmatrix} -\lambda & \mu \\ \lambda & -\mu \end{bmatrix}, \quad (4.12)$$

Система уравнений получаемая при приравнении L^T невязке равной 0 является вырожденной, для возможности ее решения последняя строка заменяется условием равенства суммы вероятностей 1. Искомая система принимает вид дополненной матрицы (4.13).

$$\left[\begin{array}{cc|c} -\lambda & \mu & 0 \\ 1 & 1 & 1 \end{array} \right], \quad (4.13)$$

Решение системы обеспечивается путем вычисления выражения (4.14).

$$\begin{bmatrix} P_p \\ P_o \end{bmatrix} = (L^T)^{-1} \cdot \begin{bmatrix} 0 \\ 1 \end{bmatrix}, \quad (4.14)$$

Далее необходимо выполнить оценку последствий отключения элемента для ЭЭС. Под отключением элемента здесь понимается его незапланированное отключение по причине неисправности любого вида: первичное оборудование, РЗ, природные причины и т.д.

Для учета ранее введенных прямых и косвенных последствий, для системы с учетом отключения элемента сети выполняется моделирование с учетом ненадежности остающихся в работе элементов сети, определяется среднее значение недоотпуска и умножается на длительность отключения элемента.

4.5.6 Апробация метода определения недоотпуска вызванного отключением элемента первичной схемы

В качестве иллюстрации работы программного продукта, реализующего описанные в разделах 4.5.1 – 4.5.4 методы, приведено решение следующей задачи: для сети на рисунке 4-6 требуется определить недоотпуска вызванный отключением ветви 2-4. Необходимо отметить, что исходная схема является дефицитной в части узлов 6 и 7, это необходимо для лучшей иллюстрации предложенного алгоритма.

```

Список связности: [[2, 3], [1], [1, 4], [3, 5], [4], [7], [6]]
Группа связности № - 1[1, 2, 3, 4, 5]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 0
Группа связности № - 2[6, 7]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 13
Недоотпуск всвязи с перегрузом: 10
Недоотпуск всвязи с перегрузом: 27
Суммарный недоотпуск по ветвям в группе связности: 37

```

Суммарный недоотпуск за итерацию: 50 МВт

```

На 4 итерации состояние ветви:1 - 2 изменено на: 0
Список связности: [[3], [], [1, 4], [3, 5], [4], [7], [6]]
Группа связности № - 1[1, 3, 4, 5]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 0
Группа связности № - 2[2]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 40
Группа связности № - 3[6, 7]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 13
Недоотпуск всвязи с перегрузом: 27
Суммарный недоотпуск по ветвям в группе связности: 27

```

Суммарный недоотпуск за итерацию: 80 МВт

```

На 5 итерации состояние ветви:1 - 2 изменено на: 1
Список связности: [[2, 3], [1], [1, 4], [3, 5], [4], [7], [6]]
Группа связности № - 1[1, 2, 3, 4, 5]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 0
Группа связности № - 2[6, 7]
Недоотпуск по компоненте связности в МВт= 13
Недоотпуск всвязи с перегрузом: 10
Недоотпуск всвязи с перегрузом: 27
Суммарный недоотпуск по ветвям в группе связности: 37

```

Суммарный недоотпуск за итерацию: 50 МВт

Задача решена - суммарный недоотпуск: 530 МВт*ч

Рисунок 4-14 Определение суммарного недоотпуска

Вывод алгоритма, представленный на рисунке 4-14 содержит следующую информацию: список связности исходной сети, которая, как выявлено, состоит из двух групп связности, причем первая является условно сбалансированной и не имеет недоотпуска вызванного недостатком генерации. Однако, в результате недостаточной пропускной способности ЛЭП формируется недоотпуск по ЛЭП, а именно: допустимая нагрузка ветви 1-2 составляет 30

МВт, в то время как нагрузка в узле 2 – 40 МВт, т.е. пропускной способностью ЛЭП 1-2 вызван недоотпуск 10 МВт. Линия 4-5 обеспечивает питание нагрузки в узле 5, также, как и линия 3-4 узла 4. Однако допустимая нагрузка, линия 1-3 меньше суммарной нагрузки узлов 3,4,5 на 27 МВт. Суммарный недоотпуск по первой компоненте связности составляет $\Delta P_1 = 37(\text{МВт})$.

Для второй компоненты связности, как не имеющей собственной генерации, характерен недоотпуск электроэнергии величиной 13 МВт, что соответствует суммарной нагрузке узлов 6 и 7. Так как перетоки мощности отсутствуют, их проверка на допустимость не осуществляется. Суммарный недоотпуск по второй компоненте связности составляет $\Delta P_2 = 13(\text{МВт})$.

Суммарный недоотпуск для исходной схемы сети определяется согласно выражению (4.15):

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 37 + 13 = 50 \text{ (МВт)}, \quad (4.15)$$

В исходном состоянии схема существовала 4 итерации расчета, каждой из которых соответствует 1 часу времени, после чего в результате случайного события - отключения ветви 1-2 произошло изменение топологии сети, приведшее к образованию еще одной группы связности – узла 2, с недоотпуском равным его нагрузке – 40 МВт. Суммарный недоотпуск с учетом произошедшего отключения равен 80 МВт.

Произошедшее на 5й итерации восстановление схемы вернуло ее в первоначальное состояние. Суммарная величина недоотпущенной электроэнергии за 10 итераций расчета составляет 530 МВт·ч.

4.5.7 Апробация метода определения недоотпуска электроэнергии вызванного отключением элемента первичной схемы на примере схемы IEEE14

Для достоверизации алгоритма выполнена его апробация на схеме IEEE 14 [91]. Схема сети, на которой обозначены номера узлов и линий приведена на рисунке 4-15.

Первым этапом, апробации алгоритма является сбор данных. Ключевыми параметрами необходимыми для решения поставленной задачи являются интенсивность отказа ЛЭП и трансформаторов. Протяжённость ЛЭП условиями исходной модели не определяется, поэтому использованы расчетные значения [92]. Результирующие показатели надежности заданы в соответствии с статистическими данными о величине удельных значений интенсивностей отказа [93], полученные параметры надежности ЛЭП приведены в таблице 4.6. Номинальное значение напряжения силовых трансформаторов в рассматриваемой схеме – 220 кВ, на основании чего по имеющимся статистическим данным [13] значение их интенсивности отказов принято равной $\lambda = 0,02$ 1/год.

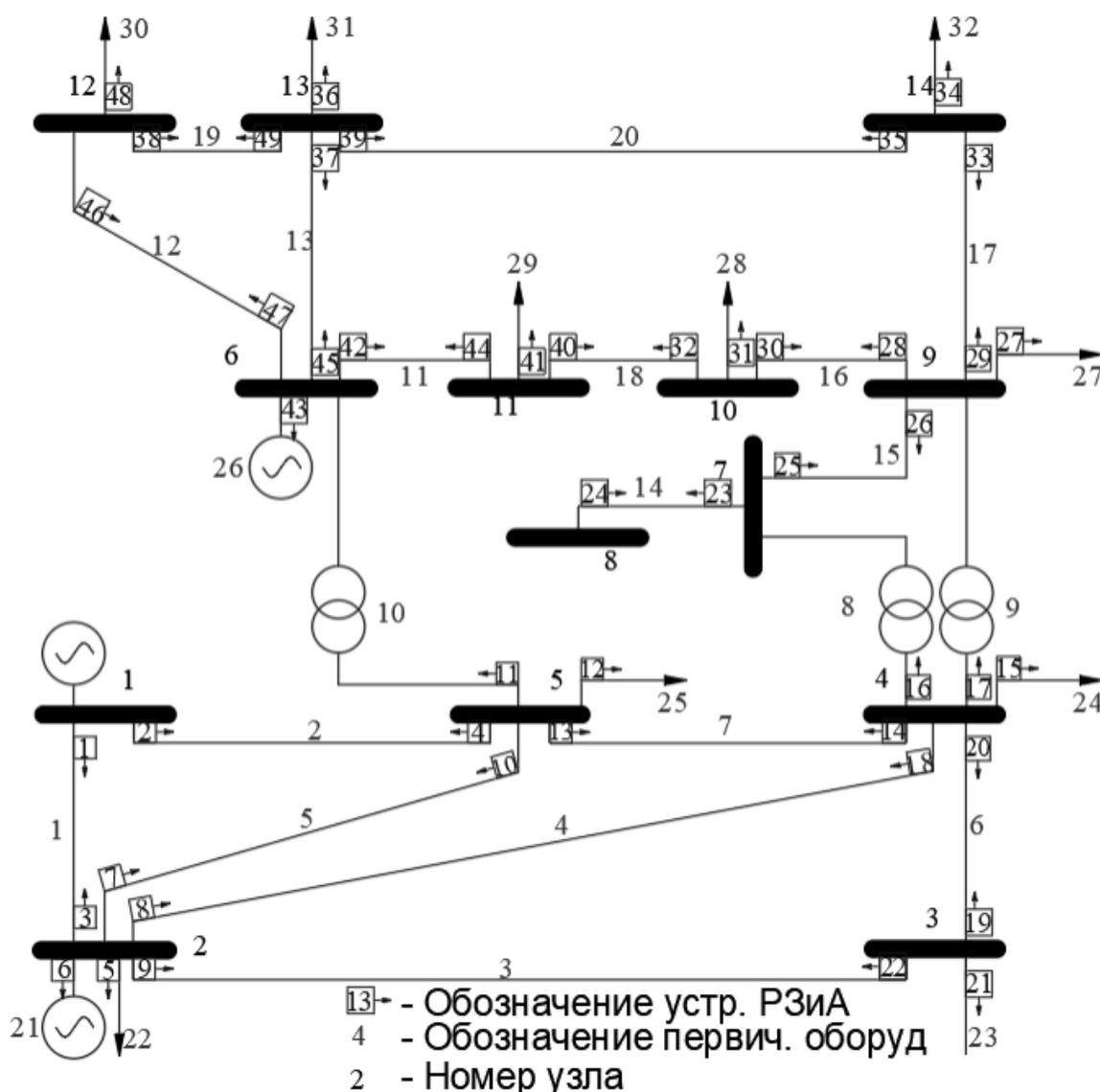


Рисунок 4-15 Тестовая схема IEEE 14 с обозначением моделируемых защит

Длительно допустимое значение мощности, протекающее через трансформатор, определяется согласно выражению (4.16) и составляет 148,75 МВт (α принято равным 85°).

$$P_{\text{допТ}} = 1,4 \cdot S_{\text{номТ}} \cdot \cos(\alpha), \quad (4.16)$$

Принято, что ВЛ 220кВ выполнены проводом АС-400/18, а ВЛ 110 кВ – АС-120/19, на основании чего определена величина длительно допустимой мощности ЛЭП [94].

Таблица 4.6 – Параметры ЛЭП

У.н.	У.к.	Длина, км	U, кВ	λ_y , 1/год. на 100 км	λ	t_b , ч	$P_{\text{доп}}$, МВт
1	2	22,50	230	0,5	0,113	15,2	301
1	5	84,9	230	0,5	0,425	15,2	301
2	3	75,4	230	0,5	0,377	15,2	301
2	4	67	230	0,5	0,335	15,2	301
2	5	66,3	230	0,5	0,332	15,2	301
3	4	65,1	230	0,5	0,326	15,2	301
4	5	16	230	0,5	0,080	15,2	301
6	11	75,8	115	1,3	0,985	14,5	68,7
6	12	97,5	115	1,3	1,268	14,5	68,7
6	13	49,5	115	1,3	0,644	14,5	68,7
7	8	67	115	1,3	0,871	14,5	68,7
7	9	41,9	115	1,3	0,545	14,5	68,7
9	10	32,2	115	1,3	0,419	14,5	68,7
9	14	103	115	1,3	1,339	14,5	68,7
10	11	73,1	115	1,3	0,950	14,5	68,7
12	13	76,2	115	1,3	0,991	14,5	68,7
13	14	133	115	1,3	1,729	14,5	68,7

На основании исходных данных, представленных в таблице 4.6 и ранее в текстовой части работы, для схемы сети на рисунке 4-15 проведена симуляция режима работы в течение 100 летнего периода (876 000 ч). В ходе моделирования выполнен расчет потенциального недоотпуска электроэнергии, согласно методике разработанной в разделах 4.5.1 - 4.5.6 настоящей работы. В результате получено среднее годовое значение

недоотпуска электроэнергии равное 19,4 МВт·ч в год. Однако указанное значение не позволяет охарактеризовать сеть как надежную или напротив – ненадежную. Полученные значения недоотпуска, при условии отключения отдельных элементов основного оборудования, приведены в таблице 4.8. Результаты расчета подтверждаются качественным анализом фрагмента исходной ЭЭС: в которой отсутствуют, питаемые по одной линии тупиковые элементы, тем самым недоотпуск формируется только в случае одновременного отказа двух элементов сети. Вероятность такого события, по причине малости величин интенсивностей КЗ, приведенных в таблице 4.6 невелика, потому полученное значение недоотпуска ожидаемо.

Таблица 4.7 – Таблица Nodes

№у	P_{nagr}	P_{gen}
1	0	999999
2	22	40
3	94	0
4	48	0
5	8	0
6	11	0
7	0	0
8	0	0
9	30	0
10	9	0
11	4	0
12	6	0
13	14	0
14	15	0

Важным преимуществом рассматриваемой схемы является малая загруженность сетевых элементов, любая линия может выдержать нагрузку смежного с ней узла без перегрузки оборудования. Результаты приведенные в таблице 4.8 используются для численного анализа, выполненного в разделе 4.8 работы.

Таблица 4.8 – Влияние отключения элементов на надежность сети

Отключенный в исходной схеме элемент	ΔW , МВт·ч/год (среднее за 100 лет)	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год
1 - 2	8252,7	8233,3

1 - 5	3252,0	3232,6
2 - 3	4183,0	4163,6
2 - 4	22,1	2,7

Продолжение таблицы 4.8

Отключенный в исходной схеме элемент	ΔW , МВт·ч/год (среднее за 100 лет)	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год
2 - 5	40,9	21,5
3 - 4	2860,9	2841,5
4 - 5	47,6	28,2
4 - 7	0	0
4 - 9	28,2	8,8
5 - 6	40,9	21,5
6 - 11	99,6	80,2
6 - 12	130,4	111
6 - 13	40,9	21,5
7 - 8	9,8	0
7 - 9	63	43,6
9 - 10	184,5	165,1
9 - 14	185,1	165,7
10 - 11	113,6	94,2
12 - 13	75,8	56,4
13 - 14	165,8	146,4

Для большей наглядности и удобства качественного анализа, нагрузки узлов сети увеличены в 3,5 раза. Таблицы Nodes и Brunches с учетом допущения об увеличении нагрузки приведены в таблицах 4.9,

Таблица 4.10.

Таблица 4.9 – Таблица Nodes

№у	$P_{нагр}$	$P_{ген}$
1	0	999999
2	89	163
3	383	0
4	196	0
5	32	0
6	44	0
7	0	0
8	0	0
9	122	0
10	36	0
11	16	0
12	24	0

13	57	0
14	61	0

Таблица 4.10 – Таблица Branches

У.н.	У.к.	$P_{\text{доп}}$, МВт	λ , 1/час	μ , 1/час
1	2	301	0,000013	0,065789
1	5	301	0,000048	0,065789
2	3	301	0,000043	0,065789
2	4	301	0,000038	0,065789
2	5	301	0,000038	0,065789
3	4	301	0,000037	0,065789
4	5	301	0,000009	0,065789
4	7	69	0,000002	0,012500
4	9	69	0,000002	0,012500
5	6	69	0,000002	0,012500
6	11	69	0,000112	0,068966
6	12	69	0,000145	0,068966
6	13	69	0,000073	0,068966
7	8	69	0,000099	0,068966
7	9	69	0,000062	0,068966
9	10	69	0,000048	0,068966
9	14	69	0,000153	0,068966
10	11	149	0,000108	0,068966
12	13	149	0,000113	0,068966
13	14	149	0,000197	0,068966

С использованием данных, таблиц Nodes и Branches повторно выполнена симуляция 100-летнего периода, в течение которого оценен недоотпуск вызванный ненадежностью сети. В результате получено среднее годовое значение недоотпуска электроэнергии равное 1066 МВт·ч в год, что значительно больше полученной ранее величины, разница в большей мере обоснована невозможностью питания третьего узла системы по одной линии без ее перегруза.

Полученная ситуация признана реалистичной, следующим шагом оценки надежности сети является расчёт влияния отключения электросетевых элементов на итоговый недоотпуск. Для определения его величины,

выполнена серия последовательных расчетов с использованием модели, в каждом из которых изменено исходное состояние одного сетевого элемента с состояния «включен», на состояние «отключен», результаты которого представлены в виде таблицы 4.11.

Таблица 4.11 – Влияние отключения элементов на надежность сети

Отключенный в исходной схеме элемент	ΔW , МВт·ч/год (среднее за 100 лет)	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год
1 - 2	4879	3813
1 - 5	2450	1384
2 - 3	720175	719109
2 - 4	1139	73
2 - 5	820	0
3 - 4	721944	720878
4 - 5	656	0
4 - 7	492	0
4 - 9	738	0
5 - 6	1148	82
6 - 11	1594	528
6 - 12	2952	1886
6 - 13	5253	4187
7 - 8	914	0
7 - 9	984	0
9 - 10	2146	1080
9 - 14	2916	1850
10 - 11	1394	328
12 - 13	2960	1894
13 - 14	2283	1217

В столбце dW таблицы приведены абсолютные значения недоотпущенной электроэнергии. В столбце $\Delta W_{изм}$ определено значение превышения недоотпуска в схеме с учетом отключенного элемента по сравнению с исходной схемой. Значению 0 в столбце $\Delta W_{изм}$ соответствует ситуация снижения недоотпуска, однако в связи с тем, что полученные снижения укладываются в погрешность в дальнейшем для упрощения они не рассматриваются. Для дальнейшего анализа, результаты отсортированы по убыванию недоотпуска и представлены в таблице 4.12.

Таблица 4.12 – Рейтинг влияния элементов на надежность сети

Рейтинг	Откл. эл.	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год	Рейтинг	Откл. эл.	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год
1	3 - 4	720878	11	6 - 11	528
2	2 - 3	719109	12	10 - 11	328
3	6 - 13	4187	13	5 - 6	82
4	1 - 2	3813	14	2 - 4	73

Продолжение таблицы 4.12

Рейтин г	Откл. эл.	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год	Рейтинг	Откл. эл.	$\Delta W_{изм}$, МВт·ч/год
5	12 - 13	1894	15	4 - 5	0
6	6 - 12	1886	16	4 - 7	0
7	9 - 14	1850	17	4 - 9	0
8	1 - 5	1384	18	7 - 8	0
9	13 - 14	1217	19	7 - 9	0
10	9 - 10	1080	20	2 - 5	0

Значения приведенные в таблице 4.12 позволяют судить о том, что наименее надежным элементом сети является третий узел, так как отключение любой питающей его линии ведет к превышению длительно допустимой токовой нагрузки по смежной линии, что делает необходимым отключение части потребителей, а в случае её отказа ведет к значительному недоотпуску электроэнергии, как в ситуациях с рейтингом 1 и 2.

Длительность работы алгоритма на ПК с core i5-940F составляет порядка 15 мин для каждой исходной схемы, что говорит об невозможности применения алгоритма в режиме реального времени, что, однако и не требуется для решения рассматриваемой в работе задачи.

Предложенный алгоритм позволяет учитывать непосредственное влияние отключения того или иного элемента ЭЭС на снабжение потребителя электроэнергией, а также – эффект по снижению надежности всей сети. Последнее достигается посредством расчета потенциального значения недоотпуска от совпадения отказов во внешней сети с рассматриваемым событием.

Применимость описанного в работе алгоритма оценки недоотпуска, вызванного отключением элемента сети доказана путем его программной реализации и апробации на тестовой сети и схеме IEEE14. В результате апробации вычислены численные значения изменения потенциального недоотпуска в схеме с учетом отключения того или иного элемента.

Описанный программный продукт в дальнейшем используется в исследованиях надежности РЗ, с целью оценки реального ущерба, вызываемого отключенным состоянием элементов сети по причинам, связанным с неисправностью РЗ.

4.6 Расчет длительности нахождения элемента сети в отключенном состоянии по причине отказа устройства РЗ

Апробация разработанной модели на задачах реальной размерности произведена с использованием типовой четырнадцати узловой схемы IEEE использованной также и в предыдущих разделах работы. Целью моделирования являлось определение и обоснование направления вектора развития РЗ в системе, с использованием в качестве критерия оптимальности, численных показателей потенциального недоотпуска для системы, вызываемого ненадежностью РЗ.

Методика расчета, реализуемая в модели, имеет ступенчатую структуру. Первым шагом является определение вклада надежности устройств РЗ в R отказа отдельных элементов системы, после чего вычисляется потенциальный недоотпуск для системы, вызываемый ненадежностью РЗ. На втором шаге определяется влияния замены отдельных устройств РЗ на потенциальный недоотпуск системы. На итоговом шаге, с использованием полученных на предыдущем этапе величин изменения недоотпуска, определяется приоритетность замены устройств.

4.6.1 Данные о схеме замещения фрагмента ЭЭС

Схема сети, получена на основе четырнадцати узловой схемы IEEE, путем дополнения ее устройствами РЗ представлена на рисунке 4-15. На каждый

протяженный элемент схемы моделью предусмотрена установка двух устройств РЗ, а на каждый непротяженный - одного. Силовые элементы и устройства РЗ на схеме пронумерованы.

С помощью разработанного в разделах **Ошибка! Источник ссылки не найден.**, 4.4 расчетного алгоритма, определяется Risk. Для расчета недоотпуска используются значения потенциального недоотпуска электроэнергии, возникающего в случае отключения первичного элемента сети, полученные в результате апробации алгоритма расчета надежности, разработанного в разделах 4.5.1 - 4.5.6 настоящей работы, на схеме IEEE14. Интенсивности КЗ на элементах, принята равной значениям в таблице

Таблица 4.10, для не смоделированных ранее понижающих трансформаторов приняты табличные значения. Полный перечень параметров потенциального недоотпуска, а также интенсивности КЗ приведен в таблице 4.13.

Неработоспособность [31–33] устройств РЗ ($P_{нз}$) задана случайными значениями в пределах от $0,04$ до $0,1$. Принято, что замена устройства РЗ на новое в любой точке подключения, приводит к изменению значения неработоспособности на $0,01$. Интенсивность ложных срабатываний ($\lambda_{л}$) для всех устройств принята постоянной и равной $0,01$.

Ввиду больших объемов вычислений, детализация расчета в рамках данной работы не приводится, принципы выполнения расчетов для схемы любой размерности идентичны описанным ранее в разделе 4.4.

4.6.2 Расчет ущерба в единицах электрической энергии

На основании исходных данных, представленных в таблице 4.13, решена задача преобразования схемы, списки смежных элементов первичной схемы и устройств РЗ первого и второго ранга приведены в таблице 4.14. В случае если число защит второго ранга элемента сети велико для отображения в таблице, указано только их количество.

Таблица 4.13 – Параметры схемы замещения

№	Узел нач.	Узел кон.	P, МВт	$\lambda_{кз}$, 1/год	№	Узел нач.	Узел кон.	P, МВт	$\lambda_{кз}$, 1/год
1	1	2	77,74	0,114	17	9	14	2,57	1,340
2	1	5	37,54	0,420	18	10	11	5,18	0,946
3	2	3	35,79	0,377	19	12	13	1,26	0,990
4	2	4	27,23	0,333	20	13	14	4,94	1,726
5	2	5	21,21	0,333	21	2	200	20,00	0,010
6	3	4	12,08	0,324	22	2	300	10,85	0,010

Продолжение таблицы 4.13

№	Узел нач.	Узел кон.	P, МВт	$\lambda_{кз}$, 1/год	№	Узел нач.	Узел кон.	P, МВт	$\lambda_{кз}$, 1/год
7	4	5	26,07	0,079	23	3	301	47,10	0,010
8	4	7	5,42	0,018	24	4	302	23,90	0,010
9	4	9	11,23	0,018	25	5	303	3,80	0,010
10	5	6	27,63	0,018	26	6	304	5,60	0,010
11	6	11	7,00	0,981	27	9	305	14,75	0,010
12	6	12	4,33	1,270	28	10	306	4,50	0,010
13	6	13	10,56	0,639	29	11	307	1,75	0,010
14	7	8	0,00	0,867	30	12	308	3,05	0,010
15	7	9	5,43	0,543	31	13	309	6,75	0,010
16	9	10	0,66	0,42	32	14	310	7,45	0,010

Таблица 4.14 – Решение задачи преобразования схемы

№ эл	У. н.	У. к.	Смежные эл.	1 p	2 p
1	1	2	[2 3 4 5 21 22]	[1 3]	[2 4 9 22 8 18 7 10 6 5]
2	1	5	[1 5 7 10 25]	[2 4]	[1 3 7 10 13 14 11 12]
3	2	3	[1 4 5 6 21 22 23]	[9 22]	1x11 double
4	2	4	[1 3 5 6 7 8 9 21 22 24]	[8 18]	1x15 double
5	2	5	[1 2 3 4 7 10 21 22 25]	[7 10]	1x14 double
6	3	4	[3 4 7 8 9 23 24]	[19 20]	1x10 double
7	4	5	[2 4 5 6 8 9 10 24 25]	[13 14]	1x13 double
8	4	7	[4 6 7 9 14 15 24]	16	1x12 double
9	4	9	[4 6 7 8 15 16 17 24 27]	17	1x15 double
10	5	6	[2 5 7 11 12 13 25 26]	11	1x14 double
11	6	11	[10 12 13 18 26 29]	[42 44]	[11 46 47 37 45 32 40 43 41]
12	6	12	[10 11 13 19 26 30]	[46 47]	[11 42 44 37 45 38 49 43 48]
13	6	13	[10 11 12 19 20 26 31]	[37 45]	1x11 double
14	7	8	[8 15]	[23 24]	[16 25 26]

15	7	9	[8 9 14 16 17 27]	[25 26]	[16 17 23 24 28 30 29 33 27]
16	9	10	[9 15 17 18 27 28]	[28 30]	[17 25 26 29 33 32 40 27 31]
17	9	14	[9 15 16 20 27 32]	[29 33]	[17 25 26 28 30 35 39 27 34]
18	10	11	[11 16 28 29]	[32 40]	[42 44 28 30 31 41]
19	12	13	[12 13 20 30 31]	[38 49]	[46 47 37 45 35 39 48 36]
20	13	14	[13 17 19 31 32]	[35 39]	[37 45 29 33 38 49 36 34]
21	2	200	[1 3 4 5 22]	6	[1 3 9 22 8 18 7 10 5]

Продолжение таблицы 4.14

№ эл	У. н.	У. к.	Смежные эл.	1 p	2 p
22	2	300	[1 3 4 5 21]	5	[1 3 9 22 8 18 7 10 6]
23	3	301	[3 6]	21	[9 22 19 20]
24	4	302	[4 6 7 8 9]	15	[8 18 19 20 13 14 16 17]
25	5	303	[2 5 7 10]	12	[2 4 7 10 13 14 11]
26	6	304	[10 11 12 13]	43	[11 42 44 46 47 37 45]
27	9	305	[9 15 16 17]	27	[17 25 26 28 30 29 33]
28	10	306	[16 18]	31	[28 30 32 40]
29	11	307	[11 18]	41	[42 44 32 40]
30	12	308	[12 19]	48	[46 47 38 49]
31	13	309	[13 19 20]	36	[37 45 38 49 35 39]
32	14	310	[17 20]	34	[29 33 35 39]

На следующем шаге, согласно представленному ранее выражению (4.1), для каждого элемента первичной схемы определено значение R , полученные величины приведены в таблице 4.15.

Таблица 4.15 – Полученные абсолютные значения R

№ эл	ΔW , МВт·ч/ч	R , ч/год	№ эл	ΔW , МВт·ч/ч	R , ч/год
1	0,435	2,249	17	0,211	0,270
2	0,158	0,967	18	0,037	0,167
3	82,090	2,093	19	0,216	0,471
4	0,008	1,648	20	0,139	0,541
5	0,000	1,991	21	20,000	1,224
6	82,292	1,201	22	10,850	1,224
7	0,000	2,468	23	47,100	0,818
8	0,000	0,920	24	23,900	0,917
9	0,000	1,057	25	3,800	0,893
10	0,009	1,140	26	5,600	0,247
11	0,060	0,356	27	14,750	0,140

12	0,215	0,501	28	4,500	0,099
13	0,478	0,797	29	1,750	0,154
14	0,000	0,004	30	3,050	0,298
15	0,000	0,213	31	6,750	0,397
16	0,123	0,278	32	7,450	0,258

Согласно принятому в рамках работы способу определения величины R она характеризует потенциальное время отключения ячейки оборудования. Полученный временной эквивалент R может использоваться для косвенной оценки ущерба, однако не позволяет определить его финансовые последствия. Характеристика, приведенная на рисунке 4-16 показывает, что существуют элементы сети R которых велик, однако создаваемый при этом недоотпуск мал, верно также и обратное. Поэтому R не может рассматриваться в качестве единственной характеристики эффективности РЗ. Введённый ранее показатель – $У$, для определения которого используется выражение (4.2) лучше характеризует эффективность РЗ с точки зрения последствий для потребителя. Линейность зависимости $У$ от потенциально недоотпущенной электроэнергии прослеживается на рисунке 4-17. Дисперсия, полученная относительно идеально линейной зависимости, объясняется различными значениями недоотпуска, для элементов со схожими значениями R .

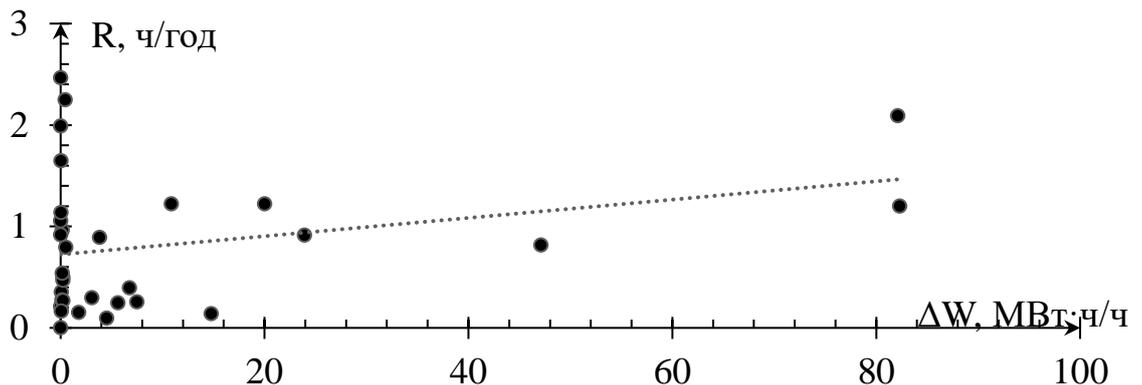


Рисунок 4-16 Зависимость R от потенциального недоотпуска при отключении элемента сети

В результате анализа полученных значений показано, что абсолютное значение недоотпуска не является показателем надежности только устройства РЗ и зависит от таких факторов как количество смежных элементов сети,

интенсивность КЗ на них, а также от протекающей мощности. Для получения показателя, в большей мере характеризующего эффективность целевых воздействий на РЗ, вычислен параметр снижения недоотпуска элемента при замене на нем наименее надежной защиты. Для чего из полученных ранее абсолютных значений недоотпуска вычитаются его абсолютные значения, определенные с учетом корректировки состава защит в объеме планируемой реконструкции.

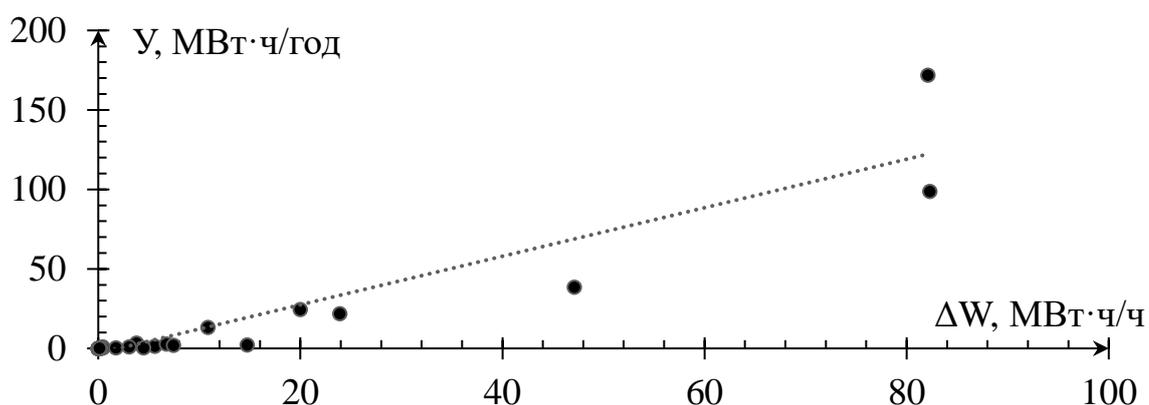


Рисунок 4-17 Зависимость недоотпуска от потенциального недоотпуска при отключении элемента сети

В таблице 4.16 приведены полученные значения потенциального недоотпуска при условии замены устройства РЗ с каждого конца на более надежное. В качестве принимаемых к установке РЗ выступают новые устройства защиты с параметрами, определенными в разделе 4.6.1 настоящей работы.

Таблица 4.16 – Определение относительных значений недоотпуска

№ эл	$У_{уз},$ МВт·ч/год	$У_{уз з.н},$ МВт·ч/год	$У_{уз з.к},$ МВт·ч/год	$\Delta U_{уз},$ МВт·ч/год
1	210,714	130,826	113,155	97,56
2	4,534	2,444	0,743	3,79
3	347,915	213,730	176,803	171,11
4	331,310	204,494	176,803	154,51
5	214,117	132,527	113,155	100,96
6	331,084	205,434	176,162	154,92
7	124,318	75,581	63,864	60,45
8	120,762	73,778	63,762	57,00
9	122,922	74,873	63,823	59,10

10	5,449	2,835	0,442	5,01
11	2,180	1,176	0,344	1,84
12	2,916	1,560	0,408	2,51
13	4,763	2,496	0,458	4,30
14	0,000	0,000	0,000	0,00
15	2,159	1,095	0,061	2,10
16	2,610	1,321	0,065	2,55
17	4,160	2,108	0,111	4,05

Продолжение таблицы 4.16

№ эл	$Y_{уз},$ МВт·ч/год	$Y_{уз з.н},$ МВт·ч/год	$Y_{уз з.к},$ МВт·ч/год	$\Delta Y_{уз},$ МВт·ч/год
18	0,775	0,398	0,041	0,73
19	4,256	2,239	0,444	3,81
20	5,221	2,713	0,410	4,81
21	210,561	130,724	113,053	97,51
22	210,561	130,724	113,053	97,51
23	309,162	195,406	176,149	133,01
24	120,762	73,778	63,762	57,00
25	3,555	1,803	0,102	3,45
26	1,905	1,037	0,340	1,56
27	2,159	1,095	0,061	2,10
28	0,485	0,249	0,027	0,46
29	0,296	0,153	0,018	0,28
30	1,119	0,594	0,140	0,98
31	3,239	1,712	0,372	2,87
32	2,058	1,051	0,088	1,97

Значения потенциального недоотпуска, полученные при замене устройства РЗ в начале ветви соответствуют значениям, представленным в столбце $Y_{уз з.н}$, в конце – $Y_{уз з.к}$, соответственно. Итоговым значением является $\Delta Y_{уз}$ – величина, показывающая сокращение Y , достигнутое при замене наименее надежного из установленных на элементе устройств РЗ. В таблице 4.17 полученные значения $\Delta Y_{уз}$ узла отсортированы по убыванию, тем самым получена приоритетность замены оборудования РЗ. Номер строки в таблице 4.17 соответствует приоритету (Пр.з) замены устройства. Также в таблице приведено среднегодовое значение изменения потенциально недоотпущенной

электроэнергии протекающей по элементу мощности, необходимое для дальнейшего анализа.

Первый и худший с точки зрения надежности РЗ рейтинг в таблице 4.17 получила линия 3, второй - линия 5. Характерно, что непосредственно отключение этих линии фактически не увеличивает потенциальный недоотпуск, однако так как линии являются смежными для большого числа элементов сети, на них рекомендуется первоочередная замена устройств РЗ. Анализ значений в третьей строке таблицы показывает, что ответственность непосредственно защищаемого элемента также оказывает влияние на рейтинг приоритета замены оборудования. Первыми в рейтинге устройствами, защищающими ЛЭП с высоким значением потенциального недоотпуска являются линии 2 и 1, расположенные в рейтинге на третьем и седьмом местах соответственно. На основании вышесказанного можно сделать вывод о том, что с использованием модели возможно реализовать взвешенный подход к необходимости повышения надежности РЗ в энергосистеме, учитывая не только его надежность в смысле готовности, но также схемную важность защищаемого и смежных ему элементов с точки зрения режима.

Таблица 4.17 – Приоритет замены устройств РЗ на элементах схемы

Пр.з	№	$\Delta U_{уз},$ МВт·ч/год	$\Delta W,$ МВт·ч/ч	Пр.з	№	$\Delta U_{уз},$ МВА·ч/год	$\Delta W,$ МВт·ч/ч
1	3	171,11	82,09	11	8	57,00	0,00
2	6	154,92	82,29	12	24	57,00	23,90
3	4	154,51	0,01	13	10	5,01	0,01
4	23	133,01	47,10	14	20	4,81	0,14
5	5	100,96	0,00	15	13	4,30	0,48
6	1	97,56	0,44	16	17	4,05	0,21
7	21	97,51	20,00	17	19	3,81	0,22
8	22	97,51	10,85	18	2	3,79	0,16
9	7	60,45	0,00	19	25	3,45	3,80
10	9	59,10	0,00	20	31	2,87	6,75

Решение о замене устройства РЗ должно быть обосновано с помощью оценки эффекта понесенных затрат, который в рамках решаемой задачи выражается в снижении потенциального недоотпуска. Первоочередной

эффект замены устройства РЗ на более совершенное заключается в меньшем значении величины $P_{нз}$.

Для определения эффекта, оказываемого изменением $P_{нз}$ на величину недоотпущенной электроэнергии, произведен анализ частного случая рассматриваемой зависимости, на примере устройства РЗ №18. Устройство 18 защищает линию 4, линия 7 для нее является смежной, потому устройство 18 вносит некоторый вклад в потенциальный недоотпуск вызванный ее отключением. Зависимость потенциального недоотпуска элементов 4 и 7 первичной сети от величины неработоспособности терминала 18 приведена в таблице 4.18.

Таблица 4.18 – Потенциальный недоотпуска для элементов 4 и 7

$P_{нз18}$	Y_4 , МВт·ч/год	$Y_{уз4}$, МВт·ч/год	Y_7 , МВт·ч/год	$Y_{уз7}$, МВт·ч/год
0,09	1,37	277,50	0,56	112,91
0,08	1,29	273,81	0,56	112,18
0,07	1,21	270,12	0,55	111,45
0,06	1,13	266,43	0,55	110,72
0,05	1,05	262,75	0,54	110,00
0,04	0,97	259,06	0,53	109,27
0,03	0,89	255,37	0,53	108,54
0,02	0,81	251,68	0,52	107,81
0,01	0,73	248,00	0,52	107,08

На основании графической интерпретации полученных результатов на рисунках 4-19 и 4-19 можно сделать вывод о том, что зависимости Y и $Y_{уз}$ от $P_{нз}$ имеют линейный характер.

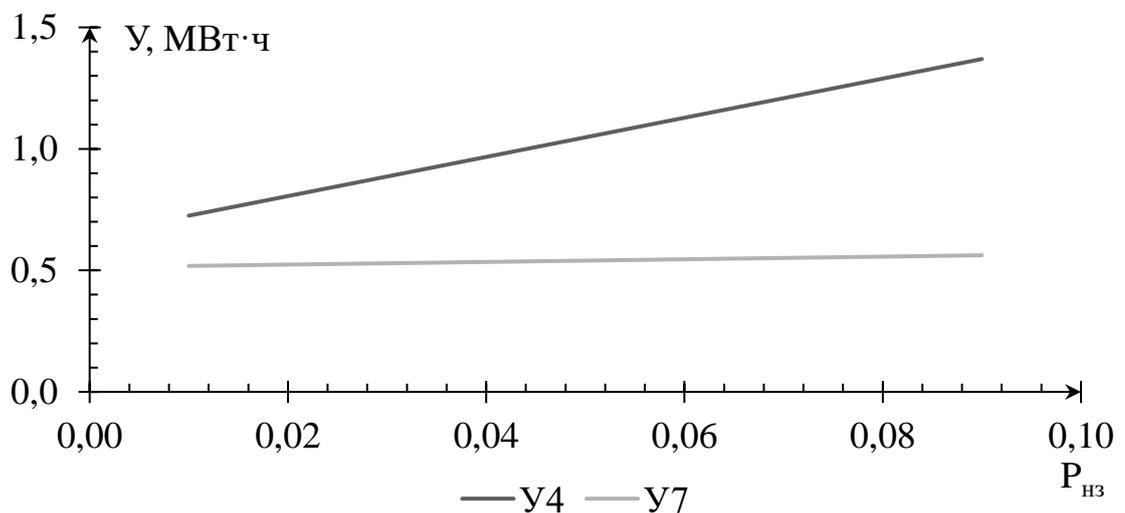


Рисунок 4-18 Зависимость недоотпуска от неработоспособности РЗ на примере 4 и 7 узлов

При увеличении $P_{нз}$ потенциальный недоотпуск монотонно увеличивается, при этом скорость его роста для защищаемой и смежной линии различна. Зависимости подчиняются линейному закону, однако угол наклона зависимости $У$ ($P_{нз}$) индивидуален для каждого элемента. Сумма $У$ всех элементов, смежных с защищаемым (в данном случае – линия 4), дает $У_{уз}$. Характер полученной зависимости подтверждает корректность работы модели, математическим аппаратом которой, согласно выражению (4.1), заложена линейная зависимость R от $P_{нз}$ отдельно взятого устройства РЗ.

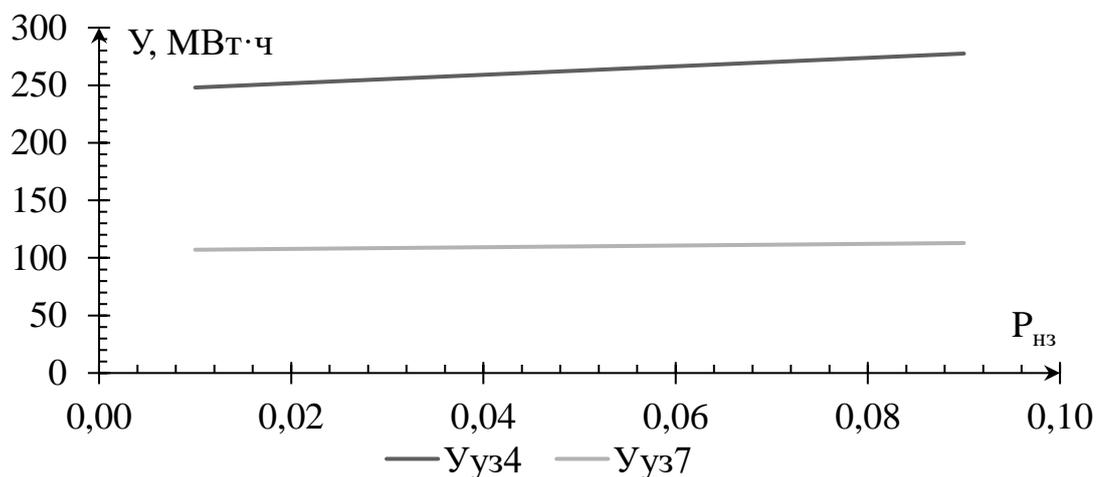


Рисунок 4-19 Зависимость недоотпуска узла от неработоспособности РЗ на примере 4 и 7 узлов

При изменении нескольких параметров одновременно характер изменения $У$ имеет нелинейный вид. Так при изменении параметров неработоспособности защиты и интенсивности возникновения КЗ на ЛЭП получена зависимость на рисунке 4-20, имеющая квадратичный характер.

На основании первичного анализа результатов, в качестве критерия обоснования необходимости замены устройства РЗ принято использовать величину $\Delta У$, распределение приоритета замены в зависимости от ее величины представлено на рисунке 4-21.

Необходимость первоочередной замены РЗ на элементах первичной сети, отключение которых ведет к наибольшему недоотпуску электроэнергии, кажется обоснованной. Однако построенная зависимость на рисунке 4-22 позволяет сделать вывод о том, что эффект от отключения защищаемого элемента сети не является единственным фактором при определении приоритета замены устройств РЗ. По представленным на рисунке данным видно, что устройства, установленные на ЛЭП, мало влияющими на недоотпуск сети, также могут оказывать влияние на надежность системы и потому требуют первоочередной замены.

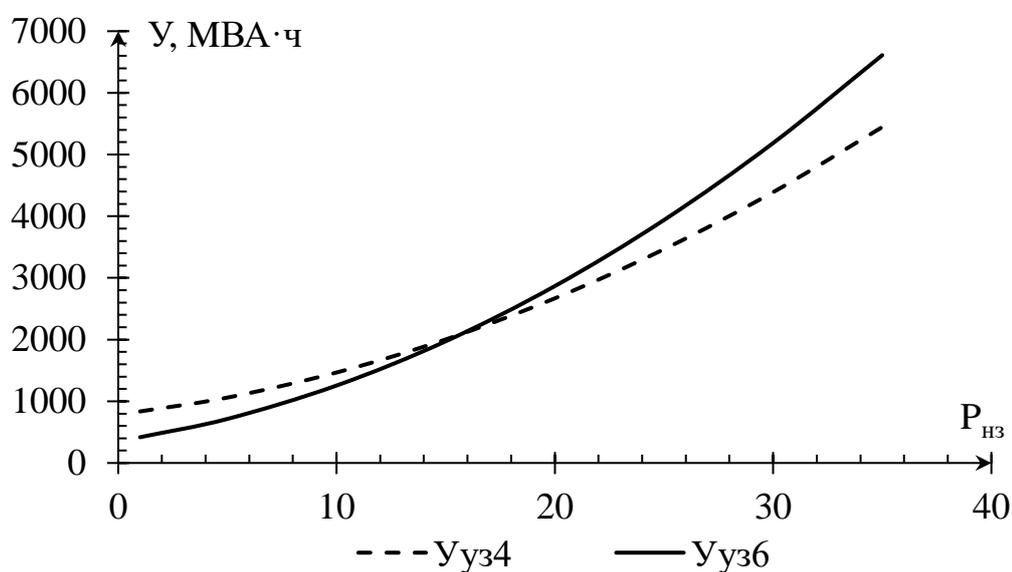


Рисунок 4-20 Влияние совместного изменения $P_{нз}$ и $\lambda_{кз}$ на U

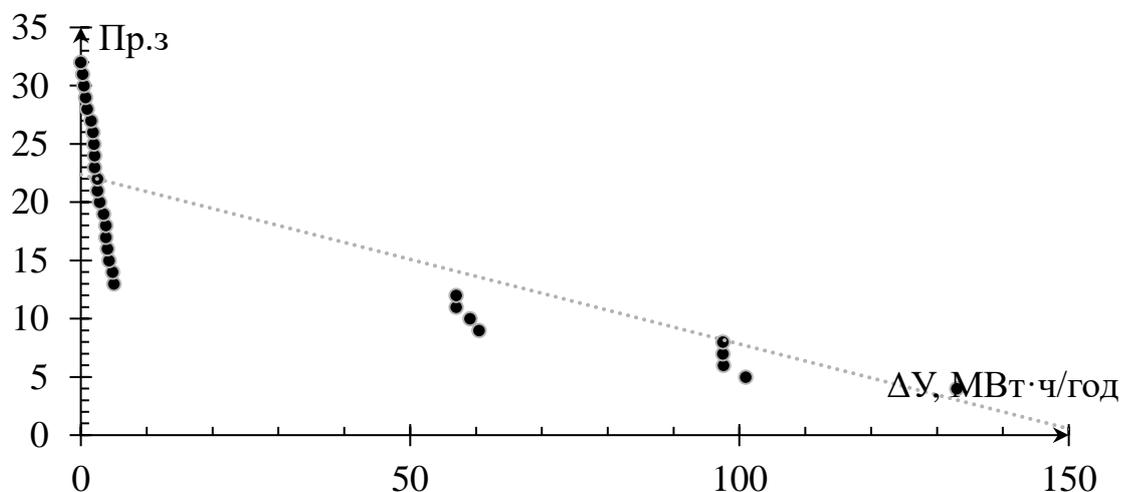


Рисунок 4-21 Зависимость приоритета замены от dU

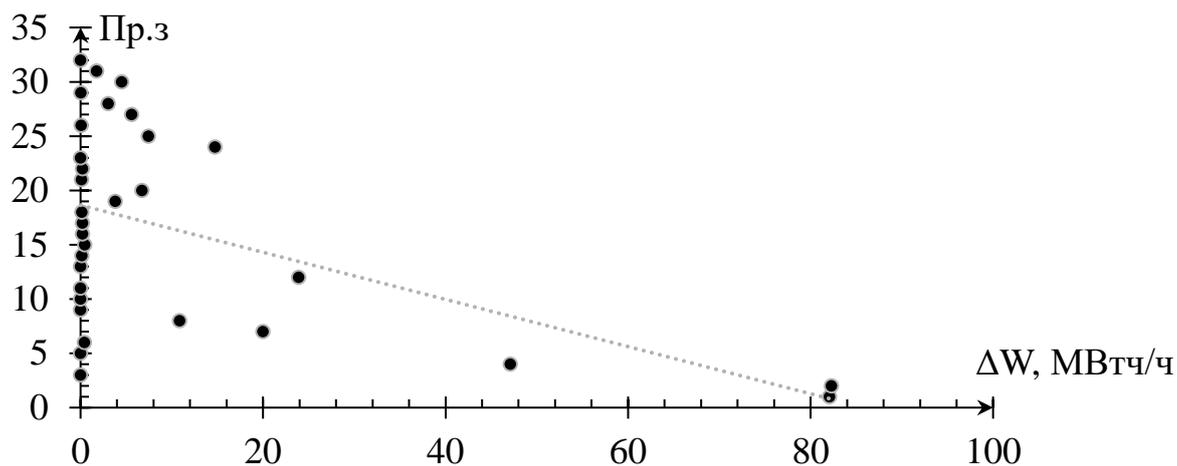


Рисунок 4-22 Зависимость приоритета замены от dW

На рисунке 4-23 представлена зависимость приоритета замены оборудования от величины неработоспособности установленных на элементе защит. Можно сделать вывод, что рассматриваемый график характеризуется большой долей случайных колебаний, зависимость зашумлена и не очевидна, то есть явная зависимость приоритета замены оборудования РЗ от его надежности отсутствует.

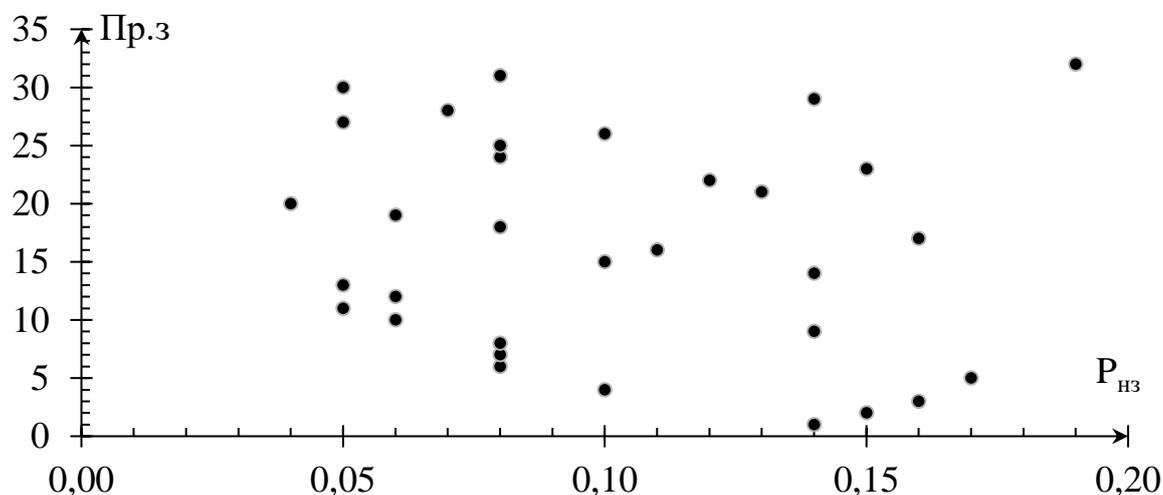


Рисунок 4-23 Зависимость приоритета замены от неработоспособности РЗ

Фильтрация полученной ранее зашумленной зависимости возможна путем разделения точек на группы по классу напряжения. На рисунке 4-24 приведены характеристики надежности для элементов сети 220 кВ.

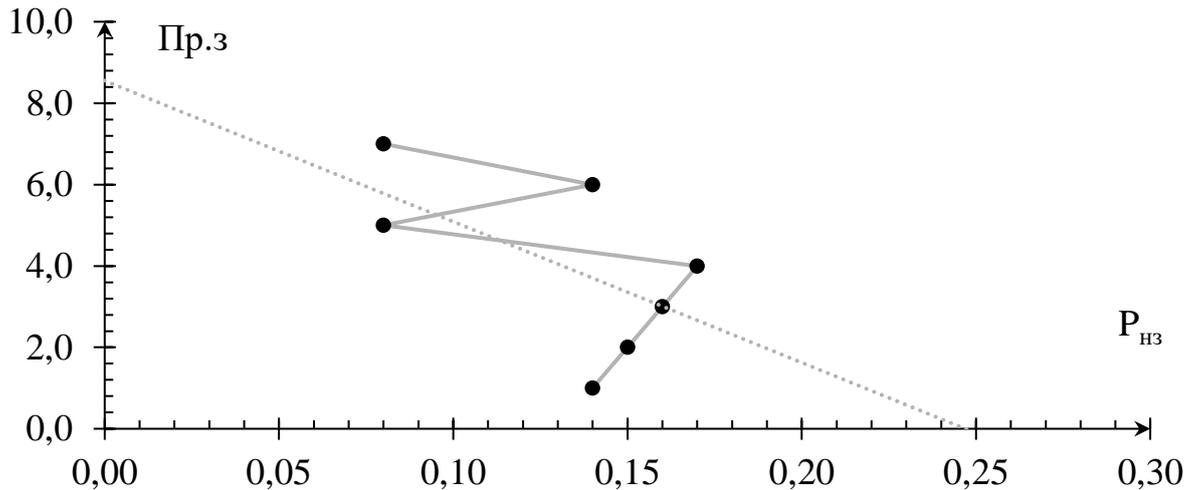


Рисунок 4-24 Зависимость приоритета замены от неработоспособности РЗ 220кВ

В связи с наличием убывающей зависимости приоритета замены устройств РЗ, защищающих элементы сети 220 кВ от неработоспособности, можно заключить, что значения недоотпуска, а значит и приоритета замены в значительной мере зависят от класса напряжения элементов, что объясняется большей нагрузочной способностью по току свойственной линиям высоких классов напряжения. Зависимость приоритета замены от класса напряжения представлен на рисунке 4-25. Используемые в современных электроустановках схемы вторичных соединений также находятся в зависимости от класса напряжения, с увеличением которого схемы усложняются, увеличивая свою надежность. Однако, в рамках решения данной задачи характеристики неработоспособности защит 220 и 110 кВ приняты одинаковыми, что вносит погрешность.

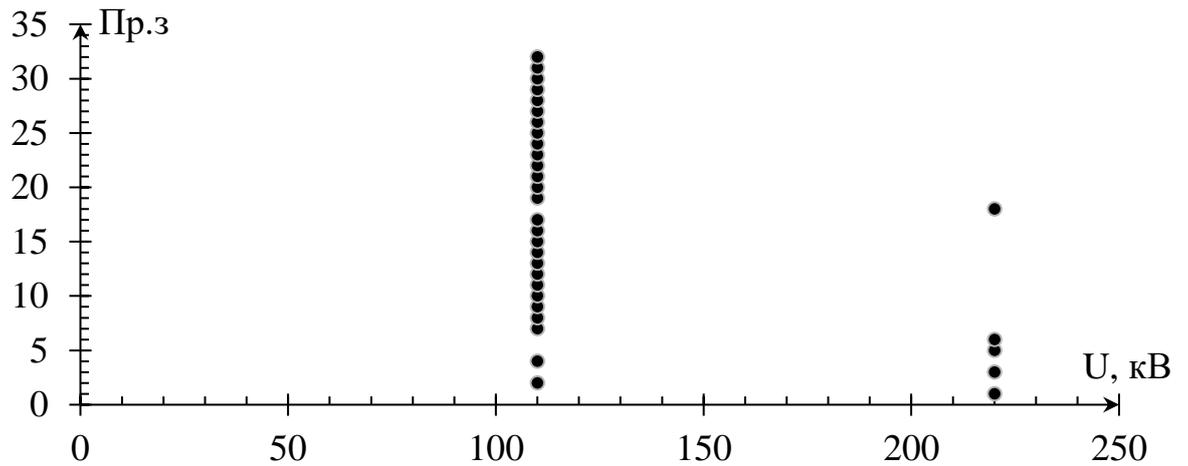


Рисунок 4-25 Зависимость приоритета замены от напряжения элемента

Ранее показано, что надежность защиты оказывает влияние не только на защищаемый элемент, но и на смежные с ним. Справедливо и обратное, количество элементов смежных защищаемому оказывает влияние на приоритет замены устройств элемента сети, чем больше число смежных присоединений тем он больше, что видно на рисунке 4-26.

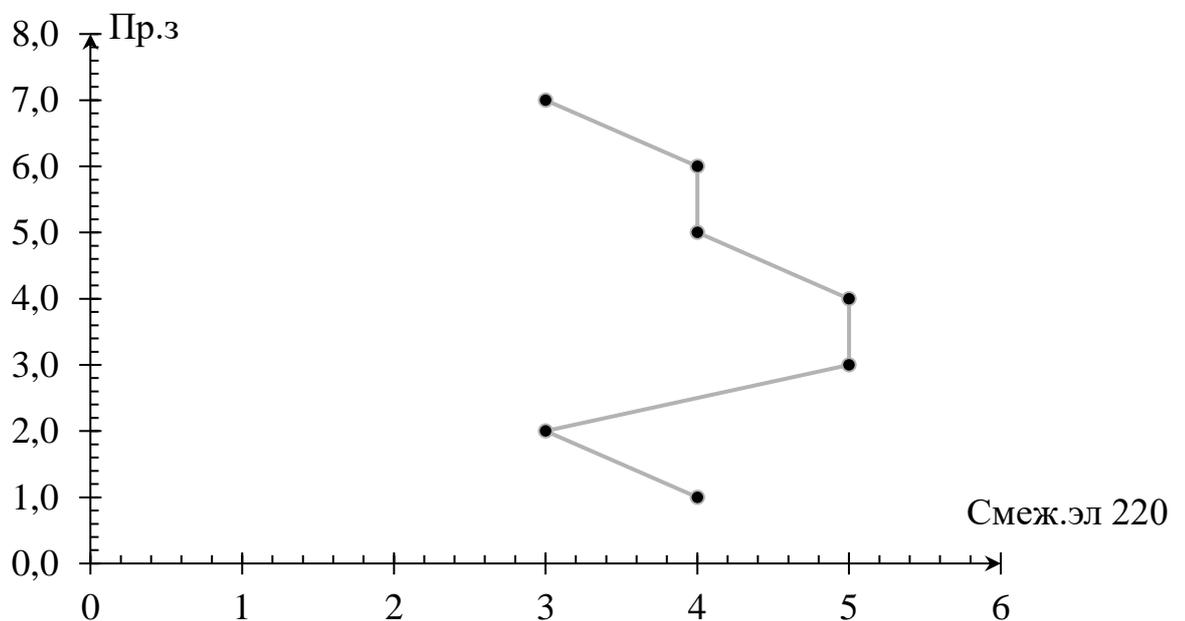


Рисунок 4-26 Зависимость приоритета замены РЗ 220 кВ элемента от числа смежных ему элементов сети 220 кВ

Зависимость на рисунке 4-26 объясняется тем, что в случае отказа защит при КЗ на защищаемом элементе, отключения выполняются защитами

смежных элементов сети. Кроме того, увеличение числа смежных присоединений, ведет к увеличению числа устройств РЗ, способных излишне отключиться при КЗ на защищаемом элементе.

4.6.3 Определение денежного эквивалента ущерба

Ранее отмечено, что точное определение финансового ущерба от недоотпуска электроэнергии невозможно, до непосредственного возникновения аварийной ситуации. Однако, используя вычисленные в работе величины, возможна оценка этой величины. Далее рассмотрено три метода оценки величины финансового ущерба.

1) Определение денежной величины ущерба исходя из стоимости недоотпущенной электроэнергии, согласно выражению (4.17). В таком случае, стоимость электроэнергии $C_{э-эн}$ принимается равной двойному тарифу (3,7 р/кВт·ч).

$$Y_p = Y \cdot C_{э-эн} \quad (4.17)$$

Недостатком такого метода является не учет реальных значений ущерба, вызванных остановками производства, рисками для здоровья людей и прочих факторов. Результаты расчета ущерба с использованием выражения (4.17) приведены в таблице 4.19.

Таблица 4.19 – Расчетные показатели ущерба элементов 220 кВ

Эл. №	У, МВт·ч/год	Ур, т. р/год
3	171,11	633,11
6	154,92	573,2
4	154,51	571,69
5	100,96	373,55
1	97,56	360,97
7	60,45	223,67
2	3,79	14,023

2) Определение денежной величины ущерба исходя из рекомендаций методических указаний по проектированию развития энергосистем [95], которыми предлагается исходя из зарубежного опыта компенсации ущерба потребителям и электроемкости ВВП в размере 1,5-4 \$/кВт·ч. Очевидно, что

рассчитываемые согласно такому подходу значения ущерба будут иметь значения, превосходящие полученные согласно первому методу, примерно в 70 раз. Результаты расчета ущерба с использованием оценки указанной методики приведены в таблице 4.20.

Таблица 4.20 – Расчетные показатели ущерба элементов 220 кВ по оценкам СО 153-34.20.118-2003

Эл №	У, МВт·ч/год	\$, р	Ур, т. р/год
3	171,11	63,5	43461,94
6	154,92	63,5	39349,68
4	154,51	63,5	39245,54
5	100,96	63,5	25643,84
1	97,56	63,5	24780,24
7	60,45	63,5	15354,3
2	3,79	63,5	962,66

3) В ходе работы показано, что каждый элемент энергосистемы можно охарактеризовать собственными значениями показателей надежности. Определены среднегодовая длительность состояния ненормативного отключения и предполагаемое значение недоотпуска электроэнергии, а также вероятность нахождения устройств РЗ в неработоспособном состоянии определены в настоящем исследовании. Однако ряд других показателей, таких как частота отключений их длительность, значения токов и напряжений в ненормативных режимах не оценивались. На основании сказанного предлагается адаптивный учет ущерба и использование бальной величины вместо денежной. Полученные ранее значения показателей надежности для ВЛ 220 кВ схемы IEEE14 приведены в таблице (4.16).

В ходе работы определено несколько факторов характеризующие надежность, все факторы оказывают влияние на потенциальный финансовый ущерб потребителей электроэнергии, и для учета каждого из них предлагается рассматривать ущерб как n -мерный вектор, в качестве координат которого выступают полученные факторы надежности. В случае, рассматриваемом в настоящей работе, используется три фактора: R , ΔW и $P_{нз}$, потому, для определения реального значения ущерба используется трехмерное

пространство. На рисунке 4-26, представлены значения ущерба для линий 220 кВ схемы IEEE14. Для построения векторного пространства использована библиотека matplotlib языка Python.

Таблица 4.21 – Расчетные показатели надежности элементов 220 кВ

Эл №	R, ч/год	ΔW , МВт·ч/ч	$P_{нз}$	У, МВт·ч/год	Пр.з
3	2,249	82,09	0,14	171,11	1
6	0,967	82,29	0,15	154,92	2
4	2,093	0,01	0,16	154,51	3
5	1,991	0,00	0,17	100,96	4
1	1,201	0,44	0,08	97,56	5
7	1,057	0,00	0,14	60,45	6
2	0,167	0,16	0,08	3,79	7

Наиболее удобной характеристикой вектора является его модуль. Однако, модули векторов, построенных в пространстве, представленном на рисунке 4-26 не могут корректно характеризовать систему, и имеют фактически неопределимую размерность. Это связано с тем, что в связи с размерностями величин, вклад величины ΔW в определяемое значение модуля вектора будет наиболее существенен, результаты расчета модулей векторов на рисунке 4-26 приведены в таблице.

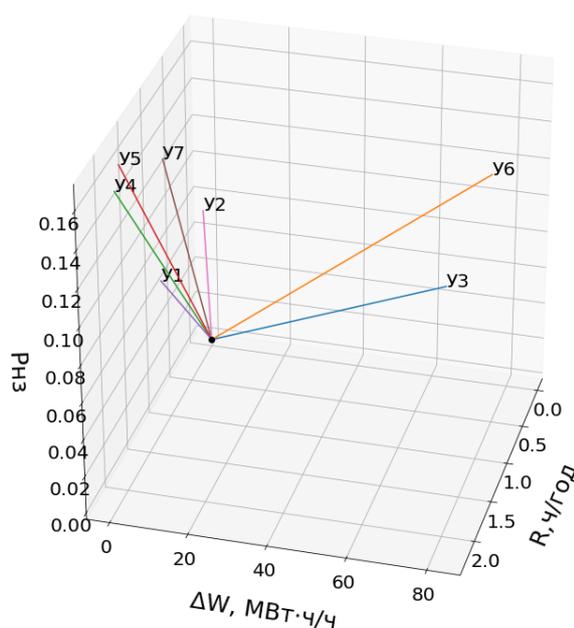


Рисунок 4-27 Показатели надежности элементов 220 кВ

Таблица 4.22 – Модули векторов ущерба по ВЛ 220кВ в абсолютных величинах

Эл №	$ \vec{y}_i $
3	82,121
6	82,298
4	2,099
5	1,998
1	1,280
7	1,066
2	0,244

Данные, представленные в таблице, показывают значительный приоритет, отдаваемый элементам отключение которых ведет к большому значению потенциального недоотпуска. Такой подход не всегда позволит определить наилучшее корректирующее воздействие на систему потому как величина ΔW в большей степени характеризует надежность первичного оборудования и в определенной доле учитывает сетевой эффект, что может быть безразлично потребителю. Задачей же настоящего раздела является определение приоритета замены устройств РЗ, эффективность которой характеризуется по большей частью величине R . Для уравнивания влияние рассматриваемых факторов на итоговый рейтинг замены, используется нормализация вектора по всем рассматриваемым осям. Результаты нормализации характеристик надежности приведены в таблице 4.23.

Таблица 4.23 – Расчет модулей векторов ущерба по ВЛ 220кВ в о.е.

Эл №	R , о.е.	ΔW , о.е.	$R_{нз}$, о.е.	$ \vec{y}_i $, о.е.	Пр.з.
3	1,000	0,998	0,824	1,635	2
6	0,430	1,000	0,882	1,401	1
4	0,931	0,000	0,941	1,324	3
5	0,885	0,000	1,000	1,336	4
1	0,534	0,005	0,471	0,712	5
7	0,470	0,000	0,824	0,948	6
2	0,074	0,002	0,471	0,476	7

Графическое представление векторов, представленное на рисунке 4-28 не изменилось, так как при построении системы векторов выполняется автоматическая нормализация по всем осям, разрыв между значениями

модулей векторов однако, сократился что, как видно из таблицы, даже привело к корректировке приоритета замены устройств РЗ.

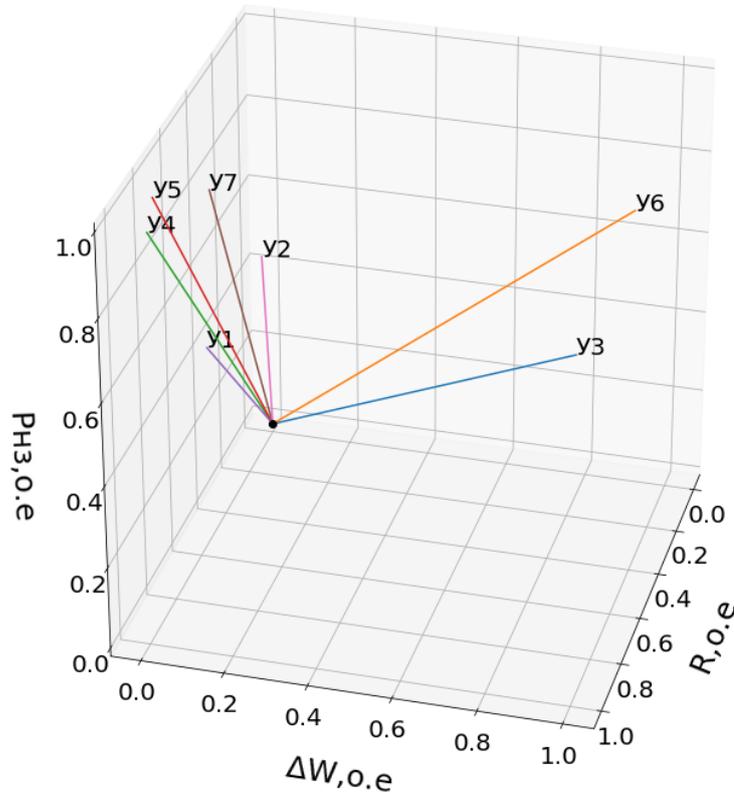


Рисунок 4-28 Показатели надежности элементов 220 кВ в относительных единицах

В случае особой ответственности отдельного потребителя или общего приоритета потребителя над транзитом мощности по ВЛ, целесообразно применение масштабирующих коэффициентов, например представленных в таблице 4.24. В приведенной таблице приоритетом является сокращение времени отключения элемента сети. Можно также отметить, что в случае если целевым показателем является не надежность потребителя, а надежность непосредственно устройств РЗ, масштабный коэффициент может быть применен к величине $P_{НЗ}$.

Таблица 4.24 – Масштабные коэффициенты

k_R	$k_{\Delta W}$	$k_{P_{НЗ}}$
1,3	1	1

Результаты расчета относительных значений величин с учетом масштабных коэффициентов приведены в таблице 4.25.

Таблица 4.25 – Расчет модулей векторов ущерба по ВЛ 220кВ с учетом масштабных коэффициентов

Эл №	R, о.е.	ΔW , о.е.	Rнз, о.е.	$ \vec{y}_i $, о.е.	Пр.з
3	1,300	0,998	0,824	1,834	1
6	0,559	1,000	0,882	1,446	4
4	1,210	0,000	0,941	1,533	2
5	1,151	0,000	1,000	1,525	3
1	0,694	0,005	0,471	0,839	6
7	0,611	0,000	0,824	1,025	5
2	0,097	0,002	0,471	0,480	7

Графическое представление векторов, на рисунке 4-29 не изменилось, так как при построении системы векторов выполняется автоматическая нормализация по всем осям, однако значения модулей векторов изменились существенно, позволив обосновать приоритет замены устройств РЗ на элементе 4 до аналогичной замены на элементе 6.

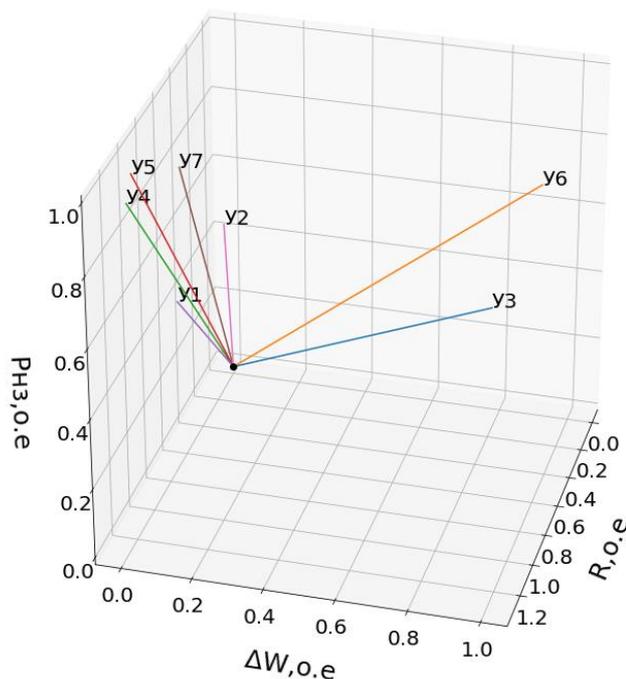


Рисунок 4-29 Показатели надежности элементов 220 кВ с учетом масштабного коэффициента

Результаты определения ущерба рассмотренными методами сведены в таблицу 4.26, видно, что результаты, полученные с использованием первых двух методов отличаются только абсолютными значениями, хотя и существенно. Результаты же, полученные третьим методом сложно

сопоставить с рассмотренными ранее в виду различной размерности, однако третий метод позволяет формировать адаптивный подход к управлению ущербами, учитывая приоритетную важность того или иного показателя для энергосистемы.

Таблица 4.26 – Сравнение методов расчета ущерба

Эл №	Ур, т.р		У, о.е.
	1 метод	2 метод	3 метод
3	633,1	43461,9	1,834
6	573,2	39349,7	1,446
4	571,7	39245,5	1,533
5	373,6	25643,8	1,525
1	361,0	24780,2	0,839
7	223,7	15354,3	1,025
2	14,0	962,7	0,480

Предлагается в дальнейшем использовать метод два для учета финансовых последствий отказов РЗ, однако при разработке программ замены оборудования в отдельной энергосистеме – использовать метод три и учитывать реальные потребности энергосистемы.

В результате апробации метода по определению влияния потенциальных отказов РЗ на систему, показано, что использование для однозначной его характеристики единственного показателя, отличного от итогового значения финансовых затрат некорректно. В качестве характеристик предложено использовать: длительность отключенного состояния элемента ЭЭС, потенциальное увеличение ущерба вызванное отключением сетевого элемента и ущерб вызываемый отдельным устройством РЗ в энергетическом, денежном эквиваленте, а также в относительных значениях.

Полученные характеристики позволяют формировать рейтинги приоритетности целевых воздействий на устройства РЗ с соответствующим обоснованием. Сделан вывод о том, что для этой цели оптимально использовать учет ущерба в относительных значениях с применением масштабных коэффициентов для учета местных условий.

Разработанная модель показала свою применимость для обоснования технических решений в части РЗ с точки зрения надежности, а также свою многофакторность, то есть способность учитывать значительное число параметров.

4.7 Обобщенный метод технико-экономического обоснования подходов к управлению эксплуатацией вторичных цепей подстанций

В разделе 4.6 представлена разработанная модель готовности устройств РЗ, учитывающая многообразные внешние (системные) факторы, в то время как внутренние факторы, рассмотренные в главе три настоящей работы, учтены не были. Для полноты учета факторов, оказывающих влияние на функционирование РЗ, разработанная модель готовности интегрирована в модель безотказности, структурная схема обобщенного алгоритма приведена на рисунке 4-30.

В заданной модели граф состояний РЗ интегрируются интенсивности переходов, характеризующие эксплуатацию РЗ на конкретном объекте. В число таких параметров могут входить интервалы осмотров оборудования и выполнения плановых мероприятий по обслуживанию, предоставленные производителем данные о надежности, интенсивность КЗ на конкретном элементе и ряд других параметров. Недостающие же параметры принимаются равными средними по отрасли на основании статистических показателей. После окончательного формирования входных величин, моделью автоматически, заполняется матрица связности, на основании которой с использованием математического аппарата системы уравнений Колмогорова выполняется расчет вероятностей нахождения системы РЗ в predetermined графом состояниях. Полученные вероятности группируются на основании идентичности возникающих последствий, сумма вероятностей состояний в каждой группе характеризует значение соответствующего коэффициента неработоспособности.

Параллельно выполняется формирование информации о структуре первичной сети, определяемой топологией, режимными параметрами и составом оборудования, в том числе устройств РЗ. Схема защищаемой сети оказывает влияние на вычисление готовности посредством интенсивности КЗ, причем интенсивность КЗ на защищаемом элементе вносит вклад в неработоспособность на несрабатывание, тогда как интенсивность КЗ на смежных элементах вносит соответствующий вклад в вероятность излишней работы. Количество смежных элементов, определяемое схемой сети, также влияет на возможность излишних срабатываний.

Для инициализации расчета при помощи модели безотказности РЗ выполняется преобразование традиционного представления топологии схемы к удобному для вычислений виду – графу оборудования системы. После чего моделью выполняется расчет потенциального ущерба, вызванного неработоспособностью РЗ.

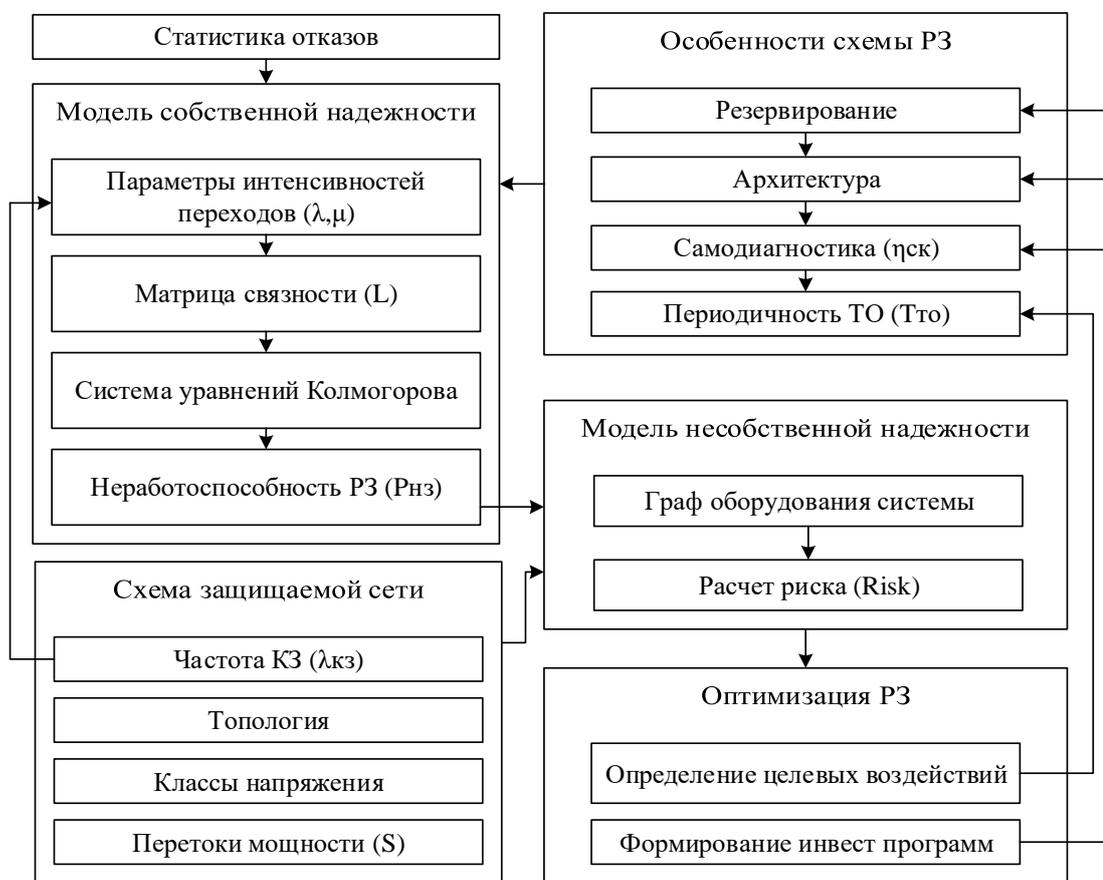


Рисунок 4-30 Структурная схема разработанной модели

Полученные результаты используются для определения целевых воздействий на устройства РЗ и списков замены релейного оборудования. Принимаемые решения имеют обратную связь и оказывают влияние на обе модели. Изменение архитектуры устройства ведет к изменению показателей надежности составляющих его элементов, а также охвата вторичных цепей алгоритмами самодиагностики. Это ведет к изменению коэффициентов неработоспособности на выходе модели готовности РЗ, и соответственно – изменению потенциального ущерба, вызванного РЗ. Наличие обратной связи позволяет при необходимости оценить и последствия принимаемых решений с разной степенью точности, интегрируя их в модель безотказности РЗ, что выполнено в рамках работы. Другой альтернативой является корректировка с учетом результатов входных параметров модели готовности РЗ. В силу широкого объема информации, рассматриваемый метод применим для целого спектра задач, и может быть применен для оптимизации любого отдельно взятого параметра, влияющего на надежность вторичных цепей.

Полученная комбинированная модель позволяет выполнять обоснование технических решений по РЗ с детальным учетом технико-экономических параметров, как наружного, так и внутреннего характера влияния.

4.8 Учет модели состояния устройств РЗ при определении величины потенциально недоотпущенной электроэнергии

В настоящем разделе, для учета реальных параметров устройств РЗ, в модель системы, приведенную на рисунке 4-15, интегрированы дополнительные параметры готовности устройств РЗ. Режимные параметры, интенсивности КЗ, характеристики первичных элементов, соответствуют, использованным в разделе 4.6 работы, параметры узлов схемы возвращены к реальным значениям, то есть используются значения приведенные в таблицах основании исходных данных, представленных в таблице 4.6 и ранее в текстовой части работы, для схемы сети на рисунке 4-15 проведена симуляция режима работы в течение 100 летнего периода (876 000 ч). В ходе

моделирования выполнен расчет потенциального недоотпуска электроэнергии, согласно методике разработанной в разделах 4.5.1 - 4.5.6 настоящей работы. В результате получено среднее годовое значение недоотпуска электроэнергии равное 19,4 МВт·ч в год. Однако указанное значение не позволяет охарактеризовать сеть как надежную или напротив – ненадежную. Полученные значения недоотпуска, при условии отключения отдельных элементов основного оборудования, приведены в таблице 4.8. Результаты расчета подтверждаются качественным анализом фрагмента исходной ЭЭС: в которой отсутствуют, питаемые по одной линии тупиковые элементы, тем самым недоотпуск формируется только в случае одновременного отказа двух элементов сети. Вероятность такого события, по причине малости величин интенсивностей КЗ, приведенных в таблице 4.6 невелика, потому полученное значение недоотпуска ожидаемо.

Таблица 4.7 и 4.8.

Рассматриваются три вида устройств РЗ: электромеханические, микропроцессорные и микропроцессорные с повышенной степенью внедрения контролируемости цепей. Каждый вид представлен отдельной строкой в таблице 4.27. Мониторинг вторичных цепей выполняется сегментировано, функции, предназначенные для контроля РЗ, разделены на 6 групп. Каждой группе контроля функционирования вторичных цепей соответствует столбец таблице 4.27. Контроль цепей тока, напряжения, логических элементов, дискретных входов и выходных реле достаточен для определения исправности устройства РЗ в любом режиме. Приняв полный охват системы самодиагностики за 100% наблюдаемости, определено, что каждый вид мониторинга, обозначенный «+», соответствует 20% наблюдаемости всего комплекса, а обозначенный «±» – 10%. Здесь под «+» подразумевается полная наблюдаемость участка вторичны цепей, а под «±» – частичный их охват алгоритмами самодиагностики.

Классификация видов используемых устройств детализирована в части принятой системы обслуживания и приведена в таблице 4.28, включающей четыре типа устройств. К типу А отнесены электромеханические устройства, с восьмилетним циклом обслуживания, что соответствует четырем годам между ближайшими профилактическими контролями ($T_{ТО} = 4$). К типу В отнесены микропроцессорные устройства, выполненные по традиционной схеме, также обслуживаемые в рамках планово-предупредительной системы (ППС).

Таблица 4.27 – Наблюдаемость вторичных цепей

Вид	Ток. цепи	Цепи напр.	Лог.	Дискрет. входы	Вых. цепи	$\eta_{СК}$, %
ЭМ		+			±	30
МП		+	±		±	40
МП +мон	+	+	±	±	+	70

С целью учета при моделировании, наиболее реалистичных параметров, количественное распределение защит типов А и В в сети принято равным 4:1, расположение защит определено случайным образом. К типу С – микропроцессорные устройства, применяющие дополнительные алгоритмы диагностики вторичных цепей [96], также обслуживаемые в рамках ППС. К типу D отнесены устройства типа С, переведенные на обслуживание по состоянию, в качестве интервала между обслуживаниями для таких устройств принят двадцатилетний интервал, соответствующий сроку службы терминала [58]. Интенсивность ложных срабатываний (λ_l) и отказов (λ_o) РЗ приняты равными усредненным статистическим значениям [13,30].

Таблица 4.28 – Принятые показатели надежности РЗ

Тип	Вид	λ_o	λ_l	Степень охвата СК	Система обслуживания	$T_{то}$
А	ЭМ	0,005	0,005	0,3	ППС	4
В	МП	0,01	0,01	0,4	ППС	4
С	МП +мониторинг	0,01	0,01	0,7	ППС	4

Продолжение таблицы 4.28

Тип	Вид	λ_o	λ_l	Степень охвата СК	Система обслуживания	$T_{го}$
D	МП + мониторинг	0,01	0,01	0,7	По состоянию	20

Принято допущение, что защиты каждого элемента электрической сети выполнены с использованием ближнего резервирования. Настоящее допущение позволяет использовать разработанную в разделе 3.2 работы модель готовности РЗ для определения показателей неработоспособности устройств РЗ. Вероятность нахождения устройства в неработоспособном состоянии, определенная по модели позволяет помимо надежности элементной базы устройств РЗ учитывать приведенные в таблице 4.28 параметры эффективности самодиагностики и частоты ТО.

Одним из результатов, полученных в разделе 3.2 настоящей работы, является метод построения зависимости характеристик неработоспособности РЗ от интенсивности возникновения внешних факторов. Зависимости, построенные с использованием данных таблицы 4.28 приведены на рисунках 4-31, 4-32, в дальнейшем представленные зависимости используются в качестве типовых кривых при определении конкретных значений неработоспособности.

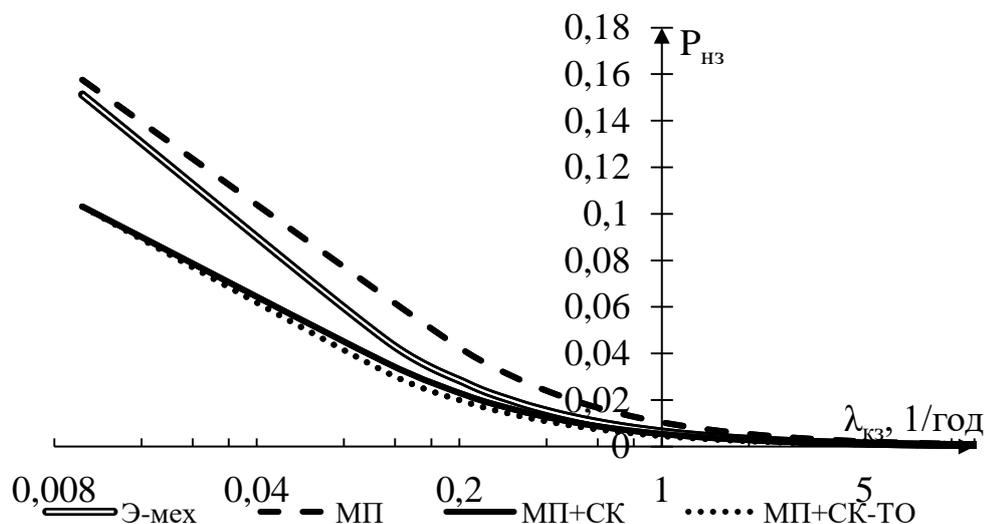


Рисунок 4-31 Зависимость неработоспособности РЗ на несрабатывание ($P_{НЗ}$) от интенсивности КЗ для различных видов устройств РЗ

Фрагмент таблицы «терминалы», содержащий конкретные значения неработоспособности устройств РЗ каждого типа для всех точек подключения, определенные с помощью типовых кривых, представлен в таблице 4.29.

В столбце Тип приведен тип устройства РЗ в исходной схеме, в столбце № РЗ – точка подключения устройства к сети IEEE14 на рисунке 4-15, в столбце λ_l – интенсивность внезапного наступления ложного срабатывания устройства, в столбце $\lambda_{кз}$ – интенсивность КЗ на защищаемом элементе, а в столбце $\lambda_{кз_вн}$ – суммарная интенсивность КЗ на элементах смежных с защищаемым. В столбцах $P_{нз}$ и $P_{исз}$ приведены показатели неработоспособности на несрабатывание и излишнее срабатывание соответственно, определенные по типовым кривым на рисунках 4-31, 4-32. В столбцах С и D приведены показатели надежности устройств РЗ, ожидаемые после замены устройств на цифровые, при условии их обслуживания и в случае отказа от него.

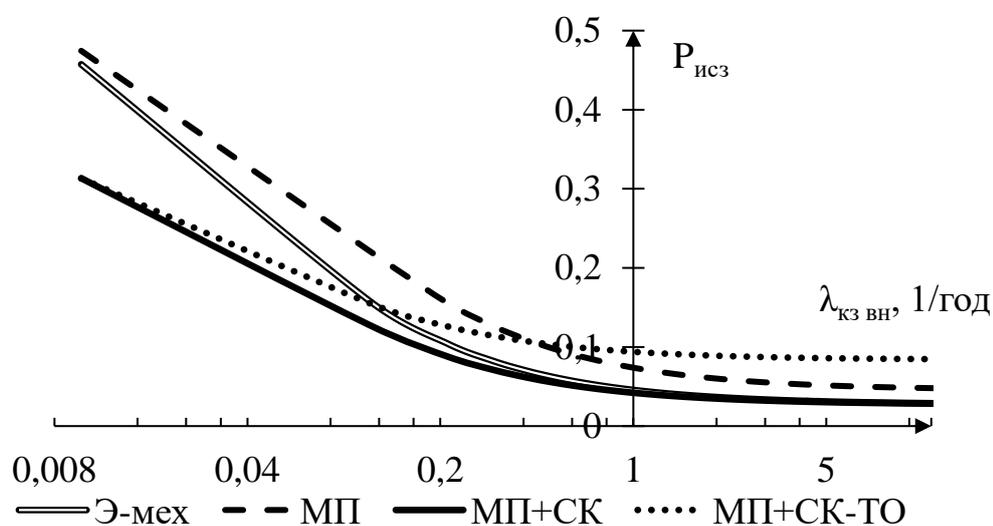


Рисунок 4-32 Зависимость неработоспособности РЗ на излишнее срабатывание ($P_{исз}$) от интенсивности КЗ для различных видов устройств РЗ
Таблица 4.29 – Данные по неработоспособности РЗ различных типов

№ РЗ	λ_l	$\lambda_{кз}$	$\lambda_{кз_вн}$	Тип	$P_{нз}$			$P_{исз}$		
					А,В	С	Д	А,В	С	Д
1	0,005	0,869	9,707	В	0,015	0,007	0,007	0,05	0,03	0,09
2	0,01	2,422	4,040	А	0,005	0,005	0,005	0,03	0,03	0,09
7	0,01	2,553	8,641	А	0,005	0,005	0,005	0,03	0,03	0,09
8	0,01	2,605	9,181	А	0,005	0,005	0,005	0,03	0,03	0,09
14	0,005	0,598	10,634	В	0,015	0,01	0,01	0,05	0,03	0,09

Продолжение таблицы 4.29

№ РЗ	λ_L	$\lambda_{КЗ}$	$\lambda_{КЗ\ вн}$	Тип	$P_{из}$			$P_{исз}$		
					А,В	С	Д	А,В	С	Д
20	0,01	3,004	5,350	А	0,005	0,005	0,005	0,03	0,03	0,09
28	0,01	0,172	1,174	А	0,03	0,02	0,02	0,04	0,04	0,04
34	0,01	0,010	1,615	А	0,13	0,09	0,09	0,04	0,04	0,04
39	0,01	0,926	2,265	А	0,01	0,007	0,007	0,03	0,03	0,03
40	0,01	0,445	0,707	А	0,01	0,01	0,01	0,06	0,06	0,06
45	0,01	0,359	3,335	А	0,01	0,01	0,01	0,03	0,03	0,03
49	0,01	1,197	1,971	А	0,01	0,01	0,01	0,04	0,04	0,04

Численные значения в таблице показывают, что переход на необслуживаемые устройства дает положительный эффект с точки зрения показателей неработоспособности не для всех элементов сети. По части устройств типа Д значения неработоспособности на излишнее срабатывание выше, чем у устройств в исходной схеме, что соответствует характеру зависимости, представленной на рисунке 4-32. Однако, повышение неработоспособности устройства не говорит о том, что такой подход к эксплуатации экономически не выгоден, так как существенный вклад в затраты вносят затраты на. Техничко-экономическое сравнение вариантов, учитывающее оба фактора приведено в разделе 4.8.2 настоящей работы.

4.8.1 Влияние системы обслуживания РЗ на величину недоотпущенной электроэнергии в системе

В настоящем разделе выполнен анализ влияния изменения системы обслуживания РЗ на общий ущерб в системе. Для чего на первом шаге выполнен расчёт потенциального недоотпуска, вызванного неработоспособностью РЗ в исходной схеме, оснащенной защитами типов А и В в соотношении – 4 к 1. На следующем шаге аналогичный расчет выполнен для моделей сети, с устройствами РЗ типа С и сети с устройствами типа Д. В качестве величины, характеризующей ущерб, из рассмотренных в разделе 4.6.3, выбрано абсолютное значение в единицах энергии, которое впоследствии будет переведено в денежные величины [97]. Ранее отмечено, что такому методу определения ущерба свойственен ряд недостатков, однако для решения конкретной задачи метод является оптимальным, так как

предоставляет возможность сравнения финансовой выгоды в связи с отказом от обслуживания и возросшей величиной ущерба, вызванного неработоспособностью РЗ.

В таблице 4.30 приведены результаты расчета – суммарные показатели ущерба вызванного РЗ в зависимости от типа установленных устройств. Численные значения позволяют сделать вывод о том, что реконструкция всех устройств РЗ в сети на устройства типа С приводит к сокращению недоотпуска на (32%), в то время как замена на устройства типа D к снижению только на 3%.

Таблица 4.30 – Недоотпуск в системе в зависимости от принятой стратегии эксплуатации оборудования

Схема	Количество устройств указанного типа				У, МВт·ч	ΔU , МВт·ч
	A	B	C	D		
A & B	23	9	-	-	275	-
C	-	-	32	-	187	88
D	-	-	-	32	268	7
C & D	-	-	16	16	187	88

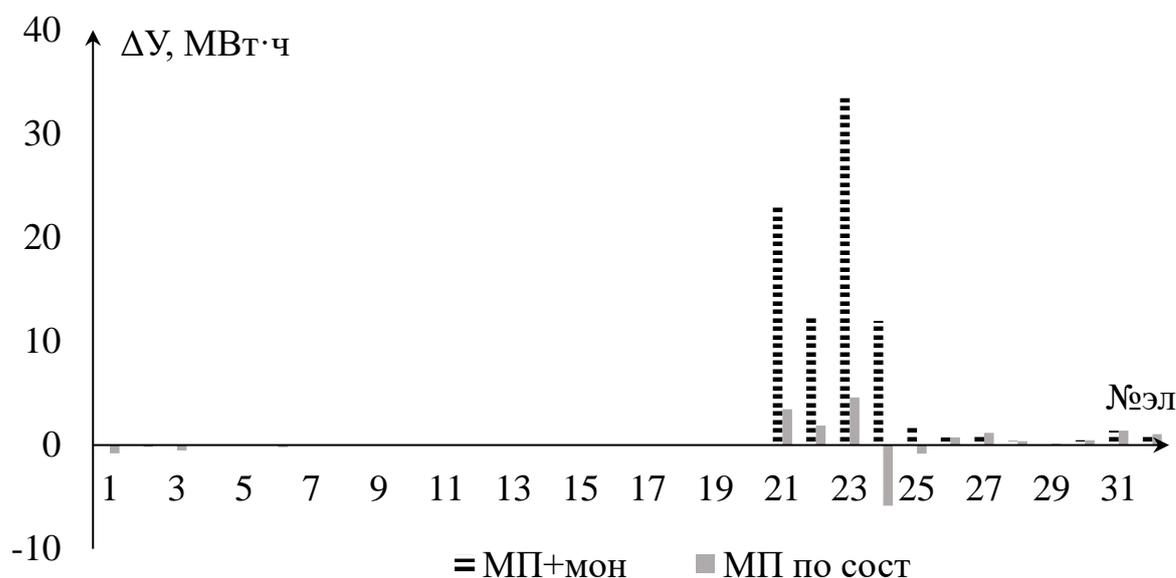


Рисунок 4-33 Динамика изменения U при замене защит на МП

Для анализа причин разнонаправленности изменения недоотпуска в системе, целесообразно рассмотрение влияния замены на недоотпуск,

вызываемый отдельными элементами. С этой целью на рисунке 4-33, изменения недоотпуска по отдельным элементам сети относительно исходной конфигурации, представлены в виде столбиковой диаграммы.

В случае замены исходных защит на устройства типа С надежность растет по всем присоединениям, однако, в случае отказа от обслуживания по ряду сетевых элементов (например элементы 1, 3 и 24) наблюдается повышение недоотпуска, вызываемого устройствами РЗ. Полученное соотношение между недоотпуском соответствует динамике показателей неработоспособности в таблице 4.29, объясняется большей почти в 2 раза, чем для защит типов А, В, С, вероятностью нахождения защит типа D в состоянии с потенциально возможным излишним срабатыванием, свойственной устройствам типа D при высоких значениях интенсивности внешних КЗ. Этот факт подтверждает наличие корреляции между параметрами P_{ucz} и $У$.

Другой важной особенностью, выявленной с помощью зависимости на рисунке 4-31 является равнозначное снижение недоотпуска посредством установки устройств РЗ типов С и D на элементах интенсивность КЗ на которых относительно мала (например, элементы 11, 12, 13). На основании сказанного, сделан вывод о том, что целесообразна замена устройств на устройства типа С с адаптивным подходом к обслуживанию. На элементах, отказ от обслуживания РЗ на которых не приводит к повышению потенциального недоотпуска целесообразен отход от ППР, на остальных объектах для недопущения снижения надежности, целесообразно сохранение традиционной системы обслуживания. В рассматриваемой схеме устройства РЗ, защищающие 16 элементов системы, могут быть отнесены к каждому типу. Значение потенциального недоотпуска для случая с адаптивным управлением ТО приведено в последней строке таблицы 4.30. Указанное значение соответствует недоотпуску, возникающему при полном сохранении системы ППР, однако, очевидно является более рациональным с точки зрения затрат на обслуживание. Для оценки финансового результата указанной реконструкции

далее в работе выполнен технико-экономический анализ полученных вариантов.

4.8.2 Обоснование подхода к эксплуатации РЗ с точки зрения технико-экономического критерия

Затраты, характеризующие технико-экономическую эффективность комплекса, включают в себя затраты на поддержание уровня надежности (ТО) и затраты вследствие текущего уровня ненадежности, то есть ущерб, принимаемый пропорциональным потенциальному недоотпуску.

Для вычисления затрат на ненадежность использованы значения недоотпущенной электроэнергии, полученные в результате расчета с использованием метода определения надежности в смысле безотказности. Расход денежных средств на выполнение ТО определен оценочно, на основании существующих норм времени и ориентировочного уровня цен используемых материалов и средств.

Затраты на эксплуатацию ($Z_э$) оборудования РЗ включают в себя такие составляющие, как $Z_{то}$ – затраты, непосредственно на ТО, Z_o – затраты на оборудование, Z_m – затраты на транспорт, и могут быть вычислены при помощи выражения (4.18).

$$Z_э = Z_{то} + Z_o + Z_m \quad (4.18)$$

Затраты на ТО определяются исходя из количества устройств k_y , межпроверочного интервала ($T_{то}$) и затрат на эксплуатацию отдельных устройств ($Z_{то(1)}$) при помощи выражения (4.19).

$$Z_{то} = Z_{то(1)} \cdot k_y / T_{то} \quad (4.19)$$

Затраты на эксплуатацию каждого устройства вычисляются при помощи выражения (4.20), исходя из заработной платы бригады (ЗП) и ее максимально возможной загрузке по ТО в месяц ($n_{уст/мес}$).

$$Z_{mo(1)} = 3П \cdot \frac{1}{n_{уст/мес}} \quad (4.20)$$

Затраты, вычисляемые по формуле (4.21), зависят от стоимости испытательного оборудования ($C_{исп.уст}$), срока его амортизации ($T_{использу}$) и количества необходимых установок ($m_{исп.уст}$).

$$Z_o = C_{исп.уст} \cdot m_{исп.уст} / T_{использу} \quad (4.21)$$

Затраты на транспорт складываются из стоимости бригадного автомобиля ($C_{авт}$) со сроком амортизации – $T_{использа}$, а также ЗП водителя ($3П_в$). Кроме того, необходимо учесть затраты на бензин и текущий ремонт (\mathcal{E}_3)

$$Z_m = C_{авт} / T_{использа} + (3П_в + \mathcal{E}_3) \cdot 12 \quad (4.22)$$

Данные для расчета затрат представлены в таблице 4.31. Так как норм времени по обслуживанию МП устройств не существует, расчет параметров произведен на основании данных по ДФЗ-201 [98] и статистических показателей.

Таблица 4.31 – Исходные данные для расчета технико-экономических параметров

T_{mo} , лет	k_y	ЗП, руб.	$n_{уст/мес}$	$C_{исп.уст}$, руб.
4	49	90 000	4,43	1 000 000
$m_{исп.уст}$	$T_{использу}$, лет	$C_{авт}$, руб.	\mathcal{E}_3 , руб.	$3П_в$, руб.
2	8	1 600 000	100 000	40 000

В разделе 4.6.3 предложено два способа определения абсолютной величины ущерба, принимающие стоимость одного недоотпущенного кВт·ч электроэнергии ($C_{э-эн}$) равной 3,7 или 262 р в зависимости от методики расчета. Результаты расчета затрат на эксплуатацию и потенциального ущерба, представлены в таблице 4.32.

Важно отметить, что предложенная технико-экономическая оценка не учитывает непосредственно стоимость реконструкции РЗ, которая в зависимости от технического совершенства устройств и применения ими алгоритмов самодиагностики может существенно варьироваться.

Таблица 4.32 – Затраты по системе в зависимости от стратегии эксплуатации

С, тыс р/МВт·ч	Схема	У, МВт·ч	У _р , тыс. руб.	Зэ, тыс. руб.	Сумма, тыс руб.	Затраты, о.е
262,0	А & В	275	72139	2379	74518	1,45
	Тип С	187	49021	2379	51400	1,00
	Тип D	268	70347	2130	72477	1,41
	С & D	187	49021	2257	51278	1,00
3,7	А & В	275	1019	2379	3398	1,15
	Тип С	187	692	2379	3071	1,04
	Тип D	268	993	2130	3123	1,06
	С & D	187	692	2257	2949	1,00

Численные значения в таблице 4.32 позволяют судить о том, что наиболее эффективным с экономической точки зрения вне зависимости от методики расчета финансовой величины ущерба является вариант «С & D» в котором сеть оснащена устройствами типа С часть которых не обслуживается. Чуть менее экономичен вариант «Тип С», однако разница составляет менее процента. Важно отметить, что при рассмотрении варианта D, затраты на оборудование и автотранспорт также учитывались потому как являются неотъемлемым условием выполнения ремонтов, вызванных отказами оборудования.

В зависимости от местных условий потенциальные ущербы, могут сильно отличаться, однако при любых условиях затраты на вариант «С & D» с адаптивным управлением ТО в зависимости от потенциальных ущербов, будут меньше затрат варианта «Тип D». Этот факт позволяет сделать вывод о том, что адаптивный подход к выбору способов обслуживания устройств РЗ является оптимальным и рекомендуется к использованию в ЭЭС.

Выводы по главе

1. В четвертой главе настоящей работы выделены четыре формы численного эквивалента влияния потенциальных отказов РЗ на ЭЭС:

– потенциальная длительность нахождения элемента ЭЭС в отключенном состоянии по причине отказа устройства РЗ;

- ущерб от отключения защищаемого элемента, по причинам связанным с РЗ в энергетическом эквиваленте;
- ущерб от отключения защищаемого элемента, по причинам связанным с РЗ в денежном эквиваленте;
- векторное многопараметрическое представление ущерба от отключения защищаемого элемента.

2. Разработаны методы определения каждой из выделенных форм численного эквивалента влияния потенциальных отказов РЗ на ЭЭС, выполнена их апробация, полученные результаты проанализированы на адекватность с помощью графического представления и его качественного анализа.

3. Показано, что решение о применении формы численного эквивалента влияния потенциальных отказов РЗ на ЭЭС должно обуславливаться желаемым результатом. Так, потенциальная длительность нахождения элемента ЭЭС в отключенном состоянии по причине отказа устройства РЗ, удобна для интеграции в существующие программные комплексы расчета надежности ЭЭС. Векторное представление является наиболее точным средством для сравнения элементов ЭЭС сходного типа. Применение ущерба в денежном эквиваленте удобно для взвешенного принятия технико-экономических решений, требующих одновременного учета множества финансовых факторов, в том числе не обусловленных надежностью.

4. Установлена зависимость форм представления численного эквивалента влияния потенциальных отказов РЗ на ЭЭС от параметров реальных объектов, включая интенсивность коротких замыканий в ЭЭС, количество смежных сетевых объектов, класс напряжения, ущерб в случае отключения сетевого элемента и другие параметры. Существенное влияние на указанные показатели оказывает тот факт, что для необслуживаемой РЗ, вероятность нахождения в состоянии потенциального возникновения излишнего

срабатывания, при большой интенсивности коротких замыканий в смежной сети выше, чем для обслуживаемых.

5. Показаны и апробированы возможности применения разработанных методов для технико-экономического обоснования технических решений принимаемых в ЭЭС. С помощью предложенного набора методов может быть достигнуто увеличение точности учета вклада РЗ при расчете ненадежности системы, осуществлено технико-экономически обоснованное планирование реконструкций РЗ в системе, выявление устройств, требующих первоочередной замены, а также анализ эксплуатации РЗ на предмет эффективности применяемых подходов.

6. Техничко-экономическая оценка суммарных затрат на эксплуатацию РЗ с учетом потенциальных ущербов, вызванных недоотпущенной потребителю электроэнергией показала, что для ряда устройств РЗ, снижение затрат на эксплуатацию не приводит к повышению ущерба, что позволяет судить о необходимости применения адаптивного подхода к обслуживанию устройств РЗ.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Проведенный анализ традиционных и современных подходов к эксплуатации устройств РЗ, показал, что применяемые в ЭЭС планово-предупредительный подход к планированию ремонтов и экспертный подход к планированию развития препятствуют полноценному использованию преимуществ современного оборудования.

2. Выполнен анализ существующих подходов к расчету риска и надежности устройств РЗ, показано, что наиболее распространены методы обобщенных показателей и методы пространства состояний. Установлено, что методы расчета риска и надежности для решения практических задач РЗ не применяются.

3. Выполненный анализ реально эксплуатируемых устройств РЗ, позволил качественно оценить уровень надежности, как следствие наблюдаемости вторичных цепей, и выявил возможность её повышения без сверхнормативных затрат, путем увеличения эффективности самодиагностики.

4. Разработан метод определения вероятности нахождения устройств РЗ в неработоспособном состоянии. Работа метода основана на использовании модели состояний устройства РЗ, основанной на теории марковских процессов, преимуществом которой по сравнению с другими исследованиями в области является возможность учета ближнего резервирования, а также параметров надежности средств связи. Метод пригоден для определения объемов воздействия на устройство РЗ, необходимых для достижения целевого уровня надежности.

5. При разработке методов определения влияния отказов устройств РЗ на технико-экономические характеристики ЭЭС выделено два основных технико-экономических критерия: длительность отключенного состояния элемента ЭЭС по причинам связанным с отказами РЗ любого вида и потенциально недоотпущенная электроэнергия, по причинам связанным с отказами РЗ любого вида. Показана применимость первого критерия для

сравнительного анализа однотипных объектов в системе при принятии технических решений и второго для обоснования первостепенной значимости конкретных технических решений любого вида в части РЗ для ЭЭС.

6. С использованием результатов корреляционного анализа, доказано, что разработанный метод определения влияния потенциальных отказов РЗ на ЭЭС, позволяет оценить роль устройств РЗ в системной надежности, и, как следствие, пригоден для решения задач планирования реконструкции устройств РЗ в сети с учетом технических и экономических критериев.

7. Разработан метод обоснования подхода к эксплуатации конкретных устройств РЗ, учитывающий вероятность нахождения устройства в неработоспособном состоянии, а также его системную значимость, характеризуемую величиной потенциально недоотпущенной электроэнергии, по причинам, связанным с отказами РЗ любого вида. На основании приведенного в диссертации расчета технико-экономических критериев, для тестовой схемы ЭЭС IEEE14, позволяет сделать вывод о пригодности метода для рационализации баланса надежности и издержек, что позволяет рекомендовать его к промышленному внедрению.

Рекомендации и перспективы

На основании результатов работы можно рекомендовать на подстанциях с установленными микропроцессорными терминалами РЗ, ввести в работу функции (при их наличии), позволяющие осуществлять контроль исправности цепей трансформаторов тока и других вторичных цепей. Указанная мера позволит снизить время нахождения таких устройств РЗ в неработоспособном состоянии без существенных затрат.

Перспективы развития работы и промышленного внедрения разработанных методов управления эксплуатацией РЗ связаны с повышением адаптивности предложенных методов, а также с организацией сбора максимально репрезентативной выборки статистических данных.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Абдурахманов, А. М. О надежности ячеек элегазовых выключателей 110–750 кВ подстанций / А. М. Абдурахманов, М. Ш. Мисриханов, В. Е. Федоров // Методические вопросы исследования надежности больших систем энергетики. – 2011. – № 61. – С. 543.
2. ГОСТ Р 55438-2013. Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Релейная защита и автоматика. Взаимодействие субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии при создании (модернизации) и эксплуатации. Общие требования. – Введ. 2014-04-01. – М. : Стандартинформ. – 2014. – 20 с.
3. Назарычев, А. Н. Анализ основных преимуществ применения вакуумных выключателей [Электронный ресурс] / А. Н. Назарычев. – Режим доступа: <http://bester54.ru/cms.php?type=page&id=22>. – Загл. с экрана.
4. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. пособие для вузов. / А. М. Федосеев. – М. : Энергоатомиздат. – 1984. – 520 с.
5. Обоскалов В. П. Структурная надежность электроэнергетических систем: учеб. пособие / В. П. Обоскалов ; Урал. федер. ун-т им первого Президента России Б. Н. Ельцина. – Екатеринбург : УрФУ, 2012. – 196 с.
6. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения. – Взамен ГОСТ 133377-75; – введ. 1990-07-01. М. : Государственный комитет СССР по стандартам. – 1990. – 32 с.
7. Дедков, В. К. Принципы формирования критериев и показателей эффективности функционирования сложных технических систем / В. К. Дедков // Надежность и качество сложных систем. – Пенза : ПГУ. – 2013. – №4. – С. 3-8.
8. Чернобровов, Н. В. Релейная защита. Учебное пособие для техникумов / Н. В. Чернобровов. – 5-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергия. – 1974. – 620 с.
9. Зейлидзон, Е. Д. Основные свойства релейной защиты от коротких замыканий электроэнергетических систем / Е. Д. Зейлидзон, Э. П. Смирнов, А. М. Федосеев // Электричество. – 1975. – № 4. – С. 1-7.
10. Смирнов, Э. П. Об особенностях техники надежности релейной защиты / Э. П. Смирнов // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 89-93.
11. Розанов, М. Н. Надежность электроэнергетических систем / М. Н. Розанов. – М. : Энергоатомиздат. – 1984. – 568 с.
12. Гук, Ю. Б. Теория надежности в электроэнергетике / Ю. Б. Гук. – М. : Энергоатомиздат. – 1990. – 208 с.
13. Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем / В. Г. Китушин. – М. : Высшая школа. – 1984. – 256 с.
14. Гнеденко, Б. В. Математические методы в теории надежности / Б. В. Гнеденко, Ю. К. Беляев, А. Д. Соловьев // М. : Наука. – 1965. – 524 с.

15. Таривердиев, В. Д. Надежность и экономичность энергосистем / В. Д. Таривердиев. – Новосибирск : Наука. – 1970. – Том. 1 . – 280 с.
16. Котов, О. М. Анализ схемной надежности электрических систем / О. М. Котов, В. П. Обоскалов. – Екатеринбург : УГТУ-УПИ . – 2007. – 57 с.
17. Грудинский, П. Г. Применение метода Блок-Схем для расчета надежности систем электроснабжения / П. Г. Грудинский, В. И. Эдельман // Электрические станции. – 1973. – № 2. – С. 41–44.
18. Гельфанд, Я. С. Релейная защита распределительных сетей / Я. С. Гельфанд. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат. – 1987. – 368 с.
19. Kuruganty, P. R. S. Protection System Modelling in a Probabilistic Assessment of Transient Stability / P. R. S. Kuruganty , R. Billinton // IEEE Trans. Power Appar. Syst. – 1981. – № PAS-100 (5). – P. 2163–2170.
20. Phadke, A. A New Computer-Based Flux-Restrained Current-Differential Relay for Power Transformer Protection / A. Phadke, J. Thorp // IEEE Trans. Power Appar. Syst. – 1983. – № PAS-102 (11). – P. 3624–3629.
21. Liu, X. Risk Assessment in Extreme Events Considering the Reliability of Protection Systems / X. Liu, M. Shahidehpour, Y. Cao, Z. Li, W. Tian // IEEE Transactions on Smart Grid. – 2015. – Vol. 6. – № 2. – P. 1073-1081.
22. Li, Z. Fault diagnosis of 3/2 connection / Z. Li, Q. Chen, Z. Gao, D. Nie // Conference: Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia). – IEEE. – 2012. – P. 1–5.
23. Рипс, Я. А. Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента / Я. А. Рипс // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 5–6.
24. Смирнов, Э. П. Влияние профилактического контроля на результирующую надежность релейной защиты / Э. П. Смирнов // Электричество. – 1968. – № 4. – С. 10–15.
25. Смирнов, Э. П. Подход к расчету надежности устройств релейной защиты / Э. П. Смирнов // Электричество. – 1965. – № 9. – С. 44–49.
26. Смирнов, Э. П. Зависимость надежности релейной защиты от условий эксплуатации и надежности защищаемого элемента / Э. П. Смирнов // Электричество. – 1966. – № 6. – С. 32–37.
27. Шалин, А.И. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем / А. И. Шалин. – Новосибирск : НГТУ. – 2002. – 384 с.
28. Андросенко, О. С. Постановка и решение задач Марковских процессов на ЭВМ / О. С. Андросенко, Л. Д. Девятченко, Е. П. Маяченко. – Магнитогорск : ГОУ ВПО «МГТУ». – 2007. – 51 с.
29. Зеленцов, Б.П. Исследование модели функционирования резервированной по несрабатыванию системы релейной защиты / Б. П. Зеленцов, А. С. Трофимов // Релейная защита и автоматизация. – 2017. – № 4(29). – С. 20-27.

30. Kumm, J.J. Predicting The Optimum Routine Test Interval For Protective Relays / J.J. Kumm, M. S. Weber, D. Hou, E. O. Schweitzer III // IEEE Transactions on Power Delivery. – 1995. – Vol. 2. – № 10. – P. 659–665.
31. Kumm, J.J. Philosophies for Testing Protective Relays / J.J. Kumm, M. S. Weber, E. O. Schweitzer III, D. H. Schweitzer // 20th Annual Western Protective Relay Conference. – 1993. – P. 1-17.
32. Kumm, J. J. Assessing the Effectiveness of Self-Tests and Other Monitoring Means in Protective Relays / J. J. Kumm, E. O. Schweitzer III, D. H. Schweitzer // 30th Annual Minnesota Power Systems Conference. – 1994. – P. 1-14.
33. Billinton, R. Determination of the Optimum Routine Test and Self-Checking Intervals in Protective Relaying Using a Reliability Model / R. Billinton, M. Fotuhi-Firuzabad, T. S. Sidhu // IEEE Transactions on power systems. – 2002. – № 17(3). – P. 663-669.
34. Damchi Y. Determination of the optimum routine and selfchecking test time intervals for power system protection considering remote back-up protection system failure / Y. Damchi, J. Sadeh // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2012. – P. 1163-1171.
35. Shen Z. An algorithm for relay protection system failure probability / Z. Shen, X. Xiong, J. Zhou, J. Lu // Dianli Xitong Zidonghua / Automation of Electric Power Systems. – 2009. – № 33(23). – P. 5-8.
36. Cho, S. Analysis of surveillance test interval by Markov process for SDS1 in CANDU nuclear power plants / S. Cho, J. Jiang // Reliability Engineering and System Safety. – 2008. – № 93. – P. 1–13.
37. Moxley, R. Analyze Relay Fault Data to Improve Service Reliability / R. Moxley // Proceedings of the 30th Annual Western Protective Relay Conference. – Spokane, WA. – 2003.
38. Morris, B. Then Versus Now: A Comparison of Total Scheme Complexity / B. Morris, R. Moxley, C. Kusch. // Proceedings of 1st Annual Protection, Automation and Control World Conference. – Dublin, Ireland. – 2010. – P. 304-312.
39. Schweitzer III, E. O. Reliability Analysis of Transmission Protection Using Fault Tree Methods / E. O. Schweitzer III, B. Fleming, T. J. Lee // Proceedings of 24th Annual Western Protective Relay Conference. – 1997. – 17 p.
40. Dai, Z. Protection System Reliability Assessment Considering Competition of Failure Modes / Z. Dai, Z. Wang, Y. Jiao // Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). – 2012. – P. 1–4.
41. Etemadi, A. H. Design and Routine Test Optimization of Modern Protection Systems With Reliability and Economic Constraints / A. H. Etemadi, M. Fotuhi-Firuzabad // IEEE Transactions on power delivery. – 2012. – № 27(1).
42. Li, W. Risk assessment of power systems. Models, Methods, and Applications. / Wenyuan Li – IEEE Press. – 2014. – 560 p.
43. Правила устройства электроустановок / Минэнерго России. – 7-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 648 с.

44. ЭКРА.656132.265-01 РЭ. Терминалы серии БЭ2704. Руководство по эксплуатации. — Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА». — 2017. — 128 с.
45. Техническое справочное руководство Терминал дистанционной защиты линии REL 511*2.5. — Чебоксары: ООО «АББ Автоматизация». — 2004.
46. Техническое справочное руководство Терминал дифференциальной защиты линии REL 551*2.5. — Чебоксары: ООО «АББ Автоматизация». — 2004.
47. Техническое справочное руководство Терминал дистанционной защиты линии REL 670*2.5. — Чебоксары: ООО «АББ Автоматизация». — 2011.
48. Шкаф микропроцессорной дифференциально-фазной защиты линии типа «БРЕСЛЕР ШЛ 2604» Руководство по эксплуатации. — Чебоксары: «НПП Бреслер». — 2007.
49. Устройства релейной защиты и автоматики Справочник покупателя АВВ. — АВВ. — 117 с.
50. Устройство противоаварийной автоматики энергоузла УПАЭ-2-24ТС. Руководство по эксплуатации. — ООО «Прософт-Системы». — 71 с.
51. РД 153-34.3-35.613-00. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4-35 кВ / РАО ЕЭС России. — М. : ОРГРЭС, 2000. — 72 с.
52. РД 153-34.0-35.617-2001. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ / РАО ЕЭС России. — М. : ОРГРЭС, 2001. — 228 с.
53. Шапеев, А. А. Влияние внедрения информационных технологий на построение системы технического обслуживания комплексов РЗА / А. А. Шапеев, А. Г. Егоров, С. Е. Фролов // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. — 2015.
54. Кнобель, Я. Оптимизация техобслуживания устройств релейной защиты и автоматики / Я. Кнобель // Релейщик. — 2008. — № 1. — С. 48–50.
55. Зайцев, Б.С. Применение комплекса Ретом-71 для проверки сложных устройств и систем РЗА / Б.С. Зайцев, А.С. Шалимов // Релейная защита и автоматизация. — 2016. — № 4(25). — С. 45–48.
56. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем / РАО ЕЭС России. — М. : ОРГРЭС, 1997. — 39 с.
57. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА / ПАО «ФСК ЕЭС». — АО «НТЦ ФСК ЕЭС». — 2017. — 223 с.
58. СТО 34.01-4.1-005-2017. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и сигнализации на объектах электросетевого комплекса / ПАО «Россети». — ОАО «Фирма ОРГРЭС». — 2017. — 158 с.
59. СТО 56947007-33.040.20.141-2012. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, автоматики, дистанционного управления и

- сигнализации подстанций 110-750 кВ / ПАО «ФСК ЕЭС». – ООО «Центр управления проектами ЧЭАЗ». – 2012.
60. СТО 02.02.125-2015. Гидроэлектростанции. Микропроцессорная релейная защита и автоматика. Техническое обслуживание. Объемы, нормы и требования / ПАО «РусГидро». – НП «Гидроэнергетика России». – 2015. – 273 с.
61. PRC-005-2. Protection System Maintenance. – Atlanta. – 2014. – 27 p.
62. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. – ОАО «Россети». – 2015. – 49 с.
63. СТО 34.01-4.1-007-2018. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 / ПАО «Россети». – АО «РТСофт». – 2018. – 55 с.
64. Бердников, Р. Н. Методика оценки вероятности отказов основного электросетевого оборудования с учетом его технического состояния / Р. Н. Бердников, Д. Б. Гвоздев, И. А. Кузьмин, А. Н. Назарычев, Д. А. Андреев, А. И. Таджибаев // Сборник научно-технических статей сотрудников Группы компаний «Россети». – 2017. – С. 151–163.
65. РД 34.35.516-89. Инструкция по учету и оценке работы релейной защиты и автоматики электрической части энергосистем / Минэнерго СССР. – ЦДУ ЕЭС СССР. – 1989. – 27 с.
66. Электрическая надежность элегазового высоковольтного оборудования [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://energetik22.ru/nadezhnost-podstancij-s-krue-vysokovoltnye-ispytaniya>. – Загл. с экрана.
67. Гуревич, В.И. Еще раз о надежности микропроцессорных устройств релейной защиты / В.И. Гуревич // Вести в электроэнергетике. – 2009. – № 3. – С. 40–45.
68. Kuhn, K. J. Process Technology Variation / K. J. Kuhn, M. D. Giles, D. Becher, P. Kolar, A. Kornfeld // IEEE Transactions on Electron Devices. – 2011. – Vol. 58. – № 8. – С. 2197–2208.
69. Юдин, Д.Б. Математические методы оптимизации устройств и алгоритмов автоматики / Д. Б. Юдин, А. П. Горяшко, А. С. Немирович // Радио и связь. – 1982. – 288 с.
70. Подшивалин, А. Н. Верификация измерений на подстанции для целей РЗА: распознаваемость режимов ошибки / А.Н. Подшивалин, Н.М. Александров // Современные направления развития систем релейной защиты и автоматики энергосистем. – Сочи. – 2015. – 5 с.
71. Гамм, А. З. Оценка текущего состояния электроэнергетической системы как задача нелинейного программирования / А. З. Гамм // Электричество. – 1972. – № 9. – С. 12–18.
72. Гамм, А.З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм. – М. : Наука. – 1976. – 220 с.
73. Гурина, Л.А. Оценивание состояния электроэнергетической системы: алгоритмы и примеры решения линеаризованных задач / Л. А. Гурина, В. И. Зоркальцев, И. Н. Колосок. – Иркутск: ИСЭМ СО РАН. – 2016. – 37 с.

74. Черемисов, П. Быстродействие? Экономичность? Высокое разрешение? – АЦП от Texas Instruments / П. Черемисов // Новости Электроники. – 2010. – № 11.
75. Хирсанов, Н. Н. Аналого-цифровые преобразователи последовательного приближения с оптимальной процедурой подбора кода / Н. Н. Хирсанов // Вестник Самарского государственного аэрокосмического университета. – 2003. – № 1. – С. 154–161.
76. ЭКРА.656453.029-14 РЭ. Шкаф основной высокочастотной защиты линии типа ШЭ2607 084. Руководство по эксплуатации. – Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА». – 2014. – 202 с.
77. ЭКРА.656453.022 РЭ. Шкафы защиты линии и автоматики управления линейным выключателем. Руководство по эксплуатации. – Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА». – 2014. – 273 с.
78. Oliviera, L.V. Ethernet switches requirement over IEC 61850 networks: Applications with high traffic flow / L. V. Oliveira, M. Zapella, A. Sarda, W. Zanatta // 13th International Conference on Development in Power System Protection 2016 (DPSP). – Edinburg. – 2016. – P. 1-6.
79. Матальций, М.А. Теория вероятностей, математическая статистика и случайные процессы / М. А. Матальций, Г. А. Хацкевич – Минск : Вышэйшая школа. – 2012. – 720 с.
80. Anderson, W. J. Continuous-Time Markov Chains An Applications-Oriented Approach. Springer Verlag. / W. J. Anderson. – New-York. – 1991.
81. Knill, O. Probability and Stochastic Processes with Applications / O. Knill. India: Overseas Press. – 2009. – 373 p.
82. Jiang, K. Reliability modeling of all-digital protection systems including impact of repair / K. Jiang, C. Singh // IEEE Transactions on Power Delivery. – 2010. – № 25(2). – P. 579–587.
83. Kokorin, E.L. Electrical network reliability assessment with consideration of the secondary circuits' effect / E. Kokorin, A. Khalyasmaa, S. Dmitriev // 57th International Scientific Conference on Power and Electrical Engineering of Riga Technical University (RTUCON) Latvia. – 2016. – IEEE. – P. 230-238.
84. Зеленцов, Б.П. Частотный метод моделирования вероятностных систем длительного использования / Б.П. Зеленцов // Вестник СибГУТИ. – 2016. – № 4. – С. 25–38.
85. Черных, И. В. Моделирование электротехнических устройств в MATLAB, SimPowerSystems и Simulink / И. В. Черных. – Москва: ДМК Пресс. – 2008. – 288 с.
86. Кокорин, Е. Л. Оценка работоспособности устройств релейной защиты и автоматики на основе графовой вероятностной модели / Е. Л. Кокорин, С. А. Дмитриев // XVII Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям (SCM'2014). – Санкт-Петербург. – 2017. – С. 405-408.
87. IEC TR 61850-1. Communication networks and systems in substations – Part 1: Introduction and overview. – IEC. – 2003.

88. Denson, W. Nonelectronic Parts Reliability Data / W. Denson, G. Chandler, W. Crowell, A. Clark, P. Jaworski. – Reliability Analysis Center. – 1995. – 1024 p.
89. Scheer, G.W. Digital Communications Improve Communications Improve Contact I/O Reliability / G.W. Scheer, R.E. Moxeley // 7th Annual Western Power Delivery Automation Conference. – 2005. – 14 p.
90. Неуймин, В.Г. Программный комплекс RastrWin3 Руководство пользователя / В. Г. Неуймин, Е. В. Машалов, А. С. Александров, А. А. Багрянцев. – 2012. – 243 с.
91. Mithulananthan, N. Test system report. Development of a Comprehensive Power System Simulation Laboratory (PSS-L) at the University of Queensland – Project Funded by Australian Power Institute (API) / N. Mithulananthan, T. Saha. – The University of Queensland. – 2011. – 28 p.
92. IEEE 14 Bus System / Manitoba Hydro International Ltd., Canada, May 22, 2018, revision 1, - 9 pp.
93. Электротехнический справочник. Производство, передача и распределение электрической энергии. 9-е издание, том 3. – Москва. – МЭИ. – 2004.
94. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей. / Д.Л. Файбисович. – Москва. – ЭНАС. – 2010. – 57 с.
95. СО 153-34.20.118-2003. Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. – Москва. – ЗАО НТЦ ПБ. – 2012. – 243 с.
96. Кокорин, Е.Л. Степень контролируемости вторичных цепей подстанции / С.А. Дмитриев, С.Е. Кокин // Известия НТЦ ЕЭС. – 2017. – №77. – 12 с.
97. Kokorin, E. L. Calculation of the relay protection and automation failure risks / E. L. Kokorin, S. A. Dmitriev, S. E. Kokin // 17th International Ural Conference on AC Electric Drives (ACED). – 2018. – 6 p.
98. Нормы времени на техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики / РАО ЕЭС России. – М. : ЦОТэнерго, 1996. – 99 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Матрица интенсивностей переходов РЗ с учетом ближнего резервирования

$$L = \begin{pmatrix} 1 - \sum \lambda_{1j} & \lambda_{nn} & \lambda_{mo} & \lambda_{on} & \lambda_{on} & \lambda_{mo} & \lambda_{nn} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 - \sum \lambda_{2j} & \lambda_{mo} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{nn} + \lambda_{mo} & 0 & 0 & \lambda_{nc} & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{mo} & 0 & 1 - \sum \lambda_{3j} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{nn} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \lambda_{nc} & 1 - \sum \lambda_{4j} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{nc} & 0 & \lambda_{nc} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{5j} & \lambda_{nc} & 0 & 0 & 0 & \lambda_{nc} & \lambda_{nc} & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{mo} & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{6j} & 0 & \lambda_{nn} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{mo} & 1 - \sum \lambda_{7j} & \lambda_{nn} + \lambda_{mo} & 0 & 0 & \lambda_{nc} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \mu_{mo} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{mo} & 1 - \sum \lambda_{8j} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{кз} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{9j} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{10j} & \lambda_{nc} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{11j} & \lambda_{св} & 0 & 0 \\ \mu_{mo} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{12j} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 - \sum \lambda_{13j} & \lambda_{ps} \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{on} & 0 & 1 - \sum \lambda_{14j} \end{pmatrix}$$

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Фрагмент кода программы расчета длительности нахождения элементов ЭЭС в неработоспособном состоянии из-за РЗ

```
string y;  
string y0;  
schet=0; %переменная  
  
for i=1:size(Lines,1);%Цикл для чистки массива  
    Lines{i,5}=[];  
    Lines{i,4}=[];  
    Lines{i,6}=[];  
    end;  
  
for i=1:size(Lines,1);  
    if Lines{i,15}==1;%проверка для полного исключения выведенных линий  
        b=Lines{i,2}; e=Lines{i,3};  
  
        for j=1:size(Lines,1);  
            if  
(i~=j)&&((Lines{j,2}==b)|| (Lines{j,3}==b)|| (Lines{j,2}==e)|| (Lines{j,3}==e)) &  
&(Lines{j,15}~=0);  
                Lines{i,4}=[Lines{i,4},Lines{j,1}];  
            end;  
        end;  
    end;  
end;%Промежуточный цикл - смежные элементы  
  
for i=1:size(Terminals,1);%Цикл для заполнения группы 1  
  
    t=Terminals{i,1};  
    l=Terminals{i,2};  
    if Lines{l,15}==1 %проверка для полного исключения выведенных линий  
        Lines{l,5}=[Lines{l,5},t];% линии должны быть названы по - порядку  
    end;  
end;  
  
for i=1:size(Lines,1);%Цикл для заполнения группы 2  
for j=1:size(Lines{i,4},2);  
    el=Lines{i,4}(1,j);  
    Lines{i,6}=[Lines{i,6},Lines{el,5}];  
  
end;  
end;  
  
Risk1=0; %Расчет риска для каждой линии  
SumRisk1=0;%Расчет суммарного значения риска системы  
  
for qw=1:size(Lines,1)  
    Lines{qw,11}=0;  
    Lines{qw,12}=0;  
    Lines{qw,14}=0;  
end  
  
zzp=0;%третья тарелочка чтобы не потерять исходное значение  
zzp1=0;%третья тарелочка 2, чтобы не потерять исходное значение  
podstan=1; %условие для запуска цикла перебора  
for zz=0:size(Terminals,1)+1;% цикл подстановки значений неработоспособности  
и расчета риска
```

```

if (zz==0) || (zz==size(Terminals,1)+1);
else
    if podstan~=0;
        zzp=Terminals{zz,3};
        zzp1=Terminals{zz,5};
        Terminals{zz,3}=Terminals{zz,6};
        Terminals{zz,5}=Terminals{zz,7};
        nomz=Terminals{zz,2};%фильтр для расчета риска только для защ. элемента
    end
end
for i=1:size(Lines,1);% Цикл по всем линиям в массиве lines
    q1=0;
    q2=0;
    q3=0;
    qn=0;
    qi=0;
    for j=1:size(Lines{i,5},2);% Цикл по всем элементам 1го типа в массиве
lines
        for k=1:size(Terminals,1);
            if (Lines{i,5}(j))==Terminals{k,1};% Цикл по терминалам РЗ
                q1=q1+Terminals{k,4};
                qn=qn+Terminals{k,3};
                qi=qi+Terminals{k,5};%учет излишней работы
            end
        end
    end
    linm=Lines{i,4};
    for j=1:size(linm,2);% Цикл по элементам 2го типа в массиве lines
        qwe=Lines{linm(j),5};
        for ww=1:size(Lines{linm(j),5},2);
            q2=q2+Lines{(linm(j)),8}*Terminals{qwe(ww),5};
        end;
        q3=q3+Lines{(linm(j)),8};
    end

    Risk1=(q1+q2+q3*qn)*Lines{i,7};
    Lines{i,9}=Risk1;

end

for i=1:size(Lines,1);%Цикл расчета риска смежного узла
    ril=0;
    for j=1:size(Lines{i,4},2);
        nom=Lines{i,4}(1,j);

        ril=ril+Lines{nom,9};
    end;
    if zz==0;
        Lines{i,10}=ril+Lines{i,9};
    else
        if (Lines{i,11}==0) && (nomz==Lines{i,1})
            Lines{i,11}=ril+Lines{i,9};
        else

            if (Lines{i,12}==0) && (nomz==Lines{i,1})
                Lines{i,12}=ril+Lines{i,9};
            end
        end
    end
end
end

```

```

end;
if (zz==0) || (podstan==0) || (zz==size(Terminals,1)+1);
else
Terminals{zz,3}=zzp;
Terminals{zz,5}=zzp1;
end
end
for t=1:size(Lines,1);
if ((Lines{t,11}>Lines{t,12}) && (Lines{t,12}~=0))
Lines{t,13}=Lines{t,10}-Lines{t,12};
else
Lines{t,13}=Lines{t,10}-Lines{t,11};
end
end

for t=1:size(Terminals,1)
Lines{Terminals{t,2},14}= Lines{Terminals{t,2},14}+Terminals{t,6};
end
%%Расчет вероятности КЗ на смежных элементах
for t=1:size(Lines,1);
Lines{t,16}=0;
for n=1:size(Lines{t,4},2);
Lines{t,16}=Lines{t,16}+Lines{Lines{t,4}(n),8};
end
end
end

```

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Фрагмент кода программы определения увеличения величины недоотпущенной электроэнергии по причине отключения элемента ЭЭС

```

class Node(object): #Класс объекта узел
    def __init__(self,num,Pnagr,Pgen,FromG=1,ConWG=0,Pmax=0,dopR=0,dP=0):#
    Даем возможность обращаться по именам
        '''FromG - поле, хранящее возможность питания, т.е. наличие
генератора в группе связности'''
        self.num=num #Номер узла
        self.Pnagr=Pnagr #Нагрузка в узле в МВт
        self.Pgen=Pgen
        self.ConWG=ConWG #Conected with generator? 1 если да, 0 если нет
        self.Pmax=Pmax #Максималольная мощность которую могут передать смежные
линии (при условии что являются питающими)
        self.dopR=dopR #Pmax?Pnagr Если >= "1" иначе "0"
        self.dP=dP #если dopR=0 то Pnagr-Pmax
        self.ConWG=ConWG
    def __str__(self):# Даем возможность применять метод print() к классу
    if self.Pgen==999999:
        return ("num:"+str(self.num)+" Pnagr: Базовый узел")
    else:
        return ("num:"+str(self.num)+" Pnagr:"+str(self.Pnagr)+"
Pgen:"+str(self.Pgen))

class Branch(object): #Класс объекта узел
    def __init__(self,BN,EN,Pmax,VENable,L,M):# Даем возможность обращаться
по именам
        self.BN=(BN) #Номер узла начала
        self.EN=(EN) #Номер узла конца
        self.Pmax=(Pmax) #Максимальная допустимая мощность по линии, МВт
        self.VENable=(VENable) #True если ветвь включена и False если
отключена
        self.L=L #Интенсивность отказа элемента
        if VENable==0:#Это условие нужно для того, чтобы отключенные линии не
могли вообще включиться
            self.M=0 #Интенсивность восстановления элемента
        else:
            self.M=M
    def __str__(self): # Даем возможность применять метод print() к классу
    if self.VENable==True:
        return ("BN:"+str(self.BN)+" EN:"+str(self.EN)+"
Pmax:"+str(self.Pmax)+str(self.VENable))
    else :
        return ("BN:"+str(self.BN)+" EN:"+str(self.EN)+" Отключена!")

def nimport(nodes_file):
    #Импортирую таблицу узлов
    with open(nodes_file,"r") as f:
        reader=csv.reader(f, delimiter=';')
        your_list=list(reader)
    Nodes=[]*len(your_list)
    for i in range(len(your_list)):
        if i>0:
            num=int(your_list[i][0])
            Pnagr=int(your_list[i][1])
            Pgen=int(your_list[i][2])
            Nodes.append(Node(num,Pnagr,Pgen))
    return Nodes

```

```

def bimport(branches_file):
    #Импортирую таблицу узлов
    with open(branches_file,"r") as f:
        reader=csv.reader(f, delimiter=';')
        your_list=list(reader)
    Branches=[]*len(your_list)
    for i in range(len(your_list)):
        if i>0:
            BN=int(your_list[i][0])
            EN=int(your_list[i][1])
            Pmax=int(your_list[i][2])
            BEnable=int(your_list[i][3])
            L=float(your_list[i][4])
            M=float(your_list[i][5])
            Branches.append(Branch(BN,EN,Pmax,BEnable,L,M))

    return Branches

def print_all(Nodes,Branches):
    print("Массив ветвей")
    for i in range(len(Branches)):
        print((Branches[i]))

    print("Массив узлов")
    for i in range(len(Nodes)):
        print((Nodes[i]))

def adj_list(Nodes,Branches):
    '''Создает список связности
    На вход требует list узлов и list ветвей
    '''
    Adj_list=[]
    for nod in Nodes:
        #print(nod.num)
        adj=[]
        for a in Branches:
            if (a.BN==nod.num) and (a.BEnable!=0):
                adj.append(a.EN)
            elif(a.EN==nod.num) and (a.BEnable!=0):
                adj.append(a.BN)
        Adj_list.append(adj)
    return Adj_list

def dfs_m(v,visited,Adj_list,V):
    '''Возвращает список узлов достижимых из v в список visited, включая
    себя. adj_list - список связности.
    '''
    V.append(v)
    v=v-1 #-1 т.к. нумерация в питоне идет с 0
    visited[v]=True
    for w in Adj_list[v]:
        if not visited[w-1]:
            dfs_m(w,visited,Adj_list,V)
    return (V)

def dfs(v,visited,Adj_list):
    '''Этот метод является надстройкой над dfs_m и нужен для того чтобы
    обнулить V на первом шаге и не хранить ее как global.

```

```

'''
V=[]
return dfs_m(v,visited,Adj_list,V)#Вызывает dfs_m и тот дальше
рекурсирует как захочет

def ConWG(V,dP,Nodes):
'''На вход получает список узлов в группе связности V, недоотпуск по
группе связности, если недоотпуск есть, то всем узлам в поле ConWG 1 меняет
на 0'''
for i in V:
for j in Nodes:
if j.num==i:
if dP>0:
j.ConWG=0
elif dP==0:
j.ConWG=1
return Nodes

def iep(V,nodes):#iep is it enough power?
'''На вход получает список V - список вершин в одной группе смежности
Возвращает недоотпуск, если нагрузка больше генерации
Возвращает 0 если недоотпуска нет
'''
Nagr=0
Potr=0
for i in V:
Nagr+=Nodes[i-1].Pnagr
Potr+=Nodes[i-1].Pgen
if Nagr>Potr:
dP=Nagr-Potr
return dP
else:
return 0

def ibs(node,Branches):#ibs is branches strong?
'''На вход получает узел node, массив ветвей чтобы посмотреть в нем
допустимую нагрузку.
На выходе дает 0, если линии выдерживают нагрузку
и dP если нет
'''
n=node.num #Вытаскиваем номер из объекта класса узел
Pnagr=node.Pnagr #Вытаскиваем нагрузку из объекта класса узел
Pgen=node.Pgen #Вытаскиваем генерацию из объекта класса узел
dPn=abs(Pnagr-Pgen)
Pmax=0 #Суммарная допустимая мощность, которую можно передать по всем
линиям смежным с данным узлом
#print Adj_list[n-1]
for i in Adj_list[n-1]:
for b in range(len(Branches)):
if ((Branches[b].BN==i) and (Branches[b].EN==n)) or
((Branches[b].BN==n) and (Branches[b].EN==i)):
Pmax+=Branches[b].Pmax
if dPn<Pmax:
return 0
else:
return (dPn-Pmax)

def unreliable_element(l,m,dt):
'''Функция ненадежного элемента
Принимает на вход:
интенсивность отказа(l),
интенсивность восстановления элемента(m),
длительность шага моделирования в часах (dt).
Возвращает:
'''

```

```

        столбец вероятности нахождения элемента в работоспособном состоянии и
в состоянии отказ'''
import numpy as np #Может это и не красиво импортировать библиотеку из
функции, но больше она нигде не нужна
import random
np.set_printoptions(precision=19)
a=np.zeros((2,2),dtype=float)#Инициализировали массив
a[(0,1)]=1*dt#Заполнили массив
a[(0,0)]=-a[(0,1)]#Заполнили массив
a[(1,0)]=m#Заполнили массив
a[(1,1)]=-a[(1,0)]#Заполнили массив
b=a.transpose()#Транспонируем массив
b[(1,0)]=1#Замена последней строки на условие равенства суммы 1
b[(1,1)]=1#Замена последней строки на условие равенства суммы 1
f=np.dot(np.linalg.inv(b),np.array([[0],[1]]))#Умножаем обратную матрицу
на невязку
b=np.random.choice([1,0],1,p=[f[(0,0)],f[(1,0)]])#Делаем случайный выбор
в соответствии с рассчитанными весами
return int(b)

def overcurrent(Num,Adj,Nodes,Branches):
    '''Определяет тупиковый ли узел, если да - выявляет последовательные
радиальные участки сети и рассчитывает недоотпуск на них'''
    Pt=0
    Pmaxtemp=0
    Numzap=99999
    q=0 #Счетчик рекурсии
    dP=int(overcurrent_int(Num,Adj,Nodes,Branches,Pt,Pmaxtemp,q))
    if dP>0:
        return (dP)
    else:
        return 0

def overcurrent_int(Num,Adj,Nodes,Branches,Pt,Pmaxtemp,q, Numzap=100,Ptr=0):
    '''Определяет тупиковый ли узел, если да - выявляет последовательные
радиальные участки сети и рассчитывает недоотпуск на них'''
    if ((q>0) and (len(Adj[Num-1])==2) and ((Adj[Num-1][0]==Numzap) or (Adj[Num-1][1]==Numzap))):
        (Adj[Num-1]).remove(Numzap)
        if ((len(Adj[Num-1])==1) and (Adj[Num-1][0]!=Numzap) and (int(Nodes[Num-1].Pnagr)>int(Nodes[Num-1].Pgen))):
            Num2=int(Adj[Num-1][0])
            Pt+=int(Nodes[Num-1].Pnagr)
            for i in Branches:
                if (((i.BN==Num2) and (i.EN==Num)) or ((i.BN==Num) and
(i.EN==Num2))) :
                    if ((Pt-i.Pmax>Pmaxtemp)):
                        Pmaxtemp=Pt-i.Pmax
                        Ptr=Pt
                        Numzap=Num
                        q+=1
                        return
            overcurrent_int(Num2,Adj,Nodes,Branches,Pt,Pmaxtemp,q,Numzap,Ptr)
        elif (q>0):
            if Pmaxtemp<Pt:
                return (Pmaxtemp)
            else:
                return 0
        else:
            return 0

import sys

```

```

import time
def show_progress(value):#Функция для вывода прогресса расчета
    sys.stderr.write('%d\r'%value)

if __name__=="__main__":

    import csv
    Adj_list=[]
    Nodes=nimport("Nodes.csv")
    Branches=bimport("Branches.csv")
    print("Осуществляем моделирование за "+str(years)+" лет")
    #Активируем свойство ненадежности линий
    dt=1 #шаг моделирование в часах, сильно увеличить нельзя, т.к. время
восстановления исчисляется часами
    years=1 #100 лет - самое то, потом усредняем и получаем среднее значение
    k=8760*years #Сколько итераций мы хотим запустить (в конкретном случае -
кол-во часов моделирования)

    for z in range(1):
        #Branches[z].VEnable=0
        dEсум=0 #Суммарный недоотпуск за все итерации, причем он получается
сразу в энергии, т.к каждая итерация умножается на время
        dEсумi=0 #Суммарный недоотпуск на предыдущей итерации, нужен чтобы
учитывать недоотпуск сохраняющийся в течении нескольких итераций подряд
        ned=0

        for j in range(k): #цикл по годам
            #print(j)
            niter=j

            show_progress(niter*100/k)
            izm=0 #Переменная для проверки изменения состояния элемента схемы

            #Определяем топологию с учетом надежности элемента
            for i in range(len(Branches)):
                temp=int(unreliable_element(Branches[i].L,Branches[i].M,dt))
                if Branches[i].VEnable!=temp:#Определяем что произошел факт
изменения состояния
                    izm=1 #сигнализируем о том, что состояние поменялось
                    Branches[i].VEnable=temp
                    vivod= ("\n"+"На "+str(j)+" итерации "+" состояние
ветви:"+str(Branches[i].BN)+" - "+str(Branches[i].EN)+" изменено на:
"+str(temp))

            #Для полученной топологии решаем задачи связности и получаем
недоотпуск
            #Определяем все группы связности
            if (j==0) or (izm==1):
                dEсумi=0
                visited=[False]*len(Nodes)
                Adj_list=adj_list(Nodes,Branches)

                smeg=[]
                counter=0#Счетчик связных групп
                for i in range(len(visited)):
                    if visited[i]==True:
                        continue
                    else:
                        counter+=1
                        smeg=dfs(i+1,visited,Adj_list)
                        ned=iep(smeg,Nodes)

```

```
Nodes=ConWG (smeg, ned, Nodes)
dЕсумi+=ned

del counter
sum_branch=0
for j in Nodes:
    if j.ConWG==1:#Должно быть условие проверяющее находится
ли узел в группе связности в которой есть генератор, если его нет, то этот
недоотпуск уже учтен ранее

        q=overcurrent (j.num, Adj_list, Nodes, Branches)
        sum_branch+=q
        dЕсумi+=sum_branch
        dЕсум+=dЕсумi
    else:
        dЕсум+=dЕсумi
print ("Средний годовой недоотпуск: "+str(dЕсум/years) +" МВт*ч")
print ("Задача решена")
```