

Федеральное агентство железнодорожного транспорта
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«Омский государственный университет путей сообщения»
(ОмГУПС (ОМИИТ))

На правах рукописи



СИМАКОВ Александр Владимирович

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ
ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ**

Специальность 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Харламов Виктор Васильевич

ОМСК 2023

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	5
1 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ И НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ	15
1.1 Требования к электротехническим комплексам РЗА	15
1.2 Технический учет и анализ функционирования РЗА	18
1.3 Эксплуатация электротехнических комплексов РЗА	22
1.4 Цифровая трансформация комплексов РЗА	24
1.4.1 Применение МЭК-61850 в комплексах РЗА	24
1.4.2 Архитектуры и топологии цифровых подстанций	25
1.4.3 Особенности внедрения технологии ЦПС	27
1.4.4 Влияние технологии ЦПС на комплексы РЗА	33
1.5 Качество функционирования комплексов РЗА	34
1.6 Выводы и заключение к главе	47
2 РАЗРАБОТКА СПОСОБА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ.....	50
2.1 Критерии работоспособности комплексов РЗА	50
2.2 Передача электротехнической информации комплексов РЗА ЦПС	52
2.2.1 Передача токов и напряжений в формате SV	52
2.2.2 Передача сигналов и команд в формате GOOSE	54
2.2.3 Передача отчетов о состоянии комплекса РЗА	57
2.2.4 Передача команд синхронизации времени	58
2.2.5 Загрузка системы передачи электротехнической информации.....	60
2.3 Регламент технического обслуживания комплексов РЗА.....	64
2.4 Проверка электрических характеристик комплексов РЗА.....	66
2.5 Проверка системы передачи электротехнической информации	74
2.6 Разработка способа диагностирования комплексов РЗА в условиях нарушения достоверности и полноты электротехнической информации	77

2.6.1 Распознавание достоверности измерений (I этап)	78
2.6.2 Восстановление последовательности измерений (II этап).....	80
2.6.3 Реакция на частичную потерю измерений (III этап).....	82
2.6.4 Влияние СЕВ на работоспособность защит (IV этап)	84
2.6.5 Распознавание достоверности сигналов и команд (V этап).....	85
2.6.6 Оценка загрузки электротехнической информацией (VI этап)	87
2.7 Выводы и заключение по главе.....	88
3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ	90
3.1 Особенности комплексов РЗА промышленного назначения.....	90
3.2 Исходные условия и принимаемые допущения	94
3.3 Методы моделирования комплексов РЗА.....	95
3.3.1 Логико-вероятностный метод	95
3.3.2 Метод цепей Маркова	98
3.4 Вероятность безотказной работы комплексов РЗА	101
3.5 Учет потока восстановлений комплекса классической РЗА.....	108
3.6 Учет потока восстановлений комплекса РЗА ЦПС	114
3.7 Учет специфики электротехнических комплексов РЗА ЦПС	119
3.8 Выводы и заключение по главе.....	122
4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ	124
4.1 Изменение подхода при организации ТО комплексов РЗА.....	124
4.2 Учет особенностей комплексов РЗА ЦПС в системе ТО.....	128
4.3 Анализ актуальности объемов ТО комплексов РЗА.....	131
4.3.1 Анализ полноты ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС	135
4.3.2 Учет полноты потока восстановлений комплексов РЗА ЦПС	136
4.3.3 Уточнение объемов ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС ...	137
4.4 Требования к уточненной технологии ТО комплексов РЗА ЦПС	141
4.5 Разработка уточненного алгоритма ТО комплексов РЗА ЦПС.....	142

4.6 Технический эффект от применения технологии ТО	148
4.7 Экономический эффект от применения технологии ТО	149
4.8 Выводы и заключение по главе.....	154
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	156
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	158
Приложение 1. Виды и периодичность ТО комплексов РЗА	171
Приложение 2. Виды и периодичность ТО МПТ РЗА	172
Приложение 3. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ	173
Приложение 4. Акт внедрения уточненной технологии ТО РЗА ЦПС	174
Приложение 5. Технологическая карта ТО комплекса РЗА ЦПС.....	176

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования. Преобразование топливно-энергетического комплекса Российской Федерации с внедрением цифровых технологий осуществляется в соответствии с Энергетической стратегией Российской Федерации на период до 2035 года, указом президента Российской Федерации № 204 от 07 мая 2018 г. «О национальных целях и стратегических задачах развития Российской Федерации на период до 2024 года» и распоряжением Правительства РФ № 3924-Р от 28 декабря 2021 г. «Об утверждении стратегического направления в области цифровой трансформации топливно-энергетического комплекса» на период до 2030 года.

Особая роль при внедрении цифровых инструментов уделяется электротехническим комплексам релейной защиты и автоматики (РЗА), предназначенным для ликвидации повреждений и аварийных режимов, возникающих в электрооборудовании и электроэнергетических системах.

Важным фактором обеспечения работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА является система технического обслуживания (ТО), которая может, как повысить эффективность защит за счет своевременного выявления и устранения дефектов, так и снизить – за счет ошибок при выводе и вводе комплексов защиты, выполнения операций ТО не в полном объеме и пр. Анализ статистических данных показывает, что до 20% случаев неправильной работы электротехнических комплексов РЗА происходит по вине эксплуатирующего персонала.

Современные электротехнические комплексы РЗА являются сложной системой, выполняющей измерения, анализ электрических величин и обмен электротехнической информацией (сигналами защит, командами управления и блокировок). Согласно СТО 56947007-29.240.10.299-2020 «Цифровая

подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС» ПАО «ФСК ЕЭС», технология интеграции электротехнических комплексов РЗА в единую систему, осуществляющую обмен информацией в соответствии с требованиями стандарта МЭК-61850, получила название «Цифровая подстанция» (ЦПС). При выполнении ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС должны учитываться эксплуатационные особенности, обусловленные передачей сведений о состоянии защищаемого электрооборудования в цифровом виде.

Электротехнические комплексы РЗА одновременно выполняют защиту собственных присоединений, осуществляют резервирование нижестоящих и участвуют в алгоритмах вышестоящих защит. Таким образом, от полноты и качества ТО напрямую зависит работоспособность и качество функционирования электротехнических комплексов РЗА.

Степень разработанности темы диссертации. Исследования качества функционирования электротехнических комплексов РЗА проводились научными коллективами МЭИ, ТПУ, УРФУ, НГТУ, СПбПУ, ДВГУПС, СамГТУ, ЮРГПУ, ОмГТУ и других учреждений.

Вопросам повышения качества функционирования электротехнических комплексов РЗА посвящен ряд основополагающих работ таких авторов, как А. А. Волошин, В. Г. Гольдштейн, В. И. Нагай, К. И. Никитин, В. П. Обоскалов, Э. П. Смирнов, А. М. Федосеев, А. С. Трофимов, А. И. Шалин, А. Apostolov, E. Atienza, C. Brunner, R. Kuffel, J. J. Kumm, и другие.

При решении задач оценки работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов релейной защиты используются таблично-логические и логико-вероятностные методы, а также методы Марковских цепей. Качество функционирования электротехнических комплексов РЗА определяется способностью выполнять свои функции в течение срока службы при наличии аварийного режима на защищаемом электрооборудовании и характеризуется вероятностью безотказной работы.

При этом, не учитывается в достаточной мере рост эффективности самодиагностики электротехнических комплексов РЗА, их схемные и конструктивные особенности, а также влияние полноты ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС на работоспособность и качество функционирования защит.

Нормативной основой, определяющей технологию выполнения ТО комплексов РЗА, являются утвержденные приказом Министерства энергетики Российской Федерации № 555 от 13.07.2020 «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики». Объемы ТО, утвержденные правилами, сформированы на базе опыта эксплуатации и эффективны при обеспечении исправности существующих электротехнических комплексов РЗА. Специфические особенности ТО комплексов РЗА ЦПС, в частности влияние полноты и достоверности электротехнической информации, учтены не полностью и требуют отдельных исследований.

Целью диссертационной работы является повышение качества функционирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций за счет совершенствования технологии технического обслуживания и диагностирования их систем и компонентов в различных режимах при разнообразных внешних воздействиях.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

выполнить анализ структуры и направлений развития современных электротехнических комплексов релейной защиты, определить достаточность существующих критериев оценки работоспособности и качества функционирования систем и компонентов цифровых подстанций;

разработать способ диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющий проверить влияние параметров электротехнической информации на качество функционирования защит;

разработать математическую модель функционирования электротехнических комплексов релейной защиты, позволяющую учесть особенности эксплуатации систем и компонентов цифровых подстанций и их влияние на качество функционирования защит;

сформировать комплекс мероприятий по совершенствованию технологии технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты, учитывающих особенности эксплуатации систем и компонентов цифровых подстанций и выполнить оценку достигаемого технического и экономического эффекта.

Объект исследования – электротехнические комплексы релейной защиты цифровых подстанций промышленного назначения.

Направление исследований – исследование работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов релейной защиты и их компонентов в различных режимах, при разнообразных внешних воздействиях, диагностика электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций промышленного назначения (в соответствии с п. 4 паспорта специальности 2.4.2. Электротехнические комплексы и системы).

Научная новизна работы заключается в следующем:

- разработан способ диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, отличающийся тем, что позволяет проверить качество функционирования защит при изменении полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования;

- сформирована математическая модель функционирования электротехнических комплексов релейной защиты, отличающаяся учетом влияния систем и компонентов цифровых подстанций, передачи электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования в цифровом виде на качество функционирования защит;

- предложена технология технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций,

отличающаяся тем, что включенные в неё технологические операции позволяют повысить качество функционирования защит в условиях изменения полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования.

Теоретическая и практическая значимость работы.

Разработанный способ диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций позволяет проверить качество функционирования защит при наиболее вероятных изменениях полноты и достоверности информации о состоянии защищаемого электрооборудования;

Сформированная математическая модель функционирования электротехнических комплексов релейной защиты позволяет оценить влияние систем и компонентов цифровых подстанций, передачи электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования в цифровом виде и технологии технического обслуживания на качество функционирования защит;

Предложенная технология технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций позволяет повысить качество функционирования защит в условиях изменения полноты и достоверности информации о состоянии защищаемого электрооборудования за счет своевременного выявления неправильной работы защит в таких условиях и принятия соответствующих мер.

Методология и методы исследования. Поставленные задачи решены с использованием основных положений теории надежности электротехнических комплексов и систем, теории массового обслуживания, теории графов, планирования экспериментов, методов математического анализа, статистического анализа, методов прогнозирования. Для проведения математических расчетов использованы программные продукты MathCAD, Microsoft Excel.

Экспериментальные исследования проводились на базе программно-технического комплекса «Цифровая подстанция» АО «Газпромнефть – ОНПЗ».

Основные положения, выносимые на защиту:

способ диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющий осуществлять проверку качества функционирования защит при изменении полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования;

математическая модель функционирования электротехнических комплексов релейной защиты, учитывающая влияние систем и компонентов цифровых подстанций, передачи электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования в цифровом виде и технологии технического обслуживания на качество функционирования защит;

технология технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющая повысить качество функционирования защит за счет применения технологических операций, позволяющих своевременно выявлять и устранять дефекты защит при изменении полноты и достоверности электротехнической информации.

Реализация результатов работы.

Усовершенствованная технология технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющая осуществлять диагностику функционирования защит при изменении полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования, внедрена в территориальной сетевой организации ООО «Газпромнефть-Энергосервис», осуществляющей сервисное обслуживание и эксплуатацию электроэнергетических активов Омского нефтеперерабатывающего завода.

Степень достоверность научных положений и результатов диссертационной работы обоснована теоретически и подтверждается

экспериментальной проверкой, а также совпадением результатов, полученных в работе с данными технического учета и анализа функционирования комплексов релейной защиты и автоматики. При статистической проверке гипотез принят пятипроцентный уровень значимости. Расхождение теоретических данных, полученных при расчете параметров функционирования электротехнических комплексов релейной защиты, с фактическими не превышает 5%.

Апробация результатов работы. Основные положения, выводы и рекомендации диссертационной работы докладывались и обсуждались на XLIX международной научно-практической конференции с элементами научной школы «Федоровские чтения» (Москва, 2019); на всероссийской научно-технической конференции «Россия Молодая: передовые технологии - в промышленность» (Омск, 2019); на научно-технической конференции среди молодых специалистов и работников АО «Газпромнефть-ОМПЗ» «Новатор» (Омск, 2018, 2019, 2020); на международной молодежной научной конференции «Нефть и газ» (Москва, 2019); на научно-технической конференции молодых специалистов БЛПС ПАО «Газпромнефть» (Санкт-Петербург, 2019); на научной конференции «Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте» (Омск 2019, 2020, 2021, 2022); на V международной научно-технической конференции «Проблемы машиноведения» (Омск, 2021); на заседании постоянно действующего научно-технического семинара Омского государственного университета путей сообщения по экспертизе и обсуждению диссертаций на соискание ученой степени кандидата наук, ученой степени доктора наук по научным специальностям технических отраслей науки (Омск, 2022).

Личный вклад автора. Автору работы лично принадлежат результаты по разработке, постановке и проведении экспериментальных и теоретических исследований, обработке и интерпретации полученных результатов. Автор принимал непосредственное участие в анализе и уточнении критериев

работоспособности современных комплексов релейной защиты, выполнении исследований по разработке способа диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, разработке математической модели функционирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций и совершенствовании технологии технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющей повысить качество функционирования защит в условиях изменения полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования.

Публикации. Основное содержание работы опубликовано в 11 печатных работах, из них три статьи в рецензируемых изданиях, рекомендованных ВАК при Минобрнауки России, одна статья в издании, индексируемом в международной реферативной базе данных Scopus, одно свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Структура и объем диссертации. Диссертационная работа состоит из введения, четырех разделов, заключения, библиографического списка из 105 наименований и приложений. Общий объем работы составляет 178 страниц, 33 таблицы и 69 рисунков.

Перечень используемых сокращений:

АВР – автоматическое включение резерва,

АРМ – автоматизированное рабочее место,

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

АЦП – аналого-цифровой преобразователь,

ВВ – вводной выключатель,

ДУ – диагностирующее устройство,

ЗДЗ – защита от дуговых замыканий,

ЗМН – защита минимального напряжения,

ИЭУ – интеллектуальное электронное устройство;

КА – коммутационный аппарат,

КЗ – короткое замыкание,

КК – контрольный кабель,

КЛ – кабельная линия,

КНЭ – кратковременное нарушение электроснабжения,

КП – контроллер присоединения,

ЛВС – локальная вычислительная сеть

ЛЗШ – логическая защита шин,

МПТ – микропроцессорный терминал защит,

МТЗ – максимальная токовая защита,

НТД – нормативно-техническая документация,

ОЗЗ – однофазное замыкание на землю,

ОМП – определение места повреждения,

ОП – отходящее присоединение,

ПАС – преобразователь аналоговых сигналов,

ПДС – преобразователь дискретных сигналов,

ПКЭ – показатели качества электроэнергии,

ППР – планово-предупредительный ремонт,

ПТК – программно-технический комплекс,

РАС – регистратор аварийных событий,
РЗА – релейная защита и автоматика,
СВ – секционный выключатель,
СЕВ – система единого времени,
ТМ – телемеханика,
ТН – трансформатор напряжения электромагнитный (ЭТН) или цифровой (ЦТН),
ТО – техническое обслуживание,
ТТ – трансформатор тока электромагнитный (ЭТТ) или цифровой (ЦТТ),
ТТНП – трансформатор тока нулевой последовательности,
УРОВ – устройство резервирования отказа выключателя,
УСО – устройство сопряжения с объектом,
ЦПС – цифровая подстанция,
ЭД – электродвигатель,
ЭОБ – электронно-оптический блок,
AI – analog input,
DI – discrete input,
DO – discrete output,
FO – fiber optic,
GOOSE – generic object-oriented substation event,
HMI – human-machine interface,
HW – hardware,
MMS – manufacturing message specification,
NIC – network interface connector,
PTP – precision time protocol,
SV – sampled values,
SW – software.

1 АНАЛИЗ СТРУКТУРЫ И НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Развитие топливно-энергетического комплекса страны является приоритетным направлением государственной политики Российской Федерации [1, 2].

Электротехнические комплексы и системы промышленного назначения являются основным потребителем электрической энергии. По различным данным [3], они потребляют порядка 75% всей генерируемой мощности.

Эффективность электротехнических комплексов и систем определяется степенью их способностью выполнять свои функции получения, распределения, преобразования, использования электрической энергии и управления этими процессами, в том числе в условиях возникновения повреждений и аномальных режимов в энергосистеме.

Электротехнические комплексы релейной защиты и автоматики (РЗА) предназначены для защиты от повреждений и аварийных режимов оборудования электроустановок напряжением выше 1 кВ [4].

1.1 Требования к электротехническим комплексам РЗА

На основе опыта эксплуатации сформированы основные требования к электротехническим комплексам РЗА, закрепленные в нормативно-технической документации [5-8].

- **Селективность (избирательность)** – действие защиты, обеспечивающее отключение только поврежденного элемента системы. Бывает двух видов: *абсолютная* (защита срабатывает только при повреждении на защищаемом элементе) и *относительная* (защиты могут срабатывать как резервные при повреждении на смежном элементе). В общем случае, время отключения повреждения определяется как (1.1):

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{св.р}} + t_3 + t_{\text{откл.в}} \quad (1.1)$$

где $t_{св.р}$ – собственное время релейной защиты; t_3 – выдержка времени; $t_{откл.в}$ – собственное время выключателя.

Относительная селективность, как правило, обеспечивается согласованием срабатывания нижестоящих и вышестоящих защит по времени и току. Согласование по току заключается в выборе таких значений срабатывания, при котором вышестоящая защита элемента имеет больший ток срабатывания (1.2):

$$I_{сз} = \frac{k_{отс}}{k_{ток}} \left(I_{сз.макс} + \sum I_{раб} \right) \quad (1.2)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки; $k_{ток}$ – коэффициент токораспределения; $I_{сз.макс}$ – наибольший ток срабатывания нижестоящей защиты; $\sum I_{раб}$ – суммарный ток нагрузки.

Согласование по времени обеспечивается степенью селективности – разностью между временем действия защит смежных элементов (1.3):

$$\Delta t = \frac{\varepsilon_1}{100} \cdot t_{сз1} + \frac{\varepsilon_2}{100} \cdot t_{сз2} + t_{откл.в} + t_{в1} + t_{зап} \quad (1.3)$$

где $\varepsilon_1, \varepsilon_2$ – погрешности срабатывания вышестоящей и нижестоящей защит при токе согласования; $t_{сз1}, t_{сз2}$ – выдержка времени вышестоящей и нижестоящей защит при токе согласования; $I_{сз.макс}$ – наибольший ток срабатывания нижестоящей защиты; $\sum I_{раб}$ – суммарный ток нагрузки.

Таким образом, вышестоящая защита отстраивается от нижестоящей по времени срабатывания на величину ступени селективности (1.4):

$$t_{сз.1} = t_{сз.2} + \Delta t \quad (1.4)$$

В ряде исключений допускается неселективное действие защит [5].

- **Быстродействие** – отключение повреждения с минимально возможной выдержкой времени из соображений сохранения устойчивости энергосистемы, обеспечения требований по остаточному напряжению (не менее 60%), минимизации протекания тока короткого замыкания (КЗ) через электрооборудование. Требованиями правил [6,7] предусмотрен ряд защит (как правило, это защиты с абсолютной селективностью), время срабатывания

которых не превышает 0,1-0,2 с (быстродействующие защиты). Для таких защит допускается неселективное срабатывание [5, 9].

- **Чувствительность** – способность защиты реагировать на возникающие повреждения, характеризуется коэффициентом чувствительности (1.5):

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз.мин}}}{I_{\text{сз}}} \quad (1.5)$$

где $I_{\text{кз.мин}}$ – минимальный ток двухфазного КЗ в конце зоны защиты (резервирования); $I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты.

- **Надёжность** – правильная и безотказная работа при нарушениях, для ликвидации которых защита предназначена и отсутствие срабатывания в том случае, когда действие защиты не предусмотрено.

Показатель общей надёжности определяется как (1.6):

$$R = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пс}} + n_{\text{ни}} + n_{\text{нл}} + n_{\text{но}}} \quad (1.6)$$

где $n_{\text{пс}}$ – число правильных срабатываний; $n_{\text{ни}}$ – число излишних срабатываний; $n_{\text{нл}}$ – число ложных срабатываний; $n_{\text{но}}$ – число отказов.

Выделяются также показатели надёжности срабатывания (1.7) и несрабатывания электротехнических комплексов РЗА (1.8):

$$D = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пс}} + n_{\text{но}}} \quad (1.7)$$

$$S = \frac{n_{\text{пс}}}{n_{\text{пс}} + n_{\text{ни}} + n_{\text{нл}}} \quad (1.8)$$

Электротехнические комплексы РЗА не обладают собственной эффективностью, так как не производят реального материального продукта, их эффективность оценивается только применительно к конкретному защищаемому оборудованию.

Под эффективностью электротехнических комплексов РЗА понимается свойство снижать отрицательный эффект на защищаемое оборудование от

повреждений и аномальных режимов. Также, электротехнические комплексы РЗА выполняют дополнительные функции, такие как регистрация аварийных событий (РАС), передачу сигналов в системы телемеханики (ТМ) и пр.

Составляющие эффективности электротехнических комплексов РЗА

- техническое совершенство;
- структурная надёжность системы;
- программная надёжность;
- защищённость от внешних электромагнитных и других воздействий;
- совершенство и надёжность источников электротехнической информации;
- вид защищаемого оборудования и его роль в энергосистеме;
- человеческий фактор.

1.2 Технический учет и анализ функционирования РЗА

Работа электротехнических комплексов РЗА влияет на качество и надёжность электроснабжения. Неправильная работа защит может стать причиной экономического, материального и экологического ущерба. В соответствии с требованиями правил [10], для электротехнических комплексов РЗА присоединений напряжением 3 кВ и выше субъектом диспетчерского управления осуществляется технический учет и анализ функционирования на основании данных, предоставленных владельцами объектов энергетики.

Функционирование электротехнических комплексов РЗА оценивается как «правильное» и «неправильное». «Неправильное» срабатывание в свою очередь подразделяется на *излишнее* (срабатывание при отсутствии условия для этого устройства и наличии для других устройств), *ложное* (срабатывание при отсутствии условия или передача сигнала на другое устройство) и *отказ* (несрабатывание при наличии условий или передача не всех сигналов на другие устройства). При анализе функционирования электротехнических комплексов РЗА отдельно учитываются допущенные неправильные

срабатывания – случаи неправильной работы, возможность которой была заранее известной и признана допустимой по причине малой вероятности или малой тяжести последствий.

Распределение причин неправильной работы электротехнических комплексов РЗА осуществляется на технические (причины, по которым произошла неправильная работа) и организационные (следствием которых стали технические причины). При нехватке данных для определения причин неправильной работы, случай относится к виду «причина не определена».

Оценка работы электротехнических комплексов РЗА, осуществляется на основе коэффициента готовности, определяемого временем работоспособного и неработоспособного состояния устройств за исключением времени технического обслуживания (1.9):

$$K_{\Gamma} = \frac{t_{\text{pc}}}{t_{\text{pc}} + t_{\text{nc}}} \quad (1.9)$$

где t_{pc} – время работоспособного состояния; t_{nc} – время неработоспособного состояния.

Процент правильной работы электротехнических комплексов РЗА определяется как (1.10):

$$K_1 = \frac{n_{\text{nc}}}{n_{\text{nc}} + n_{\text{ни}} + n_{\text{нл}} + n_{\text{но}}} \cdot 100\% \quad (1.10)$$

Результаты технического учета и анализа функционирования электротехнических комплексов РЗА по данным системного оператора за 2019 - 2021 год с классификацией по видам и причинам неправильной работы представлено на **рисунках 1.1-1.4**.

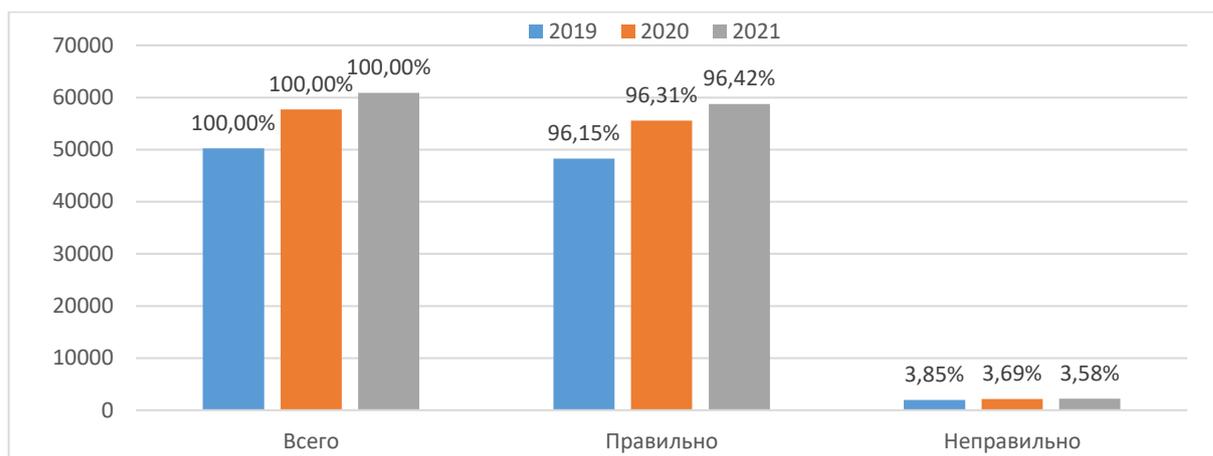


Рисунок 1.1 – Анализ функционирования электротехнических комплексов РЗА

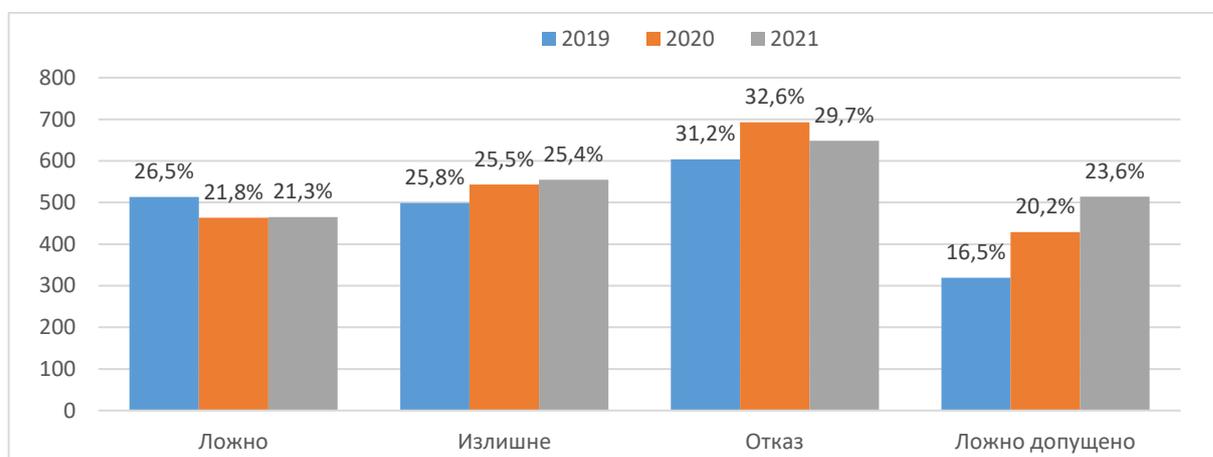


Рисунок 1.2 – Классификация неправильного функционирования электротехнических комплексов РЗА по видам

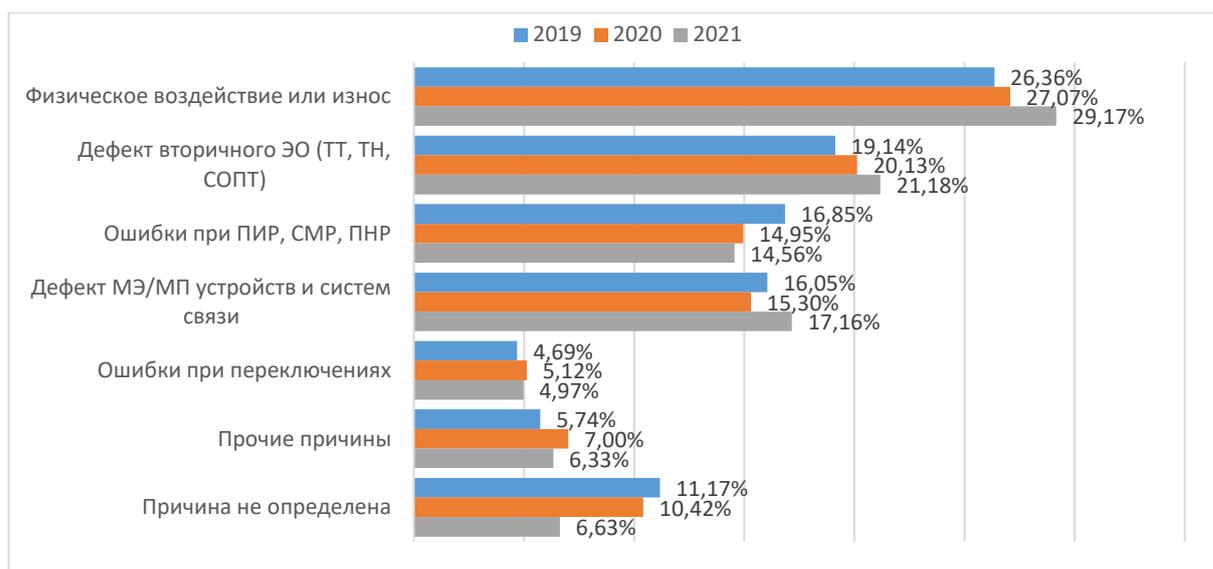


Рисунок 1.3 – Технические причины неправильного функционирования электротехнических комплексов РЗА

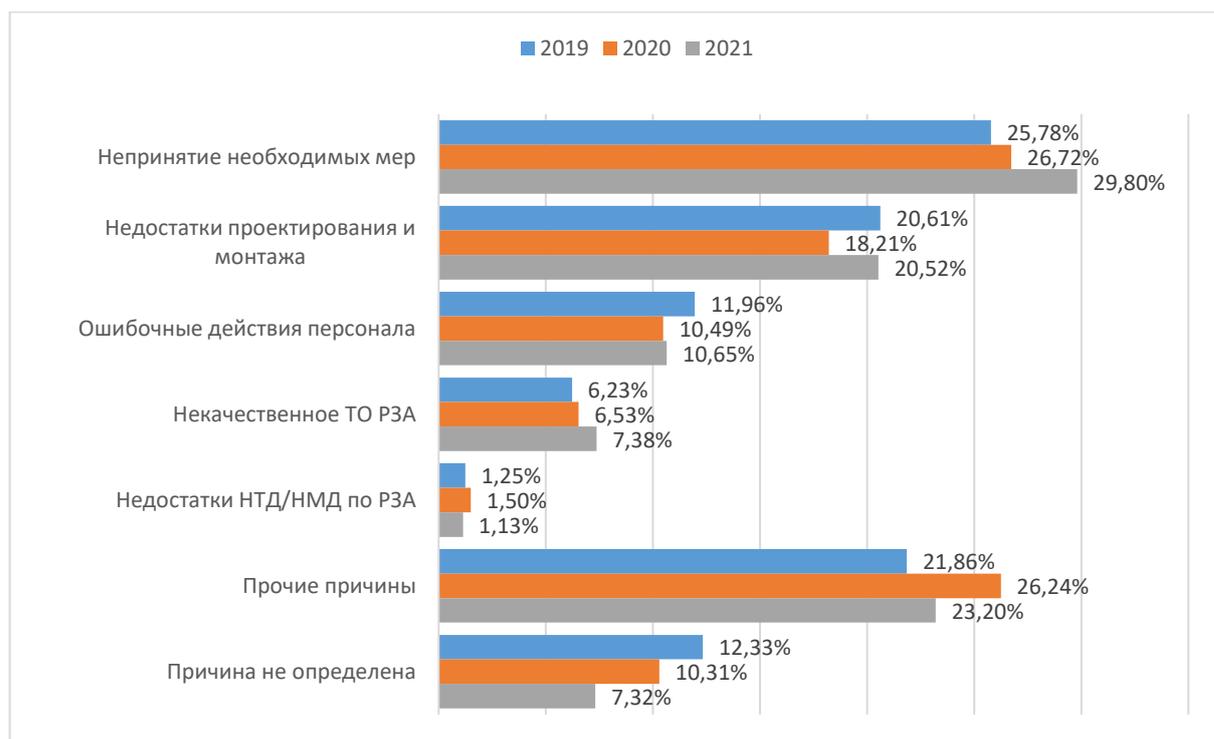


Рисунок 1.4 – Организационные причины неправильного действия электротехнических комплексов РЗА

Анализ количества, правильности и причин функционирования электротехнических комплексов РЗА в 2019 - 2021 годах показал:

- количество зафиксированных срабатываний электротехнических комплексов РЗА ежегодно увеличивается, в 2021 году фактов срабатывания на 5,3% больше, чем в 2020 году и на 17,6% больше, чем в 2019 году;

- количество правильного функционирования в 2021 году на 0,11% выше, чем в 2020 году, и на 0,27% выше, чем в 2019 году;

- отмечается снижение количества ложных срабатываний и увеличении количества излишних и неправильно-допущенных действий при количестве отказов на относительно неизменном уровне

- основными техническими причинами неправильного функционирования электротехнических комплексов РЗА являются физическое воздействие (износ), дефекты во вторичных цепях, некачественное проектирование, монтаж и наладка электротехнических комплексов РЗА;

- основными организационными причинами неправильной работы электротехнических комплексов РЗА является принятие или несвоевременное принятие необходимых мер, недостаточный контроль на стадии проектирования и монтажа, ошибочные действия персонала;

- при выявлении причин неправильной работы электротехнических комплексов РЗА ежегодно снижается количество случаев, когда причина неправильной работы защит не определена.

Модернизация объектов энергетики, в том числе замена электромеханических защит на микропроцессорные терминалы (МПТ), снизит количество неправильного функционирования по причине износа и увеличит количество неправильных действий из-за дефектов МПТ РЗА и систем связи на подстанции, что уже отмечается поданным анализом. Сложность и разнородность МПТ РЗА также может спровоцировать увеличение неправильного функционирования защит по причине некачественного ТО и изъянов в нормативной и методической документации.

1.3 Эксплуатация электротехнических комплексов РЗА

Анализ данных технического учета работы позволил выявить основные проблемы обеспечения работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА.

- **Высокая степень износа оборудования.** В последние годы наращиваются темпы модернизации электроэнергетических активов [11], однако в настоящий момент этого недостаточно, чтобы оперативно решить проблему физического износа электротехнических комплексов РЗА.

- **Недостаток квалифицированных специалистов.** Кадровый вопрос остро стоит на всех уровнях, от планирования, проектирования и управления эксплуатацией, до непосредственно выполнения работ по наладке и ТО электротехнических комплексов РЗА. По данным [12-14], человеческий фактор является причиной более половины случаев неправильного функционирования электротехнических комплексов РЗА.

- **Разграничение зон ответственности.** Наличие неопределенности границ ответственности служб на различных этапах жизненного цикла электротехнических комплексов РЗА является распространенной проблемой [6-8, 15]. В последние годы ситуация усугубляется существенным усложнением и ростом функционала электротехнических комплексов РЗА. Наиболее острые противоречия по поводу границ ответственности возникают между проектной и наладочной организацией, службами эксплуатации РЗА, силового электрооборудования и систем ТМ.

- **Недостаточная степень наблюдаемости.** Отсутствие систем мониторинга состояния электротехнических комплексов РЗА, сбора и передачи данных в системы ТМ не позволяет своевременно выявить и устранить дефекты защит, а также создает трудности при оценке правильности работы электротехнических комплексов РЗА [16].

- **Усложнение электротехнических комплексов РЗА.** Модернизация объектов энергетики, в том числе с заменой электромеханических и микроэлектронных защит на МПТ с одной стороны увеличивает техническое совершенство электротехнических комплексов РЗА, с другой стороны однозначно приводит к усложнению последних, что при недостатке квалификации и опыта эксплуатации таких устройств приводит к снижению надежности [17].

- **Сложность проектирования и наладки.** Рост функционала электротехнических комплексов РЗА увеличил объемы проектирования и наладки, привел к росту количества кабельных связей между устройствами и необходимости интегрировать электротехнические комплексы РЗА в системы ТМ. Работа по стандартизации и типизации технических решений и проектов в настоящий момент начата, но ожидаемого эффекта пока не приносит [18].

- **Большой объем технического обслуживания.** Несмотря на тенденцию к увеличению длительности цикла ТО, часто выполнение работ по обслуживанию электротехнических комплексов РЗА имеет жесткую связь с межремонтным циклом защищаемого объекта. С учетом усложнения

электротехнических комплексов РЗА, существует риск неполного или некачественного выполнения объемов ТО [6, 7, 19].

- **Электромагнитные измерители электрических величин.** Эксплуатация электромагнитных трансформаторов тока (ЭТТ) и напряжения (ЭТН) связана с определенными особенностями. Так, на качество измерений ЭТТ влияют эффекты насыщения и нагрузка вторичной обмотки, а ЭТН подвержены явлению феррорезонанса [20, 21].

1.4 Цифровая трансформация комплексов РЗА

Цифровая трансформация электросетевого комплекса стала логичным продолжением парадигмы ускоренного экономического развития XXI века [2, 11, 22, 23, 48]. Основным направлением цифровой трансформации в электроэнергетике являются системы электрических подстанций, отвечающие за защиту, управление, мониторинг и учет энергоресурсов [24]. Технология создания энергообъектов с развитыми системами автоматизации получила название «Цифровая подстанция» (ЦПС).

В настоящий момент не существует единого определения ЦПС. Так, согласно [25], цифровой называется подстанция с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенная развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами. В настоящей работе используется определение из [26], согласно которому ЦПС – это объект с высоким уровнем автоматизации управления технологическими процессами, оснащенный развитыми информационно-технологическими и управляющими системами и средствами и обеспечивающий возможность объединения всех устройств в единую сеть, организованную в соответствии с группой стандартов МЭК-61850.

1.4.1 Применение МЭК-61850 в комплексах РЗА

С ростом количества МПТ РЗА и объединением их в сеть, начали формироваться требования к системам передачи данных. Эти требования касались надежности, производительности и совместимости программно-

аппаратных решений. Возникла острая потребность в стандартизации систем связи между устройствами электрических подстанций.

МЭК 61850 является объектоориентированным протоколом, сфокусированным на автоматизацию подстанций, область применения которого – системы связи внутри подстанции [25]. Это набор стандартов, в который входят стандарт по одноранговой связи и связи клиент-сервер, стандарт по структуре и конфигурации подстанции, стандарт по методике испытаний, стандарт экологических требований, стандарт проекта. Разделы стандарта постоянно дополняются и расширяются.

Основными протоколами передачи данных, согласно стандарту МЭК-61850, являются протоколы SV, GOOSE и MMS.

MMS используется для передачи данных от МПТ РЗА в SCADA систему для дальнейшей визуализации, GOOSE — для обмена данными между ИЭУ, SV – для получения данных от первичных измерительных преобразователей: трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН).

Обслуживание таких систем по сравнению со стандартными в целом проще, хоть и предъявляет несколько иные требования к опыту персонала.

К недостаткам можно отнести повышенную сложность и новизну стандарта. У разработчиков и интеграторов мало опыта построения подобных систем, но этот недостаток, очевидно, временный.

Существенная часть стандарта МЭК 61850 посвящена определению требований к описанию информации внутри устройства. Так, седьмая глава стандарта МЭК 61850 [27] определяет иерархическую структуру хранения данных внутри устройства и способы обращения к ним.

1.4.2 Архитектуры и топологии цифровых подстанций

В зависимости от объемов внедрения цифровых технологий передачи данных на подстанции выделяют три архитектуры подстанций [26].

Архитектура I предполагает применение протокола MMS для интеграции электротехнических комплексов РЗА и контроллеров

присоединений (КП) в единую систему АСУ ТП без использования протоколов GOOSE и SV (рисунок 1.5, а).

Архитектура II, помимо протокола MMS, предполагает также использование протокола GOOSE для быстрой передачи информации между оборудованием уровня присоединения (РЗА и КП), а также для передачи сигналов между устройствами защиты и автоматики и преобразователями дискретных сигналов, установленными в ПДС (рисунок 1.5, б).

Архитектура III, помимо протоколов MMS и GOOSE, предполагает применение протокола SV для передачи данных измерений токов и напряжений от ЦТТ и ЦТН, и, на переходном этапе, от ПАС (рисунок 1.5, в). Частным случаем архитектуры III является топология подстанции, при которой за защиту присоединений отвечает централизованное устройство защиты (как правило, резервированное). Такая топология получила название Централизованной РЗА, однако в литературе она также встречается под названием **Архитектура IV** (рисунок 1.5, г).

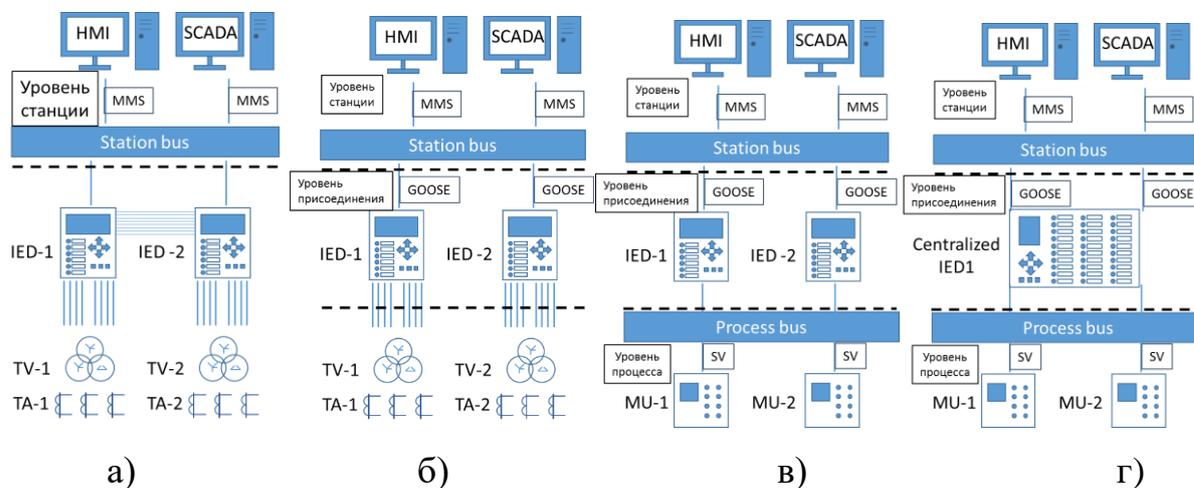


Рисунок 1.5 – Архитектуры и топологии ЦПС

Особенности реализации Архитектур I, II и III в части применяемых технических средств и протоколов стандарта МЭК 61850 приведены в **таблице 1.2**.

Таблица 1.2 – Особенности реализации архитектур цифровой подстанции

Архитектура	I	II	III (IV)
Использование протокола MMS	Да	Да	Да
Использование протокола GOOSE	Нет	Да	Да
Использование протокола SV	Нет	Нет	Да
Оборудование МЭК-61850 на уровне станции	Да	Да	Да
Оборудование МЭК-61850 на уровне присоединения	Да	Да	Да
Оборудование МЭК-61850 на уровне процесса	Нет	Да	Да
Использование ПДС	Нет	Да	Да
Использование ПАС	Нет	Нет	Да
Использование ЦТТ и ЦТН с протоколом SV	Нет	Нет	Да

1.4.3 Особенности внедрения технологии ЦПС

Первой подстанцией в России, созданной с применением технологии ЦПС, стала ПС 500 кВ Алюминиевая. Вторичные системы подстанции выполнены с использованием коммуникации по протоколу GOOSE (ЦПС архитектуры II). В период с 2004 по 2015 годы реализован ряд проектов, включающих как создание опытных полигонов, так и реализацию технологии ЦПС на действующих объектах энергетики [28-30]. Всплеск активности в тиражировании технологии ЦПС отмечен в 2017 году [31-32] и связан с утверждения программы Цифровая экономика [2] и пересмотра подхода к развитию электросетевого комплекса России [11] (**рисунок 1.6**).



Рисунок 1.6 – Ввод в эксплуатацию цифровых подстанций по годам

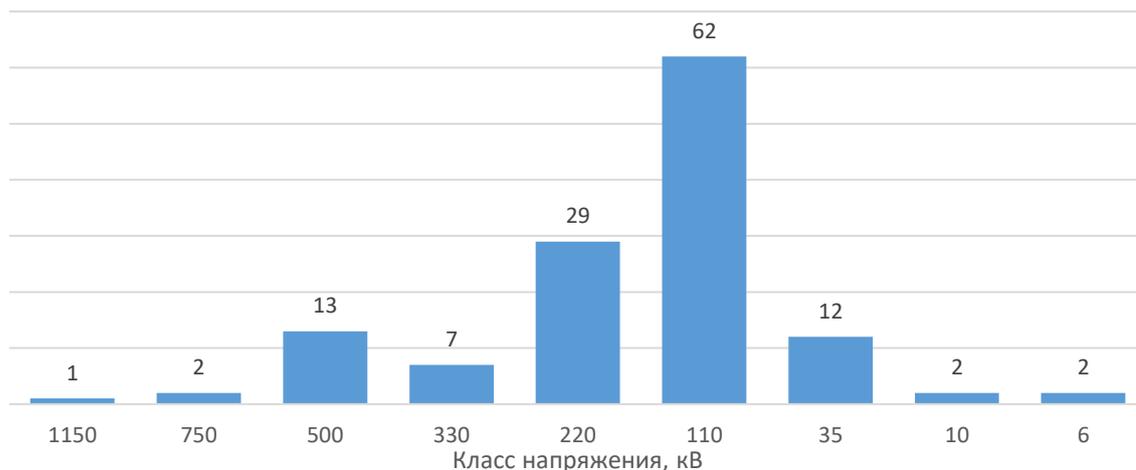


Рисунок 1.7 – Уровни напряжения цифровых подстанций

Анализ класса напряжений подстанций с применением технологии ЦПС показал, что наибольший интерес представляет цифровизация объектов высокого и сверхвысокого уровня напряжения (**рисунок 1.7**).

Высокое развитие систем контроля и мониторинга ЦПС дает очевидные преимущества, позволяет осуществлять гибкое управление объектом энергетики и получать актуальную информацию о его состоянии. В то же время, существует ряд проблем, препятствующих повсеместному внедрению технологии ЦПС на объектах электроэнергетического комплекса.

Совместимость оборудования ЦПС. Функциональная совместимость интеллектуальных электронных устройств (ИЭУ) любого назначения от разных производителей – одна из основных идей стандарта МЭК-61850. В результате лабораторных и производственных испытаний была решена проблема совместимости ИЭУ по протоколам GOOSE, MMS и SV [26].

Основная сложность является в обеспечении совместимости по языку конфигурирования в соответствии с разделом 6 стандарта МЭК-61850, который описывает язык конфигурирования подстанции Substation Configuration Language (SCL). Процедура конфигурирования ИЭУ включает следующие шаги:

- создание файла спецификации в специализированном ПО на стадии проектирования;

- извлечение файлов описания возможностей с помощью ПО, поставляемого в комплекте с ИЭУ;
- интеграция файлов спецификации и возможностей ИЭУ, формирование на их основе файла описания конфигурации подстанции;
- импорт файла описания подстанции в ПО устройств, формирование файлов конфигурации для каждого ИЭУ и последующая загрузка из устройства.

Если при наладке требуется изменение конфигурации ИЭУ и оно файл описания подстанции, то конфигурации всех ИЭУ должны быть обновлены. Проблема стыковка ПО различных вендоров не решена окончательно, что в ряде случаев приводит к необходимости ручного обновления конфигурации для каждого ИЭУ [34]. Это существенно усложняет процесс проектирования и наладки ЦПС и требует особой квалификации персонала наладочной организации.

Надежность цифровых коммуникаций. Применение информационной сети для вторичных систем подстанции также является базовым принципом стандарта МЭК-61850. Соответственно, от надежности цифрового канала связи напрямую зависит и надежность электротехнических комплексов РЗА [35].

В стандарте вопросу надежности передачи данных уделяется большое внимание. Одним из главных подходов является принцип физического дублирования информационной сети в сочетании с протоколами резервирования.

Электротехническая информация, передаваемая по протоколам MMS, GOOSE и SV, имеет разную скорость и механизм передачи, в связи с чем и методы обеспечения надежности, установленные для этих протоколов стандартом МЭК-61850, имеют различия.

Принципы, описанные в стандарте, позволяют моментально определять неисправности элементов в ЛВС ЦПС и быстро реагировать на них. Однако, для качественной реализации положений стандарта необходимо правильно

выбрать структуру и резервирование информационной сети. Вопросы формирования ЛВС подстанции лежат за рамками МЭК-61850 и не входят в компетенцию электротехнического персонала, что при отсутствии должной нормативной базы создает сложности при создании надежной сети передачи электротехнической информации.

Скорость передачи данных. Оперативная доставка информации по ЛВС ЦПС – важнейший параметр [35]. Время передачи сигнала определяет, как быстро будет ликвидирован ненормальный режим работы сети. Допустимое время передачи электротехнической информации нормируется разделом 5 стандарта МЭК-61850 (**таблица 1.3**).

Таблица 1.3 – Нормированное время передачи информации

Тип электротехнической информации	Допустимое время передачи, мс
Сигнал отключения, блокировки	3
Снятия блокировки, изменение состояния	10
Быстрые автоматические взаимодействия	20
Медленные автоматические взаимодействия	100
Команды оператора	500
Регистрация событий, сигнализация	1000
Файлы и журналы событий	>1000

Для протоколов GOOSE и SV время передачи данных критично, в связи с чем в стандарте МЭК-61850 предусмотрены механизмы, повышающие приоритет передачи этих данных в условиях высокой загрузки ЛВС.

В то же время, в момент изменения на подстанции (например, при коммутации), одновременная передача большого количества GOOSE-сообщений с минимальными выдержками времени может создать большую информационную нагрузку на ЛВС станции, что в свою очередь может спровоцировать задержки при передаче информации по сети [36, 37]. Для оценки влияния возможных нагрузок сети на скорость информационного обмена целесообразно выполнить испытания ЛВС ЦПС в режиме повышенной

нагрузки на сеть «Сетевой шторм», однако определить тестовые условия для такой проверки достаточно сложно.

Отсутствие нормативной базы. В настоящий момент, не сформированы четкие нормативные требования к структуре вторичных цепей, их проверке, обслуживанию и метрологическому обеспечению. Например, при реализации системы коммерческого учета отдельные требования по точности должны предъявляться к аналого-цифровому преобразователю (АЦП), который может быть как устройством сопряжения (УСО), так и цифровым (оптическим) трансформатором тока или напряжения (ЦТТ/ЦТН). Методика метрологической проверки измерительных преобразователей, работающих по протоколу МЭК-61850-9-2 и создание эталонных преобразователей с поддержкой этого протокола вызывают сложности в создании объективной системы коммерческого учета. Кроме того, в этом контексте вопроса необходимо уделить внимание вопросам защиты системы передачи данных от несанкционированного доступа.

Проектирование и наладка ЦПС. Технология ЦПС изменяет подход к наладке вторичных систем подстанции [26]. В подстанциях предыдущего поколения наладка во многом заключалась в прокладке и стыковке кабелей. В случае с ЦПС существенная часть этой работы выполняется на стадии проектирования при конфигурировании ИЭУ. При выявлении ошибок на стадии наладки, персонал должен обладать компетенциями для изменения конфигурации МЭК-61850.

Электронный проект с файлом конфигурации подстанции - объемный текстовый документ, чтение и редактирование которого затруднены. Проверить проект вручную, определить и устранить неисправность не представляется возможным. При проектировании ЦПС необходимо специализированное ПО, которое проверяет не только полноту и правильность описания конфигурации подстанции, но и контролирует соответствие документа применяемой редакции стандарта МЭК-61850.

Высокая стоимость оборудования ЦПС. В условиях использования проприетарных протоколов, ИЭУ одного вендора на подстанции, при выходе из строя, может быть заменено только на устройство от этого же производителя, что создает зависимость заказчика от поставщика и в свою очередь приводит к удорожанию поставляемого оборудования в связи с отсутствием альтернативы.

Возможность замены поврежденного устройства на ИЭУ от другого поставщика, в перспективе, может снизить зависимость от поставщика с одновременным уменьшением стоимости оборудования. Однако, на данном этапе стоимость оборудования, выполненного в соответствии с МЭК-61850 превышает стоимость стандартных МПТ РЗА при том, что проблема обеспечения функциональной совместимости ИЭУ еще окончательно не решена.

Компетенции персонала и опыт эксплуатации. Технология ЦПС расположена на стыке компетенций по электроэнергетике и информационным технологиям. В настоящее время существует сильная поляризация персонала по направлениям подготовки.

Нехватка профессионалов высокого уровня в этой сфере приводит к тому, что опыт эксплуатации ЦПС различных архитектур в России крайне мал, несмотря на то, что первая ЦПС архитектуры II была введена в эксплуатацию в 2004 году. Нехватка опыта сказывается на стадии формирования технического задания представителями заказчика при строительстве реконструкции энергообъектов, на стадии проектирования ЦПС проектными организациями, не имеющими отработанных технических решений и качественной обратной связи, на стадии наладки персоналом, не имеющим компетенций по организации коммуникации вторичных цепей по МЭК-61850.

Сложившаяся обстановка создает условия, в которых персонал, обслуживающий электроустановки, не имеет представления, как правильно выполнить диагностику оборудования на стадии приемки в эксплуатацию и справедливо опасается осваивать оборудование с неявными коммуникациями

во избежание ошибочных действий (что провоцирует ошибочные действия в дальнейшем). Такая ситуация не позволяет предоставить качественную обратную связь от заказчиков производителям ИЭУ и проектным организациям, что в свою очередь снижает качество проектов ЦПС.

1.4.4 Влияние технологии ЦПС на комплексы РЗА

Рассмотрим, как цифровая трансформация вторичных цепей сказывается на основных требованиях к электротехническим комплексам РЗА, перечисленным в п.1.1.

Очевидно, что внедрение технологии ЦПС не имеет прямого влияния на селективность и чувствительность. Соответствие электротехнических комплексов РЗА этим требованиям зависит от качества проектного расчета параметров срабатывания и от технического совершенства самих защит.

Существует косвенное влияние технологии ЦПС на быстродействие защит. Это связано более совершенными каналами передачи данных, не подверженными влиянию импульсных помех. Так, классический электротехнический комплекс РЗА, при получении дискретного сигнала, задействует его в схеме защиты только через выдержку времени порядка 15-20 мс [38]. Это необходимо для защиты от ложного срабатывания при «дребезге» контактов механических реле, импульсных помехах и повреждениях контрольного кабеля. Передача электротехнической информации по каналам ЦПС лишена такого рода недостатка, в связи с чем обработка сигнала во внутренней логике электротехнических комплексов РЗА происходит быстрее [36].

Технология ЦПС оказывает прямое влияние на эффективность и надежность электротехнических комплексов РЗА. Однако однозначно оценить это влияние достаточно сложно, поскольку в каждом конкретном случае может происходить как увеличение, так и снижение надежности.

С одной стороны, очевидны преимущества электротехнических комплексов РЗА, реализованных с применением технологии ЦПС. В

частности, это резервированные каналы передачи электротехнической информации, постоянный мониторинг состояния и высокое техническое совершенство. С другой стороны, появление в схеме защит дополнительных устройств, имеющих различные требования к надежности, снижает надежность всей схемы в целом, а неизбежное усложнение самих электротехнических комплексов РЗА и связей между ними создает трудности при наладке и эксплуатации, а также увеличивает риск ошибочных действий персонала.

Таким образом, рассматривая внедрение технологии ЦПС во вторичные цепи подстанций, наибольшее внимания необходимо уделить влиянию этой технологии на надежность электротехнических комплексов РЗА.

1.5 Качество функционирования комплексов РЗА

Основным показателем качества функционирования электротехнических комплексов РЗА является надежность. В соответствии с [39], под надежностью в энергетике понимается свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования.

Надежность является комплексным свойством, в состав которого могут входить такие свойства, как безотказность, долговечность, ремонтпригодность, живучесть, безопасность, режимная управляемость и пр.

Принято рассматривать два основных вида надёжности электротехнических комплексов РЗА: аппаратную, учитывающую только свойства самой аппаратуры работать без отказов и повреждений и программную, которая характеризует эффективность программного обеспечения [17, 40, 42].

Возникновение неисправностей в электротехнических комплексах РЗА приводит к отказам. По характеру проявления отказы классифицируются на:

- параметрические (постепенное изменение параметра до предельных значений);

- катастрофические (внезапное скачкообразное изменение параметра).

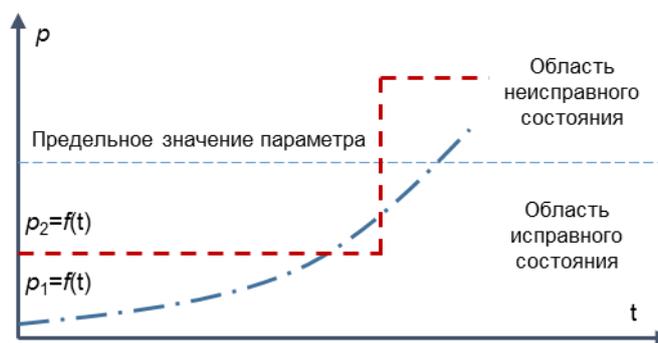


Рисунок 1.8 – Параметрические и катастрофические отказы

На **рисунке 1.8** характеристика параметра 1 соответствует простейшему параметрическому отказу, параметра 2 - катастрофическому отказу.

На долю параметрических приходится порядка 5% всех отказов [41]. Их легче предсказать и предотвратить, чем катастрофические. Большинству катастрофических отказов предшествует плавное изменение основных рабочих параметров рассматриваемого элемента системы. Учет параметрических отказов при расчете надежности сложных технических систем является сложной задачей, поэтому в расчетах надежности отдается предпочтение катастрофическим отказам.

Под **отказом** понимается переход из исправного состояния в неисправное, с изменением уровня работоспособности на более низкий. Обратный переход из неисправного состояния в исправное называется **восстановлением**.

Отказы электротехнических комплексов РЗА могут возникать:

- в процессе проверки исправности персоналом с выводом из работы; такие отказы называются **дефектами** и не приводят к снижению эффективности РЗА;

- в процессе автоматической проверки исправности без вывода из работы (при отсутствии ложного или излишнего срабатывания, отказ относится к дефектам);

- если в результате появления неисправностей происходит неправильная работа электротехнического комплекса РЗА, отказ называется **отказом в функционировании**.

Отказы в функционировании делят на основные группы [10]:

- ложные срабатывания (при отсутствии заявки на срабатывание)
- излишние срабатывания (при повреждениях вне зоны защиты);
- отказы в срабатывании (при повреждениях на защищаемом объекте).

По признаку взаимосвязи друг с другом отказы делятся на зависимые (при повреждении элемента выходят из строя связанные элементы) и независимые (повреждение не приводит к отказу других элементов).

Восстановление исправности позволяет перевести оборудование из неисправного состояния в исправное. Под восстановлением исправности обычно понимается ремонт.

Технические объекты, которые принято ремонтировать (реле, шкафы, панели защит), называют **восстанавливаемым**. Объекты, которые ремонтировать не принято (системные платы) называют **невосстанавливаемыми**.

Техническая система может иметь два вида восстановления:

- восстановление работоспособности;
- восстановление исправности.

И в том и в другом случае необходимо провести ремонт и восстановить исправность системы. Однако с точки зрения правильного функционирования технической системы важнее своевременно восстановить её работоспособность и предотвратить переход дефекта в аварию.

Время восстановления $T_{\text{восст}}$ может быть определено следующим образом:

$$T_{\text{восст}} = T_{\text{обн}} + T_{\text{о.о}} + T_{\text{устр}} \quad (1.11)$$

где $T_{\text{обн}}$ - время обнаружения неисправности; $T_{\text{о.о}}$ - время ожидания обслуживания; $T_{\text{устр}}$ - время устранения неисправности.

Под **предельным состоянием** понимается такое состояние объекта, при достижении которого его дальнейшее применение по назначению становится нецелесообразным или невозможным.

По отношению к защищаемому оборудованию, электротехнический комплекс РЗА является сервисной системой, обслуживающей «заявки» (повреждения защищаемого элемента). В связи с этим, для электротехнических комплексов РЗА применимы положения и математический аппарат Теории массового обслуживания (ТМО).

Поток событий в ТМО – это последовательность однородных событий, следующих одно за другим в случайные моменты времени, характеризующаяся частотой появления или средним числом событий в единицу времени [42].

Эффективность электротехнических комплексов РЗА, определяется взаимодействием потоков событий и внутренней структурой, состоянием и параметрами самого устройства.

Важную роль при этом играют следующие потоки событий:

- отказы компонентов и систем электротехнических комплексов РЗА;
- аварийные режимы в зоне и вне зоны действия защит;
- ремонты компонентов электротехнических комплексов РЗА;
- профилактические проверки электротехнических комплексов РЗА;
- переходные процессы в электроэнергетической системе;
- срабатывания электротехнических комплексов РЗА;

Потоки событий можно разделить на две группы:

- регулярные (возникают в заданные и известные моменты времени);
- случайные (возникают в случайные моменты времени).

Большая часть перечисленных выше потоков событий относится к случайным. Случайные потоки событий, встречающиеся на практике, обладают рядом свойств.

Поток называется **ординарным**, если вероятность совмещения двух и более событий в один и тот же момент времени настолько мала, что практически такое совмещение невозможно.

Согласно теории надёжности, поток отказов одного элемента оборудования всегда ординарный. Поток отказов нескольких элементов теоретически может быть и неординарным, но на практике условие ординарности в большинстве случаев выполняется [43].

Поток событий называется **стационарным**, если его вероятностный режим не изменяется во времени, т.е. вероятность появления событий зависит только от длины рассматриваемого промежутка времени. Обычно в теории надёжности потоки событий считаются стационарными.

Поток событий называется потоком **без последействия**, если для любых неперекрывающихся интервалов времени число событий, которые появляются в одном из них, не зависит от числа событий, возникающих в другие интервалы. Под неперекрывающимися интервалами времени при этом понимают интервалы времени, не имеющие общих точек.

Ординарные потоки без последействия называются пуассоновскими. Для таких потоков справедливо выражение:

$$P(m) = \frac{a^m}{m!} \exp(-a) \quad (1.12)$$

где $P(m)$ - вероятность того, что в интересующих нас условиях произойдет ровно m рассматриваемых событий (где всегда $m > 0$); a - положительный параметр.

Пуассоновские потоки могут быть как стационарными, так и нестационарными. Стационарный пуассоновский поток называется простейшим.

Для простейшего потока вероятность наступления в промежутке времени t ровно m событий определяется следующим образом:

$$P_m(t) = \frac{(\Omega t)^m}{m!} \exp(-\Omega t) \quad (1.13)$$

где величина Ω носит название параметра потока отказов.

Наибольшее влияние на надёжность технической системы оказывают потоки отказов элементов и потоки восстановления [44].

Состав потока восстановлений в большой степени зависит от ряда факторов: элементной электротехнических комплексов РЗА, технологии обслуживания, схемы и режимов работы защищаемого оборудования и окружающей части энергосистемы и т.д. [45].

Общим для любого из перечисленных выше случаев является поток профилактических проверок, периодичность и объем которых устанавливаются инструкциями [7-9, 15]. Это регулярная составляющая потока восстановлений.

Полные профилактические проверки РЗА проводят раз в 3-8 лет с целью выявления катастрофических и параметрических отказов оборудования. Поврежденные блоки и модули при этом заменяют на исправные. Полные профилактические проверки характеризуются периодом проверок.

В состав современных электротехнических комплексов РЗА обычно входят диагностические устройства (ДУ) тестового и функционального типа. Эффективность ДУ показывает, какую часть из возможных неисправностей способно выявить ДУ.

Тестовые ДУ позволяют добиться максимальной эффективности. Функциональные ДУ в режиме дежурства РЗА способны выявлять дефекты через несколько секунд после появления (обладают более высоким быстродействием, чем тестовые ДУ), однако их полнота проверки не велика. Время обнаружения неисправности $T_{обн}$ считается равным половине периода проверок.

В качестве проверок работоспособности электротехнических комплексов РЗА могут быть рассмотрены потоки заявок на срабатывание (повреждения на защищаемом оборудовании или в прилегающей части электрической системы) [41]. Отказ или излишняя работа электротехнических комплексов РЗА, при наличии заявки на срабатывание, приводит к проверке

его исправности и восстановлению. Таким образом, интенсивность потока заявок сама по себе не является фактором, восстанавливающим РЗА, но влияет на интенсивность потока восстановлений РЗА.

Надёжность характеризуется целым рядом частных свойств, для оценки которых введены показатели надёжности. Различают единичные и комплексные показатели.

Единичный показатель – это численная оценка одного свойства. Для оценки безотказности используют следующие единичные показатели [41]:

- вероятность безотказной работы $P(t)$;
- параметр потока отказов $\Omega(t)$;
- интенсивность отказов $\lambda(t)$;
- средняя наработка на отказ $T_{o.c.p.}$.

Вероятность безотказной работы $P(t)$ обычно используется для оценки надёжности невосстанавливаемых объектов и характеризует относительное количество исправных изделий в момент времени t :

$$\bar{P}(t) = \frac{m(t)}{n} \quad (1.14)$$

где n – количество испытываемых объектов, $m(t)$ – число исправных объектов к моменту времени t .

В (1.14) штрих над символом $\bar{P}(t)$ означает приближенное практическое определение величины по ограниченному количеству экспериментов. Чем больше экспериментов, тем ближе $P(t)$ будет истинному значению $P(t)$.

Для оценки восстанавливаемых обычно используют вероятность отказа $Q(t)$:

$$Q(t) = 1 - P(t) \quad (1.15)$$

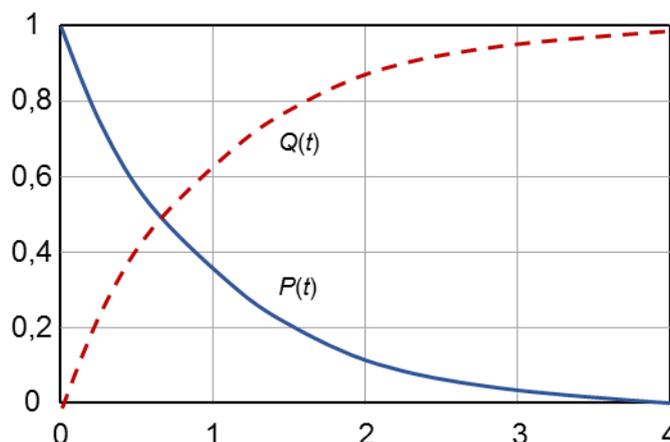


Рисунок 1.9 – Вероятность безотказной работы $P(t)$ и вероятность отказа $Q(t)$

На **рисунке 1.9** приведены характеристики вероятности безотказной работы $P(t)$ и вероятности отказа $Q(t)$, полученные для одного из элементов системы. Зависимость $P(t)$ близка к экспоненциальной исходя из выражения () при $m=0$:

$$P(t) = \exp(-\Omega t) \quad (1.16)$$

Величина Ω в выражении (1.6) является постоянной и носит название параметра потока. Для простейшего потока $\Omega = \text{const}$, в общем случае $\Omega = f(t)$.

Вероятность безотказной работы объекта в случае простейшего потока отказов является экспоненциальной функцией времени. Под t понимают длину временного интервала между моментом, когда элемент был заведомо исправен, и моментом, для которого ведётся расчёт надёжности.

Если $\Omega \neq \text{const}$, то поток отказов нестационарный и его параметр является функцией времени. В этом случае:

$$P(t) = \exp \int_0^t [-\Omega(t)] dt \quad (1.17)$$

В том случае, если в начальный момент времени ($t=0$) вероятность безотказной работы равнялась не 1, а, например, $P(0) = P_0(0)$, выражения (1.16) и (1.17) преобразуются следующим образом:

$$P(t) = P_0(0) \exp(-\Omega(t)) \quad (1.8)$$

$$P(t) = P_0(0) \exp \int_0^t [-\Omega(t)] dt \quad (1.9)$$

При использовании (1.18) и (1.19) за начальный момент времени ($t=0$) можно принять не только момент начала эксплуатации рассматриваемого изделия, а любой произвольный момент времени, для которого известна величина $P_0(0)$.

Формулы (1.16)-(1.19) обычно используют для расчёта надёжности восстанавливаемых изделий. При расчёте надёжности невосстанавливаемых элементов и систем обычно пользуются следующими выражениями:

$$P(t) = P_0(0) \exp[-\lambda(t)] \quad (1.20)$$

$$P(t) = P_0(0) \exp \int_0^t [-\lambda(t)] dt \quad (1.21)$$

В (1.21) показатель $\lambda(t)$ означает интенсивность отказов, которая в общем случае зависит от времени. Если $\lambda(t) = \lambda = \text{const}$, то справедливо выражение (1.20),

Обычно вероятности безотказной работы $P(t)$ и вероятности отказа $Q(t)$ используют для описания поведения большой группы однотипных изделий. При этом $P(t)$ показывает, какая часть поставленных на испытание изделий осталась исправной к моменту времени t , а $Q(t)$ – какая часть изделий вышла из строя.

Величина интенсивности отказов $\lambda(t)$ применяется к невосстанавливаемым изделиям, для характеристики восстанавливаемых объектов часто используют аналогичное понятие интенсивности потока отказов. В соответствии с [46] интенсивность отказов $\lambda(t)$ – условная плотность вероятности возникновения отказа, определяемая для рассматриваемого момента времени при условии, что до этого момента отказ не возник.

Из определения $\lambda(t)$ следует:

$$\lambda(t) = \frac{1}{P(t)} \frac{dQ(t)}{dt} \quad (1.22)$$

Статистически, по итогам экспериментов величина $\lambda(t)$ определяется как:

$$\bar{\lambda}(t) \approx \frac{m(t)}{nt\Delta t} \quad (1.23)$$

где $m(t)$ – число отказавших элементов в интервале времени $(t-\Delta t/2, t+\Delta t/2)$; $n(t)$ – среднее число единиц оборудования, работающего в этом.

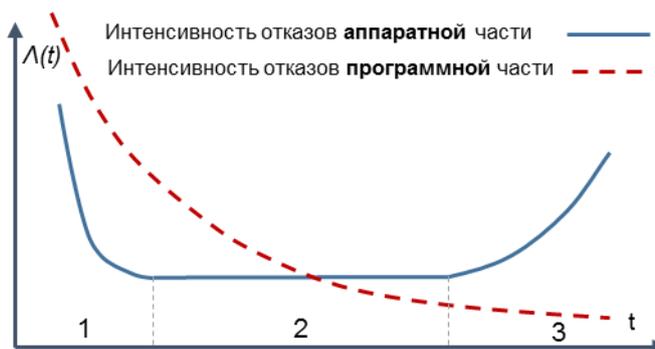


Рисунок 1.10 – Интенсивности отказов электротехнических комплексов РЗА

На **рисунке 1.10** показана зависимость интенсивности отказов $\lambda(t)$ от времени. Для аппаратной части характерны 3 периода:

1. **Период приработки**, в течение которого выявляются заводские дефекты и интенсивность отказов повышена.
2. **Период нормальной работы**, наиболее продолжительный, интенсивность отказов минимальна $\lambda(t) = \min = \text{const}$.
3. **Период старения**, интенсивность отказов возрастает, состояние системы стремится к предельному, её эксплуатация может стать нецелесообразной.

Особенности интенсивности отказов программного обеспечения (ПО) в том, что для ПО не характерен износ, надежность ПО со временем увеличивается при наличии системы исправления ошибок. Интенсивность отказов для ПО имеет экспоненциальный характер [40].

Определение показателей надёжности сложной системы в режимах приработки или старения – задача очень трудоемкая. В большинстве случаев расчёты ведут для периода нормальной работы при $\lambda(t) = \min = \text{const}$. Для периода нормальной работы и справедливы все приведённые выше

выражения. В этом случае говорят о том, что справедлив экспоненциальный закон распределения отказов.

Если подставить (1.15), (1.16) в (1.22), то для экспоненциального закона распределения отказов можно получить следующие расчётные выражения:

$$\lambda(t) = -\frac{1}{P(t)} \frac{dP(t)}{dt} = -\frac{d}{dt} [\ln P(t)] \quad (1.24)$$

Ещё одним показателем надёжности, который часто используют для характеристики безотказности восстанавливаемых изделий [41], является параметр потока отказов $\Omega(t)$. По определению

$$\Omega(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{1 - P_0(t; t + \Delta t)}{\Delta t} \frac{dP(t)}{dt} \quad (1.25)$$

где $P_0(t, t + \Delta t)$ – вероятность безотказной работы на интервале Δt после момента t .

В [41] отмечено, что для ординарных потоков событий величины интенсивности потока отказов и параметра потока отказов практически совпадают.

Средняя наработка невосстанавливаемых изделий до отказа $T_{o.ср.}$ определяется как:

$$\bar{T}_{o.ср.} = \frac{\sum t_{откi}}{n} \quad (1.26)$$

где $t_{откi}$ – время работы до отказа каждого объекта группы невосстанавливаемых изделий; n – количество испытываемых изделий.

Аналогичный показатель для восстанавливаемых изделий называется средней наработкой на отказ $T_{o.ср.}$

Средняя наработка до отказа представляет собой математическое ожидание наработки невосстанавливаемого объекта до первого отказа и может быть определена также следующим образом:

$$T_{o.ср.} = \int_{-\infty}^{\infty} t \frac{dQ(t)}{dt} dt = \int_0^{\infty} t dQ(t) dt = \int_0^{\infty} P(t) dt \quad (1.27)$$

Таким образом, средняя наработка до отказа графически может быть представлена площадью фигуры, лежащей под графиком функции $P(t)$ на графике (**рисунок 1.11**). При экспоненциальном законе отказов:

$$T_{o.c.p.} = \int_0^{\infty} P(t) dt = \frac{1}{\lambda} \quad (1.28)$$

Для экспоненциального закона отказов справедливо также выражение, по которому можно рассчитать вероятность $P_k(t)$ того, что за время t в интересующей нас группе объектов с интенсивностью отказов Λ возникнет ровно k отказов:

$$P_k(t) = \frac{(\Lambda t)^k}{k!} e^{-\Lambda t} \quad (1.29)$$

Восстановление исправности объекта обеспечивается только посредством его ремонта (восстановление работоспособности может произойти автоматически).

Существует две разновидности ремонтов [6, 7, 15]:

- планово-предупредительные (профилактические);
- аварийно-восстановительные (или послеаварийные) ремонты.

Планово-предупредительные ремонты относятся к регулярным потокам событий, моменты их начала и продолжительность в принципе не являются случайными величинами.

Планово-предупредительные ремонты обычно характеризуются;

- продолжительностью межремонтного периода $T_{пер}$;
- средним временем проведения ремонта $T_{рем}$.

Полные плановые восстановления электротехнических комплексов РЗА проводят в соответствии с [9, 15].

Аварийно-восстановительные ремонты начинаются в произвольные моменты времени (после того обнаружения неисправности), и их продолжительность зависит от ряда факторов.

Распространённой характеристикой аварийно-восстановительных ремонтов является среднее время восстановления:

$$T_{\text{в.ср}} = \frac{\sum t_{\text{ав}i}}{n} \quad (1.30)$$

где $t_{\text{ав}i}$ - продолжительность i -го ремонта; n - общее количество ремонтов за рассматриваемый промежуток времени.

Обратная $T_{\text{в.ср}}$ величина называется интенсивностью восстановления μ :

$$\mu = \frac{1}{T_{\text{в.ср}}} \quad (1.31)$$

Обычно считают, что процесс восстановления подчиняется экспоненциальному закону и вероятность восстановления $V(t)$ за время t :

$$V(t) = 1 - \exp(-\mu t) \quad (1.32)$$

Показатели, которые оценивают одновременно два или более свойства, называются комплексными.

Коэффициентом готовности k_{Γ} называется вероятность того, что оборудование будет работоспособно в произвольно выбранный момент времени в промежутке между выполнением планового ТО. Этот показатель оценивает два свойства надёжности – безотказность и ремонтпригодность.

Вероятность застать объект в исправном состоянии равна отношению суммы всех времён исправного состояния к общей продолжительности рассматриваемого интервала времени:

$$k_{\Gamma} = \frac{\sum t_{\text{oi}}}{\sum t_{\text{oi}} + \sum t_{\text{vi}}} \quad (1.33)$$

где t_{oi} – время исправного состояния объекта, t_{vi} – время восстановления объекта

Разделив числитель и знаменатель выражения (1.33) на количество циклов исправного и неисправного состояния, k_{Γ} можно представить в виде:

$$k_{\Gamma} = \frac{T_{\text{o.ср}}}{T_{\text{o.ср}} + T_{\text{в.ср}}} = \frac{\mu}{\lambda + \mu} \quad (1.34)$$

где $T_{o,ср}$, $T_{в,ср}$ – среднее время наработки на отказ и среднее время восстановления соответственно; λ и μ – интенсивность отказов и интенсивность восстановлений

Коэффициент неготовности q представляет собой вероятность того, что оборудование будет неработоспособно в произвольно выбранный момент времени в промежутке между выполнением планового ТО. Этот показатель характеризует ненадежность объекта.

$$q = 1 - k_T = \frac{T_{в,ср}}{T_{о,ср} + T_{в,ср}} = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} \quad (1.35)$$

Коэффициент технического использования $k_{ти}$ представляет собой отношение математического ожидания времени пребывания объекта в рабочем состоянии за некоторый период эксплуатации к продолжительности этого периода. Этот показатель характеризует те же свойства, что и коэффициент готовности, но учитывает также планово-предупредительные ремонты:

$$k_{ти} = \frac{\sum t_{oi}}{\sum t_{oi} + \sum t_{vi} + \sum t_{пр} + \sum t_{неис}} \quad (1.36)$$

где: где t_{oi} – время исправного состояния объекта, t_{vi} – время восстановления объекта, где $t_{пр}$ – планово-предупредительных ремонтов, $t_{неис}$ – время в течение которого объект не использовался по назначению.

Процент правильных действий Δ – описан в п.1.2. и является один из наиболее часто используемых показателей надежности при статистической оценке надежности находящихся в эксплуатации электротехнических комплексов РЗА.

1.6 Выводы и заключение к главе

1. Электротехнические комплексы РЗА находятся в постоянном развитии, их функционал и задачи расширяются. В то же время, базовые требования к электротехническим комплексам РЗА остаются неизменными.

2. Модернизация объектов энергетики, в том числе замена электромеханических реле на МПТ, снизит количество неправильного функционирования по причине износа и увеличит количество неправильных действий из-за дефектов МПТ и систем связи на подстанции. Сложность и разнородность МПТ также может спровоцировать увеличение неправильного функционирования защит по причине некачественного ТО и изъянов в нормативной документации.

3. Электротехнические комплексы РЗА имеют специфическую проблематику. Часть проблем обусловлена низкой степенью технического совершенства комплексов РЗА. Другая часть, наоборот, связана активным внедрением нового оборудования, опыт эксплуатации которого недостаточен. К общим тенденциям развития РЗА можно отнести активное внедрение цифровых инструментов, стандартизацию, унификацию, выработку типовых решений и снижение человеческого фактора в эксплуатации.

4. Развитие технологии ЦПС стало логичным продолжением внедрения цифровых инструментов во вторичные цепи энергообъектов. Несмотря на то, что активная фаза внедрения ЦПС началась недавно, уже существует большое количество действующих объектов. В то же время, влияние технологии ЦПС на надежность электротехнических комплексов РЗА не однозначна. В настоящий момент нет исчерпывающей методики оценки надежности оборудования ЦПС.

5. На показатели надежности электротехнических комплексов РЗА воздействует множество факторов. Требуется определить, на какие показатели надежности воздействует технология ЦПС и как можно компенсировать это воздействие, если оно приводит к ухудшению показателей.

Современные электротехнические комплексы РЗА осуществляют обмен электротехнической информацией в цифровом виде с помощью протоколов передачи данных. В результате, цифровые интерфейсы, используемые ранее во вспомогательных системах, оказались задействованы в системах управления и защиты. В связи с тем, что полнота и достоверность

электротехнической информации в системах управления и защиты имеет критическую важность, при оценке работоспособности современных комплексов РЗА требуется учитывать влияние систем передачи информации.

На основе анализа состояния вопроса, проведенного в первой главе, сформулирована цель исследования, заключающаяся в повышении качества функционирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций за счет совершенствования технологии технического обслуживания и диагностирования их систем и компонентов в различных режимах при разнообразных внешних воздействиях.

Для достижения поставленной цели определены следующие задачи:

выполнить анализ структуры и направлений развития современных электротехнических комплексов релейной защиты, определить достаточность существующих критериев оценки работоспособности и качества функционирования систем и компонентов цифровых подстанций;

разработать способ диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющий проверить влияние параметров электротехнической информации на качество функционирования защит;

разработать математическую модель функционирования электротехнических комплексов релейной защиты, позволяющую учесть особенности эксплуатации систем и компонентов цифровых подстанций и их влияние на качество функционирования защит;

сформировать комплекс мероприятий по совершенствованию технологии технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты, учитывающих особенности эксплуатации систем и компонентов цифровых подстанций и выполнить оценку достигаемого технического и экономического эффекта.

2 РАЗРАБОТКА СПОСОБА ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Основным средством обеспечения работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА является комплекс диагностических мероприятий, выполняемых в процессе ТО. Владельцы объектов электроэнергетики и субъекты оперативно-диспетчерского управления должны обеспечивать организацию и проведение ТО электротехнических комплексов РЗА и вторичного оборудования в соответствии с правилами [6-9, 15, 47].

Электротехнические комплексы РЗА ЦПС имеют особый принцип обмена электротехнической информацией. От работоспособности системы передачи электротехнической информации напрямую зависит работоспособность защит. Выполним анализ особенностей и типовых неисправностей системы передачи электротехнической информации комплексов РЗА ЦПС.

2.1 Критерии работоспособности комплексов РЗА

На основании анализа, выполненного в п.1.2, установлено, что осуществлять оценку работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА допустимо по следующему критерию:

$$R_{\text{РЗА}} = K_{\text{Э}} \cdot P_{\text{во}} \cdot P_{\text{вц}} \cdot \prod_{i=1}^n P_{\text{ai}} P_{\text{пи}} \cdot \prod_{s=1}^m P_{\text{ипс}} \quad (2.1)$$

где $K_{\text{Э}}$ – коэффициент качества эксплуатации; P_{ai} , $P_{\text{пи}}$ – показатели работоспособности соответственно аппаратной части, программной части всех компонентов электротехнических комплексов РЗА; $P_{\text{ипс}}$ – показатель работоспособности измерительных преобразователей; $P_{\text{вц}}$, $P_{\text{во}}$ – показатели работоспособности вторичных цепей и вспомогательного оборудования.

Поскольку критерий работоспособности (1.37) не в полной мере

учитывает особенности современных защит, предлагается для оценки работоспособности электротехнических комплексов РЗА ЦПС использовать уточненный критерий:

$$R_{\text{РЗА}} = K_{\text{Э}} \cdot P_{\text{во}} \cdot P_{\text{вц}} \cdot \prod_{i=1}^n P_{\text{ai}} P_{\text{пи}} \cdot \prod_{s=1}^m P_{\text{ипс}} \cdot K_{\text{ПИ}} \quad (2.2)$$

где $K_{\text{ПИ}}$ – показатель работоспособности системы передачи электротехнической информации.

Система передачи электротехнической информации должна обеспечить передачу требуемого количества данных необходимого качества:

$$K_{\text{ПИ}} = F_{\text{И}} \cdot Q_{\text{И}} \quad (2.3)$$

где $F_{\text{И}}$ и $Q_{\text{И}}$ – критерии полноты достоверности электротехнической информации.

Критерий полноты характеризует объем электротехнической информации, необходимый для работоспособности электротехнического комплекса РЗА:

$$F_{\text{И}}(q) = \begin{cases} 1, & \sum_{i=1}^n q_i \geq B_{\text{F}} \\ 0, & \sum_{i=1}^n q_i < B_{\text{F}} \end{cases} \quad (2.4)$$

где q_i – количество элементов электротехнической информации, B_{F} – предел работоспособности комплекса РЗА ЦПС.

Критерий достоверности электротехнической информации определяет наличие и правильную интерпретацию меток качества передаваемых сведений:

$$Q_{\text{И}} = 1 - \left(\frac{\sum_{i=1}^n q_i Q_{\text{в}}}{\sum_{i=1}^n q_i} - \frac{\sum_{i=1}^n R_{\text{ив}}}{\sum_{i=1}^n R_i} \right) \quad (2.5)$$

где $Q_{\text{в}}$ – количество валидных элементов электротехнической информации, R_i – количество реакций комплекса РЗА ЦПС; $R_{\text{ив}}$ – реакции на валидные

элементы.

Уточнение критериев работоспособности позволяет более качественно выполнять оценку функционирования электротехнических комплексов РЗА ЦПС и обеспечивать своевременное принятие мер по повышению эффективности их работы.

2.2 Передача электротехнической информации комплексов РЗА ЦПС

Комплексы РЗА ЦПС осуществляют обмен электротехнической информацией (измерения, сигналы защит, управления, блокировок и пр.) в цифровом виде в соответствии с требованиями стандарта МЭК-61850. Передаваемые сведения имеют различный приоритет, размер, значимость, механизм публикации и обладают дополнительными атрибутами качества.

2.2.1 Передача токов и напряжений в формате SV

Механизм передачи выборочных значений описан в разделе 9-2 стандарта МЭК-61850 и известен как SV (Sampled Values) [48] [61]. SV описывает формат, в котором УСО или ЭОБ отправляют измеряемую величину устройствам ЦПС. УСО могут как выполнять функцию аналого-цифрового преобразователя (АЦП) при подключении к ЭТТ и ЭТН, так и преобразовывать в стандартизованный вид информацию с ЦТТ и ЦТН. В общем случае, УСО формирует выборки измерений электрических величин с определенной частотой дискретизации (**рисунок 2.1**) [60, 62]. SV используется как для устройств защиты, так и для цепей измерения и учета электроэнергии, в том числе для контроля показателей качества электроэнергии (ПКЭ).

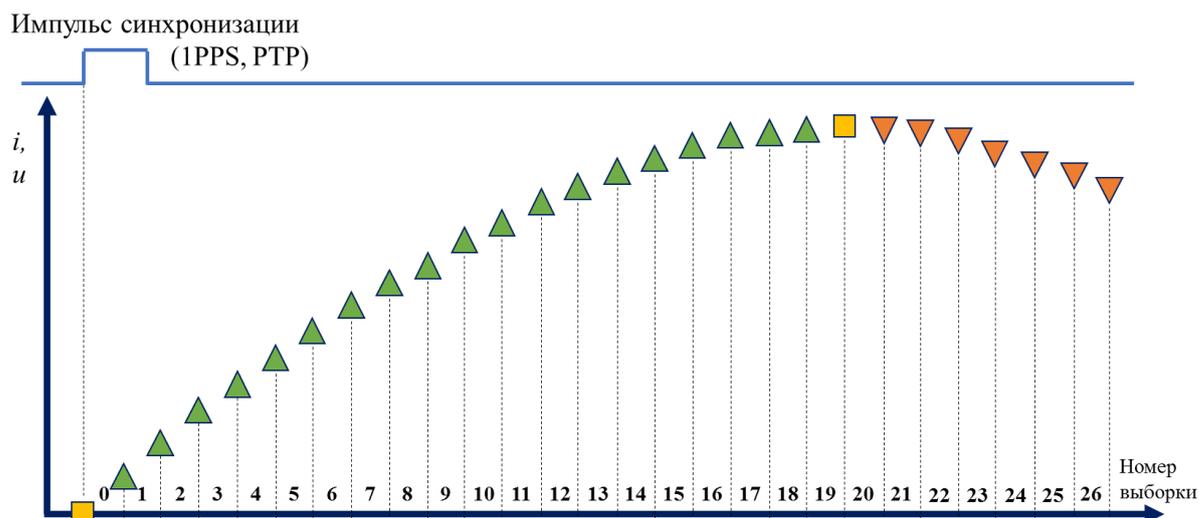


Рисунок 2.1 – Передача величин тока и напряжения в формате SV

Редакцией стандарта МЭК-61850-9-2LE и установлена частота дискретизации 80 выборок на период для целей защиты и 256 выборок на период для нужд учета электроэнергии и контроля ПКЭ. В то же время, существуют иные подходы к выбору частоты дискретизации. Так стандартом организации ПАО ФСК ЕЭС [77] закреплена частота дискретизации 96 выборок на период для защит и 288 выборок на период для нужд учета электроэнергии и контроля ПКЭ.

Для увеличения скорости передачи данных, SV ограничен канальным уровнем модели OSI [50] (т.е. передается без подтверждения доставки). Способом передачи является многоадресная рассылка (multicast) по типу издатель – подписчик. Таким образом, издатель электротехнической информации (УСО) не может гарантировать, что отправляемые им сведения будут доставлены по назначению, контроль передачи данных осуществляется принимающим компонентом электротехнического комплекса РЗА ЦПС.

Структура выборки измерений, передаваемой в формате SV, представлена на **рисунке 2.2**. Кроме значений измеряемых величин (value) передаются также сведения о их достоверности (quality, validity) [59, 63]. Значение величин достоверности может изменяться в зависимости от состояния источника данных (УСО, ЭОБ). Помимо внутренних неисправностей (метка «invalid»), источник сведений о измерениях может

быть переведен в режим тестирования (метка «test»). Отдельно следует отметить, что поле «Reserved 1» зарезервировано для обозначения испытательных установок [57].

IEC61850 Sampled Values	Заголовок протокола
APPID: 0x4000 (0)	Идентификатор приложения
Length: 100	Длина элемента
Reserved 1: 0x0000 (0)	Резервные поля
Reserved 2: 0x0000 (0)	
savPdu	Элементы протокола
noASDU: 1	Кол-во выборок в одном сообщении
seqASDU: 1 item	Кол-во последовательных выборок
ASDU	Параметры выборок
svId: DeviceSV	Буквенный идентификатор элемента
smpCnt: 1	Порядковый номер выборки
confRev: 1	Версия конфигурации
smpSynch: global(2)	Статус синхронизации
PhsMeas1:	Передаваемые измерения
value: 0	Атрибут величины измерения
quality: 0x00000000, validity: good, source: process	Атрибут качества величины измерения
... ..	

Рисунок 2.2 – Структура передачи измерений в формате SV

При получении SV с меткой quality=test, срабатывание электротехнического комплекса РЗА должно происходить только если оборудование переведено в режим тестирования. Формируемые им команды, соответственно, также помечаются меткой «test». Электротехнический комплекс РЗА ЦПС, находящийся в работе, не должен формировать и отправлять сигналы при получении SV с меткой quality=test.

При получении SV с меткой validity: invalid измерения должны распознаваться, но работа защит должна быть заблокирована [64].

2.2.2 Передача сигналов и команд в формате GOOSE

По протоколу GOOSE передаются сигналы срабатывания защит, оперативных блокировок, команды телеуправления и т.д. [67, 68] Как и в случае с SV, передача GOOSE осуществляется multicast-рассылкой на канальном уровне по принципу издатель-подписчик (без подтверждения доставки). Таким образом, ИЭУ-издатель не может убедиться в том, что его GOOSE сообщение доставлено ИЭУ-подписчику. В то же время, потеря или

несвоевременная доставка GOOSE может иметь тяжелые последствия для защищаемого объекта [37, 69, 70]. В связи с этим, стандартом МЭК-61850 предусмотрен механизм гарантированной доставки GOOSE (рисунок 2.3).

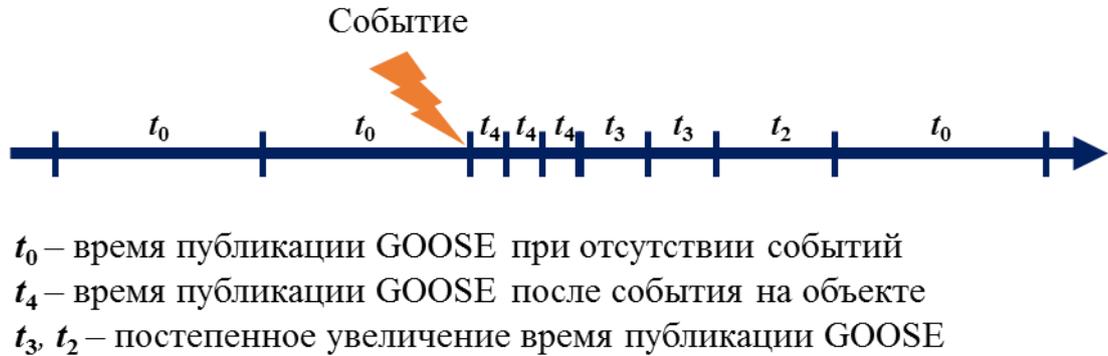


Рисунок 2.3 – Механизм публикации GOOSE – сообщений

В статичном режиме GOOSE-пакеты передаются через фиксированный длительный интервал времени (t_0). При возникновении события частота публикации GOOSE резко увеличивается с сокращением времени публикации (t_4). В последующем, интервал публикации GOOSE постепенно увеличивается (t_3, t_2).

Основными преимуществами GOOSE в сравнении с дискретными сигналами является сокращение времени монтажа и количества медных кабелей, постоянный контроль канала связи и увеличение скорости передачи данных.

Электротехнические сведения, передаваемые с помощью GOOSE, могут иметь разный вид:

- **Boolean (B)**: содержит только атрибут статуса величины.
- **Boolean + quality (B+Q)**: содержит дополнительно атрибут качества данных.
- **Structure (S)**: содержит в структурированном виде атрибуты статуса, качества и метку последнего изменения атрибутов.
- **Double point (DP)**: передает одним атрибутом два значения.

Виды данных в GOOSE зависят от того, какой тип сведений способны принимать устройства на подстанции и информация какого типа необходима

для надежной работы комплексов РЗА энергообъекта. Формат кадра GOOSE представлен на **рисунке 2.4**.

GOOSE	Заголовок протокола
APPID: 0x0000 (0)	Идентификатор приложения
Length: 100	Длина элемента
Reserved 1: 0x0000 (0)	Резервные поля
Reserved 2: 0x0000 (0)	
goosePdu	Элементы протокола
gocbRef: DeviceLD0/LLN0\$GO/DataSet1	Ссылка на блок контроля
timeAllowedtoLive: 4000	Время жизни сообщения
datSet: DeviceLD0/LLN0\$DataSet1	Ссылка на набор данных
goID: DeviceGoose	Буквенный идентификатор элемента
t: jan 1, 1970	Время последнего изменения
stNum: 1	Число изменений состояния
sqNum: 1	Номер сообщения в этом состоянии
simulation: False	Идентификатор режима тестирования
confRev: 1	Версия конфигурации
ndsCom: False	Необходимость в проверке
numDatSetEntries: 2	Количество элементов в наборе данных
allData: 2 item	Количество передаваемых данных
Data: boolean (3)	Атрибут состояния
Data: bit-string (4)	Атрибут качества данных о состоянии
...	...

Рисунок 2.4 – Передача электротехнических сведений в формате GOOSE

Важными параметрами, которые могут повлиять на обработку и интерпретацию GOOSE принимающим комплексом РЗА ЦПС, являются поля режима тестирования (*simulation*), версии конфигурации (*confRev*) и качества передаваемых данных (*bit-string*). Важно также помнить про поле «Reserved 1» которое зарезервировано для идентификации испытательных установок.

При значении *simulation = true* комплекс РЗА ЦПС, принимающий GOOSE, должен понимать, что устройство-отправитель находится в режиме тестирования. Следовательно, в рабочем режиме при получении GOOSE со значением *simulation = true* срабатывания защит происходить не должно, а в тестовом режиме срабатывание должно сопровождаться меткой *simulation = true* во всех публикуемых GOOSE.

Комплекс РЗА осуществляет контроль изменений принимаемых величин помощью поля «*confRev*», значение которого изменяется каждый раз, когда редактируется набор данных или блок контроля GOOSE. При получении

GOOSE с значением поля «confRev», не соответствующем установленному в текущей конфигурации, комплекс РЗА ЦПС должен прекратить обработку GOOSE и выдать сигнализацию.

При изменении качества передаваемых данных (bit-string) комплекс РЗА ЦПС должен прекратить обработку только того элемента, качество которого утратило валидность.

Отдельное внимание следует уделить проверке поведения комплекс РЗА ЦПС при исчезновении GOOSE. Возможны два варианта: либо устройство сохраняет значения внутренних переменных, соответствующее последнему GOOSE, либо выполняет их сброс на значения по умолчанию.

2.2.3 Передача отчетов о состоянии комплекса РЗА

В соответствии с абстрактной моделью данных [71], любое устройство, выполненное в соответствии со стандартом МЭК-61850, состоит из стандартизованных элементов с predetermined типами и наименованиями. Любой из этих элементов может быть передан системе верхнего уровня (АСУТП, мониторинг). Для организации обмена данных стандартом определен протокол Manufacturing Message Specification (MMS) [72]. Обмен данными осуществляется в виде отчетов, может выполняться как через фиксированные промежутки времени (общий запрос), так и спорадически (событийная передача данных).

MMS является протоколом прикладного уровня OSI. Обмен данными организован по принципу клиент-сервер, где сервером выступает устройство (например, МПТ РЗА), а клиентом АСУТП. Таким образом, сведения в формате MMS передаются с подтверждением доставки. Механизм передачи MMS представлен на **рисунке 2.5**.

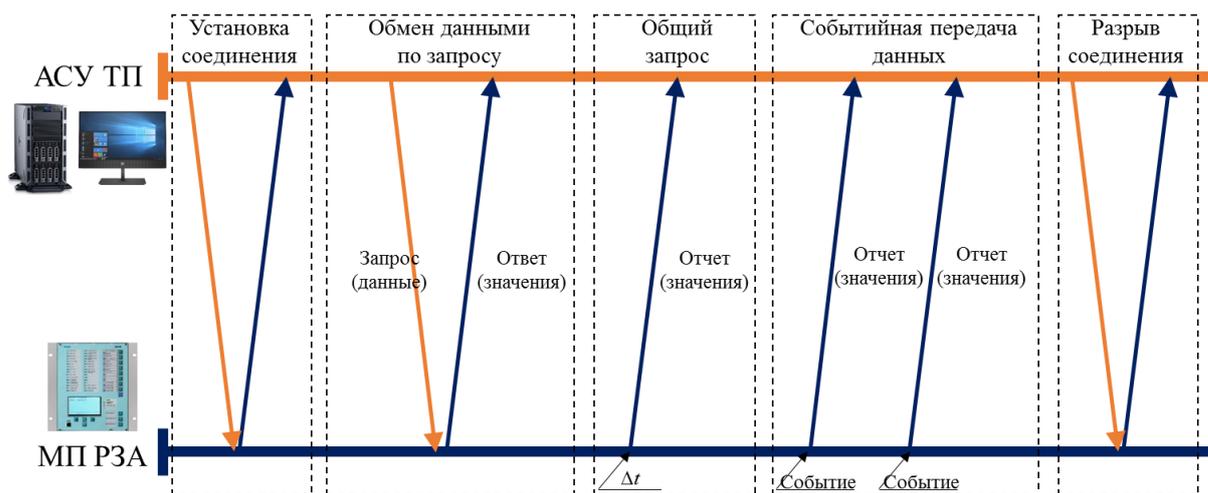


Рисунок 2.5 – Механизм обмена данными между АСУ ТП и МПТ РЗА

Отчеты MMS могут быть как буферизируемыми (храниться в буфере коммутатора при перегрузке ЛВС) так и небуферизируемыми. В общем случае, MMS-трафик обладает меньшим приоритетом, чем GOOSE и SV.

MMS не влияет прямо на работу защит, но предоставляет сведения о состоянии устройств и является важной составляющей диагностики состояния комплекса РЗА ЦПС. Влияние MMS на систему передачи информации рассмотрено в п.2.1.5.

2.2.4 Передача команд синхронизации времени

Передача выборок измеряемой величины для целей защиты в формате SV привела к необходимости синхронизации всех измерений с высокой точностью. Нарушение синхронизации измерений способно привести к ложному срабатыванию дифференциальных или направленных защит [60, 73].

В соответствии с требованиями стандарта [35, 61], точность синхронизации для выборок измеряемой величины должна быть не хуже 1 мкс. Такую точность способны обеспечить синхронизация с помощью 1PPS и PTPv2 [74]. Для реализации 1PPS требуется создание отдельной ЛВС. С появлением промышленных коммутаторов с поддержкой PTPv2 на аппаратном уровне, этот способ синхронизации времени стал применяться наиболее широко. Принцип синхронизации времени по PTPv2 представлен на рисунке 2.6.

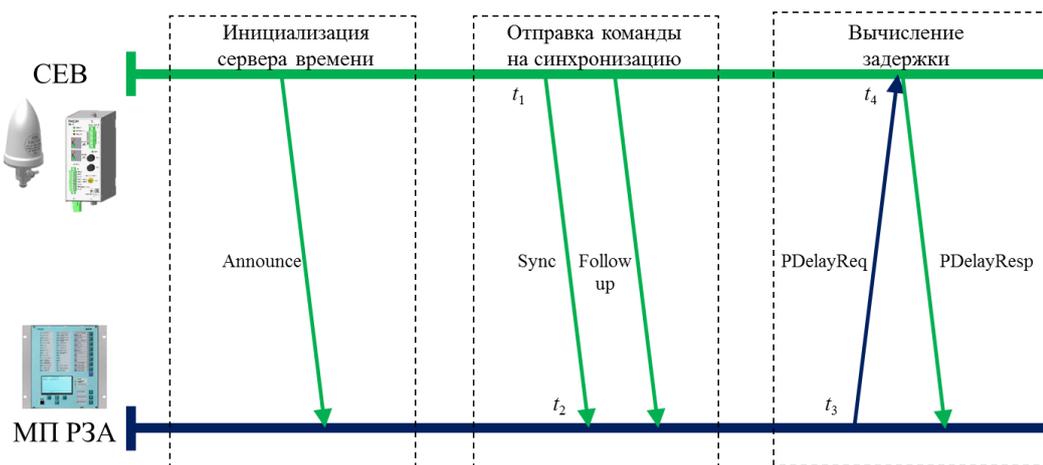


Рисунок 2.6 – Принцип синхронизации времени устройств по PTPv2

Синхронизация устройств по PTPv2 осуществляется подачей специализированных запросов в устройства через ЛВС. Требуемую точность синхронизации позволяет получить особый механизм вычисления задержек в ЛВС.

В начальный момент сервер системы единого времени (СЕВ) отправляет сообщение *Announce*, в котором сообщает свои параметры. В случае, если его показатели лучше, чем у других устройств, СЕВ становится ведущим, а другие устройства (УСО, МПТ РЗА) становятся ведомыми. Ведущий СЕВ формирует запрос *Sync* (со временем отправления t_1 временем доставки t_2) и *Follow up*. Ведомое устройство, формирует встречный запрос *PDelayReq* (со временем отправления t_3 временем доставки t_4), на что получает ответ от СЕВ в виде *PDelayResp*. Зная времена $t_1 - t_4$, ведомое устройство вычисляет задержки времени как:

$$t_d = \frac{(t_2 - t_1) + (t_4 - t_3)}{2} \quad (2.6)$$

Влияние синхронизации времени SV на направленные и дифференциальные защиты в совокупности с отсутствием четких требований к перечню защит, для которых необходима синхронизация с высокой точностью привела к тому, что некоторые производители МПТ РЗА реализуют в своих устройствах блокирование всех защит при потере синхронизации SV, даже тех, которым синхронизация не требуется (например, МТЗ). Важно

определить, как реагирует комплекс РЗА ЦПС на изменение синхронизации SV.

Метка синхронизации SV «smpSynch» может принимать значения none (0), local (1) и global (2), означающие соответственно отсутствие, локальную (внутри энергообъекта) и глобальную (по GPS) синхронизацию.

2.2.5 Загрузка системы передачи электротехнической информации

Система передачи электротехнической информации должна обеспечивать своевременную доставку необходимого количества данных, необходимых для бесперебойной работы электротехнических комплексов РЗА ЦПС. Работоспособность системы передачи информации обеспечивается резервированием каналов передачи данных и правильным выбором загрузки электротехническими сведениями.

Основную нагрузку на систему передачи информации, которую оказывает выборки в формате SV. Загрузку по SV от m устройств можно определить как:

$$V_{smv} = \sum_{i=1}^m V_{smv0i} \cdot \frac{n_{smv}}{f_{smvi}} \quad (2.7)$$

где V_{smv0} – средний размер одной выборки, f_{smv} – частота дискретизации, n_{smv} – количество выборок в публикуемом SV.

Размер выборок SV разных устройств отличается, в связи с чем, вместо расчетных значений принимают нагрузку SV от одного устройства равной $V_{smv} \approx 5,12$ Мбит/с [35]. Такое допущение создает расчетный запас.

Нагрузку на систему передачи информации от СЕВ, которую оказывает трафик N серверов времени (РТРv2) можно определить как:

$$V_{rtp} = N \cdot \left[V_{rtp0} + m \cdot (V_{rtp.m} + V_{изу}) \right] \quad (2.8)$$

где V_{rtp0} – общие запросы серверов времени, $V_{rtp.m}$ – запросы задержки от серверов времени к ИЭУ, $V_{изу}$ – предоставление информации от ИЭУ, m –

количество устройств с синхронизацией по PTPv2, N – количество серверов времени.

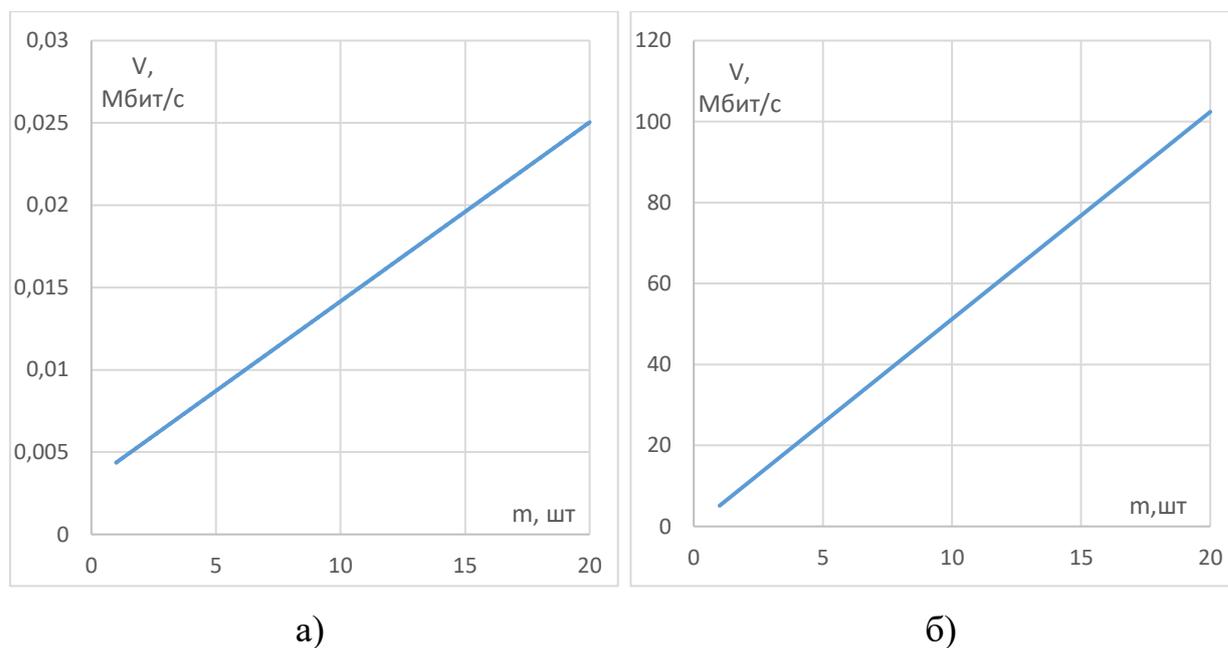


Рисунок 2.7 – Загрузка ЛВС данными PTPv2 (а) SV (б)

Загрузка ЛВС от SV и PTPv2 стационарна, не зависит от событий, и изменяется линейно с увеличением количества устройств (рисунок 2.7, а,б).

В силу особенности механизма публикации GOOSE, представленной на рисунке 2.3, при возникновении на энергообъекте события, затрагивающего комплексы РЗА ЦПС разных присоединений, начинается публикация большого количества GOOSE, что в свою очередь может привести к перегрузкам в среде передачи информации и не позволит в полном объеме осуществить обмен данными [37, 75, 76]. В свою очередь, от передаваемых сведений в GOOSE зависит нагрузка на среду передачи информации.

Нагрузку на систему передачи информации, которую оказывает трафик N GOOSE от ИЭУ на энергообъекте, можно определить как:

$$V_{gse} = \sum_{i=1}^N \frac{V_{gse0i}}{t_p} \quad (2.9)$$

где V_{gse0} – размер одного GOOSE, t_p – интенсивность публикации GOOSE ($t_0 \div t_3$),

В стандарте [77] установлено применение GOOSE вида В+Q со временем публикации от $t_3=0,004$ с до $t_0=0,004$ с. Для настроек защит промышленных энергообъектов достаточно 32 элементов набора данных. Один GOOSE с такими параметрами в момент события создаст нагрузки на ЛВС порядка $V_{gse} \approx 1,5$ Мбит/с.

Загрузка ЛВС трафиком MMS по результатам экспериментальных замеров составляет $V_{mms} \approx 0,04$ Мбит/с.

Оценить состав прочего трафика в ЛВС энергообъекта (NTP, ARP и пр.) весьма сложно. По результатам экспериментальных замеров принимаем размер прочего трафика в сети $V_{oth} \approx 0,1$ Мбит/с на одно устройство.

Для подключения ИЭУ к среде передачи информации в настоящее время используются интерфейсы Ethernet 100BASE или 1000BASE с максимальной пропускной способностью 100 и 1000 Мбит/с соответственно [35].

Оценка нагрузки на среду передачи информации определяется коэффициентов использования ЛВС для уровня процесса, уровня станции и комбинированной соответственно:

$$\eta_{lan.p} = \frac{V_{sv} + V_{ptp} + V_{oth}/2}{V_{max}} \quad (2.10)$$

$$\eta_{lan.s} = \frac{V_{gse} + V_{oth}/2}{V_{max}} \quad (2.11)$$

где V_{max} – максимальная пропускная способность Ethernet 100BASE или 1000BASE.

Согласно требованиям [35], коэффициент загрузки ЛВС не должен превышать нормированного значения $\eta_n=0,75$.

На рисунке **2.8 а и б** представлены загрузки комбинированной шины 100BASE от 12 и 13 комплектов УСО – МПТ РЗА соответственно. При использовании 13 комплектов отмечается превышение η_n . На рисунке **2.9 а и б** представлены загрузки шины процесса и станции 100BASE для 14 и 15

комплектов. При использовании 15 комплектов в шине процесса отмечается превышение η_H

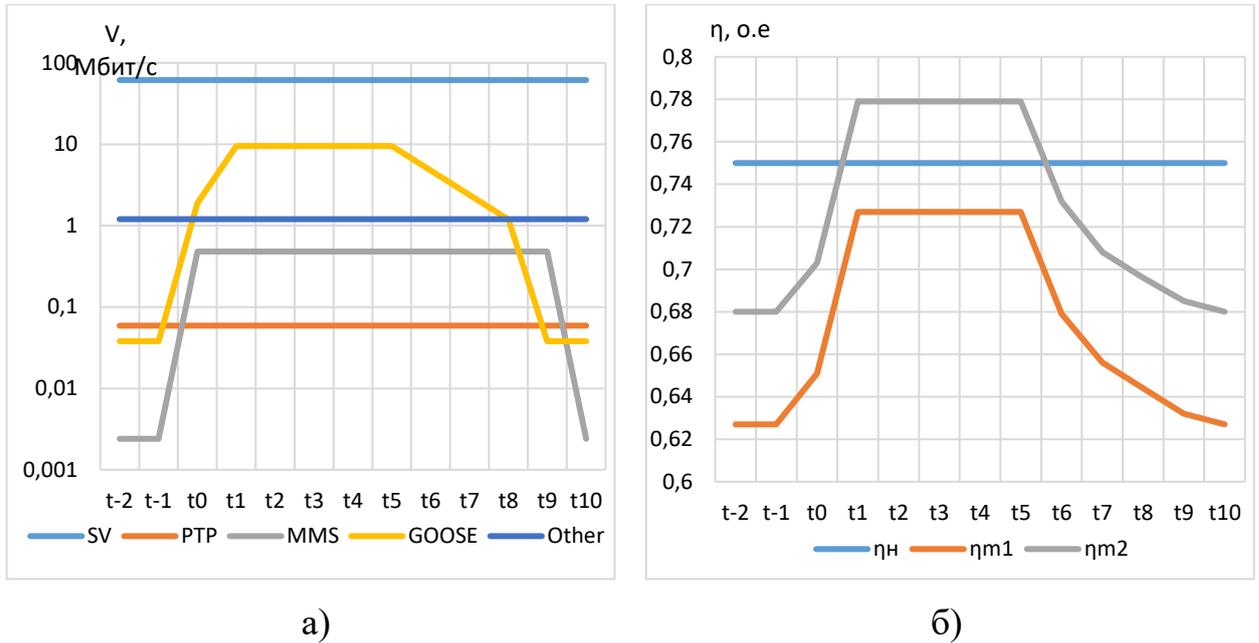


Рисунок 2.8 – Загрузка (а) и коэффициент загрузки (б) комбинированной ЛВС

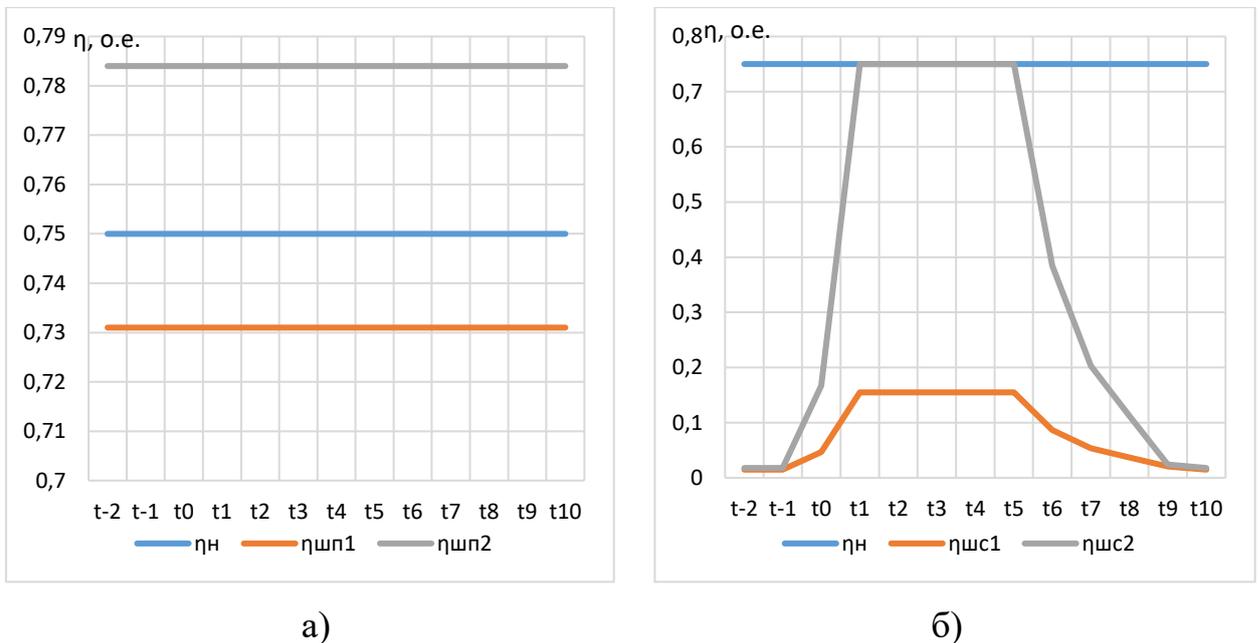


Рисунок 2.9 – Коэффициенты загрузки шины процесса (а) и шины станции (б)

По графикам (рисунок 2.8 и 2.9) при использовании комбинированной шины процесса и станции предельным является наличие 12 устройств, осуществляющих обмен данными в формате SV. При условии, что каждое из

устройств публикует по одному GOOSE, перегрузки ЛВС не происходит. В то же время, следует учитывать, что GOOSE в ЛВС станции может быть существенно больше, чем устройств на подстанции (в том числе, за счет GOOSE с других энергообъектов) При увеличении числа применяемых устройств требуется принятие мер по ограничению информационного обмена (например, логическим разделением ЛВС). Вопросы влияния загрузки системы передачи электротехнической информации на качество обмена данными по GOOSE между устройствами на подстанции рассмотрены в [37].

Для отдельной шины процесса предельным является наличие 14 устройств, осуществляющих обмен данными в формате SV. При увеличении числа применяемых устройств требуется принятие мер по ограничению информационного обмена (например, логическим разделением ЛВС). Перегрузка шины станции маловероятна и возможна при наличии более 100 GOOSE

2.3 Регламент технического обслуживания комплексов РЗА

В настоящее время при обслуживании электротехнических комплексов РЗА установлены следующие виды ТО [47]:

Проверка при новом включении (объем «Н») выполняется при вводе нового или реконструированного электротехнического комплекса РЗА.

Первый профилактический контроль (объем «К1») выполняется для выявления приработочных отказов устройства РЗА.

Профилактический контроль (объем «К») выполняется в процессе эксплуатации для выявления и устранения возникших дефектов.

Профилактическое восстановление (объем «В») выполняется для восстановления износившихся элементов и проверки исправности электротехнических комплексов РЗА.

Тестовый контроль выполняется для электротехнических комплексов РЗА, имеющих встроенные соответствующие встроенные контроля.

Технический контроль (объем «ТК») предусмотрен для электротехнических комплексов РЗА, для которых организовано ТО по состоянию с целью выявления дефектов в элементах, не охваченных механизмом самодиагностики.

Опробование выполняется для проверки работоспособности электротехнических комплексов РЗА, приводов коммутационных аппаратов.

Внеочередная проверка выполняется при частичных изменениях схем или реконструкции электротехнических комплексов РЗА, изменении уставок или характеристик защит, устранении дефектов, обнаруженных опробовании.

Послеаварийная проверка выполняется для выяснения причин неправильной работы электротехнических комплексов РЗА.

Технический осмотр выполняется для проверки состояния электротехнических комплексов РЗА, а также положения накладок и переключающих устройств.

Виды ТО, назначение и периодичность, согласно нормативной документации, представлены в **приложении 1**.

В зависимости от срока службы устройства РЗА, период его эксплуатации может включать несколько циклов ТО. В зависимости от условий, ТО осуществляется по 3-х, 4-х, 6-и или 8-ми летнему циклу.

Планово-предупредительное ТО является основным методом обслуживания, выполняется с заранее установленной периодичностью и применимо для всех типов электротехнических комплексов РЗА и вторичного оборудования.

Рассмотрим объемы работ, представленные в **приложении 2**, применительно к электротехническим комплексам РЗА ЦПС. Очевидно, что такие операции, как внешний осмотр, анализ технической документации, задание конфигурации, проверка функций осциллографирования и регистрации аварийных событий, контроль действий МПТ РЗА при изменениях в цепи оперативного питания, проверка действия на коммутационные аппараты, а также проверка рабочим током и напряжением

применимы к электротехническим комплексам РЗА ЦПС. Таким образом, более 50% утвержденных объемов ТО применимы к электротехническим комплексам РЗА ЦПС без изменения.

Измерение сопротивления и электрической прочности изоляции, проверка дискретных входов и выходов, испытания электромагнитных ТТ и ТН, в зависимости от применяемого оборудования, могут быть частично или полностью неприменимы при ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

Особого внимания требуют операции ТО, касающиеся проверки электрических и временных характеристик электротехнических комплексов РЗА и их взаимодействия с другими устройствами на подстанции [49-51]. Рассмотрим подробнее особенности этих объемов.

2.4 Проверка электрических характеристик комплексов РЗА

Выполним проверку электрических и временных характеристик электротехнического комплекса РЗА на базе программно-технического комплекса (ПТК) «Цифровая подстанция» Омского НПЗ. Общий вид ПТК представлен на **рисунке 2.10**, а структурная схема приведена на **рисунке 2.11**.

ПТК расположен на действующей подстанции и подключен к ЭТТ и ЭТН двух секций шин 35 кВ. В состав комплекса входят четыре устройства сопряжения (УСО), осуществляющие преобразование аналоговых измерений от ЭТТ и ЭТН в формат SV (МЭК-61850-9-2LE). Измерения в формате SV передаются на МПТ РЗА, выполняющие функции защиты трансформаторов 35/6 кВ с действием на сигнал [52].

Помимо УСО и МПТ РЗА, в состав ПТК входят сетевые устройства (коммутаторы, устройства резервирования), система единого времени (СЕВ) и вспомогательные устройства, такие как регистратор аварийных событий (РАС) и контроллер присоединения (КП). Схема ПТК позволяет применять для испытаний аналоговые и цифровые испытательные установки [54, 55].

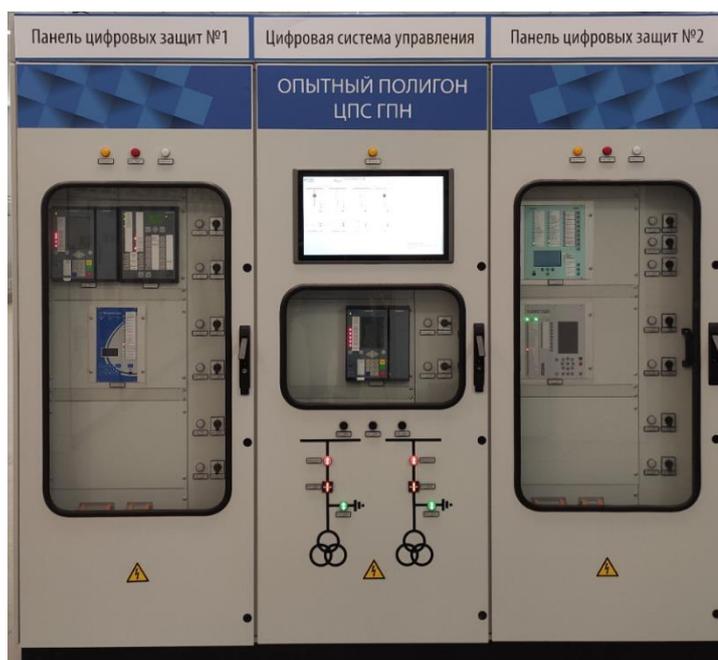


Рисунок 2.10 – Общий вид ПТК «Цифровая подстанция»

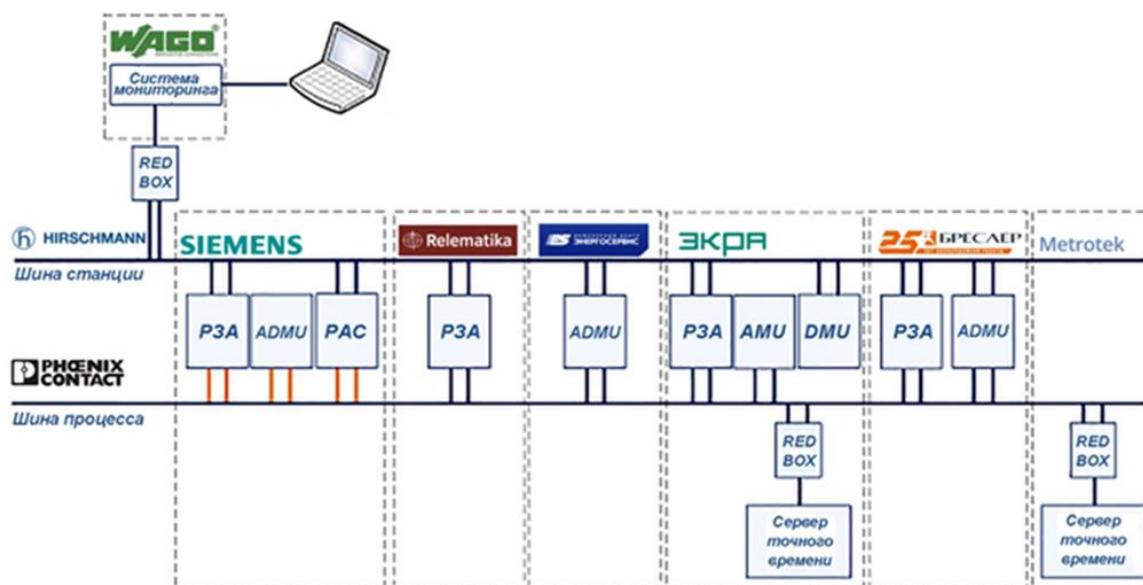


Рисунок 2.11 – Структурная схема ПТК «Цифровая подстанция»

В соответствии с правилами [9], комплексная проверка электротехнических комплексов РЗА проводится при номинальном напряжении оперативного тока при подаче на устройство параметров аварийного режима от постороннего источника питания и полностью собранных цепях устройств, при этом возможность воздействия на другие электротехнические комплексы РЗА и коммутационные аппараты должна быть исключена.

Проверяется правильность регистрации оборудованием электротехнического комплекса РЗА поданной величины и определяется погрешность измерения (2.11):

$$\varepsilon_{I_{\text{рег}}} = \left(1 - \frac{I_{\text{рег}}}{I_{\text{исп}}} \right) \cdot 100\% \quad (2.11)$$

где $I_{\text{исп}}$ – значение испытательного тока; $I_{\text{рег}}$ – регистрируемый оборудованием ток.

Отклонение времени срабатывания определяется по формуле (2.12):

$$\Delta t_{\text{ср}} = t_{\text{уст}} - t_{\text{ср}} \quad (2.12)$$

где $t_{\text{уст}}$ – уставка защиты по времени; $t_{\text{ср}}$ – время срабатывания защиты.

При комплексной проверке производится измерение полного времени действия каждой из ступеней защит, в том числе по цепям ускорения, и проверяется правильность действия сигнализации [15].

Ток и напряжение, соответствующие аварийному режиму, подаются на все ступени и фазы (или все комбинации фаз) проверяемого электротехнического комплекса РЗА. Определяется погрешность тока срабатывания по формуле (2.13) и коэффициент возврата по формуле (2.14):

$$\varepsilon_{I_{\text{ср}}} = \left(1 - \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{уст}}} \right) \cdot 100\% \quad (2.13)$$

где $I_{\text{уст}}$ – уставка защиты по току, $I_{\text{ср}}$ – ток срабатывания защиты.

$$K_{\text{в}} = \frac{I_{\text{вз}}}{I_{\text{ср}}} \quad (2.14)$$

где $I_{\text{вз}}$ – ток возврата защиты.

Допустимые погрешности и диапазоны определяемых величин приведены в **таблице 2.1**.

Таблица 2.1 – Нормируемые параметры электротехнических комплексов РЗА

Нормируемый параметр	Погрешность
Выдержка времени защит с независимой характеристикой	$\pm 0,1\text{с}$
Переменный ток и напряжение срабатывания МПТ РЗА	$\pm 3\%$
Коэффициент возврата реле максимальной величины, не менее	0,9

Особенностью электротехнических комплексов РЗА ЦПС может быть отсутствие разъемов для подключения аналоговых входов на МПТ РЗА. Кроме того, могут отсутствовать разъемы для подключения дискретных входов и выходов. Связь с МПТ может осуществляться только с помощью интерфейсных разъемов, что делает невозможным испытание с помощью постороннего аналогового источника без использования дополнительных преобразователей.

Выполним проверку электрических и временных характеристик электротехнических комплексов РЗА ЦПС, а именно максимальной токовой защиты (МТЗ) силового трансформатора 35/6 кВ, с помощью аналоговой и цифровой испытательной установки. Общий вид рабочего места представлен на **рисунке 2.12**.



Рисунок 2.12 – рабочее место для проверки параметров комплекса РЗА ЦПС

Для проверки с помощью аналогового источника применяется испытательная установка РЕТОМ-51 [56]. Выходы аналогового источника подключаются к предварительно подготовленным цепям тока и напряжения в соответствии с маркировками (**рисунок 2.13**). Для регистрации факта и времени срабатывания токовой защиты используется контрольный выход, назначаемый в конфигураторе на дискретный выход МПТ (при наличии) или устройства сопряжения (УСО), выполняющего функции преобразователя

дискретных сигналов (ПДС). Проверяемые параметры защиты приведены в **таблице 2.2.**

Таблица 2.2 – Параметры срабатывания токовой защиты комплекса РЗА

Наименование	$K_{ТТ}$, о.е.	I_1 , А	I_2 , А	$t_{уст}$, с	Характеристика
МТЗ ВН I ст.	1000/5	1050	5,25	1,5	Независимая (Definite Time)



Рисунок 2.13 – Схема проверки электротехнического комплекса РЗА с помощью РЕТОМ-51

Для измерения тока срабатывания защиты в окне ручной настройки РЕТОМ-51 (рисунок 2.14, а) выполняется ступенчатое изменение величины подаваемого тока от 0,9 установленного значения. Значение срабатывания защиты фиксируется автоматически при появлении сигнала на назначенном контрольном выходе (условием замыкания реле назначается пуск МТЗ). После срабатывания защиты подаваемый ток уменьшается с аналогичным шагом для проверки тока возврата защиты, который фиксируется автоматически при размыкании реле контрольного выхода. Данная операция повторяется три раза, вычисляется коэффициент возврата и погрешность тока срабатывания.

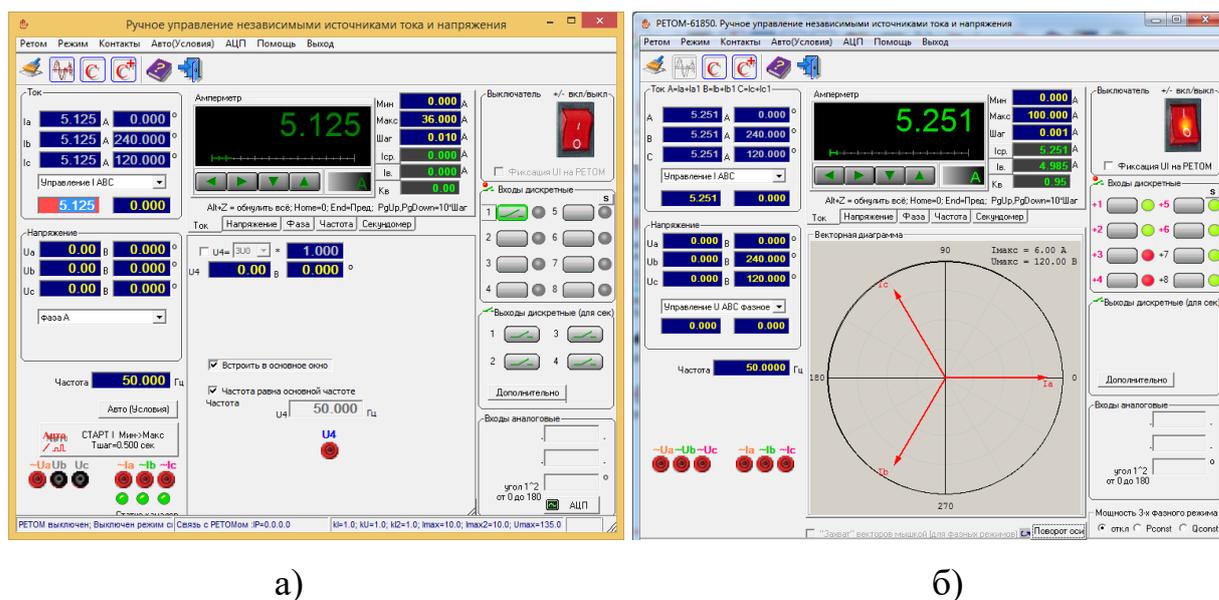


Рисунок 2.14 – Окна ручного управления RETOM-51 (а) и RETOM-61850 (б)

Для измерения времени срабатывания защиты подается величина, в 1,3 раза превышающая уставку срабатывания. Работа токовой защиты назначается на контрольный выход. Время срабатывания регистрируется автоматически при появлении сигнала на назначенном контрольном выходе. Операция повторяется три раза, вычисляется погрешность времени срабатывания. Результаты проверки электротехнического комплекса РЗА приведены в **таблице 2.5**.

Для проверки с помощью цифрового источника применяется испытательная установка RETOM-61850 [57]. Цифровой источник подключается к коммутаторам шины процесса и шины станции локальной вычислительной сети (ЛВС) энергообъекта (**рисунок 2.15**). При этом, объем необходимых подключений существенно сокращается. Для проверки электротехнического комплекса РЗА источник генерирует значения токов и напряжений в виде сетевого трафика (протокол Sampled Values), а информацию о состоянии устройства получает в виде сообщений с набором булевых переменных (протокол GOOSE).



Рисунок 2.15 – Схема проверки электротехнического комплекса РЗА с помощью РЕТОМ-61850

Для измерения тока срабатывания защиты в конфигураторе РЕТОМ-61850 настраивается исходящий SV-поток (рисунок 2.16) с указанием параметров: MAC-адрес, идентификатор потока (svID), идентификатор приложения (appID), идентификатор VLAN (vlanID). Для удобства испытаний SV перенаправляются в программу ручного управления, аналогичную РЕТОМ-51 (рисунок 2.14, б).

Добавление исходящих SV-потоков

Данные | Искажения

Количество SV: 1

Описание	SV1	Номинальные значения	
IED	RETOM61850	первичные	вторичные
MAC	01 - 0C - CD - 04 - 00 - 01	I, A	5,00000
Appld	Hex 16384	Ул. В	100,00000
VlanId	Hex 0	Уф. В	157,73503
VlanPr	4	Коэффициенты нулевой последовательности	
Id	RET61850_SV1	K _{3U0}	1,732
LD	MU	<input checked="" type="checkbox"/> 9 2LE	Выбор/период 80 1ASDU
Simulation/Test	TRUE	<input type="checkbox"/>	Частота дискретизации в ASDU
Conf Rev	1	<input checked="" type="checkbox"/>	Общее Quality(Hex) 0 >>
<input type="checkbox"/> Флаг синхрониз.	0	<input checked="" type="checkbox"/>	Нулевые значения между испытаниями

Токи	фаза	вторичные, А		первич, А	фаза, °	частота, Гц	Quality(Hex)
		A	B				
	A	1,0000	200,0000	0,00	50,00	0 >>	
	B	1,0000	200,0000	240,00	50,00	0 >>	
	C	1,0000	200,0000	120,00	50,00	0 >>	
<input type="checkbox"/> зависим	N	0,0000	0,0000	0,00	50,00	0 >>	

Напряжения	фаза	вторичные, В		первичные, В	фаза, °	частота, Гц	Quality(Hex)
		A	B				
	A	57,740	20209,00	0,00	50,00	0 >>	
	B	57,740	20209,00	240,00	50,00	0 >>	
	C	57,740	20209,00	120,00	50,00	0 >>	
<input type="checkbox"/> зависим.	N	0,000	0,00	0,00	50,00	0 >>	

OK Отмена

Рисунок 2.16 – Параметры токов и напряжений в формате SV

Для автоматической регистрации параметров настраивается прием входящих GOOSE-сообщений и их автоматическая нумерация. Сведения о параметрах SV и GOOSE хранятся в конфигурации оборудования электротехнического комплекса РЗА. Перечень сигналов GOOSE-сообщения электротехнического комплекса РЗА представлен в **таблице 2.4**.

Таблица 2.4 – Значения сигналов GOOSE электротехнического комплекса РЗА

Имя сигнала	Номер сигнала	Значение сигнала
GOOSE 1	1	Пуск токовой отсечки
GOOSE 2	2	Работа токовой отсечки
GOOSE 3	3	Пуск МТЗ
GOOSE 4	4	Работа МТЗ

Для измерения тока срабатывания принцип подачи измерительных сигналов аналогичен предыдущему эксперименту. Регистрация тока срабатывания и возврата происходит по факту изменения состояния 3-ей переменной GOOSE-сообщения. Для регистрации времени срабатывания используется 4-я переменная GOOSE-сообщения. Результаты испытаний и измерений сведены в **таблицу 2.5**.

Таблица 2.5 – Результаты проверки электротехнического комплекса РЗА

Установка	Фаза	$I_{исп}, A$	$I_{рег}, A$	$\varepsilon_{рег}, \%$	№	$I_{ср}, A$	$I_{вз}, A$	$K_B, o.e$	$\varepsilon_{ср}, \%$	$t_{ср}, c$	$\Delta t_{ср}, c$
РЕТОМ-51	А	5,000	4,996	0,08	1	5,271	4,998	0,948	0,4	1,525	0,025
	В	5,000	4,997	0,06	2	5,284	5,001	0,946	0,648	1,528	0,028
	С	5,000	4,996	0,08	3	5,272	4,997	0,948	0,419	1,531	0,031
РЕТОМ-61850	А	5,000	5,000	0	1	5,251	4,985	0,949	0,019	1,524	0,024
	В	5,000	5,000	0	2	5,257	4,993	0,95	0,133	1,525	0,025
	С	5,000	4,999	0,02	3	5,253	4,997	0,951	0,057	1,524	0,024

В ходе проверки электрических и временных характеристик электротехнических комплексов РЗА опробован измененный подход к измерению и испытанию оборудования ЦПС. Анализ результатов измерений показал:

1. Электротехнический комплекс РЗА ЦПС соответствует требованиям НТД по величине погрешности тока и времени срабатывания реле и допустимым значениям коэффициента возврата;

2. При проверке электротехнических комплексов РЗА аналоговой испытательной установкой отмечается более высокая погрешность измеряемого тока и тока срабатывания защиты, чем при испытании цифровой установкой, что обусловлено дополнительными потерями в аналоговых цепях и УСО;

3. Более высокие значения погрешности времени срабатывания при испытании аналоговой установкой могут обусловлены инерционностью источника питания.

2.5 Проверка системы передачи электротехнической информации

Несмотря на схожий механизм проверки электрических и временных характеристик комплексов электротехнических комплексов РЗА, существуют определенные особенности при передаче электротехнической информации между компонентами электротехнических комплексов РЗА ЦПС. В частности, для успешного принятия и обработки электрических величин от измерительного устройства электротехническому комплексу РЗА ЦПС недостаточно только исправного физического канала передачи данных. Отправляемым электрическим величинам должно быть присвоено верное назначение, должна проверяться их целостность и достоверность [58-60].

Для проверки системы передачи электротехнической информации, имеющей критическую важность при обеспечении работоспособности электротехнических комплексов РЗА ЦПС, разработана программа для ЭВМ (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №20222665059, приложение 3) [106]. Блок-схема алгоритма программы представлена на рисунке 2.17.

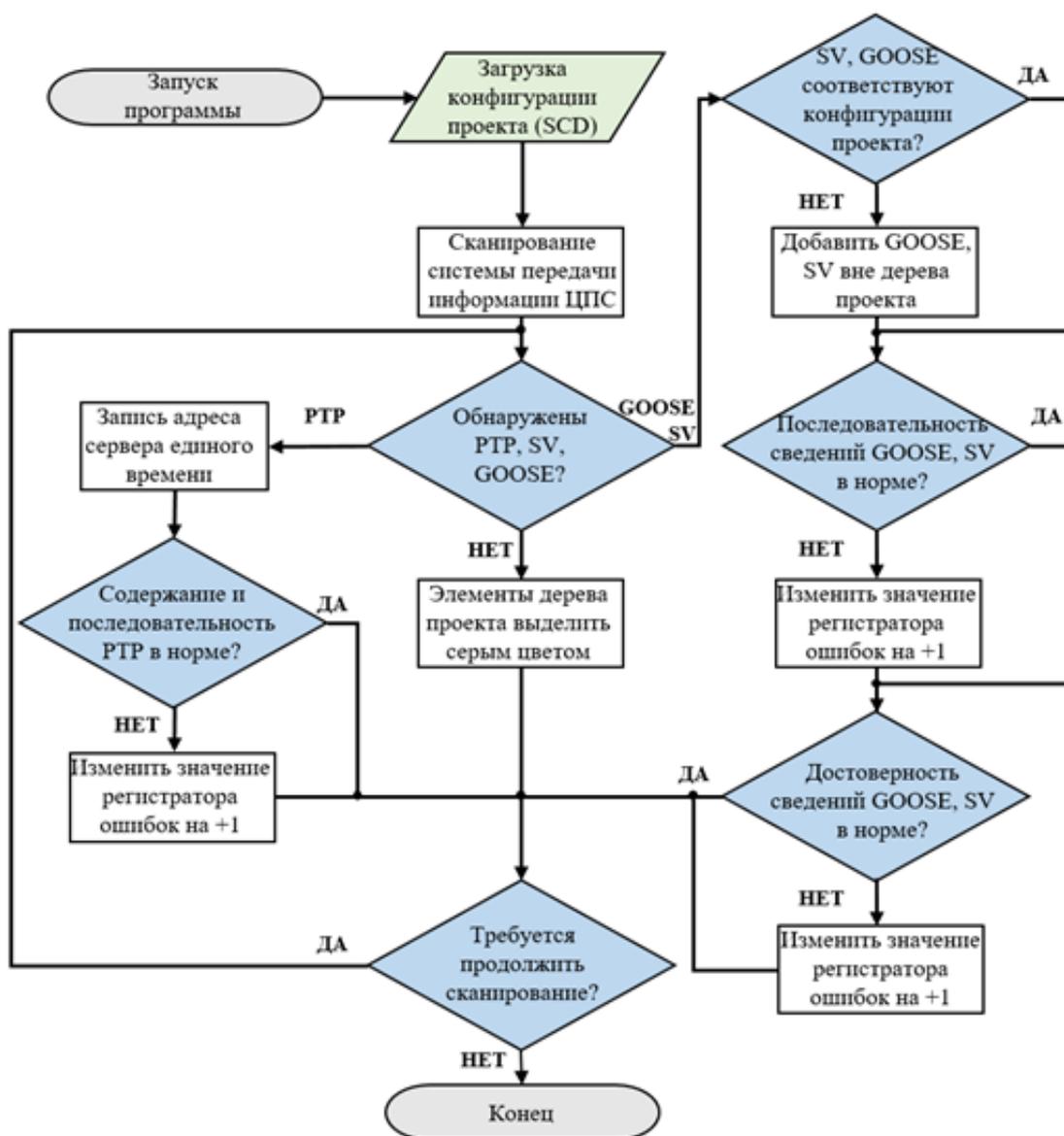


Рисунок 2.17 – Блок-схема программы для ЭВМ для анализа электротехнической информации комплексов РЗА ЦПС

Программа предназначена для определения количества, содержания и свойств электротехнической информации, передаваемой между устройствами релейной защиты через локальную вычислительную сеть цифровых подстанций с учетом информационной нагрузки на устройства защиты.

Исходными сведениями для определения показателей информационного обмена являются критически важные для оборудования цифровых подстанций потоки данных: величины токов и напряжений в формате SV (Sampled Values), сигналы событий состояния и управления в формате GOOSE (Generic Object Oriented Substation Event), сообщения системы единого времени в формате

RTP (Precision Time Protocol). В программе реализована возможность анализа локальной вычислительной сети цифровой подстанции в режиме реального времени и определения электротехнической информации, обрабатываемой каждым устройством защиты. Программа позволяет выявлять наличие, осуществлять учет и вывод количества пакетов информации, передаваемой в формате SV, GOOSE и RTP, а также предоставлять сведения о настройках идентификации и адресации этой информации и выполнять поиск посторонних информационных потоков.

Программа выполняет анализ локальной вычислительной сети цифровой подстанции, собирает сведения о критически важных потоках данных, осуществляет вывод этих сведений и учитывает интенсивность их публикации.

При анализе информационного обмена обнаружены случаи нарушения полноты электротехнической информации в цепях измерения и управления электротехнического комплекса РЗА ЦПС, в частности потери выборок измеряемых величин в формате Sampled Values (SV) и сведений в формате Generic Object-Oriented Substation Event (GOOSE). Повторный анализ с применением аналогичных программ для ЭВМ показал схожие результаты (рисунок 2.18, 2.19).

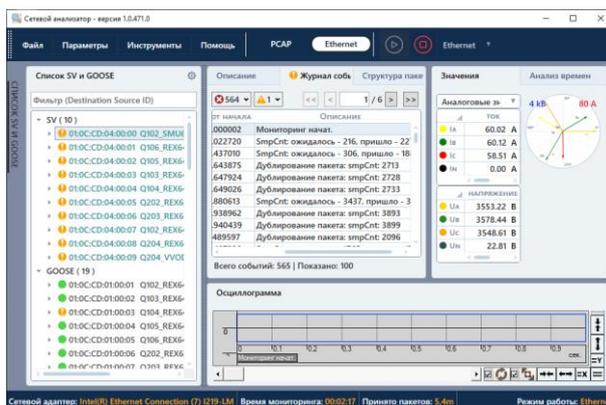


Рисунок 2.18 – Искажение достоверности и полноты измерений в формате SV

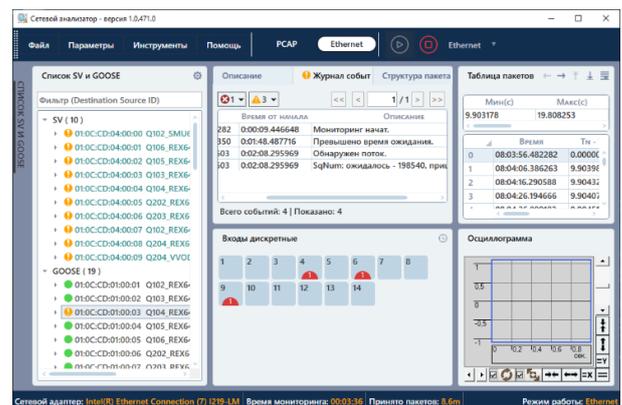


Рисунок 2.19 – Искажение достоверности и полноты сигналов в формате GOOSE

Исходя из выявленных особенностей требуется разработать способ проверки электротехнических комплексов РЗА ЦПС в условиях нарушения полноты и достоверности электротехнической информации.

2.6 Разработка способа диагностирования комплексов РЗА в условиях нарушения достоверности и полноты электротехнической информации

Рассмотрим влияние среды передачи электротехнической информации на корректность работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС. В отличие от аналоговых измерений и сигналов, применяющихся в классических комплексах РЗА и являющихся непрерывными величинами, информационный обмен между устройствами комплекса РЗА ЦПС осуществляется пакетами данных. Потеря или искажение непрерывной величины не являются нормальными условиями работы РЗА. В то же время, потеря, искажение или изменение порядка следования некоторого количества пакетов данных является нормальным режимом работы ЛВС [65]. Такие явления могут возникать из-за особенностей маршрутизации, неравномерной загрузки, свойств модулей приема/передачи и сетевых устройств [66].

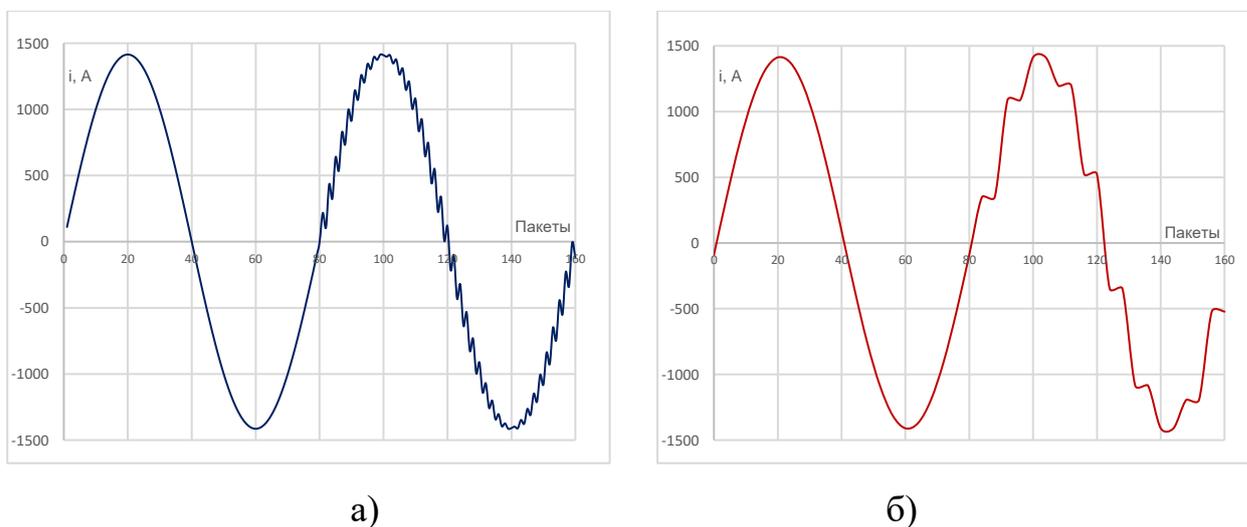


Рисунок 2.20 – Мгновенные значения измерения тока при изменении порядка следования (а) и потере некоторого количества выборок (б).

На рисунке показано изменение передаваемых сведений о мгновенной величине тока при нарушении порядка получения (**рисунок 2.20, а**) и потере выборок (**рисунок 2.20, б**).

Рассмотрим особенности передачи, приема и обработки электротехнической информации комплексами РЗА ЦПС.

2.6.1 Распознавание достоверности измерений (I этап)

На первом этапе выполняется испытание механизма проверки достоверности получаемых измерений токов и напряжений, предусмотренного в оборудовании комплекса РЗА ЦПС. Проверяемое оборудование должно выполнять защиту присоединения при получении достоверных сведений и блокировать защиту при нарушении достоверности.

Условие работоспособности оборудования можно определить как:

$$\frac{\sum_{i=1}^n q_{svi} Q_B}{\sum R_B} - \frac{\sum_{r=1}^m q_{svr} Q_H}{\sum R_H} = 0 \quad (2.15)$$

где q_{sv} – элементы электротехнической информации в формате SV; Q_B , Q_H – идентификаторы хорошего и плохого качества данных; R_B , R_H – количество реакций срабатывания и блокирования оборудования РЗА ЦПС.

Выполнена экспериментальная проверка электротехнического комплекса РЗА ЦПС на предмет интерпретации показателей достоверности измерений. Для этого средствами РЕТОМ-61850 сгенерирован SV с метками «invalid» и «test». Результаты проверки МПТ РЗА №1 представлены на **рисунке 2.21**. Видно, что при аварийном токе в SV с меткой «good» происходит срабатывание МТЗ. При аналогичном режиме с меткой «invalid» защиты блокируются. Испытание других МПТ электротехнического комплекса РЗА выполнено аналогично, результаты сведены в **таблицу 2.6**.

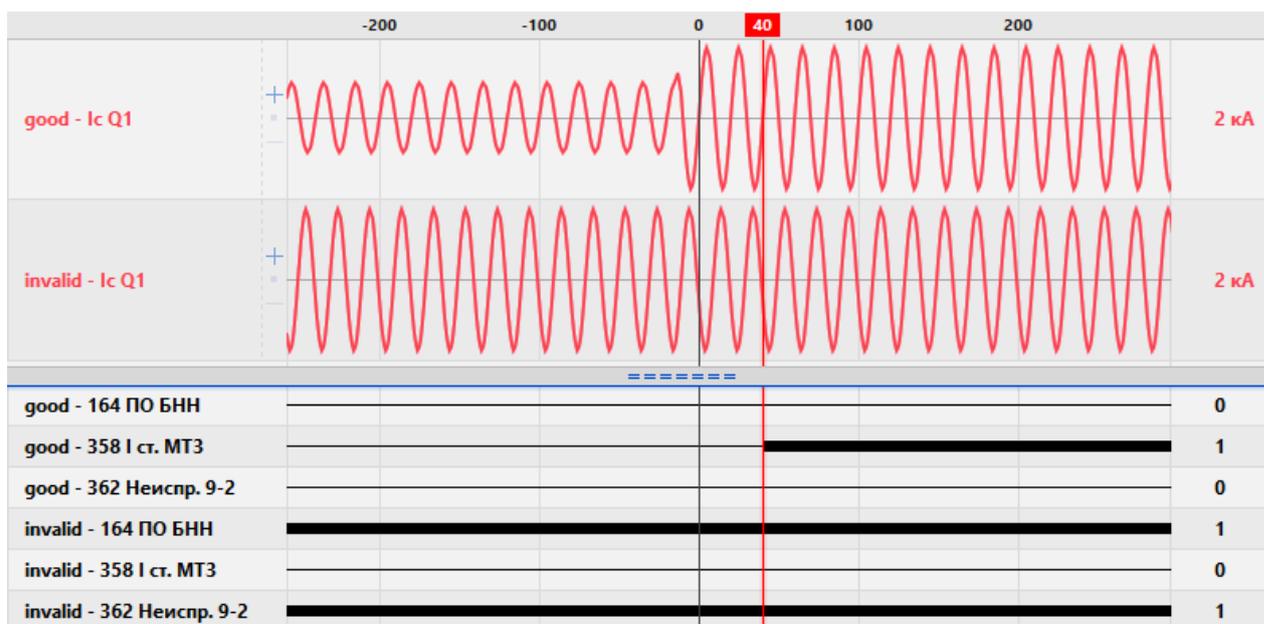


Рисунок 2.21 – Работа МПТ РЗА при SV с метками качества «good» и «invalid»

По результатам эксперимента отмечено, что устройства №2 и №3 не способны воспринимать метку «test», что может привести к неправильной работе защит. Например, к выдаче команды на отключение при выполнении ТО. Также отмечена неспособность устройства №2 распознавать метку «invalid», что может привести к излишней работе защиты. Результаты испытаний направлены производителям МПТ РЗА. В последующем возможность интерпретации МПТ РЗА №2 метки «invalid» была реализована в программируемой части устройства.

Таблица 2.6 – Результаты испытания МПТ РЗА с метками «invalid» и «test»

МПТ РЗА	Рабочий режим			Режим тестирования		
	good	invalid	test	good	invalid	test
№1	Работа	Блокировка	Потеря SV	Потеря SV	Блокировка	Работа
№2	Работа	Работа	Потеря SV	Работа	Работа	Потеря SV
№3	Работа	Блокировка	Потеря SV	Работа	Блокировка	Потеря SV
№4	Работа	Блокировка	Потеря SV	Потеря SV	Блокировка	Работа

При получении измерительных выборок с меткой «invalid» МПТ РЗА №1, №3 и №4 корректно заблокировали работу защит в соответствии с алгоритмами неконфигурируемой части ПО. Игнорирование метки «invalid» МПТ РЗА №2 исправлено в конфигурируемой части ПО. Воспринимать SV с

меткой «test» способны только МПТ РЗА №1 и №4. Производителям устройств №2 и №3 отправлен запрос на доработку неконфигурируемой части ПО.

2.6.2 Восстановление последовательности измерений (II этап)

На втором этапе проверяется работа защит в условиях нарушения последовательности измерительных выборок, которое возникает при динамических изменениях загрузки локальной вычислительной сети (ЛВС) энергообъекта. Для проверки защит создаются интервалы, на которых выборки значений токов и напряжений в формате SV хаотически перемешиваются.

Условие работоспособности оборудования РЗА ЦПС сформулировано как:

$$P(q) = q_{sv0} + \sum_{i=1}^n q_{svri} + q_{sv(n+1)} \begin{cases} 1, & \text{при } 1 \leq n \leq B_{FS} \\ 0, & \text{при } n > B_{FS} \end{cases} \quad (2.16)$$

где q_{sv0} , $q_{sv(n+1)}$ – элементы электротехнической информации в формате SV с правильной последовательностью; q_{svr} – элементы информации с хаотическим нарушением последовательности на интервале от 1 до n ; B_{FS} – предел работоспособности оборудования РЗА ЦПС при нарушении последовательности электротехнической информации.

При нарушении порядка следования выборок комплекс РЗА ЦПС может восстановить верную последовательность на основании значений, которых хранятся во входном буфере. При потере одной или нескольких выборок утраченное значение восстанавливается на основании смежных выборок. При возникновении чрезмерно больших потерь и искажений в ЛВС (например, при перегрузке сети), защиты должны блокироваться с выдачей сигнализации.

В эксплуатационной документации МПТ РЗА не содержится сведений о допустимых искажениях получаемых величин, в связи с чем они определены экспериментально. Для этого, средствами РЕТОМ-61850 созданы условия, при которых МПТ РЗА получали измерения электрических величин с изменением

последовательности выборок в случайном порядке на определенном интервале [64]. Изменением величины интервала определены граничные условия работы комплексов РЗА.

Результаты испытания устройства МПТ РЗА № 1 представлены на рисунке. В ходе испытаний установлено, что устойчивая работа МПТ РЗА обеспечивается при нарушении последовательности от 2-х до 14-ти выборок (рисунк 2.22, а и б). При изменении последовательности 15-ти выборок МПТ РЗА периодически начинает регистрировать ошибку (рисунк 2.22, в). Нарушение порядка 16-ти выборок приводит к нарушению интерпретации электрических величин (рисунк 2.22, г) и приводит к блокировке защит. Результаты испытания остальных устройств МПТ РЗА сведены в таблицу 2.7.

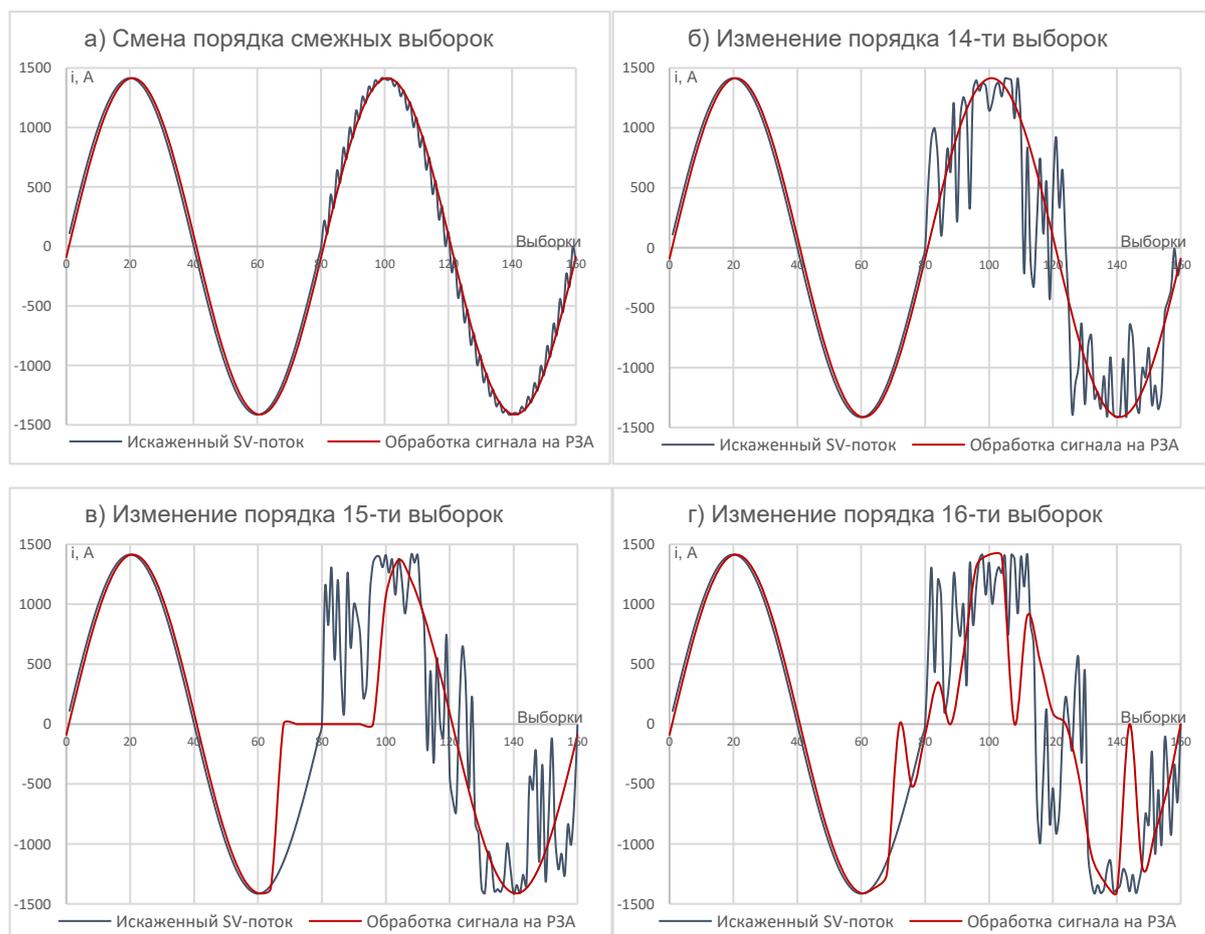


Рисунок 2.22 – Работа МПТ РЗА при нарушении порядка выборок измерений

Таблица 2.7 – Проверка МПТ РЗА смене порядка измерительных выборок

МПТ РЗА	Допустимый интервал	Потеря измерений	Реакция МПТ РЗА
№1	2÷14 выборок	16 выборок	Блокировка защит
№2	2÷15 выборок	17 выборок	Работа защит
№3	2÷14 выборок	16 выборок	Блокировка защит
№4	2÷13 выборок	15 выборок	Блокировка защит

При нарушении порядка получения измерительных выборок корректная работа МПТ РЗА наблюдается при перемешивании до 13-ти значений подряд. В соответствии с требованиями [35], задержка при передаче данных в шине процесса не должна превышать 3-4 мс. При условии 80 выборок на период, величина буфера ИЭУ может составлять от 12 до 16 выборок.

2.6.3 Реакция на частичную потерю измерений (III этап)

На третьем этапе оценивается способность комплексов РЗА ЦПС восстанавливать потери измерительных выборок, которые происходят при изменении загрузки ЛВС, программных и аппаратных дефектах оборудования ЦПС и пр. Для проверки защит создаются интервалы, на которых исключаются выборки значений токов и напряжений в формате SV (рис. 10).

Условие работоспособности оборудования РЗА ЦПС определено как:

$$P(q) = q_{sv0} + \sum_{s=1}^m q_{svls} + q_{sv(m+1)} \begin{cases} 1, & \text{при } m \geq B_{FL} \\ 0, & \text{при } m < B_{FL} \end{cases} \quad (2.17)$$

где $q_{sv(m+1)}$ – элементы электротехнической информации в формате SV с правильной последовательностью; q_{svls} – элементы информации, потерянные (исключенные) на интервале от 1 до m ; B_{FL} – предел работоспособности оборудования РЗА ЦПС при потере элементов электротехнической информации.

В комплексах РЗА ЦПС предусматривается механизм компенсации потери данных при искажениях в ЛВС. В нормальном режиме измерения в формате SV содержат 80 выборок на 1 период измеряемой величины в

соответствии с IEC-61850-9-2LE (**рисунок 2.23, а**). Для оценки влияния потери выборок на работу комплексов РЗА ЦПС выполнена экспериментальная проверка средствами РЕТОМ-61850. Созданы интервалы из 4-х выборок разделенные одной гарантированной выборкой. Проверка выполняется поочередным исключением выборок из интервала

Результаты испытания устройства МПТ РЗА № 1 представлены на рисунке. Определено, что потеря каждой 4-й и каждой 3-й выборки существенно не влияет на измерение (**рисунок 2.23, б и в**). Исчезновение каждой второй выборки приводит к нарушению измерений и блокировке защиты (**рисунок 2.23, г**).

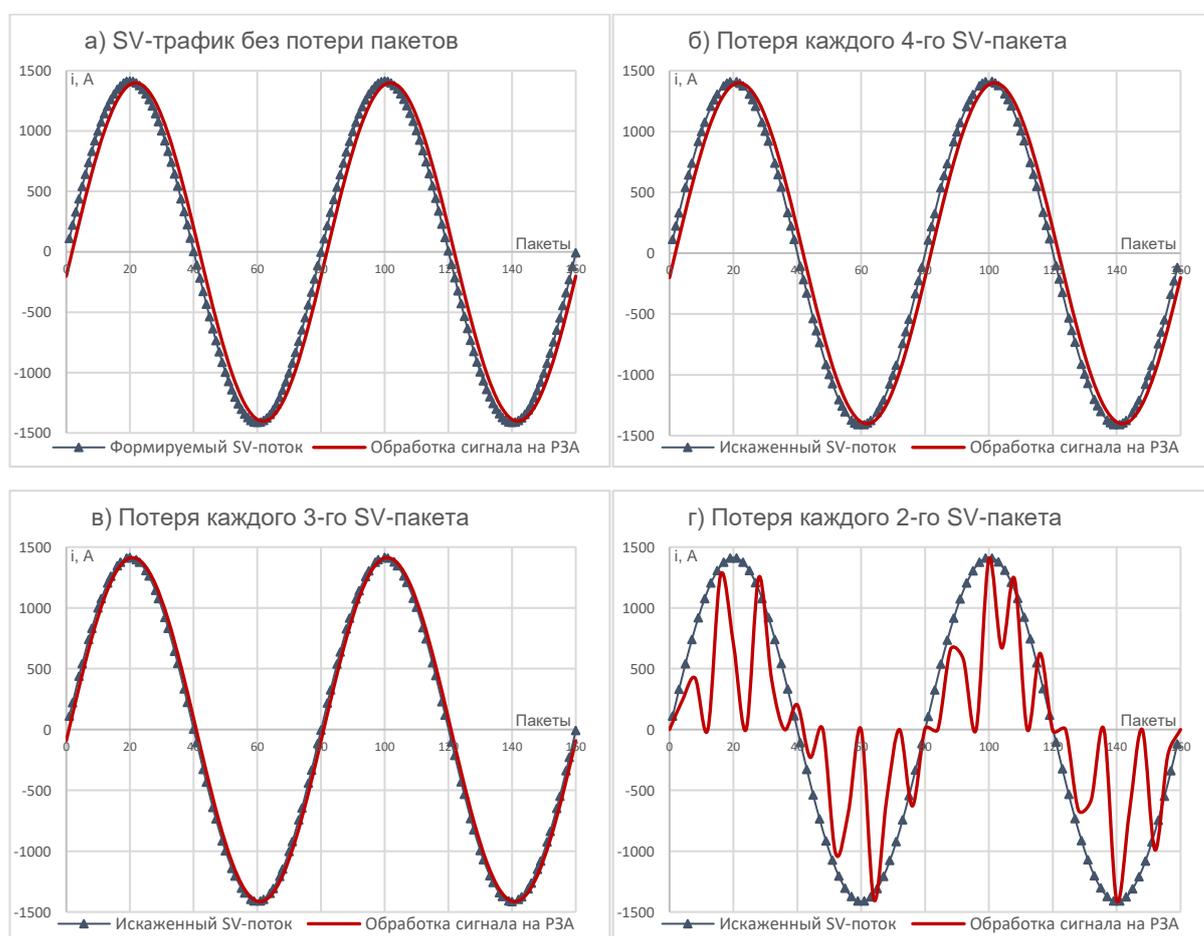


Рисунок 2.23 – Работа МПТ РЗА в условиях потери выборок измерения

Аналогичные испытания выполнены для других МПТ РЗА. Результаты экспериментов сведены в **таблицу 2.8**.

Таблица 2.8 – Проверка работы МПТ РЗА при потере измерительных выборок

МПТ РЗА	Допустимый интервал	Потеря измерений	Реакция МПТ РЗА
№1	2/4	3/4	Блокировка защит
№2	2/4	3/4	Работа защит
№3	2/4	3/4	Блокировка защит
№4	2/4	3/4	Блокировка защит

Стабильная работа всех МПТ РЗА обеспечивается при потере двух выборок подряд на каждом последовательном интервале из четырех выборок. При утрате более двух значений из 4-х восстановление значений не происходит, защиты блокируются.

При изменении порядка и потере выборок МПТ РЗА №2 не заблокировало работу защит, отправлен запрос производителю устройства на доработку неконфигурируемой части ПО.

2.6.4 Влияние СЕВ на работоспособность защит (IV этап)

На четвертом этапе проверяется влияние системы единого времени на работу защит. Для проверки защит изменяются параметры синхронизации времени и проверяется реакция оборудования РЗА ЦПС

Выполнена экспериментальная проверка влияния синхронизации SV на работу комплекса РЗА ЦПС средствами РЕТОМ-61850. Для этого в поле «флаг синхронизации» изменялось значение «smpSynch» в диапазоне от 0 до 2. Результаты испытания устройств представлены **таблице 2.11**.

Таблица 2.11 – Влияния синхронизации SV на работу МПТ РЗА

МПТ РЗА	smpSynch=none (0)	smpSynch=local (1)	smpSynch=global (2)
№1	Блокировка защит	Работа защит	Работа защит
№2	Работа защит	Работа защит	Работа защит
№3	Блокировка защит	Работа защит	Работа защит
№4	Блокировка защит	Работа защит	Работа защит

В ходе испытаний определено синхронизации SV на работу комплекса РЗА ЦПС. Анализ результатов испытаний показал, что МПТ РЗА №1, №3 и №4 при потере синхронизации блокируют работу всех защит, даже тех,

которым синхронизация не требуется. Производители МПТ РЗА объясняют такой подход внутренними типовыми решениями.

Таким образом, отказ СЕВ приведет к блокировке защит комплекса РЗА ЦПС, что приведет к отказу в срабатывании при возникновении КЗ во время устранения неисправности СЕВ.

2.6.5 Распознавание достоверности сигналов и команд (V этап)

На пятом этапе выполняется проверка интерпретации сведений в формате *GOOSE*. Процедура интерпретации оборудованием комплексом РЗА ЦПС сведений о достоверности *GOOSE* аналогична проверке влияния достоверности выборок в формате *SV*. Отличие заключается в том, что дополнительно проверяются метки изменения конфигурации и реакция на полное исчезновение *GOOSE*.

Средствами РЕТОМ-61850 выполнена проверка реакции комплекса РЗА ЦПС на изменение параметров и на потерю самого *GOOSE*. В ходе проверки окне настройки исходящих *GOOSE* (рисунок 2.24) изменяем соответствующие поля качества, режима тестирования и версии конфигурации, а также выполняем проверку смены внутренних переменных при исчезновении *GOOSE*.

Добавление исходящих GOOSE сообщений

IED	RETOM61850	Количество GOOSE	1																
MAC	01 - 0C - CD - 01 - 00 - 01	Параметры выдачи																	
ApplId	Hex 1	Состояние контакта	1																
VlanId	Hex 0	Quality (Hex)	x 0																
VlanPr	4	UTC	x																
DataSet	DataSet1	В виде структуры	<input type="checkbox"/>																
GooseCb	Control_DataSet1	Количество повторов	1																
Id	1	Времена между сообщениями, мс																	
Simulation/Test	TRUE	Минимальное	10																
Conf Rev	1	Максимальное	2000																
NDS Com	FALSE	Логические сигналы																	
Начало 1		Количество 10	Тип всех ЛС Bool																
№	Тип	№	Тип	№	Тип	№	Тип	№	Тип	№	Тип	№	Тип	№	Тип	№	Тип		
1	Bool	2	Bool	3	Bool	4	Bool	5	Bool	6	Bool	7	Bool	8	Bool	9	Bool	10	Bool
Входы на передней панели		x	x																

OK Отмена

Рисунок 2.24 – Настройка исходящих *GOOSE* в РЕТОМ-61850

Результаты проверки устройств сведены в таблицы 2.9 и 2.10.

Таблица 2.9 – Проверка МПТ РЗА при приеме GOOSE с меткой тестирования

МПТ РЗА	Рабочий режим		Режим тестирования	
	Simulation=false	Simulation=true	Simulation=false	Simulation=true
№1	Работа защит	Потеря GOOSE	Потеря GOOSE	Работа защит
№2	Работа защит	Работа защит	Работа защит	Работа защит
№3	Работа защит	Потеря GOOSE	Работа защит	Потеря GOOSE
№4	Работа защит	Потеря GOOSE	Потеря GOOSE	Работа защит

Таблица 2.10 – Проверка МПТ РЗА при изменении параметров и потере GOOSE

МПТ РЗА	Изменение confRev	Изменение bit-string	Исчезновение GOOSE
№1	Отказ приема GOOSE	Вывод защиты, сигнал	Сохранение переменных
№2	Отказ приема GOOSE	Работа защит	Сохранение переменных
№3	Отказ приема GOOSE	Вывод защиты, сигнал	Изменение переменных
№4	Отказ приема GOOSE	Вывод защиты, сигнал	Сохранение переменных

В ходе испытаний определено влияние изменения параметров и потери GOOSE на работу комплекса РЗА ЦПС. Анализ результатов испытаний показал:

1. При получении измерительных выборок с меткой simulation = true МПТ РЗА №1 и №4 функционируют корректно. МПТ РЗА №2 игнорирует метку тестирования, а МПТ РЗА №3 ее не распознает. Некорректная обработка метки тестирования В GOOSE может привести к неправильной работе МПТ РЗА при ТО. Производителям устройств №2 и №3 отправлен запрос на доработку неконфигурируемой части ПО.

2. При изменении поля «confRev» работа всех проверяемых МПТ РЗА корректна. При изменении поля качества данных МПТ РЗА №2 не заблокировало работу защиты. Дефект был устранен внесением изменений в конфигурируемую часть ПО

3. При потере GOOSE МПТ РЗА №1, №2 и №4 сохранили предшествующие значения переменных и выдали предупредительную сигнализацию. МПТ РЗА №3 также выдает сигнализацию, но изменяет значение всех логических переменных с 1 на 0, что может привести к неправильной работе защит в процессе эксплуатации. Производителю МПТ РЗА №3 отправлен запрос на доработку неконфигурируемой части ПО.

2.6.6 Оценка загрузки электротехнической информацией (VI этап)

На шестом этапе проверяется загрузка ЛВС электротехническими данными. Особо важен учет загрузки данными в формате *GOOSE*. Эта загрузка имеет переменный характер и зависит от типа *GOOSE*, количества элементов в наборах данных и интенсивности передачи. Для определения размеров *GOOSE* в зависимости от вида и количества элементов в наборе данных выполнены экспериментальные замеры размеров *GOOSE* и создаваемой ими нагрузки на систему передачи электротехнической информации при возникновении события. Результаты замеров представлены в **таблице 2.12** и на **рисунках 2.25, 2.26**.

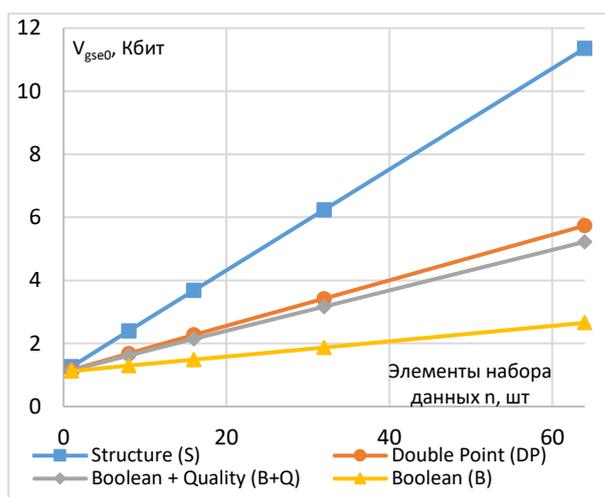


Рисунок 2.25 – Размеры элементов данных в формате GOOSE

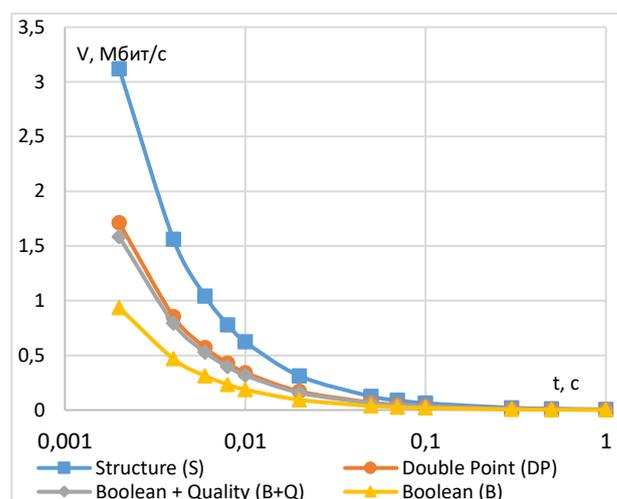


Рисунок 2.26 – Нагрузка на ЛВС, создаваемая GOOSE

Таблица 2.12 – Результаты измерения размеров GOOSE

Тип GOOSE	Размеры GOOSE, Кбит				
	1	8	16	32	64
Boolean (B)	1,120	1,296	1,488	1,872	2,656
Boolean + Quality (B+Q)	1,152	1,616	2,144	3,168	5,224
Structure (S)	1,264	2,400	3,680	6,240	11,360
Double point (DP)	1,160	1,680	2,272	3,424	5,736

Суммарную загрузку ЛВС можно определить через коэффициент загрузки:

$$\eta_{\text{lan.m}} = \frac{V_{\text{sv}} + V_{\text{gse}} + V_{\text{ptp}} + V_{\text{mms}} + V_{\text{oth}}}{V_{\text{max}}} \quad (2.18)$$

где V_{max} – максимальная пропускная способность Ethernet 100BASE или 1000BASE; V_{gse} – суммарная загрузка сообщениями в формате *GOOSE*; V_{sv} – суммарная загрузка измерениями в формате *SV*; V_{ptp} – суммарная загрузка сообщениями синхронизации времени; V_{mms} – суммарная загрузка отчетами о состоянии оборудования; V_{oth} – загрузка прочей информацией.

Таким образом, в результате экспериментального исследования определено и зафиксировано влияние полноты и достоверности электротехнической информации на эффективность работы защит и предложен способ оценки работоспособности и качества функционирования комплексов РЗА ЦПС в условиях нарушения полноты и достоверности электротехнической информации. Способ заключается в проверке качества функционирования комплекса защит под воздействием электротехнической информации с изменяющимися параметрами полноты и достоверности и оценке этого влияния. Полученные данные используются при создании математической модели надежности электротехнических комплексов РЗА и при уточнении объемов ТО систем и компонентов ЦПС.

2.7 Выводы и заключение по главе

1. Выполнен анализ особенностей функционирования системы передачи электротехнической информации комплексов РЗА ЦПС. Определены электротехнические сведения, имеющие критическую важность для работоспособности комплекса РЗА ЦПС, установлены параметры их достоверности и полноты.

2. Выполнен анализ мероприятий по обеспечению работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА. Установлены объемы ТО, которые без изменения могут быть применены к электротехническим комплексам РЗА ЦПС. Определено, что изменился

механизм проверки электрических и временных характеристик электротехнических комплексов РЗА ЦПС и их взаимодействия с другими устройствами на подстанции.

3. Выполнена экспериментальная проверка электрических и временных характеристик токовых защит электротехнических комплексов РЗА на базе программно-технического комплекса «Цифровая подстанция». В ходе проверки опробован измененный подход к измерению и испытанию оборудования цифровых подстанций, выявлены особенности проверки электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

4. Разработана программа для ЭВМ, позволяющая осуществлять проверку системы передачи электротехнической информации. При анализе информационного обмена обнаружены случаи нарушения полноты электротехнической информации в цепях измерения и управления электротехнического комплекса РЗА ЦПС. Повторный анализ с применением аналогичных программ для ЭВМ показал схожие результаты.

5. Предложен способ проверки защит, который заключается в преднамеренном изменении полноты и достоверности электротехнической информации для определения пределов работоспособности электротехнического комплекса РЗА ЦПС. Выявлено и экспериментально подтверждено влияние полноты и достоверности электротехнической информации на качество функционирования комплекса РЗА ЦПС.

3 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Особенности электротехнических комплексов РЗА электрических сетей подробно рассмотрены в работах [3,4, 41, 79, 80], в которых разработаны показатели и подходы к оценке надежности. В то же время, уделяется недостаточное внимание особенностям работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА на стороне потребителей электрической энергии. Функционирование системы электроснабжения и технологического оборудования промышленных предприятий имеет свою специфику, которую необходимо учитывать при проектировании, наладке и эксплуатации электротехнических комплексов РЗА.

3.1 Особенности комплексов РЗА промышленного назначения

Системы электроснабжения промышленных предприятий обычно представляют собой распределительные сети среднего напряжения 6(10) и 35 кВ, преимущественно радиальные [81]. В мощностном эквиваленте, основная доля приходится на потребителей I и II категории надежности электроснабжения, что подразумевает наличие двух независимых взаиморезервируемых источников питания [82, 83]. Для электропитания промышленного электрооборудования обычно применяются подстанции с одиночной секционированной системой сборных шин (**рисунок 3.1**). При этом, электрооборудование смежных секций дублируется и в большинстве случаев состоит из основного и резервного агрегата.

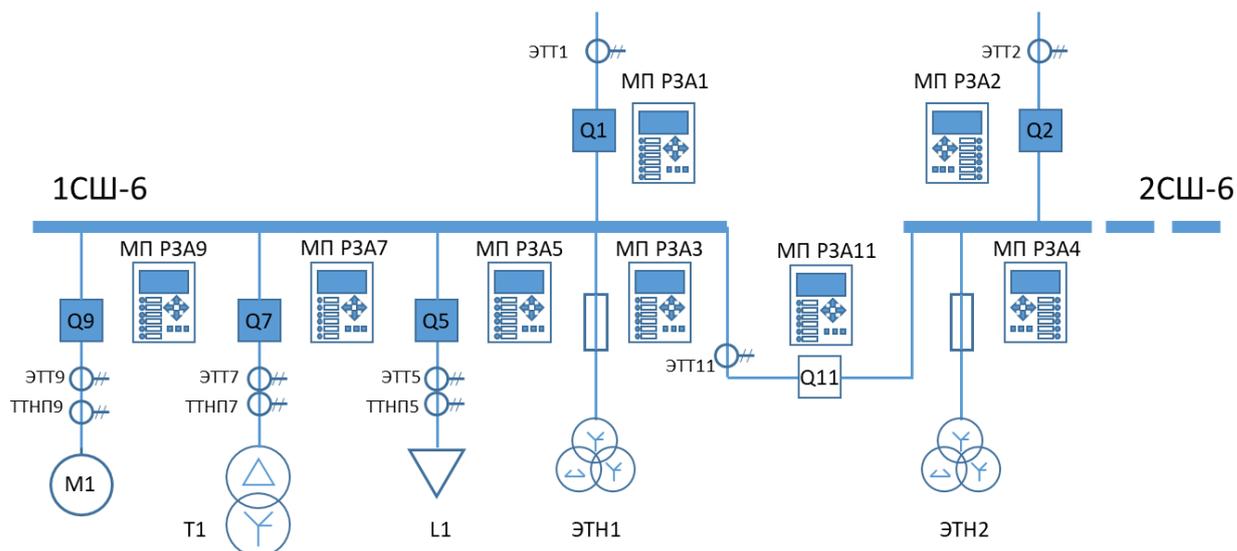


Рисунок 3.1. Подстанция промышленной системы электроснабжения

По характеру и структуре функций защит, присоединения таких подстанций можно условно разделить на ввод (ВВ), секционный выключатель (СВ), трансформатор напряжения (ТН) и отходящее присоединение (ОП). Требованиями ПУЭ [5] определен состав основных и резервных защит для всех присоединений электрических подстанций. Основной для ВВ, СВ и ОП является максимальная токовая защита с выдержкой (МТЗ) и без выдержки времени (ТО).

Распределительные сети среднего напряжения выполняются с изолированной нейтралью [82]. Однофазное замыкание на землю (ОЗЗ) в таких сетях не приводит мгновенно к нарушению электроснабжения. Однако, поскольку основным элементом распределительных сетей являются кабельные линии (КЛ), ОЗЗ быстро переходит в многофазное КЗ. Для некоторых ОП (например, ЭД 6 кВ) защита от ОЗЗ является основной с действием на отключение [5]. В связи с этим, ОП оснащены электромагнитными трансформаторами тока (ЭТТ) и трансформаторами тока нулевой последовательности (ТТНП).

Для промышленного предприятия снижение уровня питающего напряжения или полное его исчезновение являются аварийным режимом. Для защиты оборудования от кратковременных нарушений электроснабжения

(КНЭ) применяются защита минимального напряжения (ЗМН) и автоматическое включение резерва (АВР).

Каждое КЗ на стороне потребителя сопровождается провалом напряжения и создает риск повреждения электрооборудования вследствие его компактного размещения. Этот факт заставляет принимать меры по ускорению работы защит. Поскольку для основных защит существуют строгие требования селективности [5], применяются дополнительные защиты, использующие непосредственно параметры аварийного режима и одно или несколько дополнительных условий. Например, логическая селективность для защиты шин (ЛЗШ) и питающих линий (ЛЗЛ), наличие вспышки электрической дуги (ЗДЗ) или сохранение тока при наличии сигнала срабатывания защит (УРОВ).

Введем понятие «Непосредственно защиты» для элементов, для работы которых достаточно только токов или напряжений аварийного режима и понятие «Функции защиты» для элементов, которым требуются дополнительные условия. В таблице 3.1 представлено соответствие присоединениям защит и их функций.

Таблица 3.1 – Соответствие защит и функций типовым присоединениям

Присоединение	Непосредственно защиты			Функции защит				
	МТЗ	ЗМН	-	АВР	ЛЗШ	ЛЗЛ	ЗДЗ	УРОВ
ВВ	МТЗ	ЗМН	-	АВР	ЛЗШ	ЛЗЛ	ЗДЗ	УРОВ
СВ	МТЗ	ЗМН	-	АВР	ЛЗШ	-	ЗДЗ	УРОВ
ОП	МТЗ	ЗМН*	ОЗЗ	-	ЛЗШ	ЛЗЛ*	ЗДЗ	УРОВ

* В отдельных случаях

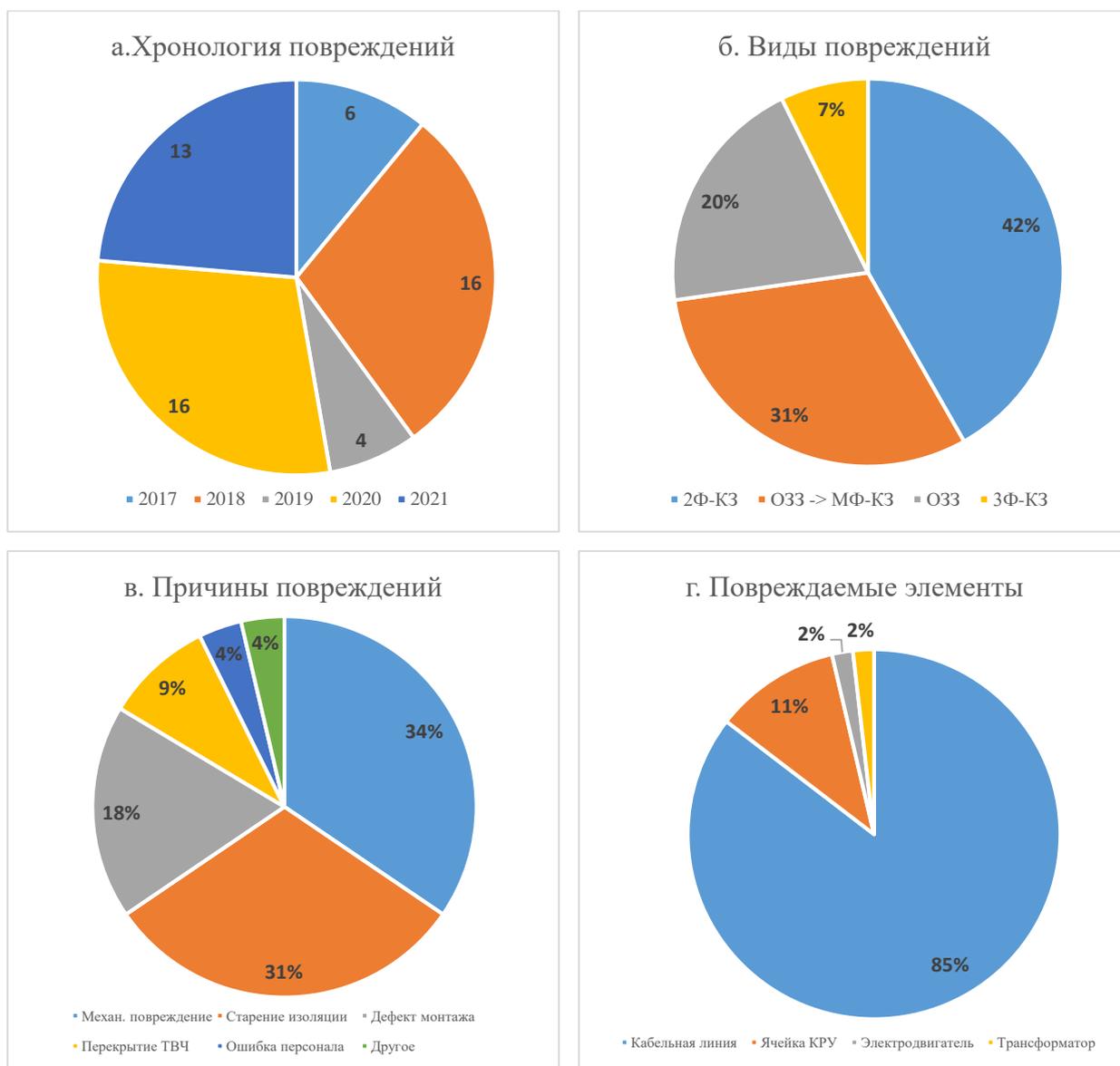


Рисунок 3.2 – Хронология (а), виды (б), причины повреждений(в), повреждаемые элементы (г)

Выполним анализ повреждаемости электрооборудования и аварийных режимов одного из крупных промышленных предприятий (рисунок 3.2, а-г).

С 2017 по 2021 гг. зафиксировано 55 повреждений, ставших причиной работы токовых защит. Чаще всего происходят двухфазные КЗ и ОЗЗ с переходом в многофазные КЗ. Основным источником аварии становятся КЛ.

Любое повреждение электрооборудования создает КНЭ. КНЭ возникают из-за повреждений на стороне потребителя и при авариях во внешней сети.

Общая протяженность КЛ среднего напряжения на стороне потребителя составляет $L_{\text{КЛ}} \approx 500$ км со средней протяженностью одной линии $L_{\text{КЛ.ср}} \approx 0,35$ км.

Удельная повреждаемость КЛ на рассмотренном предприятии:

$$\Omega_{\text{кл0}} = N_{\text{КЗ}} / (L_{\text{кл}} \cdot T_p \cdot 8760) \quad (3.1)$$

Параметр потока КЗ для отдельно взятой КЛ равен соответственно:

$$\Omega_{\text{КЗ.внутр}} = \Omega_{\text{кл0}} \cdot L_{\text{кл.ср}} \quad (3.2)$$

Показатели внешних и внутренних КНЭ (рисунок 3.3, а и б) равны:

$$\Omega_{\text{КНЭ.внеш}} = N_{\text{КНЭ.внеш}} / (T_p \cdot 8760) \quad (3.3)$$

$$\Omega_{\text{КНЭ.внутр}} = N_{\text{КНЭ.внутр}} / (T_p \cdot 8760) \quad (3.4)$$

Анализ повреждаемости оборудования и аварийных режимов промышленного предприятия позволил сформировать перечень условий и допущений для выбора методов расчета и дальнейшего построения математической модели надежности устройств защиты.

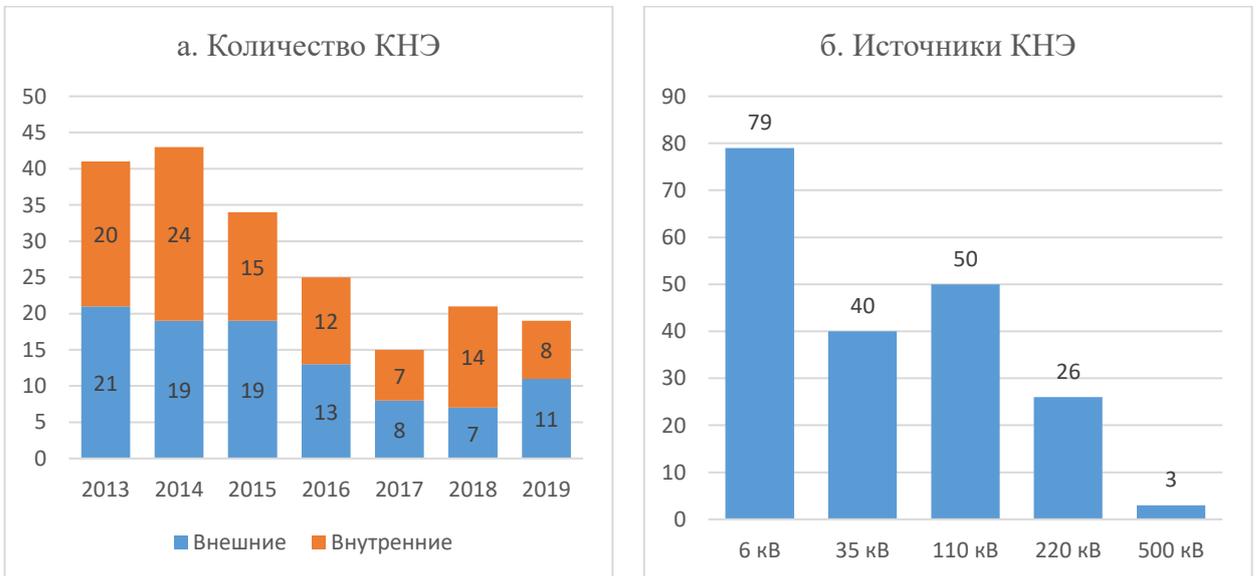


Рисунок 3.3 – Количество (д) и источники (е) КНЭ

3.2 Исходные условия и принимаемые допущения

Допущения, принимаемые при создании математической модели надежности электротехнических комплексов РЗА:

1. При анализе электротехнических комплексов РЗА отходящих присоединений рассматривается комплект защит для наиболее распространенного и повреждаемого элемента – кабельной линии напряжением 6(10) кВ.
2. Рассматриваются только ненаправленные защиты.
3. Для кабельной линии напряжением 6 кВ ОЗЗ при определении удельной повреждаемости учитывается наравне с многофазным КЗ вследствие вероятного перехода одного вида повреждения в другое
4. Индикация электротехнических комплексов РЗА абсолютно надежная и не зависит от передачи сведений в системы ТМ.
5. Система оперативного питания постоянным током принята абсолютно исправной и не влияющей на надежность электротехнических комплексов РЗА
6. – Для ЦТТ и ЦТН параметры наработки на отказ приняты для единой конструкции вместе с ЭОБ
7. Вопросы информационной безопасности электротехнических комплексов РЗА ЦПС не рассматриваются
8. Импульсных помех и нарушения электромагнитной совместимости не происходит
9. Электротехнические комплексы РЗА размещены в помещениях I категории и обслуживаются по 8-летнему циклу
10. Отказы простейшие, одновременный отказ двух элементов маловероятен.
11. Реализован контроль исправности цепей ТН

3.3 Методы моделирования комплексов РЗА

3.3.1 Логико-вероятностный метод

Метод основан на построении структурной схемы надежности, в качестве которой выступает блок-схема электротехнического комплекса РЗА

в виде совокупности определенным образом соединенных элементов с использованием данных о надежности её компонентов [46, 84].

При расчёте показателей надёжности электротехнических комплексов РЗА необходимо располагать данными о показателях надёжности элементов (интенсивность отказов λ). Значение λ принимается постоянным в течение определённой наработки.

Вид структурной схемы определяется последствиями отказов ее элементов. Если отказ любого элемента приводит к отказу электротехнического комплекса РЗА, то элементы в структурной схеме соединены последовательно. При параллельном соединении отказ электротехнического комплекса РЗА происходит только при отказе всех входящих в него элементов.

Пример структурной схемы надежности электротехнического комплекса РЗА представлен на **рисунке 3.4**.

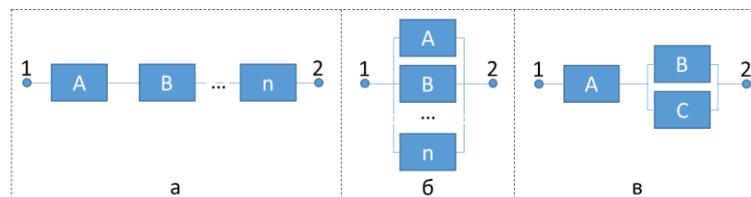


Рисунок 3.4 – Последовательное (а), параллельное (б) и последовательно-параллельное (в) соединение элементов схемы надежности электротехнического комплекса РЗА

Точка 1 соответствует началу схемы, а точка 2 – её концу. Электротехнический комплекс РЗА исправен в случае, если исправны все элементы пути из точки 1 в точку 2.

Если структурная схема надежности электротехнического комплекса РЗА состоит из последовательных элементов с экспоненциальным законом отказов, она может быть преобразована в один элемент (**рисунке 3.5**).



Рисунок 3.5 – Эквивалентирование структурной схемы надежности электротехнического комплекса РЗА

Согласно теореме умножения вероятности, вероятность безотказной работы системы равна перемножению вероятностей каждого события:

$$P_{\Sigma} = P_A P_B \dots P_n = \prod_{i=1}^n P_i \quad (3.5)$$

При экспоненциальном законе вероятность безотказной работы электротехнического комплекса РЗА равна:

$$P_{\Sigma}(t) = \exp(-\Omega_1 t) \exp(-\Omega_2 t) \exp(-\Omega_3 t) \dots = \exp\left(-t \sum_{i=1}^n \Omega_i\right) \quad (3.6)$$

При этом, параметр потока отказов определяется как

$$\Omega_{\Sigma} = \Lambda_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n \Omega_i \quad (3.7)$$

Средняя наработка на отказ при этом составит:

$$T_{OC\Sigma} = \frac{1}{\Lambda_{\Sigma}} \quad (3.8)$$

Коэффициент готовности структурной схемы электротехнического комплекса РЗА определяется как:

$$K_{r\Sigma} = \prod_{i=1}^n k_{ri} \quad (3.9)$$

В свою очередь, коэффициент неготовности можно записать как

$$q_{\Sigma} = 1 - K_{r\Sigma} = \sum_{i=1}^n q_i - \sum q_i q_j + \sum q_i q_j q_k \dots \approx \sum_{i=1}^n q_i \quad (3.10)$$

где q_i, q_j, q_k – коэффициенты неготовности элементов схемы.

В связи с тем, что порядок величин коэффициента неготовности составляет обычно $10^{-2} \div 10^{-3}$, произведением двух и более коэффициентов неготовности обычно пренебрегают [41].

Вероятностно-логический метод расчета показателей надежности достаточно трудоемкий, не позволяет учесть ограниченность и зависимость потока восстановлений смежных элементов схемы электротехнического

комплекса РЗА, не предназначен для учета интенсивности потока регулярных восстановлений и позволяет учитывать только установившиеся значения коэффициентов готовности и неготовности [39, 43].

В то же время, метод обладает достаточной наглядностью при построении структурной схемы надежности защит.

3.3.2 Метод цепей Маркова

Показатели надёжности системы не являются установившимися величинами [41]. На **рисунке 3.6** изображены функции неготовности для двух электротехнических комплексов РЗА. В нулевой момент времени значения их функций неготовности $q_i(t)$ равны нулю. В дальнейшем величины $q_i(t)$ возрастают и со временем приближаются к своим установившимся значениям, равным коэффициентам неготовности.

$$q_i = \frac{\Omega_i}{\Omega_i + \mu_i} \quad (3.11)$$

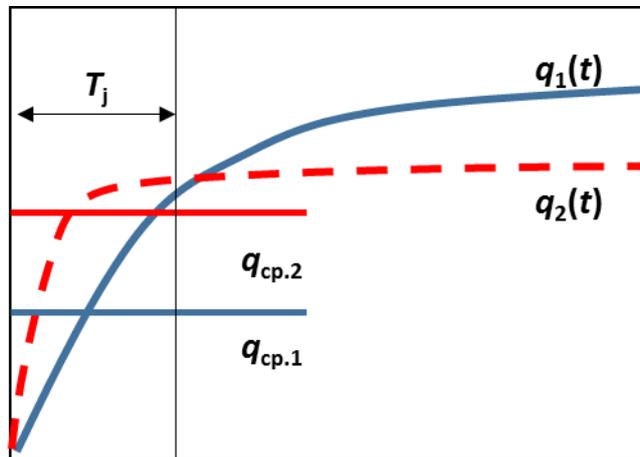


Рисунок 3.6 – Функция неготовности

Если период времени между профилактическими проверками T_j велик (6-8 лет), величина q_{cp} приблизительно равна коэффициенту неготовности.

В общем случае за показатель надежности следует принять среднее значение функции неготовности в рассматриваемый промежуток времени q_{cp} :

$$q_{cp} = \frac{1}{T_j} \int_0^{T_j} q(t) dt \frac{\Omega_i}{\Omega_i + \mu_i} \quad (3.12)$$

где T_j - период между проверками исправности защиты-

Если величина T_j соизмерима с длительностью «переходного периода» или меньше ее, то величина q_{cp} может сильно отличаться от коэффициента неготовности и оценка надежности сравниваемых электротехнических комплексов РЗА должна быть проведена по соответствующим значениям q_{cp} . При частых проверках исправности электротехнических комплексов РЗА допустимо пользоваться расчетным методом цепей Маркова [42, 85].

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 графа (**рисунок 3.7**).

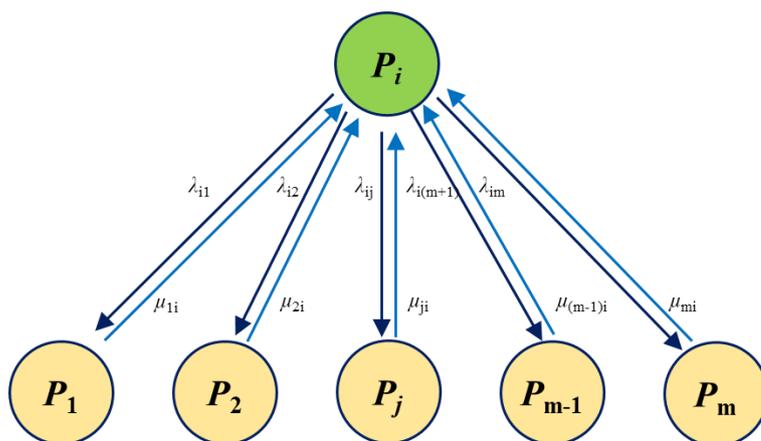


Рисунок 3.7 – Граф состояний и переходов системы

Объект может находиться в состоянии P_i в момент времени $t+\Delta t$ в случае:

- если в момент времени t он находился в состоянии P_i и за время Δt не осуществил переход в другое состояние;
- если в момент времени t он находился не в состоянии P_i за время Δt перешел в него из другого состояния.

Вероятности обоих событий описываются выражениями:

$$P_i(t) \left(1 - \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} \Delta t \right) \quad (3.13)$$

$$\sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji} \Delta t \quad (3.14)$$

На основании (3.13) и (3.14) вероятность нахождения устройства в состоянии i в момент $t+\Delta t$:

$$P_i(t + \Delta t) = P_i(t) \left(1 - \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} \Delta t \right) + \sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji} \Delta t \quad (3.15)$$

Разделив (3.15) на Δt уравнение примет вид:

$$\frac{P_i(t + \Delta t) - P_i(t)}{\Delta t} = -P_i(t) \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} + \sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji} \quad (3.16)$$

При $\Delta t \rightarrow 0$ получим дифференциальное уравнение:

$$\frac{dP_i(t)}{dt} = -P_i(t) \sum_{j=1}^m \lambda_{ij} + \sum_{j=1}^m P_j(t) \lambda_{ji} \quad (3.17)$$

Система уравнений, описывающая каждое состояние объекта, имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{dP_1(t)}{dt} = \sum_{j \neq 1}^m P_j(t) \lambda_{j1} - P_1(t) \sum_{j \neq 1}^m \lambda_{1j} \\ \frac{dP_2(t)}{dt} = \sum_{j \neq 2}^m P_j(t) \lambda_{j2} - P_2(t) \sum_{j \neq 2}^m \lambda_{2j} \\ \dots \\ \frac{dP_i(t)}{dt} = \sum_{j \neq i}^m P_j(t) \lambda_{ji} - P_i(t) \sum_{j \neq i}^m \lambda_{ij} \end{array} \right. \quad (3.18)$$

Кроме уравнений (3.18) существует также «нормирующее» выражение, смысл которого заключается в том, что исследуемая система непременно находится в одном из состояний:

$$P_1(t) + P_2(t) + \dots + P_i(t) = 1 \quad (3.19)$$

Система уравнений может быть представлена в матричной форме:

$$d\bar{P} = L^T \cdot \bar{P} \quad (3.20)$$

Элементы главной диагонали матрицы определяются как:

$$L_{ii} = -\sum_{j=1}^m L_{ij} \quad (3.21)$$

Вследствие зависимости (3.21) матрица имеет вырожденный характер (определитель равен нулю). Для решения матрицы выполняется замена одного из уравнений системы (3.18) на нормирующее уравнение (3.19). Итоговое выражение имеет вид:

$$d\bar{P} = (L_n^T)^{-1} \cdot \bar{P} \quad (3.22)$$

Для решения дифференциальных уравнений, полученных на основе сложных графов необходимо применить один из специальных методов, например, метод Рунге-Кутты с использованием математических программ (например, MathCad).

3.4 Вероятность безотказной работы комплексов РЗА

Электротехнический комплекс РЗА исправно функционирует, если исправны все элементы, влияющие на способность комплекса выполнять свои функции. Показатель вероятности безотказной работы характеризует возможность исправной работы всех компонентов схемы надежности к определенному моменту времени.

Рассмотрим эксплуатационные условия электротехнического комплекса классической РЗА, представленного на рисунке 3.8.

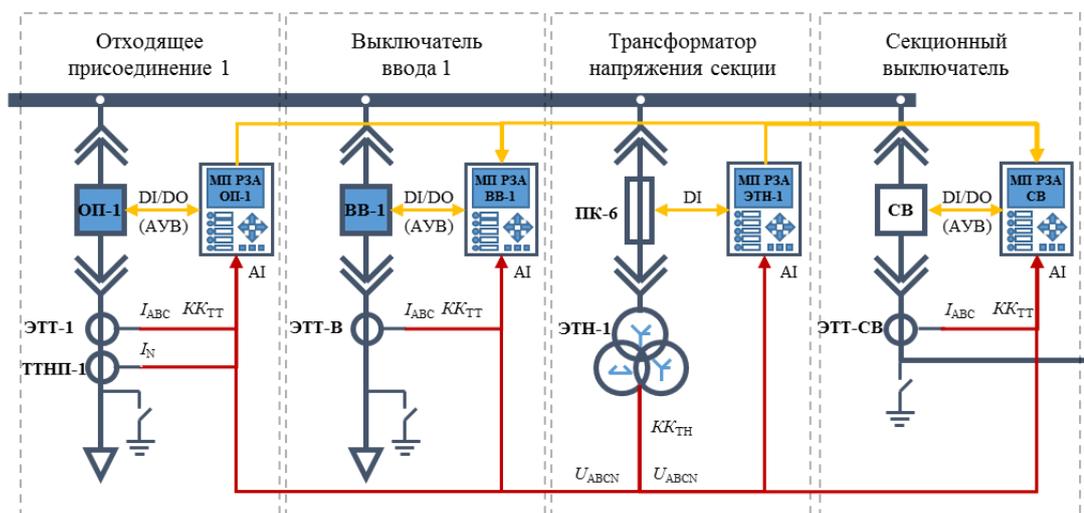


Рисунок 3.8 – Электротехнический комплекс РЗА

Устройство защиты ОП получает сведения о режиме электрической сети от своего ЭТТ и ЭТН секции по контрольным кабелям цепей тока и напряжения ($KK_{\text{ТТ}}$ и $KK_{\text{ТН}}$). Получение данных о положении коммутационных аппаратов (КА) и горизонтальный обмен информацией между соседними электротехническими комплексами РЗА (оперативные блокировки, функции защит и пр.) осуществляется с помощью контрольных кабелей ($KK_{\text{Д}}$) дискретных входов DI и выходов DO. Сведения о состоянии комплекса РЗА ЦПС передаются в системы ТМ через интерфейсы TI.

Работоспособность электротехнических комплексов РЗА зависит от внешних и внутренних элементов. Разделим их условно на **собственные** и **схемные** неисправности. К **схемным** неисправностям относятся отказы внешних элементов, влияющие на надежность работы защит и их функций. Для случая на **рисунке 3.8**, схемными являются неисправности ЭТТ, ЭТН, $KK_{\text{ТТ}}$, $KK_{\text{ТН}}$ и $KK_{\text{Д}}$, а также каналов связи с устройствами ТМ.

К **собственным** дефектам МПТ РЗА относятся неисправности аналоговых входов (AI), дискретных входов и выходов (DI/DO), интерфейсов связи (TI), системной платы (HW) и программного обеспечения (SW), а также элементов индикации и управления (LHMI).

Рассмотрим вероятность безотказной работы электротехнического комплекса РЗА [86] исходя из справочных и каталожных данных о ненадежности схемы защиты (**таблица 3.2**).

Таблица 3.2 – Параметры отказов компонентов комплекса РЗА [87-89]

Элемент отказа	Наработка на отказ T_0 , ч	Интенсивность отказов, λ $1/\text{ч} \cdot 10^{-6}$
Электромагнитный трансформатор тока (ЭТТ)	400000	2,5
Электромагнитный трансформатор напряжения (ЭТН)	400000	2,5
Контрольные кабели цепей тока ($KK_{\text{ТТ}}$), на 1 км	3170000	0,315
Контрольные кабели цепей напряжения ($KK_{\text{ТН}}$), на 1 км	3170000	0,315
Контрольные кабели дискретных цепей ($KK_{\text{Д}}$), на 1 км	3170000	0,315
Аппаратная часть МПТ РЗА (HW)	125000	8,0
Программная часть МПТ РЗА (SW)	25000	40,0
Вакуумный выключатель (В-6)	8760000	0,114

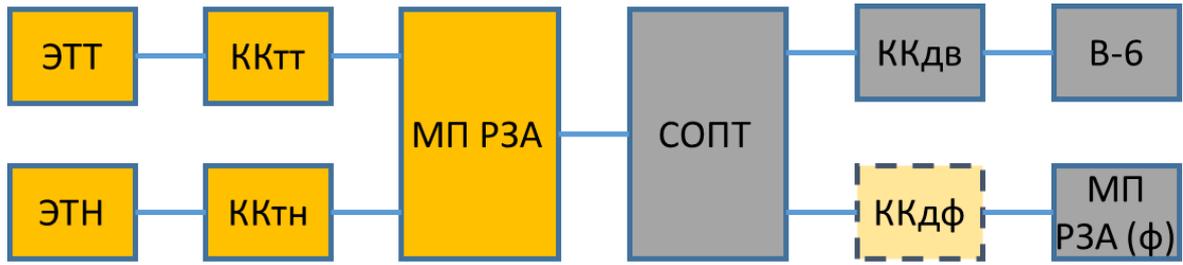


Рисунок 3.9 – Схема вероятности безотказной работы электротехнического комплекса РЗА

На **рисунке 3.9.** представлена структурная схема вероятности безотказной работы электротехнического комплекса РЗА. Защиты по току и напряжению, а также их функции представлены двумя независимыми контурами. Согласно допущениям и условиям, принятым в п.3.2, система оперативного питания (СОПТ) и цепи управления выключателем ($КК_{ДВ}$ и В-6) приняты абсолютно исправными и в схеме могут быть зашунтированы.

В соответствии с (3.5), вероятности безотказной работы контуров защит по току и напряжению будут равны:

$$P_{КТЗ}(t) = P_{ЭТТ}(t) \cdot P_{ККТТ}(t) \cdot P_{МП\ РЗА}(t) \quad (3.23)$$

$$P_{КНЗ}(t) = P_{ЭТН}(t) \cdot P_{ККТН}(t) \cdot P_{МП\ РЗА}(t) \quad (3.24)$$

Вероятности безотказной работы функций защит равны соответственно:

$$P_{КФТЗ}(t) = P_{ЭТТ}(t) \cdot P_{ККТТ}(t) \cdot P_{МП\ РЗА}(t) \cdot P_{ККДФ}(t) \quad (3.25)$$

$$P_{КФНЗ}(t) = P_{ЭТН}(t) \cdot P_{ККТН}(t) \cdot P_{МП\ РЗА}(t) \cdot P_{ККДФ}(t) \quad (3.26)$$

С учетом (3.6), выражения (3.23-3.26) можно записать как:

$$P_{КТЗ}(t) = \exp[-t(\lambda_{ЭТТ} + \lambda_{ККТТ} \cdot l_{ККТТ} + \lambda_{МП\ РЗА})] \quad (3.27)$$

$$P_{КНЗ}(t) = \exp[-t(\lambda_{ЭТН} + \lambda_{ККТН} \cdot l_{ККТН} + \lambda_{МП\ РЗА})] \quad (3.28)$$

$$P_{КФТЗ}(t) = \exp[-t(\lambda_{ЭТТ} + \lambda_{ЭТТ} \cdot l_{ККТТ} + \lambda_{МП\ РЗА} + \lambda_{ККДФ} \cdot l_{ККДФ})] \quad (3.29)$$

$$P_{КФНЗ}(t) = \exp[-t(\lambda_{ЭТН} + \lambda_{ККТН} \cdot l_{ККТН} + \lambda_{МП\ РЗА} + \lambda_{ККДФ} \cdot l_{ККДФ})] \quad (3.30)$$

Для электротехнического комплекса РЗА, обслуживаемого по 8-ми летнему циклу, промежуток между ТО вида составляет 36 месяцев. Вследствие того, что интенсивности отказов ЭТТ и ЭТН равны между собой,

а кабели $KK_{ТТ}$, $KK_{ТН}$ и $KK_{Д}$ имеют сопоставимую протяженность, показатели безотказной работы на рассмотренном временном интервале для защит по току и напряжению равны друг другу (**рисунок 3.10**).

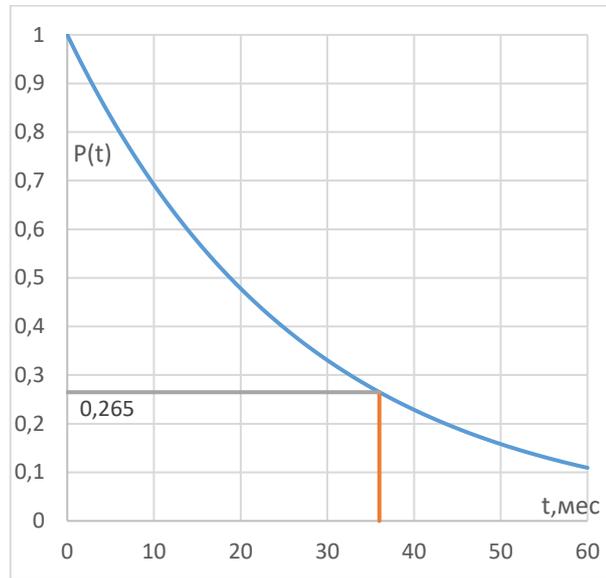


Рисунок 3.10 – Вероятность безотказной работы защит электротехнического комплекса РЗА

Схема и эксплуатационные условия электротехнического комплекса РЗА ЦПС имеют ряд отличий (**рисунок 3.11**).

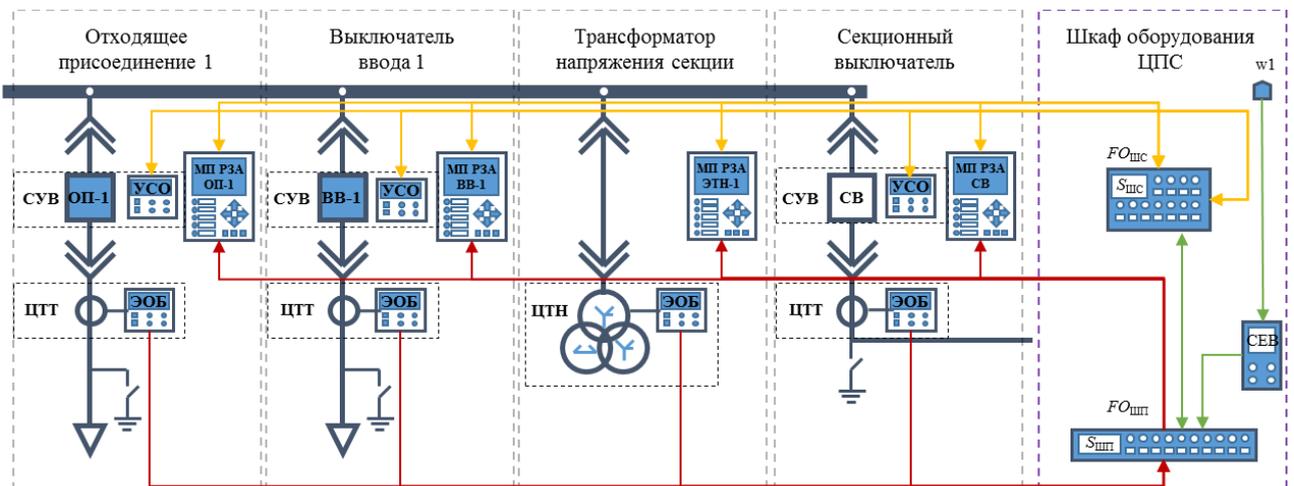


Рисунок 3.11 – Электротехнический комплекс РЗА ЦПС

Устройство защиты ОП получает сведения о режиме электрической сети от ЦТТ присоединения и от ЦТН секции через резервированные каналы передачи данных, состоящих из оптических или медных интерфейсных кабелей ($FO_{ШП}$) и коммутаторов шины процесса ($S_{ШП}$). Все измерения

синхронизируются с помощью резервированной системы единого времени (СЕВ), которая напрямую влияет на исправность защит. Получение данных о положении КА, горизонтальный обмен информацией между оборудованием электротехнического комплекса РЗА ЦПС (оперативные блокировки, выдача команд работы защит и их функций защит и пр.) и передача сведений о состоянии электротехнического комплекса РЗА ЦПС в системы верхнего уровня осуществляется через резервированные каналы передачи данных, состоящих из оптических или медных контрольных кабелей ($FO_{ШС}$) и коммутаторов шины станции ($S_{ШС}$).

К **схемным неисправностям** электротехнического комплекса РЗА ЦПС относятся отказы ЦТТ, ЦТН, $FO_{ШП}$, $FO_{ШС}$, СЕВ, $S_{ШП}$ и $S_{ШС}$.

К **собственным** дефектам МПТ РЗА ЦПС относятся неисправности сетевых карт (NIC/SFP), системных плат (HW) и программного обеспечения (SW), а также элементов индикации и управления на лицевой стороне устройства (LHMI).

Рассмотрим вероятность безотказной работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС исходя из справочных и каталожных данных о ненадежности элементов схемы защиты (**таблица 3.3**).

Таблица 3.3 – Параметры отказов компонентов комплекса РЗА ЦПС [90-93]

Элемент отказа	Наработка на отказ T_0 , ч	Интенсивность отказов, λ $1/ч \cdot 10^{-6}$
Цифровой трансформатор тока (ЦТТ)	160000	6,25
Цифровой трансформатор напряжения (ЦТН)	160000	6,25
Оптические (FO) или медные (FTP) кабели ШП	2575000	0,388
Оптические (FO) или медные (FTP) кабели ШС	2575000	0,388
Сетевая карта (NIC) и входной разъем (SFP)	3260000	0,307
Аппаратная часть МПТ РЗА (HW)	125000	8
Программная часть МПТ РЗА (SW)	25000	40
Система единого времени (СЕВ)	110000	9,091
Коммутаторы (Switch) ШП	345000	2,899
Коммутаторы (Switch) ШС	345000	2,899
Вакуумный выключатель (В-6)	8760000	0,114

На **рисунке 3.12** представлена структурная схема надежности электротехнического комплекса РЗА ЦПС. Защиты по току и напряжению, а также их функции представлены двумя независимыми контурами. Согласно допущениям и условиям, принятым в п.3.2, СОПТ и цепи управления выключателем (FO_B , ПДС и В-6) приняты абсолютно исправными и в схеме могут быть зашунтированы. Не учитывается отказ конечного устройства, которому предназначен сигнал функции защит.

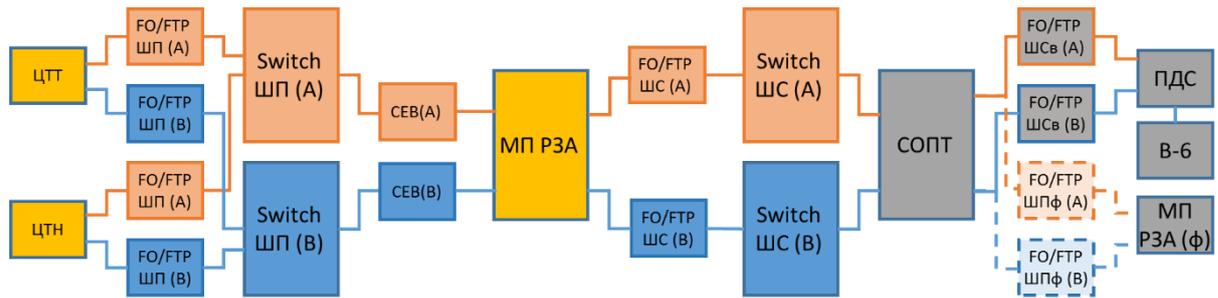


Рисунок 3.12 – Схема вероятности безотказной работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС

Объединением последовательных и параллельных блоков преобразуем схему, представленную на **рисунке 3.12** к виду, представленному на **рисунке 3.13**.

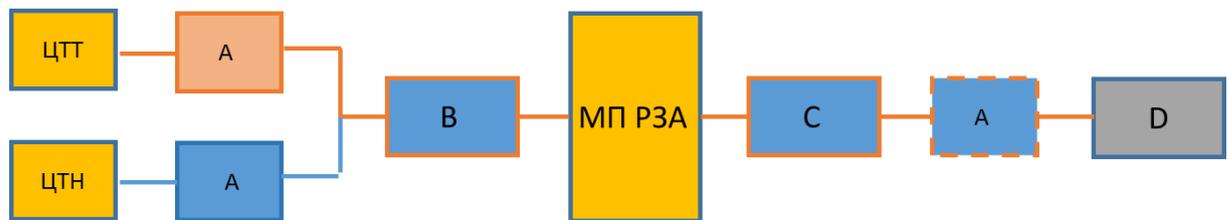


Рисунок 3.13 – Преобразованная схема безотказной работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС

Показатели безотказной работы укрупнённых компонентов схемы:

$$P_A(t) = 1 - (1 - \exp[-\lambda_{FO}t])^2 \quad (3.31)$$

$$P_B(t) = 1 - (1 - \exp[-t(\lambda_{СИП} + \lambda_{СЕВ})])^2 \quad (3.32)$$

$$P_C(t) = 1 - (1 - \exp[-t(\lambda_{СИС} + \lambda_{FO})])^2 \quad (3.33)$$

где $\lambda_{\text{ЭА}} = \lambda_{FO}$; $\lambda_{\text{ЭВ}} = \lambda_{СИП} + \lambda_{СЕВ}$; $\lambda_{\text{ЭС}} = \lambda_{СИС} + \lambda_{FO}$.

Вероятности безотказной работы защит по току и напряжению электротехнического комплекса РЗА ЦПС будут равны:

$$P_{ЦЗ}(t) = P_A(t) \cdot P_B(t) \cdot P_{МП\text{РЗА}}(t) \cdot P_C(t)$$

Вероятность безотказной работы функций защит по току и напряжению электротехнического комплекса РЗА ЦПС равна:

$$P_{ЦФЗ}(t) = P_A(t) \cdot P_B(t) \cdot P_{МП\text{РЗА}}(t) \cdot P_C(t) \cdot P_A(t) \quad (3.34)$$

С учетом (), выражения () и () можно записать как:

$$P_{ЦЗ}(t) = \left(1 - \left(1 - \exp[-\lambda_{ЭА}t]^2\right)\right) \cdot \left(1 - \left(1 - \exp[-\lambda_{ЭВ}t]^2\right)\right) \cdot \exp[-\lambda_{МП\text{РЗА}}t]^2 \cdot \left(1 - \left(1 - \exp[-\lambda_{ЭС}t]^2\right)\right) \quad (3.35)$$

$$P_{ЦФЗ}(t) = \left(1 - \left(1 - \exp[-\lambda_{ЭА}t]^2\right)\right)^2 \cdot \left(1 - \left(1 - \exp[-\lambda_{ЭВ}t]^2\right)\right) \cdot \exp[-\lambda_{МП\text{РЗА}}t]^2 \cdot \left(1 - \left(1 - \exp[-\lambda_{ЭС}t]^2\right)\right) \quad (3.36)$$

Вследствие того, что интенсивности отказов ЦТТ и ЦТН равны между собой, а цепи $FO_{ШП}$, $FO_{ШС}$ имеют сопоставимую протяженность, показатели безотказной работы на рассмотренном временном интервале для защит по току и напряжению, а также их функций, равны друг другу (рисунок 3.14).

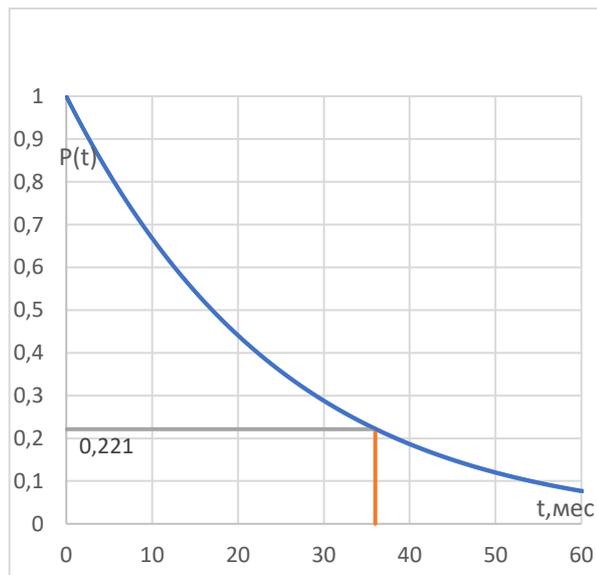


Рисунок 3.14 – Вероятность безотказной работы защит электротехнического комплекса РЗА ЦПС

Анализ результатов расчета (**рисунок 3.10 и 3.14**) показал, что вероятность безотказной работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС за рассмотренный период ниже, чем у комплекса классической РЗА. Это связано с существенным увеличением количества элементов схемы надежности, несмотря на резервирование этих элементов. Для уточненной оценки вероятностей безотказной работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС требуется учесть параметры потока отказов и восстановлений при типовых отказах в функционировании.

3.5 Учет потока восстановлений комплекса классической РЗА

Для современных электротехнических комплексов РЗА доступны достаточно широкие возможности самодиагностики. Встроенное диагностическое устройство (ДУ) способно оценивать состояние компонентов электротехнического комплекса РЗА. ДУ может осуществлять контроль аналоговых цепей тока и напряжения, состояния аппаратной и программной части электротехнического комплекса РЗА, контроль выходных цепей. Для оценки охвата электротехнического комплекса РЗА системой самодиагностики введено понятие коэффициента эффективности диагностического устройства $\eta_{\text{ДУ}}$.

В электротехнических комплексах РЗА среднего напряжения диагностикой неисправностей в полной мере охвачены цепи ТН и аппаратная часть МПТ. Контроль цепей ТТ обычно применяется достаточно редко [94]. Контроль выходных цепей реализуется как правило только для цепей управления коммутационными аппаратами. Самодиагностика частично охватывает МПТ в отношении конфигурируемой и неконфигурируемой части ПО. По оценкам [41], коэффициент эффективности диагностики электротехнического комплекса РЗА составляет $\eta_{\text{к.ДУ}} = 0,5 \div 0,9$.

Ложное срабатывание электротехнического комплекса РЗА рассматривается в условиях отсутствия заявки на срабатывание (КЗ на внешнем или внутреннем элементе). Для электротехнического комплекса РЗА,

представленного на **рисунке 3.8**, никакая из схемных неисправностей не может привести к ложному срабатыванию защит по току и напряжению и их функций. В основу токовых заложен принцип максимального действия (в данной ситуации). Следовательно, отсутствие измерений тока не может привести к ложной работе токовых защит и функций.

В основе защит функций по напряжению лежит минимальный принцип, поэтому потеря изменений напряжения может приводить к ложному срабатыванию защит и функций. Согласно условиям п.3.2, для электротехнического комплекса РЗА реализован контроль цепей напряжения. В случае повреждения ЭТН или $KK_{ТН}$ защиты по напряжению и их функции будут заблокированы.

Ложное действие электротехнического комплекса РЗА возможно только в случае при дефекте конфигурируемой или неконфигурируемой части ПО МПТ (SW).

Результирующая структурная схема надежности приведена на **рисунке 3.15**.

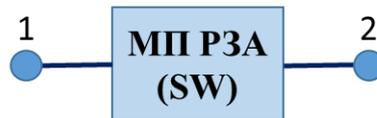


Рисунок 3.15 – Структурная схема надежности электротехнического комплекса РЗА при ложном срабатывании

При появлении дефектов, приводящих к ложной работе электротехнического комплекса РЗА (выдаче команды на выключатель), срабатывание защит происходит сразу, поэтому влияние потока восстановлений на исправность защит не может быть учтено. Показателем надежности электротехнического комплекса РЗА в данном случае будет:

$$\lambda_{\text{КЛ}} = \lambda_{\text{SW}} \quad (3.37)$$

Средняя наработка на отказ для ложного срабатывания определяется как:

$$T_{\text{ос.л}} = \frac{1}{\lambda_{\text{кл}}} \quad (3.38)$$

Излишнее срабатывание электротехнического комплекса РЗА рассматривается при наличии напряжения или тока аварийного режима на измерительных органах защиты при КЗ на смежных элементах вне зоны защит или системном провале напряжения. Надежность срабатывания защит в данном случае обеспечивается чувствительностью, а надежность несрабатывания – селективностью. В рассмотренной ситуации речь идет о селективности защит по времени. Поскольку функция выдержки времени реализована в ПО МПТ (отсутствует отдельное реле времени), причиной излишнего срабатывания защиты по току и напряжению может стать только дефект во внутреннем ПО.

Схема надежности электротехнического комплекса РЗА при излишнем срабатывании аналогична представленной на **рисунке 3.15**.

Параметр потока отказов, способный привести к излишнему срабатыванию:

$$\lambda_{\text{ки}} = \lambda_{\text{sw}} \quad (3.39)$$

Излишнее срабатывание электротехнического комплекса РЗА произойдет в случае, когда наличие дефекта совпадет по времени с соответствующим повреждением во внешней сети. Поскольку дефект может быть выявлен, необходимо учитывать параметр потока восстановлений.

Для функций защит, работа которых зависит от наличия разрешающего или блокирующего сигнала, повреждение $КК_{\text{д}}$ приведет к излишней работе. В частности, функции ЛЗШ, ЛЗЛ и АВР сработают при наличии измерений аварийного режима и отсутствии блокирующего сигнала. Величина потока отказов функций защиты по току и напряжению отличается на величину потока отказа в дискретных цепях $КК_{\text{д}}$

Интенсивность потока восстановлений составляет:

$$\mu_{\text{ки}} \approx \frac{1}{T_{\text{пер}}} + \Omega_{\text{кз.внеш}} + \Omega_{\text{кнэ.внеш}} + \frac{1}{T_{\text{ос.л}}} \quad (3.40)$$

где $T_{\text{пер}}$ – параметр регулярных ТО, $\Omega_{\text{КЗ.внеш}}$ – параметр внешних КЗ, $\Omega_{\text{КНЭ.внеш}}$ – параметр внешних КНЭ, $T_{\text{Ос.л}}$ – параметр восстановлений при ложном срабатывании.

Следует учесть, что регулярная составляющая потока восстановлений может быть использована только для приближенных вероятностных расчетов.

Отказ в срабатывании электротехнического комплекса РЗА рассматривается при наличии заявки непосредственно для рассматриваемой защиты (КЗ на защищаемом ОП). Для разных видов заявок на срабатывание возможны свои комбинации неисправностей, приводящих к отказу защиты в срабатывании. В соответствии с условием п.3.2, ОЗЗ кабельной линии достаточно быстро переходит в междуфазное КЗ и может рассматриваться как междуфазное КЗ.

При двухфазных КЗ к отказу токовых защит приведут:

- неисправности ЭТТ попарно фаз АВ, ВС, СА при КЗ между этими фазами;
- повреждения $KK_{\text{ТТ}}$ попарно фаз АВ, ВС, СА при КЗ между этими фазами;
- неисправность системной платы МПТ РЗА (НВ);
- неисправность внутреннего ПО МПТ РЗА (SW);

При трехфазных КЗ к отказу приведут:

- неисправности трех ЭТТ (фаз А, В и С);
- повреждения трех $KK_{\text{ТТ}}$ (фаз А, В и С);
- неисправность системной платы МПТ РЗА (НВ);
- неисправность внутреннего ПО МПТ РЗА (SW);

При КНЭ к отказу защит по напряжению приведут:

- Повреждение ЭТН;
- Повреждение $KK_{\text{ТН}}$;
- неисправность системной платы МПТ РЗА (НВ);
- неисправность внутреннего ПО МПТ РЗА;

К отказу функций защит приведет повреждение $KK_{\text{д}}$.

Структурные схемы надежности электротехнического комплекса РЗА при двухфазных и трехфазных повреждениях представлены на **рисунке 3.16** и **3.17**, а на **рисунке 3.18** представлен их преобразованный вид

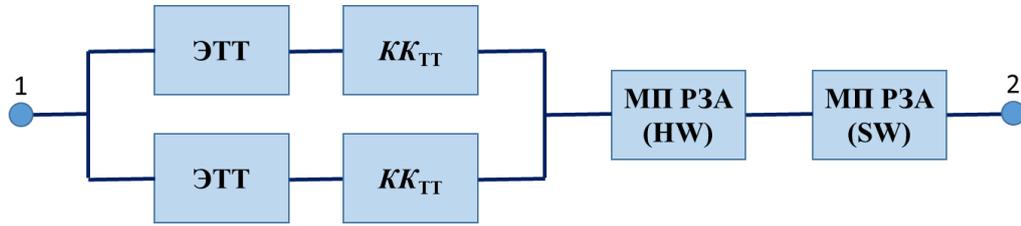


Рисунок 3.16 – Структурная схема надежности токовых защит электротехнического комплекса РЗА при отказе в условиях двухфазного КЗ

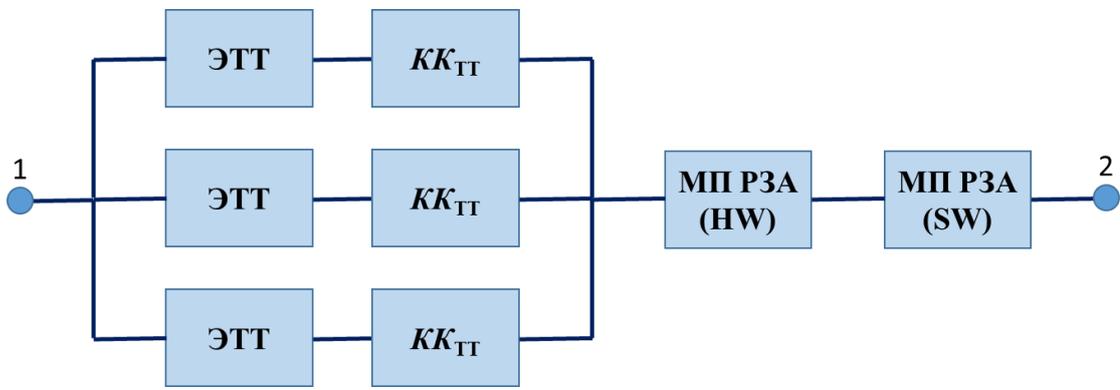


Рисунок 3.17 – Структурная схема надежности токовых защит электротехнического комплекса РЗА при отказе в условиях трехфазного КЗ

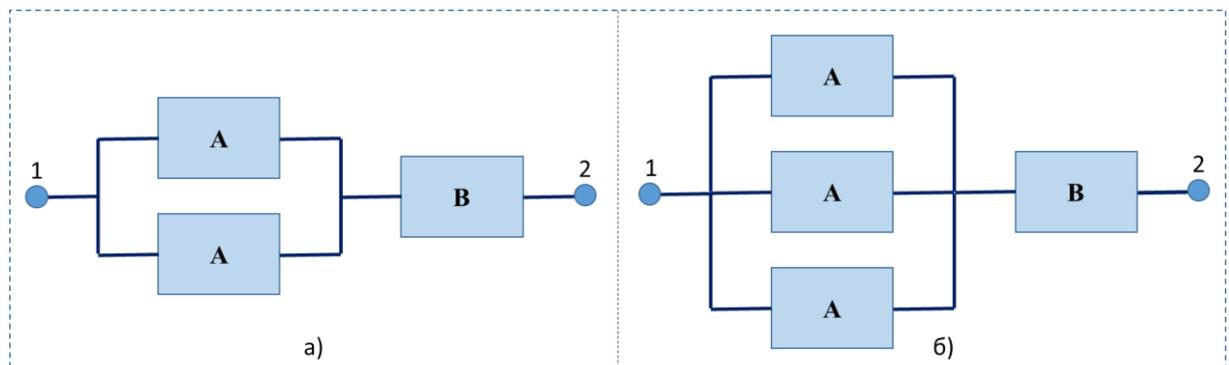


Рисунок 3.18 – Преобразованная структурная схема надежности электротехнического комплекса РЗА при отказе в случае двухфазного (а) и трехфазного (б) КЗ

Параметр потока отказов для схем (а) и (б) на **рисунке 3.18** равен

соответственно:

$$\lambda_{\text{КО}(2)} = \lambda_A \cdot \lambda_A + \lambda_B \quad (3.41)$$

Сведения о влиянии элементов структурной схемы надежности электротехнического комплекса РЗА на отказы в функционировании сведены в **таблицу 3.4**, где буквами «О», «И», «Л» обозначены соответственно отказ, излишнее и ложное срабатывание.

3.6 Учет потока восстановлений комплекса РЗА ЦПС

Одним из декларируемых преимуществ электротехнических комплексов РЗА ЦПС является отсутствие необходимости в ППР. Однако в настоящее время идет наработка опытной базы эксплуатации и обслуживание таких комплексов выполняется в плановом порядке.

Возможности самодиагностики электротехнических комплексов РЗА ЦПС существенно шире в сравнении с классическими защитами. Самодиагностика комплекса полностью охватывает измерительные каналы, входные и выходные цепи и в целом систему передачи данных. По оценкам [95], коэффициент эффективности диагностики электротехнического комплекса РЗА ЦПС составляет $\eta_{к.ду} = 0,7 \div 0,95$.

Ложное срабатывание электротехнического комплекса РЗА ЦПС, как и в случае с классической РЗА, возможно только при дефекте в конфигурируемой или неконфигурируемой части программного обеспечения (ПО).

Никакой другой компонент схемы электротехнического комплекса РЗА ЦПС не может стать причиной ложной работы защит и их функций. Система обработки информации электротехнического комплекса РЗА ЦПС способна отличить дефект системы передачи данных от изменений режима электрической сети. Нарушение обмена данными фиксируется устройствами комплекса и приводит к блокировке защит.

Структурная схема надежности электротехнического комплекса РЗА ЦПС аналогична представленной на **рисунке 3.15**.

Показателем надежности электротехнического комплекса РЗА ЦПС в данном случае будет:

$$\lambda_{\text{ЦП}} = \lambda_{\text{SW}} \quad (3.44)$$

Средняя наработка на отказ для ложного срабатывания определяется как:

$$T_{\text{ос.л}} = \frac{1}{\lambda_{\text{ЦП}}} \quad (3.45)$$

Излишнее срабатывание электротехнического комплекса РЗА ЦПС может произойти только при наличии дефекта во внутреннем ПО МПТ.

Схема надежности электротехнического комплекса РЗА ЦПС при излишнем срабатывании аналогична представленной на **рисунке 3.15**.

Излишнее срабатывание электротехнического комплекса РЗА ЦПС произойдет в случае, когда наличие дефекта совпадет по времени с соответствующим повреждением во внешней сети. Поскольку дефект может быть выявлен, необходимо учитывать параметр потока восстановлений.

Параметра потока отказов, способный привести к излишнему срабатыванию:

$$\lambda_{\text{ЦИ}} = \lambda_{\text{SW}} \quad (3.46)$$

Для функций защит, работа которых зависит от наличия разрешающего или блокирующего сигнала, прекращение передачи данных приведет к блокировке соответствующих функций.

Интенсивность потока восстановлений составляет:

$$\mu_{\text{ЦИ}} \approx \frac{1}{T_{\text{пер}}} + \Omega_{\text{КЗ.внеш}} + \Omega_{\text{КНЭ.внеш}} + \frac{1}{T_{\text{ос.л}}} \quad (3.47)$$

где $T_{\text{пер}}$ – параметр регулярных ТО, $\Omega_{\text{КЗ.внеш}}$ – параметр внешних КЗ, $\Omega_{\text{КНЭ.внеш}}$ – параметр внешних КНЭ, $T_{\text{ос.л}}$ – параметр восстановлений при ложном

Отказ в срабатывании электротехнического комплекса РЗА ЦПС рассматривается при наличии заявки для защиты (КЗ на защищаемом ОП) и возможен при определенных комбинациях неисправностей.

При двухфазных КЗ к отказу токовых защит приведут:

- неисправности ЦТТ попарно фаз АВ, ВС, СА при КЗ между этими фазами;

- одновременное повреждение дублированных интерфейсных цепей $FO_{ШП}$ попарно фаз АВ, ВС, СА при КЗ между этими фазами;

- одновременный выход из строя двух коммутаторов $S_{ШП}$;

- отказ резервированной СЕВ;

- неисправность системной платы МПТ (HW);

- неисправность внутреннего МПТ (SW);

- одновременное повреждение дублированных интерфейсных цепей $FO_{ШС}$;

- одновременный выход из строя двух коммутаторов $S_{ШС}$;

При трехфазных КЗ к отказу приведут:

- одновременная неисправность всех ЦТТ (фаз А, В и С);

- одновременное повреждение всех интерфейсных цепей $FO_{ШП}$;

- одновременная неисправность дублированных коммутаторов $S_{ШП}$;

- неисправность системной платы МПТ (HW);

- неисправность внутреннего МПТ (SW);

- одновременное повреждение дублированных интерфейсных цепей $FO_{ШС}$;

- одновременная неисправность дублированных коммутаторов $S_{ШП}$

К отказу функций токовых защит приведет повреждение двойное повреждение $FO_{ШС}$ в направлении целевого устройства.

При КНЭ рассмотренные выше комбинации неисправностей в тех же объемах приведут к отказу защит по напряжению и их функций.

Схема надежности электротехнического комплекса РЗА ЦПС представлена на **рисунке 3.19**.

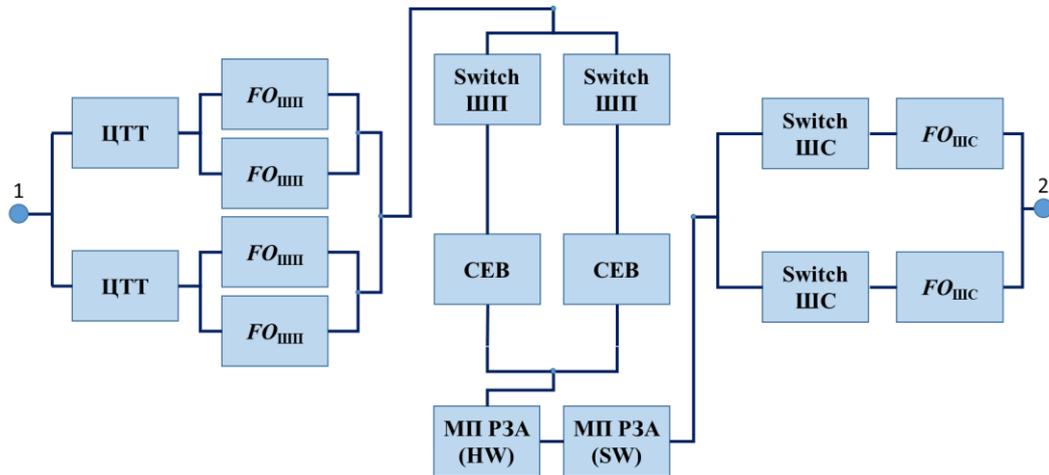


Рисунок 3.19 – Структурная схема надежности защит электротехнического комплекса РЗА ЦПС при отказе в условиях двухфазного КЗ

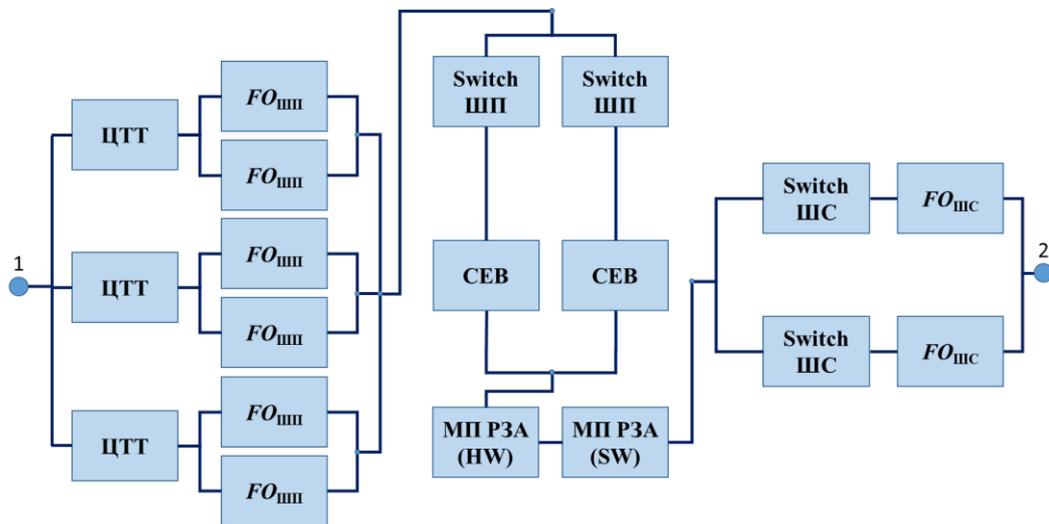
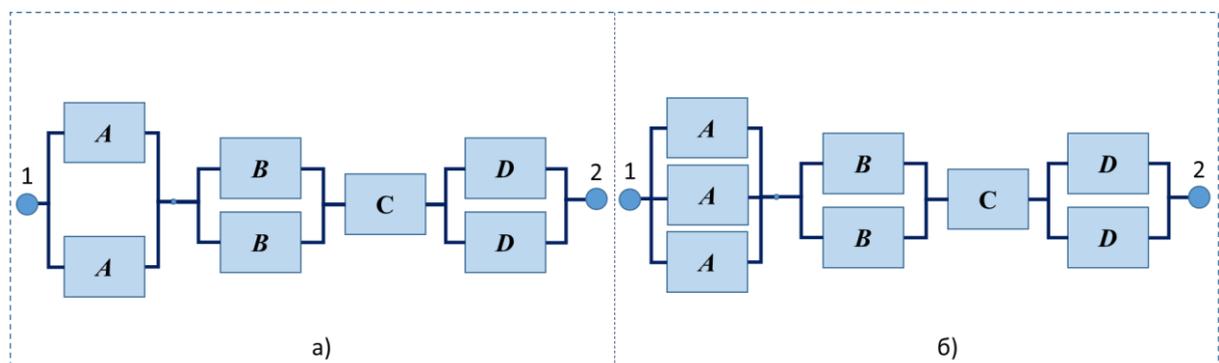


Рисунок 3.20 – Структурная схема надежности защит электротехнического комплекса РЗА ЦПС при отказе в условиях трехфазного КЗ

Выполним преобразование схем на **рисунках 3.19 и 3.20** к виду, представленному на **рисунке 3.21**.



При повреждении любого характера выполняется анализ функционирования электротехнического комплекса РЗА ЦПС. В связи с этим, составляющая потока восстановлений для каждого элемента структурной схемы надежности составит:

$$\mu_{\text{ЦО}} \approx \frac{1}{T_{\text{пер}}} + \Omega_{\text{КЗ.внутр}} + \Omega_{\text{КНЭ.внутр}} + \frac{1}{T_{\text{ос.л}}} + \lambda_{\text{ци}} \quad (3.50)$$

Сведения о влиянии компонентов структурной схемы на работоспособность электротехнического комплекса РЗА ЦПС сведены в таблицу 3.5.

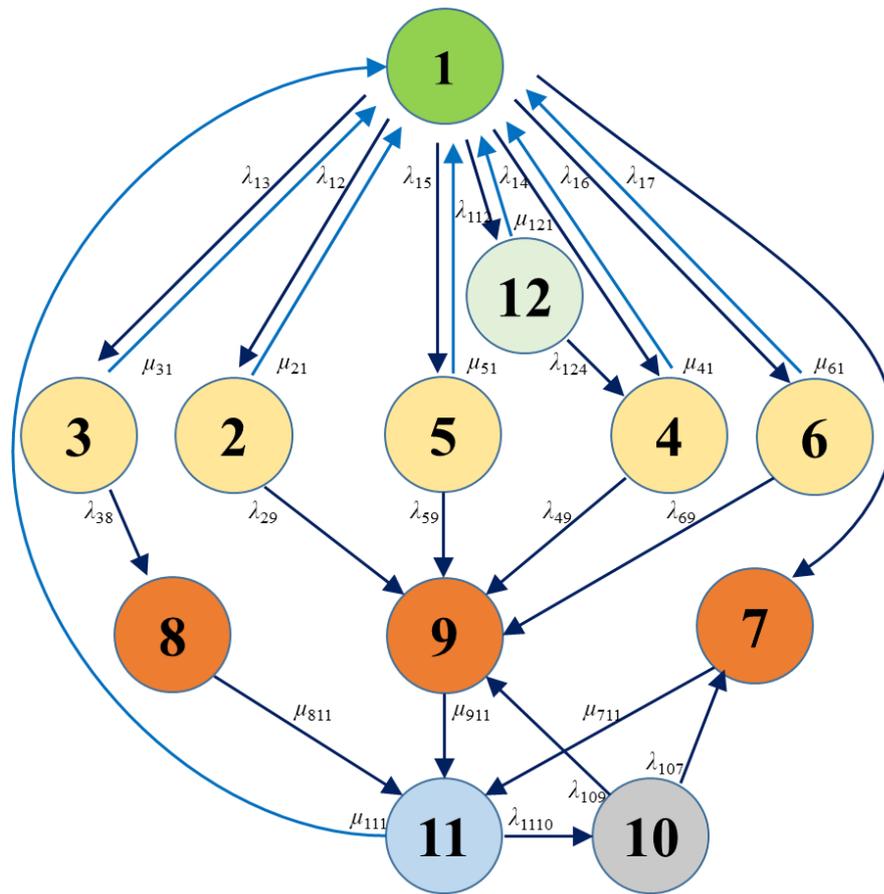
3.7 Учет специфики электротехнических комплексов РЗА ЦПС

Элементы рассматриваемых электротехнических комплексов РЗА имеют срок службы не менее 25 лет. При оценке надежности систем с большим сроком службы изменениями вероятностей состояний, как правило, пренебрегают, т. е. рассматривают только стационарные значения вероятностей. Их можно получить, приравнявая левую часть системы уравнений (3.18) нулю [46, 96].

В результате (3.22) трансформируется в систему линейных уравнений:

$$0 = (L_{\text{н}}^T)^{-1} \cdot \bar{P} \quad (3.51)$$

На рисунке 3.22 (а) представлен граф состояний электротехнического комплекса РЗА.



а)

б)

Рисунок 3.22 – Граф состояний электротехнического комплекса РЗА

Из исправного состояния 1 комплекс может осуществить прямой переход в одно из неисправных состояний (2-6). При наложении любого из неисправных состояний на аварийный режим произойдет отказ в функционировании защиты (7-9). Состояние 11 соответствует процессу восстановления исправности, из которого возможен переход в исправное состояние 1 или в неопределенное состояние 10.

Состояниям 2, 4 и 6 соответствуют диагностируемые неисправности, приводящие к ИС, ОС и ЛС соответственно. При переходе в состояние 2 и 6 работа защит блокируется, и переход в состояния 8 (излишнее срабатывание) и 7 (ложное срабатывание) невозможен, но при возникновении заявки на срабатывание система перейдет в состояние 9 (отказ в функционировании). Переход в состояние 7 возможен из исправного состояния 1 напрямую.

Особенностью применения технологии ЦПС является наличие состояния 12, соответствующего работоспособному состоянию (в случае диагностируемого отказа одного из резервируемых элементов системы) [105].

Матрица интенсивности смены состояний электротехнических комплексов РЗА имеет вид:

$$L = \begin{pmatrix} L_1 & \lambda_{12} & \lambda_{17} & \lambda_{14} & \lambda_{15} & \lambda_{16} & \lambda_{17} & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{112} \\ \mu_{21} & L_2 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{29} & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{31} & 0 & L_3 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{38} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{41} & 0 & 0 & L_4 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{49} & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{51} & 0 & 0 & 0 & L_5 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{59} & 0 & 0 & 0 \\ \mu_{61} & 0 & 0 & 0 & 0 & L_6 & 0 & 0 & \lambda_{69} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_7 & 0 & 0 & 0 & \mu_{711} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_8 & 0 & 0 & \mu_{811} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_9 & 0 & \mu_{911} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \mu_{107} & 0 & \mu_{109} & L_{10} & 0 & 0 \\ \mu_{111} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \lambda_{1110} & L_{11} & 0 \\ \mu_{121} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & L_{12} \end{pmatrix} \quad (3.52)$$

Таблица 3.6 – Стационарные вероятности состояний комплексов РЗА

Состояние	Вероятность	Комплекс РЗА	Комплекс РЗА ЦПС
Исправное	P_1	0,956	0,959
Работоспособное	P_{12}	0	$1,536 \cdot 10^{-4}$
Неисправное	P_2	$1,146 \cdot 10^{-4}$	$0,957 \cdot 10^{-4}$
	P_3	0,013	0,011
	P_4	$1,585 \cdot 10^{-4}$	$1,149 \cdot 10^{-4}$
	P_5	0,019	0,013
	P_6	$1,145 \cdot 10^{-4}$	$0,957 \cdot 10^{-4}$
	P_{10}	$1,314 \cdot 10^{-4}$	$9,609 \cdot 10^{-4}$
	P_{11}	$3,074 \cdot 10^{-4}$	$1,408 \cdot 10^{-4}$
Неправильная работа	P_7	$0,928 \cdot 10^{-4}$	$0,787 \cdot 10^{-4}$
	P_8	$1,356 \cdot 10^{-4}$	$1,731 \cdot 10^{-4}$
	P_9	$1,75 \cdot 10^{-4}$	$1,1855 \cdot 10^{-4}$

Решая систему уравнений (3.56) и в соответствии с (3.55) получаем стационарные значения вероятностей нахождения электротехнических

комплексов РЗА в каждом из состояний в течение срока службы. Результаты расчета сведены в **таблицу 3.6**.

Анализ результатов показал, что основную часть времени электротехнических комплексов РЗА находятся в исправном состоянии. При одинаковых ДУ стационарное значение параметры работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА сопоставимы.

3.8 Выводы и заключение по главе

1. Выполнен анализ подходов к организации систем электроснабжения промышленных предприятий, определены особенности реализации электротехнических комплексов РЗА, собраны и обработаны сведения о типах, причинах и количестве аварийных режимов в электрических сетях, вычислены удельные показатели повреждаемости элементов, определены исходные данные и условия для разработки математической модели функционирования электротехнических комплексов РЗА.

2. Сформулированы исходные условия и основные допущения, принимаемые при расчете показателей работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА.

3. Выбраны методы расчета показателей работоспособности и качества функционирования электротехнических комплексов РЗА. Основным показателем работоспособности является вероятность безотказной работы, которая может быть определена с помощью логико-вероятностного метода расчета без учета составляющей потока восстановления комплекса РЗА при плановых и внеплановых проверках. Для учета влияния показателей восстановления необходим расчет методом цепей Маркова.

4. Определены вероятности безотказной работы электротехнических комплексов РЗА. Анализ показал, что за рассмотренный период вероятность безотказной работы комплексов РЗА ЦПС на 16% ниже, чем у комплексов

классической РЗА, что связано с увеличением количества элементов схемы надежности, несмотря на резервирование этих элементов.

5. Определены параметры потока отказов и восстановлений электротехнических комплексов РЗА промышленных предприятий с учетом влияния систем самодиагностики.

6. Сформирована уточненная математическая модель функционирования электротехнических комплексов РЗА, отличающаяся тем, что в ней дополнительно учтены эксплуатационные особенности комплексов РЗА ЦПС и влияние объемов и качества ТО на эффективность работы защит. Выполнен расчет стационарных значений вероятности состояний с применением метода цепей Маркова, определены показатели работоспособности комплексов РЗА на протяжении срока службы. Расчетное значение вероятности безотказной работы электротехнического комплекса классической РЗА составило 95,6%, что совпадает в пределах погрешности со средним значением этого показателя по данным многолетнего анализа и свидетельствует об адекватности предложенной математической модели.

4 СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЦИФРОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Основным типом обслуживания комплексов РЗА является планово-предупредительное ТО. При ТО такого типа обслуживание электротехнических комплексов РЗА с заранее установленной периодичностью и применим для всех типов электротехнических комплексов РЗА и вторичного оборудования. В то же время, согласно данным [12, 14], основное влияние на работоспособность и качество функционирования электротехнических комплексов РЗА оказывает человеческий фактор. В связи с этим, ведутся работы по созданию процедуры ТО электротехнических комплексов РЗА, минимизирующие участие персонала.

4.1 Изменение подхода при организации ТО комплексов РЗА

В 2020 году в Правила организации ТО и ремонта объектов электроэнергетики [47] внесены изменения в части организации ТО электротехнических комплексов РЗА. Одним из принципиальных изменений стало закрепление ТО по состоянию.

Согласно правилам [47], ТО по состоянию может применяться как для новых, так и для введенных в работу электротехнических комплексов РЗА, удовлетворяющих ряду условий. В частности, электротехнические комплексы РЗА должны быть размещены в помещениях с нормальными эксплуатационными условиями и срок их службы не должен быть превышен.

Кроме эксплуатационных условий, для новых электротехнических комплексов РЗА должно быть выполнено ТО вида «Н» и «К1» («К» или «В» для комплексов, уже находящихся в эксплуатации).

Одним из ключевых условий организации ТО по состоянию является сбор и анализ электротехнической информации с электротехнических комплексов РЗА. Автоматизированный сбор информации осуществляется через подключение электротехнических комплексов РЗА к системе объекта

электроэнергетики, позволяющей выполнять сбор и передачу информации. Доступ к информации осуществляется с отдельного АРМ РЗА.

При организации ТО по состоянию для каждого электротехнического комплекса РЗА обязателен регулярный мониторинг функционирования, обеспечивающий оценку работоспособности. Для элементов и цепей электротехнических комплексов РЗА, не охватываемых самодиагностикой и мониторингом функционирования, предусматривается периодическое ТО. Независимо от выполнения мониторинга функционирования электротехнических комплексов РЗА, функционально связанное с ними вторичное оборудование, должно обслуживаться.

Таким образом, основой для перехода на ТО по состоянию является развитая система сбора и передачи информации, которую можно считать одним из компонентов ДУ.

На основе математической модели надежности, разработанной в третьей главе, определим изменение вероятности безотказной работы электротехнических комплексов РЗА при изменении $\eta_{ДУ}$ в диапазоне от 0 (диагностирование отсутствует) до 1 (диагностируются любые возникающие неисправности). Разницу между исправными состояниями электротехнических комплексов РЗА обозначим как:

$$\Delta P_{и} = |P_{к1} - P_{ц1}| \quad (4.1)$$

Результаты расчетов представлены в **таблице 4.1** и на **рисунке 4.1**.

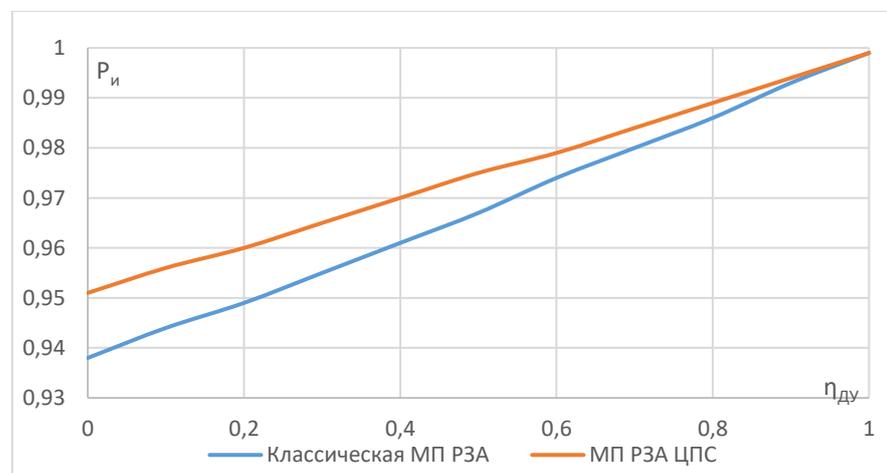


Рисунок 4.1 – Влияние эффективности ДУ на исправность комплексов РЗА

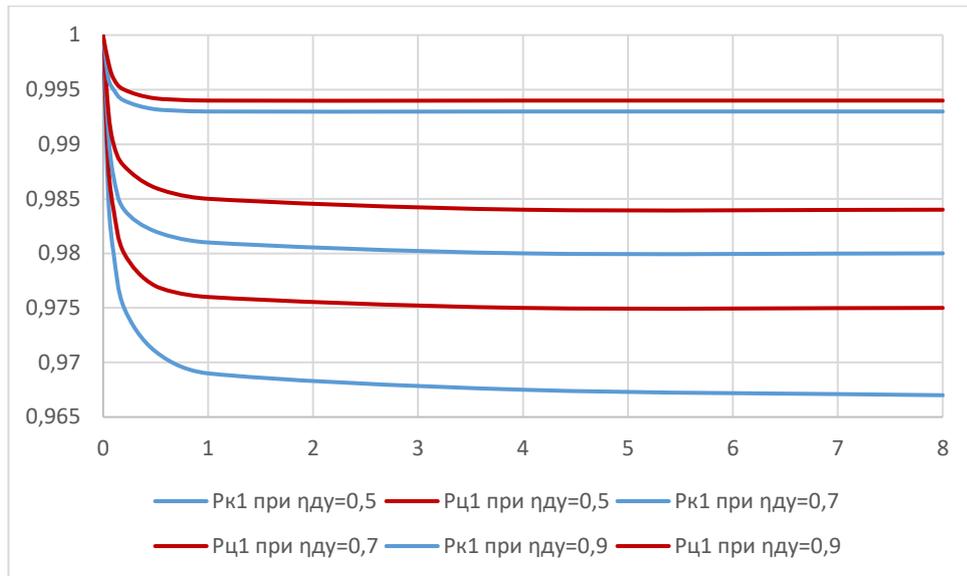


Рисунок 4.2 – Влияние межремонтного интервала на исправность защит

По результатам расчета видно, что при $\eta_{\text{ДУ}}=0,5$ функция вероятности исправного состояния электротехнических комплексов РЗА принимает установившееся значение при $T_{\text{пер}}=4$. При увеличении $\eta_{\text{ДУ}}$ до 0,7 и 0,9 функция принимает установившееся значения при межремонтном интервале 2 и 0,5 года соответственно. Таким образом, при переходе на ТО по состоянию исправность электротехнических комплексов РЗА может быть обеспечена повышением эффективности ДУ, эквивалентным снижению интенсивности плановых восстановлений.

Организация ТО электротехнических комплексов РЗА по состоянию на энергообъекте с развитой системой автоматизированного сбора и обработки информации является закономерным шагом преобразований в электроэнергетике. Для современного электротехнического комплекса РЗА, размещенного в нормальных эксплуатационных условиях, регулярно отправляющего сведения о своем состоянии и прошедшего ТО вида «Н» и «К1» маловероятно возникновение неисправности, которая не обнаруживается встроенным ДУ и способна привести к неправильной работе электротехнического комплекса РЗА. Возможность возникновения такого события существенно меньше вероятности ошибки персонала при выполнении планового ТО.

4.2 Учет особенностей комплексов РЗА ЦПС в системе ТО

Процесс ТО электротехнических комплексов РЗА можно представить как работу системы «Человек – машина» (СЧМ) [78]. Правильность решения задач, стоящих перед СЧМ, характеризуется надежностью и оценивается вероятностью правильного решения задач, определяемой по статистическим данным:

$$P_{\text{пр}} = 1 - \frac{m_{\text{от}}}{N} \quad (4.2)$$

где $m_{\text{от}}$ и N – соответственно число ошибочно решённых и общее число решаемых задач.

Степень отклонения измеряемого, устанавливаемого или регулируемого оператором параметра от своего истинного, заданного или номинального значения характеризуется точностью работы оператора, определяемой как:

$$\gamma = S_{\text{н}} - S_{\text{оп}} \quad (4.3)$$

где $S_{\text{н}}$ – истинное или номинальное значения параметра; $S_{\text{оп}}$ – фактически измеряемое или регулируемое оператором значение этого параметра.

При оценке точности работы оператора различают случайную (оценивается величиной среднеквадратической погрешности) и систематическую (величиной математического ожидания отдельных погрешностей) погрешности. Погрешность не является ошибкой до тех пор, пока её величина не выходит за допустимые пределы.

Своевременность решения задачи СЧМ оценивается вероятностью того, что стоящая перед СЧМ задача будет решена. Функция плотности времени решения задачи СЧМ по статистическим данным за время, не превышающее допустимое:

$$P_{\text{св}} = 1 - \frac{m_{\text{нс}}}{N} \quad (4.4)$$

где $m_{\text{нс}}$ – число несвоевременно решённых СЧМ задач.

В качестве общего показателя надёжности СЧМ используется вероятность правильного ($P_{\text{пр}}$) и своевременного ($P_{\text{св}}$) решения.

$$P_{\text{счм}} = P_{\text{пр}} P_{\text{св}} \quad (4.5)$$

Под надёжностью оператора понимают свойство безошибочно осуществлять решение задач в течение определённого времени при заданных условиях.

Ошибками оператора являются невыполнение требуемого или выполнение лишнего действия, нарушение последовательности выполнения действий, неправильное или несвоевременное выполнение требуемого действия.

В зависимости от последствий ошибки могут быть аварийными и неаварийными. Надёжность оператора характеризуется показателями безошибочности, готовности, восстанавливаемости и своевременности.

Показателем безошибочности является вероятность безошибочной работы. Для типовых, часто повторяющихся операций в качестве показателя безошибочности может использоваться интенсивность ошибок:

$$P_j = \frac{N_j - n_j}{N_j} \quad (4.6)$$

$$\lambda_j = \frac{n_j}{N_j T_j} \quad (4.7)$$

где P_j – вероятность безошибочного выполнения операций j -го типа; λ_j – интенсивность ошибок j -го вида; N_j, n_j – общее число выполненных операций j -го вида и допущенное при этом число ошибок; T_j – среднее время выполнения операций j -го вида.

Для участка устойчивой работоспособности оператора можно найти вероятность безошибочного выполнения операций:

$$P_{\text{оп}} = \prod_{j=1}^r P_j^{k_j} = \exp \left[- \sum_{j=1}^r (1 - P_j) k_j \right] = \exp \left[- \sum_{j=1}^r \lambda_j T_j k_j \right] \quad (4.8)$$

где k_j – число выполненных операций j -го вида; r – число различных типов операций ($j = 1, 2, \dots, r$).

Показатель восстанавливаемости – возможность самоконтроля оператором своих действий и исправления допущенных ошибок, т.е. представляет вероятность исправления оператором допущенной ошибки:

$$P_{\text{исп}} = P_{\text{к}} P_{\text{об}} P_{\text{и}} \quad (4.9)$$

где $P_{\text{к}}$ – вероятность выдачи сигнала системой контроля; $P_{\text{об}}$ – вероятность обнаружения оператором сигнала контроля; $P_{\text{и}}$ – вероятность исправления ошибочных действий при повторном выполнении операций.

Среднее значение вероятности безошибочной работы оператора

$$P_{\text{оп.с}} = \sum_{i=1}^m P_i P_{\text{оп}i} \quad (4.10)$$

где P_i – вероятность наступления i -го состояния СЧМ; $P_{\text{оп}i}$ – условная вероятность безошибочной работы оператора в i -м состоянии; m – число рассматриваемых состояний СЧМ.

В связи с тем, что влияние системы передачи электротехнической информации на целостность и достоверность передаваемых сведений не учтено в достаточной мере, выявление дефекта оператором в процессе ТО электротехнических комплексов РЗА невозможно, что приводит к снижению общего показателя надежности и уменьшению показателя безошибочности эксплуатирующего персонала.

Повышение надежности и безошибочности действий персонала при ТО электротехнических комплексов РЗА возможно за счет всестороннего учета критериев работоспособности и качества функционирования обслуживаемого оборудования и закрепления принципов технического диагностирования в государственных и локальных нормативных актах.

4.3 Анализ актуальности объемов ТО комплексов РЗА

Система ТО электротехнических комплексов РЗА в настоящий момент в достаточной степени отработана и закреплена в локальных и государственных нормативно-методических документах [6-7].

В соответствии с [47], обслуживание электротехнических комплексов РЗА выполняется в объемах и последовательности, представленной в **приложениях 1 и 2**. Помимо плановых проверок, существуют также внеочередные и послеаварийные проверки электротехнических комплексов РЗА, производимые по факту внесения изменений в схемы защит или в случае отказов в функционировании.

В то же время, с внедрением технологии ЦПС существенно меняется структура самих электротехнических комплексов РЗА. Несмотря на бесспорное увеличение наблюдаемости и контролируемости, внедрение в схему защит дополнительных элементов, таких как система СЕВ, ЭОБ, коммутаторы и пр., усложняя схему надежности и увеличивая интенсивность отказов электротехнических комплексов РЗА ЦПС в целом.

Рассмотрим перечень воздействий на элементы электротехнических комплексов РЗА в рамках утвержденной системы ТО (**рисунок 4.3, таблица 4.3**). Сгруппируем элементы электротехнических комплексов РЗА, схожие по функциональному назначению. При наличии в группе нескольких элементов суммарное воздействие определяется средней величиной воздействия на каждый элемент.

ЭТТ и ЭТН ЦТТ и ЦТН группируем как средства измерения. Функционал КК любого назначения в комплексе классической РЗА аналогичен функционалу FO и S в комплексе РЗА ЦПС и заключается в организации обмена электротехнической информацией между элементами комплекса. Обозначим эти группы как «Информационная среда». Из части НW выделим приемный модуль МПТ в отдельный элемент, поскольку от его исправности во многом зависит работоспособность комплекса РЗА.

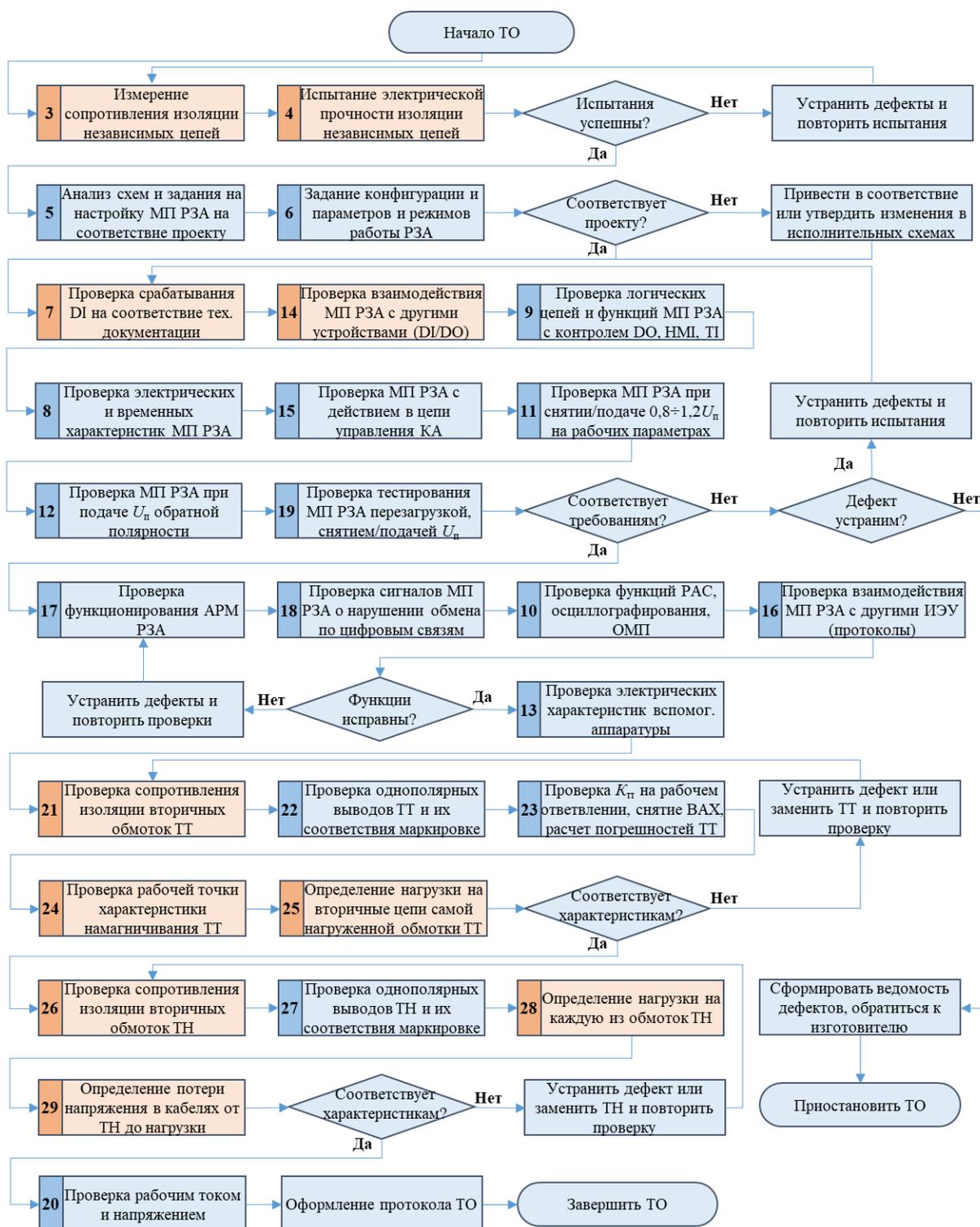


Рисунок 4.3 – Блок-схема алгоритма ТО комплекса РЗА

Для электротехнических комплексов классической РЗА приемным модулем является аналого-цифровой преобразователь (АЦП), для комплекса РЗА ЦПС соответственно сетевая карта (NIC).

Таблица 4.3 – Воздействие объемов ТО на комплексы РЗА

Поз	№	ЭТТ	ЭТН	КК	МПТ РЗА			ТМ	ЦТТ	ЦТН	FO	S	СЕВ	МПТ РЗА			ТМ
					АЦП	HW	SW							NIC	HW	SW	
МПТ РЗА	3	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	4	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	5	-	-	+	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	6	-	-	-	-	-	+	+	+	+	-	+	+	-	-	+	+
	7	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	8	-	-	+	+	+	+	-	-	-	+	+	-	+	+	+	-
	9	-	-	-	+	+	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+
	10	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	+	-
	11	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
	12	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
	14	-	-	+	+	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	15	-	-	+	+	+	+	-	-	-	+	+	-	+	+	+	+
	16	-	-	-	-	-	+	+	-	-	+	+	+	+	+	+	+
	17	-	-	-	-	-	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	+
	18	-	-	-	-	-	-	+	-	-	+	+	-	+	+	+	+
	19	-	-	-	+	+	+	-	-	-	-	-	-	-	+	+	-
	20	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+	+
	ТТ	21	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		22	+	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
		23	+	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-
24		+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
25		+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ТН	26	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	27	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-	-	-	-	-	-	
	28	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
	29	-	+	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
		+	Есть воздействие			-	Нет воздействия			-	Не применимо						

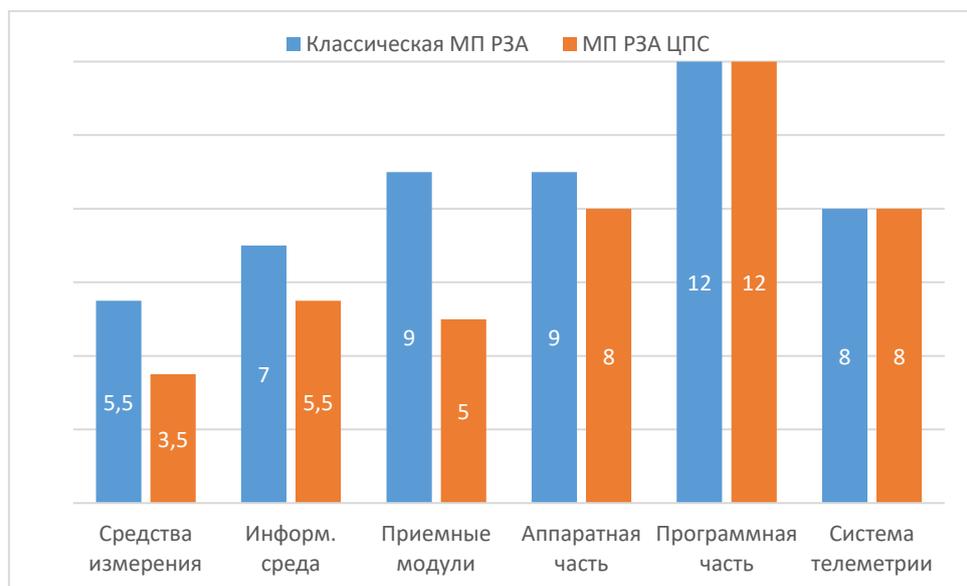


Рисунок 4.4 – Воздействия на элементы функциональных групп при ТО

Функционал аппаратной, программной части и системы телеметрии остался без изменения, обозначения этих элементов сохраняем. СЕВ на надежность электротехнического комплекса РЗА не влияет и в анализе не участвует. Анализ воздействия на функциональные группы представлен на **рисунке 4.4**.

Анализ актуальности действующей технологии ТО показал, существенное снижение воздействий на функциональные группы измерения, информационной среды и приемных модулей электротехнических комплексов РЗА ЦПС. Воздействия на группы аппаратной, программной части и системы телеметрии остались на сопоставимом уровне.

Введем понятие средний показатель воздействия, определяемый как:

$$R_{CP} = \frac{\sum_{i=1}^n R_i}{n} \quad (4.11)$$

При выполнении ТО вида «Н» в соответствии с утвержденными правилами для электротехнических комплексов РЗА ЦПС $R_{цсп} = 6,2$. Это на 22% ниже, чем аналогичный показатель для электротехнических комплексов классической РЗА ($R_{ксп} = 8,0$), обслуживаемой по той же технологии.

Снижение числа воздействий в рамках ТО на функциональные группы обусловлено двумя причинами: неприменимостью ряда объемов ТО и недостаточным учетом специфики функционирования электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

ТО является основным средством обеспечения надежности электротехнических комплексов РЗА. В том числе, это касается комплексов электротехнических комплексов РЗА ЦПС, для которых предполагается ТО по состоянию. Переход на ТО по состоянию возможен, если выполнены, ТО вида «Н» и «К1». Однако, в правилах [47] не полностью учитываются особенности организации ТО оборудования ЦПС.

Выполнение ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС в объеме и последовательности проверки для комплекса классической РЗА создает

неопределенность. Даже если в результате ТО определена работоспособность электротехнического комплекса РЗА ЦПС, эксплуатирующий персонал не может быть уверен в его исправности. Таким образом, существует потребность пересмотра параметров электротехнических комплексов РЗА ЦПС, проверяемых в ходе ТО.

4.3.1 Анализ полноты ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС

Неопределенному состоянию соответствует ситуация, когда причина неправильного функционирования не определена. Иначе говоря, когда неправильную работу электротехнических комплексов РЗА не удалось обнаружить в рамках послеаварийного ТО, даже при проверке параметрами режима. По данным анализа правильности функционирования электротехнических комплексов РЗА (п.1.3), неопределенному состоянию соответствует порядка 10% случаев неправильной работы защит.

Определим влияние полноты проверок электротехнических комплексов РЗА на работоспособности и качества функционирования защит при значениях $K_{\text{ПП}}$ в диапазоне от 0,1 до 1. Результаты расчета сведены в **таблицу 4.5** и представлены на **рисунке 4.5**. В любой точке диапазона вероятность исправного состояния электротехнических комплексов РЗА ЦПС выше, чем у комплекса классической РЗА. С увеличением $K_{\text{ПП}}$ расхождение $\Delta P_{\text{И}}$ снижается.

Таблица 4.5 – Зависимость исправности защит от полноты проверок

$K_{\text{ПП}}$	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1
$P_{\text{К1}}$	0,799	0,884	0,917	0,934	0,945	0,952	0,957	0,961	0,964	0,967
$P_{\text{Ц1}}$	0,834	0,907	0,934	0,948	0,956	0,962	0,966	0,97	0,972	0,974
$\Delta P_{\text{И}}$	0,035	0,023	0,017	0,014	0,011	0,01	0,009	0,009	0,008	0,007

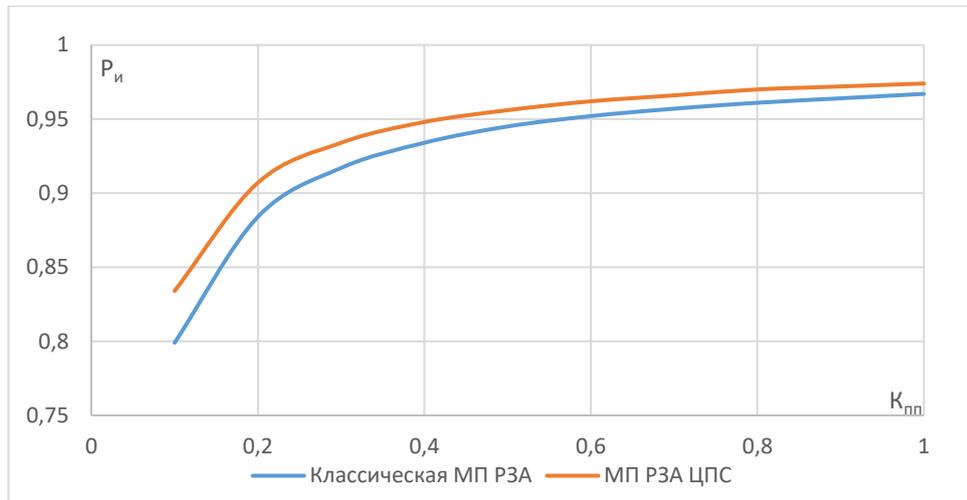


Рисунок 4.5– Влияние полноты проверок на исправность защит

4.3.2 Учет полноты потока восстановлений комплексов РЗА ЦПС

Для оценки влияния качества ТО введено понятие коэффициента полноты проверок ($K_{\text{пп}}$), который показывает, с какой вероятностью после выполнения ТО электротехнический комплекс РЗА окажется в исправном состоянии:

$$K_{\text{пп}} = \exp\left[-\sum_{j=1}^r \lambda_j T_j k_j\right] \cdot \frac{R_{\text{ср}}}{R_{\text{ср.н}}} \cdot \left(1 - \sum_{s=1}^m q_s\right) \quad (4.12)$$

где T_j – среднее время выполнения операций j -го вида, λ_j – интенсивность ошибок персонала в рамках ТО, где k_j – число выполненных операций j -го вида; $R_{\text{ср.н}}$ – эталонный средний показатель воздействия; q_n – вероятность отказа компонентов, не подвергнутых воздействию в ходе ТО.

Интенсивность ошибок персонала в рамках ТО (λ_j) можно с достаточной точностью определить по данным анализа функционирования электротехнических комплексов РЗА как среднее количество в функционировании по причине некачественного ТО, отнесенное к общему количеству срабатывания защит:

$$\lambda_k = \frac{n_{\text{нс.ср}} \cdot \Delta_{\text{то}}}{n_{\text{общ.ср}}} \quad (4.13)$$

где $n_{\text{нс.ср}}$ – среднее количество неправильных срабатываний, $n_{\text{общ.ср}}$ – среднее количество всех срабатываний, $\Delta_{\text{то}}$ – относительное количество неправильных срабатываний по причине некачественного ТО.

Количество операций по ТО электротехнических комплексов РЗА принято на основании утвержденных объемов, представленных в приложениях 1 и 2. Для электротехнических комплексов РЗА ЦПС рассматриваются только те объемы, которые применимы к данным комплексам в соответствии особенностями их функционирования. При учете специфических операций ТО, не регламентированных существующими нормами и правилами, к значению $\lambda_{\text{к}}$, определяемому по для комплексов электротехнических комплексов РЗА, прибавляется дополнительный параметр $\lambda_{\text{ц}}$, учитывающий интенсивность ошибок персонала вследствие несовершенства действующей технологии обслуживания электротехнических комплексов РЗА ЦПС, и определяемый в соответствии с выражением (2.17).

Таким образом, переход в исправное состояние с учетом полноты ТО определяется как:

$$\mu_{\text{и}} = K_{\text{III}} \sum_{j=1}^n \mu_{\text{ji}}, \quad (4.14)$$

В свою очередь, возможность перехода электротехнического комплекса РЗА в неопределенное состояние, способное привести к неправильной работе, определяется как:

$$\mu_{\text{н}} = (1 - K_{\text{III}}) \sum_{j=1}^n \mu_{\text{ji}} \quad (4.15)$$

Полнота ТО учитывается в дальнейшем при уточнении математической модели функционирования электротехнических комплексов РЗА, разработанной в третьей главе.

4.3.3 Уточнение объемов ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС

Внедрение технологии ЦПС на энергообъектах существенно повлияло на структуру электротехнических комплексов РЗА. Переход от передачи,

обработки и интерпретации электротехнической информации по контрольным кабелям к информационному обмену через ЛВС подстанции. Процесс передачи сведений о режиме и состоянии от устройства к устройству стал менее очевиден.

Одним из ключевых условий организации обмена электротехнической информацией между оборудованием комплексов РЗА ЦПС является обеспечение физической доставки сигнала от ИЭУ-источника к ИЭУ-адресату. В общем случае, между ИЭУ энергообъекта существует не менее одного промежуточного устройства (за исключением кольцевой топологии ЛВС с применением HSR-резервирования).

Успешная доставка электротехнической информации от одного ИЭУ к другому возможна при соблюдении ряда условий:

- Физическая среда передачи информации между ИЭУ исправна;
- Передаваемые сведения имеют корректную адресацию;
- ИЭУ в сети имеют корректную адресацию (IP и MAC);
- Информационная нагрузка на ЛВС не превышена;
- ИЭУ расположены в одной подсети;
- Модуль приема/передачи ИЭУ исправен.

Отсутствие единого подхода при организации ЛВС создает сложности при эксплуатации, модернизации и расширении энергообъекта [97]. Исключить подобные ситуации возможно только предварительной стандартизацией подходов к организации ЛВС, адресации ИЭУ, формате и содержании передаваемой информации [35].

Для передачи электротехнической информации в цифровом виде недостаточно физической доставки сигнала до ИЭУ-адресата. Требуется, чтобы передаваемые данные соответствовали тому, что ИЭУ-адресат ожидает получить, и чтобы передаваемые сведения имели надлежащие параметры идентификации и качества.

На обработку и интерпретацию электротехнической информации влияют такие параметры, как (таблица 4.6) [98-101]:

- метки качества получаемой информации (good/invalid/questionable);
- метки состояния ИЭУ-отправителя (process/simulation/test)
- метки синхронизации времени (для SV)
- соответствие получаемых сведений файлу конфигурации ИЭУ (CID)
- целостность и полнота полученной информации (sqnum).

Таблица 4.6 – Обработка атрибутов электротехнической информации

Параметры электротехнической информации		Правильная интерпретация	Неправильная интерпретация (игнорирование)
Метка качества данных	good	Работа защит	Отказ защит
	invalid	Блокировка защит	Ложная работа
Состояние отправителя	process	Работа защит	Отказ защит
	test	Блокировка защит	Ложная работа
Синхронизация SV	synch	Работа защит	Отказ защит
	no synch	Блокировка защит	Ложная работа
Проверка соответствия файлу конфигурации	соотв.	Работа защит	Отказ защит
	не соотв	Блокировка защит	Ложная работа
Проверка целостности и полноты сведений	полная	Работа защит	Отказ защит
	неполная	Блокировка защит	Ложная работа

Структура МЭК-61850 допускает определенную свободу при реализации положений стандарта изготовителями ИЭУ. Строгими являются только требования о соответствии положениям стандарта абстрактной модели данных ИЭУ. Такой подход приводит к разной реакции устройств на получение одной и той же электротехнической информации.

Если электротехнический комплекс РЗА ЦПС не получает, не обрабатывает или ошибочно интерпретирует предназначенную ему электротехническую информацию, он не способен выполнять свои функции, что приводит к отказу в функционировании защит. Таким образом, от качества реализации положений стандарта МЭК-61850 напрямую зависит качество функционирования электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

Процедура, объем и правила проверки ИЭУ на соответствие требованиям технологии ЦПС определена в разделе стандарта МЭК-61850-10 [77]. Организация-производитель ИЭУ обязана пройти сертификацию производимого устройства на соответствие требованиям стандарта МЭК-

61850. Сертификация осуществляется в независимых аттестованных международных лабораториях [102]. В результате сертификации формируется перечень специфических документов:

- Свидетельство о соответствии протокольной реализации PICS (Protocol Implementation Conformance Statement)
- Свидетельство соответствия информационной модели MICS (Model Implementation Conformance Statement)
- Сведения о реализации протокола для тестирования PIXIT (Protocol Implementation Conformance Extra Information for Testing).

Пример описания особенностей реализации стандарта в ИЭУ на **рисунке 4.6**.

С точки зрения ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС особый интерес представляют положения PIXIT, касающиеся приема, передачи, обработки и интерпретации электротехнической информации, критической по времени [103, 104].

1.4 GOOSE Subscribe Model

ID	ED	Description	Value / Clarification
Gs1	1, 2	What elements of a subscribed GOOSE header are checked to decide the message is valid and the allData values are accepted? If yes, describe the conditions. Note: the VLAN tag may be removed by a ethernet switch and should not be checked	N Source MAC address Y Destination MAC address Y EtherType = 0x88B8 Y APPIP Y gocbRef N timeAllowedtoLive Y datSet Y goID N t Y stNum Y sqNum Y test/simulation Y confRev Y ndsCom Y numDatSetEntries
Gs2	1, 2	When is a subscribed GOOSE marked as lost? (TAL = time allowed to live value from the last received GOOSE message)	When message does not arrive by 2·TAL
Gs3	1, 2	What is the behavior when one or more subscribed GOOSE message isn't received or syntactically incorrect? (missing GOOSE)	The telegram will be discarded (i.e not forwarded to the application) since it is corrupt or syntactically incorrect and therefore not readable. The data objects will be declared as invalid after a timeout detection since no telegram have been received by the application.

Рисунок 4.6 – Пример PIXIT для устройства МПТ РЗА ЦПС

Помимо ИЭУ электротехнических комплексов РЗА ЦПС, осуществляющих обмен электротехнической информацией между собой и среды передачи информации (коммутаторы, маршрутизаторы, межсетевые экраны), в состав ЛВС энергообъекта входят также устройства, не

выполняющие непосредственно функции защит, но обеспечивающие корректную работу оборудования РЗА [66].

Организация обмена электротехнической информацией оборудования комплексов РЗА ЦПС в соответствии с положениями стандарта МЭК-61850 привела к возникновению дополнительных устройств и условий функционирования оборудования РЗА. Как правило, в результате разграничения зон эксплуатационной ответственности служб организации, эксплуатирующей энергообъект, вопросы ТО сегмента ЛВС, обеспечивающего работу электротехнических комплексов РЗА ЦПС, находятся в ведении персонала службы РЗА, квалификации которого часто недостаточно для качественного выполнения этих функций. Требуется разработать технологию ТО, учитывающую специфику функционирования электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

4.4 Требования к уточненной технологии ТО комплексов РЗА ЦПС

Исходя из условий, перечисленных в п., разрабатываемая технология ТО должна соответствовать ряду требований, перечисленных ниже.

- **Увеличение интенсивности воздействия на элементы схемы надежности электротехнических комплексов РЗА ЦПС.** По результатам ТО должно быть обеспечено исправное состояние элементов, не охваченных (или недостаточно охваченных) существующей системой ТО.

- **Основа в виде действующей системы ТО.** Анализ применимости утвержденных правил ТО электротехнических комплексов РЗА показал, что действующая система охватывает основную часть электротехнических комплексов РЗА ЦПС. При совершенствовании технологии, актуальные объемы ТО электротехнических комплексов РЗА должны быть сохранены или незначительно изменены, неактуальные объемы должны быть исключены.

- **Наличие обоснованного технического эффекта.** Влияние изменения подхода к ТО должно быть учтено расчетом изменения показателей надежности электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

- **Указание методов, технических средств и последовательности выполнения этапов ТО.** Должны быть учтены варианты возникновения дефектов электротехнических комплексов РЗА ЦПС (при соблюдении условий эксплуатации), перечислены правила и средства воздействия на оборудование РЗА и сформулированы действия в случае успешного или неуспешного выполнения этапов ТО.

- **Учет метрик и указание трудоемкости операций ТО.** Полный цикл последовательных действий в рамках разрабатываемой системы ТО должен быть сопоставим по времени действующей системой ТО электротехнических комплексов РЗА.

- **Адаптация к компетенциям эксплуатирующего персонала.** Содержание и форма представления усовершенствованной технологии ТО должны быть понятны электротехническому персоналу, обладающему в общем случае базовыми понятиями о работе ЛВС энергообъекта.

Разработанная технология должна быть представлена последовательностью алгоритмов и иметь обобщение в виде технологической карты с указанием трудоемкости выполняемых операций.

4.5 Разработка уточненного алгоритма ТО комплексов РЗА ЦПС

Процесс формирования технологии ТО состоит из требований к составу применяемых материалов и оборудования, определения актуальности мероприятий существующей системы ТО, условий проверки непосредственно устройства ИЭУ и конфигуратора, условий проверки среды передачи электротехнической информации и проверки вспомогательных устройств.

Для выполнения проверки электротехнических комплексов РЗА ЦПС требуются:

Техническая документация на элементы комплекса РЗА ЦПС.

Помимо руководств по эксплуатации (РЭ), исполнительных и схем, задания на наладку и эксплуатационной документации (формуляры, паспорт-протоколы) на элементы схемы и конфигураторы ИЭУ необходимы документы, описывающие степень и особенности реализации стандарта МЭК-61850 в ИЭУ (PICS, MICS, PIXIT).

Технические средства. Стандартный набор технических средств для организации ТО содержит необходимый электрический и монтажный инструмент, испытательная установка для выдачи и приема электрических величин, персональный компьютер с конфигуратором МПТ РЗА. Для организации ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС дополнительно требуются системы захвата информации из среды передачи данных и проверки работы абстрактной модели данных ИЭУ [99]. Для выполнения проверок работы принимающей и передающей части ИЭУ требуется испытательная установка, способная эмулировать электротехническую информацию в цифровом виде в соответствии с требованиями стандарта МЭК-61850 [77].

Проверка среды передачи электротехнической информации должна быть выделена в отдельный пункт объема ТО и в общем случае состоит из следующих компонентов:

- проверка целостности интерфейсных связей;
- проверка правильности маршрутизации каналов передачи данных;
- проверка резервирования системы и её компонентов;
- оценка информационной загрузки системы в нормальном и аварийном режимах;
- проверка функционирования ЛВС в режиме максимальной рабочей и максимальной допустимой загрузки.

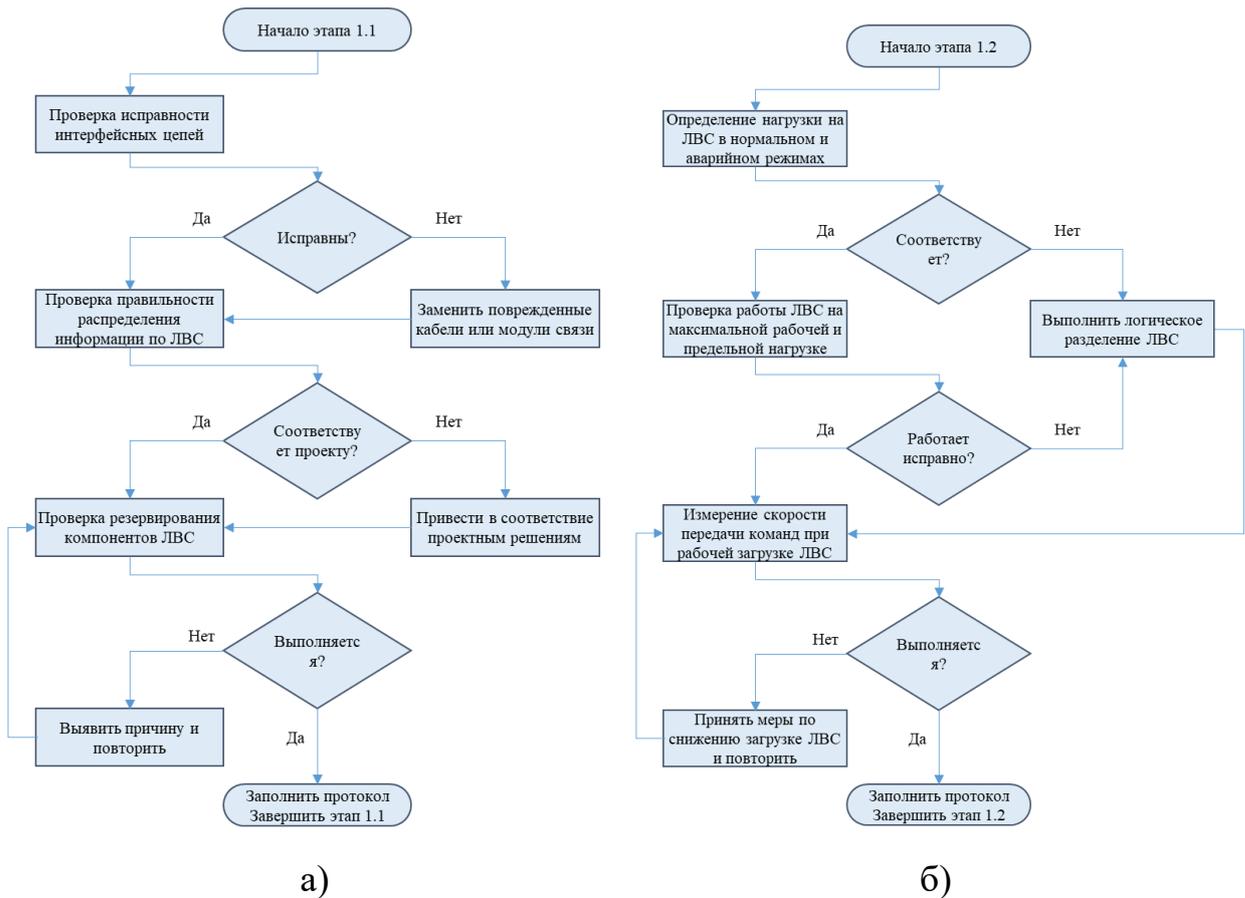


Рисунок 4.7 – Блок-схема алгоритма первого (а) и второго (б) этапа проверки системы передачи электротехнической информации

Блок-схема алгоритма проверки среды передачи данных представлена на **рисунке 4.7**

Проверку системы интерпретации электротехнической информации целесообразно выполнить на этапе проверки электрических и временных характеристик электротехнических комплексов РЗА. До начала проверки необходимо проверить:

- актуальность программного обеспечения электротехнических комплексов РЗА ЦПС и его конфигулятора;
- проверка возможностей электротехнических комплексов РЗА ЦПС в соответствии с РИХТ и РЭ.

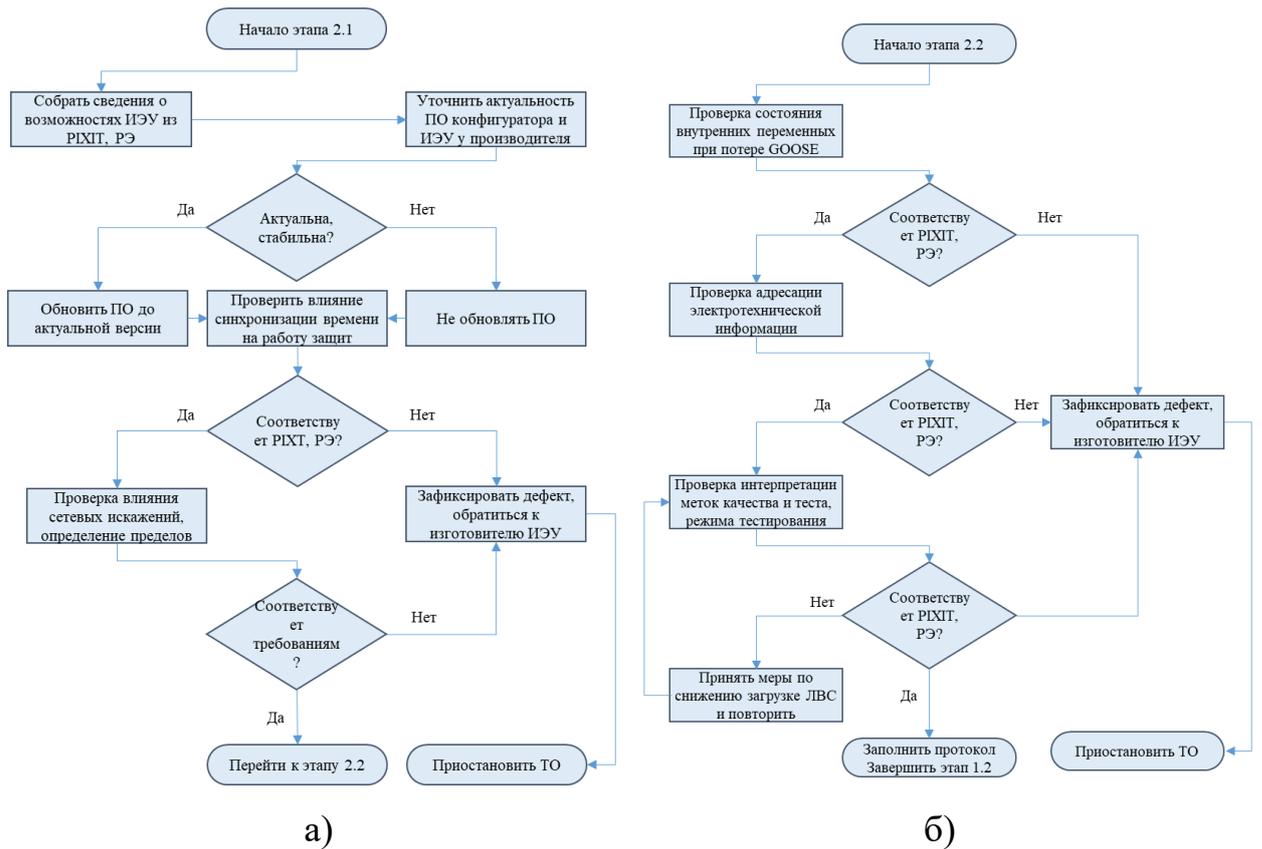


Рисунок 4.8 – Блок-схема алгоритма первого (а) и второго (б) этапа проверки системы интерпретации данных электротехнических комплексов РЗА ЦПС

При выполнении испытаний необходимо выполнить:

- проверку работы электротехнических комплексов РЗА ЦПС при получении данных разной полноты и достоверности, убедиться в корректной работе защит и блокировок;
- проверку влияния синхронизации времени на работу защит;
- проверку положения внутренних переменных при потере GOOSE;
- проверку работы электротехнических комплексов РЗА ЦПС в режиме тестирования.

Блок-схема алгоритма проверки системы интерпретации данных электротехнического комплекса РЗА ЦПС представлена на **рисунке 4.8**.

Проверку системы единого времени целесообразно выделить в отдельный пункт мероприятий ТО. Как было определено в п.2.3.4, статус синхронизации времени SV влияет не только на защиты, выполненные по

дифференциальному принципу, но и на простые ненаправленные защиты, вызывая их блокировку при нарушении статуса синхронизации. Для однозначного понимания действий электротехнических комплексов РЗА ЦПС в случае потери синхронизации или изменения ее статуса необходимо выполнение следующих мероприятий:

- проверка резервирования серверов времени;
- проверка изменения статуса синхронизации на локальную при потере связи со спутниками (извлечением антенны);
- проверка действий электротехнических комплексов РЗА ЦПС при отключении основного и резервного серверов времени;
- проверка способности компонентов комплекса РЗА ЦПС принимать на себя роль сервера времени (при наличии такой возможности в РЭ).

Блок-схема алгоритма проверки системы единого времени представлена на **рисунке 4.9**.

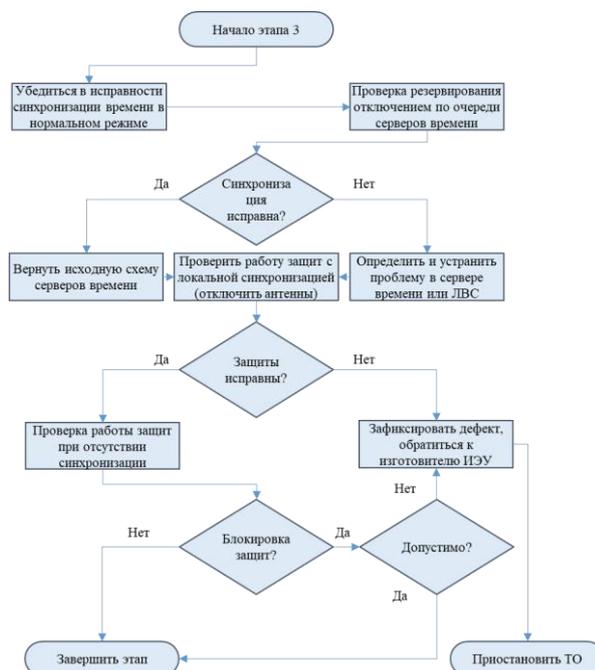


Рисунок 4.9 – Блок-схема алгоритма проверки системы единого времени

Блок-схема алгоритма уточненной технологии ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС представлена на **рисунке 4.10**.

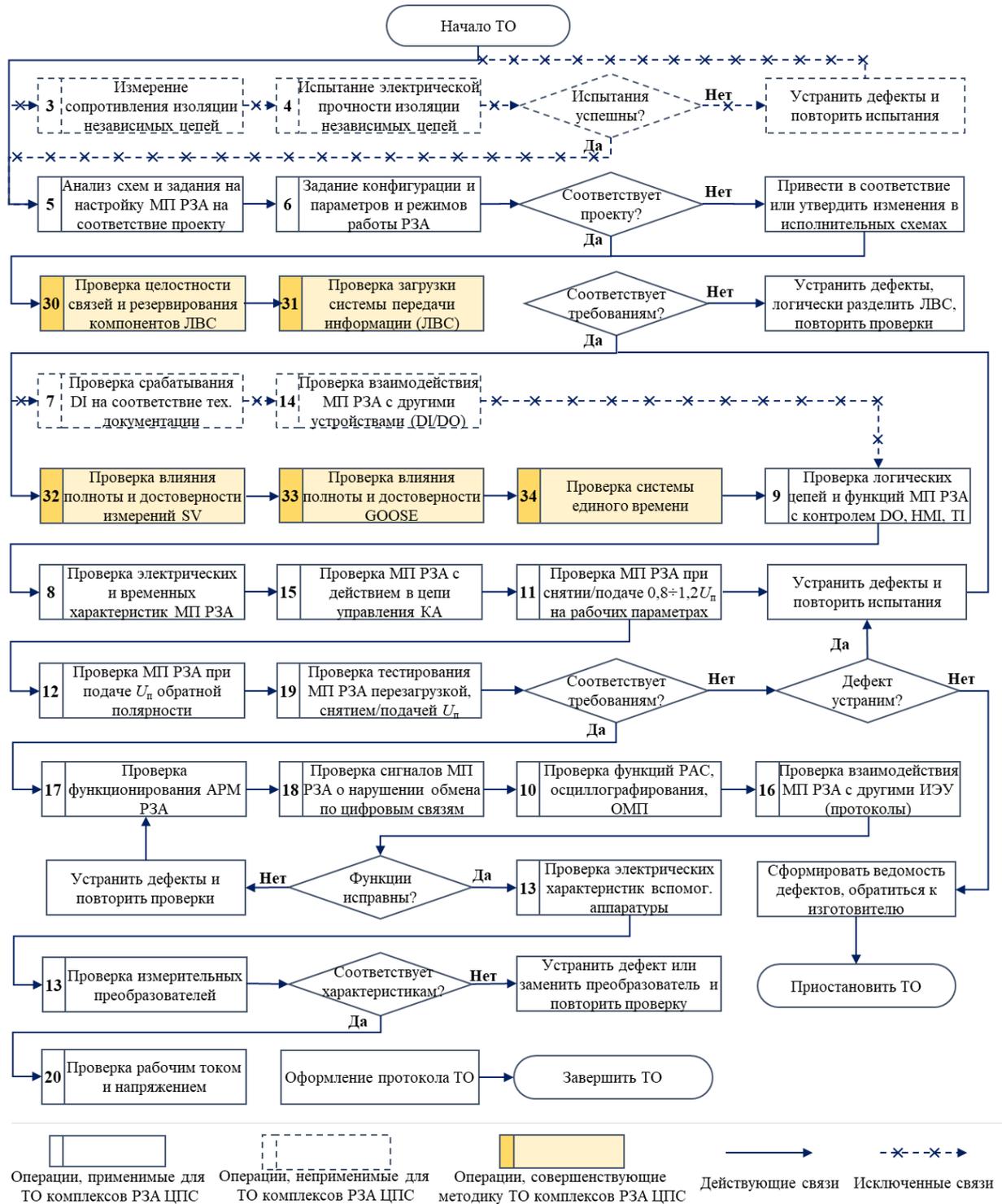


Рисунок 4.10 – Последовательность технологических операций ТО комплекса РЗА ЦПС

Разработанная технологическая карта, учитывающая объемы и последовательность технологических операций при ТО комплексов РЗА ЦПС представлена в **приложении 5**.

4.6 Технический эффект от применения технологии ТО

Уточнение технологии ТО за счет внедрения в нее дополнительных пунктов проверки электротехнических комплексов РЗА ЦПС и вспомогательных системы (система передачи электротехнической информации, система единого времени) позволило увеличить средний показатель воздействия на элементы комплекса РЗА до уровня, сопоставимого с обслуживанием комплексом классической РЗА. Основное внимание уделяется наиболее сложным функциональным группам, таким как информационная среда и внутреннее ПО комплексов РЗА.

Анализ уточненного воздействия на функциональные группы представлен на **рисунке 4.11**.

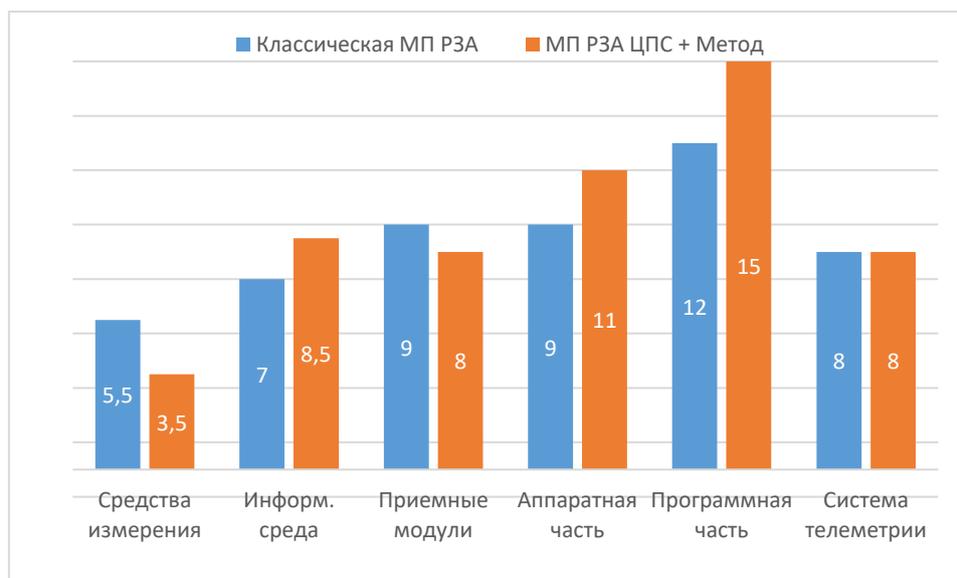


Рисунок 4.11 – Воздействие функциональные группы при ТО

Средний показатель воздействия, определяемый в соответствии с (4.2), с учетом уточненной технологии выполнения ТО вида «Н» для электротехнического комплекса РЗА ЦПС составляет $R_{цсп} = 8,0$ и равен среднему показателю воздействия для комплекса классической РЗА. Учитывая это, а также факт расширения объемов ТО, для расчета вероятности безотказной работы электротехнического комплекса РЗА ЦПС на основе математической модели допустимо использовать коэффициент полноты проверки, аналогичный коэффициенту для комплекса классической РЗА.

Выполним расчет показателей надежности электротехнических комплексов РЗА, для которых организовано ТО по состоянию на основе уточненной математической модели, представленной системами уравнений (4.2) и (4.3). Стационарные значения вероятностей нахождения комплексов РЗА в каждом из состояний в течение срока службы с учетом полноты проверок исправности сведены в **таблицу 4.7**.

По результатам расчета отмечен рост на вероятности безотказной работы 1,34% по сравнению предыдущим расчетом, выполненным для условий ТО, не учитывающего специфику функционирования электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

Таблица 4.7 – Показатели надежности комплексов РЗА при ТО по состоянию

Состояние		Комплекс РЗА	Комплекс РЗА ЦПС	Комплекс РЗА ЦПС при $R_{cp}/R_{cp.n}=1$
Исправное	P_1	0,956	0,959	0,972
Работоспособное (ЦПС)	P_{12}	0	$1,538 \cdot 10^{-4}$	$1,561 \cdot 10^{-4}$
Излишнее наблюдаемое	P_2	$1,145 \cdot 10^{-4}$	$0,958 \cdot 10^{-4}$	$0,964 \cdot 10^{-4}$
Излишнее ненаблюдаемое	P_3	0,013	0,011	0,011
Отказ наблюдаемое	P_4	$1,584 \cdot 10^{-4}$	$1,149 \cdot 10^{-4}$	$1,157 \cdot 10^{-4}$
Отказ ненаблюдаемое	P_5	0,019	0,014	0,014
Ложное наблюдаемое	P_6	$1,144 \cdot 10^{-4}$	$0,957 \cdot 10^{-4}$	$0,963 \cdot 10^{-4}$
Неопределенное	P_{10}	$1,331 \cdot 10^{-4}$	$8,906 \cdot 10^{-4}$	$2,482 \cdot 10^{-4}$
Восстановление	P_{11}	$3,113 \cdot 10^{-4}$	$1,384 \cdot 10^{-4}$	$1,061 \cdot 10^{-4}$
Ложное срабатывание	P_7	$0,928 \cdot 10^{-4}$	$0,786 \cdot 10^{-4}$	$0,781 \cdot 10^{-4}$
Излишнее срабатывание	P_8	$1,379 \cdot 10^{-4}$	$1,689 \cdot 10^{-4}$	$1,15 \cdot 10^{-4}$
Отказ в срабатывании	P_9	$1,782 \cdot 10^{-4}$	$1,821 \cdot 10^{-4}$	$1,319 \cdot 10^{-4}$

4.7 Экономический эффект от применения технологии ТО

Выполним расчет влияния повышения полноты ТО электротехнических комплексов РЗА на экономические показатели на примере предприятия нефтепереработки. В отличие от электротехнических комплексов РЗА в электрических сетях и станциях, где основным показателем является величина отпущенной электрической мощности [41], при расчете экономических показателей системы электроснабжения промышленного предприятия необходимо учитывать его специфику.

Рассмотрим подстанцию, осуществляющую электропитание технологической установки первичной переработки нефти ЭЛОУ АВТ. Технологическая установка работает в непрерывном режиме с производительностью по сырью 23565 тонн в сутки. Установка является потребителем первой категории, электропитание осуществляется с помощью двух подстанций, выполненных аналогично схеме, представленной на **рисунке 3.1**. Стоимость суточного простоя технологической установки составляет порядка 167 млн. рублей.

В **таблице 4.8** приведена классификация возможных последствий неправильной работы электротехнических комплексов РЗА на технологический процесс и сведения о возможном ущербе, полученные на основе опыта эксплуатации.

Таблица 4.8 – Влияние функционирования электротехнических комплексов РЗА на эффективность защищаемого оборудования

Весовой коэффициент	Описание ущерба	Суточное снижение производительности
c_0	Ущерб отсутствует	0
c_1	Отключение присоединения	0
c_2	Отключение секции шин	25%
c_3	Отключение подстанции	50%
c_4	Глубокий провал напряжения	10%

В [41] предложен экономический показатель надёжности электротехнических комплексов РЗА:

$$M[\varepsilon] = M_{\text{л}}[\varepsilon] + M_{\text{и}}[\varepsilon] + M_{\text{о}}[\varepsilon] \quad (4.16)$$

где $M_{\text{л}}[\varepsilon]$, $M_{\text{и}}[\varepsilon]$, $M_{\text{о}}[\varepsilon]$, - математическое ожидание потери эффективности от ложных, излишних срабатываний и отказов в срабатывании соответственно.

Рассматриваемый показатель условно назвать абсолютным, поскольку он учитывает абсолютное значение потери выходного эффекта электротехнических комплексов РЗА от неидеальной надёжности.

Поскольку влияние на надежность электропитания потребителя может оказать любой из электротехнических комплексов РЗА типовых присоединений (ОП, СВ, ВВ), определить математическое ожидание стоимости ненадежности этих защит можно как:

$$M[\varepsilon]_x = \sum_{i=1}^k c_{лс} q_{лск} + \sum_{i=1}^n c_{иси} q_{иси} \Omega_{иси} + \sum_{j=1}^m c_{оој} q_{оој} \Omega_{оој} \quad (4.17)$$

$M[\varepsilon]_x$ – стоимость ненадежности одного из типовых присоединений.

Рассмотрим подробнее, какое влияние может оказать неправильная работа защит типовых присоединений и их функций на технологический процесс. Сведения в виде весовых коэффициентов представлены в **таблицах 4.9-4.11**.

Таблица 4.9 – Влияние неправильной работы РЗА ОП на технологию

Отходящее присоединение	МТЗ	ЛЗШ	ЛЗЛ	ЗДЗ	УРОВ	ЗМН	АВР
Ложное срабатывание	c_1	c_2	c_0	c_1	c_2	c_1	c_0
Излишнее срабатывание	c_1	c_0	c_0	c_0	c_0	c_1	c_0
Отказ в срабатывании	c_4	c_4	c_0	c_4	c_0	c_4	c_0

Таблица 4.10 – Влияние неправильной работы РЗА СВ на технологию

Секционный выключатель	МТЗ	ЛЗШ	ЛЗЛ	ЗДЗ	УРОВ	ЗМН	АВР
Ложное срабатывание	c_2	c_2	c_0	c_2	c_3	c_0	c_0
Излишнее срабатывание	c_2	c_0	c_0	c_0	c_0	c_0	c_0
Отказ в срабатывании	c_3	c_4	c_0	c_4	c_0	c_0	c_2

Таблица 4.11 – Влияние неправильной работы РЗА ВВ на технологию

Вводной выключатель	МТЗ	ЛЗШ	ЛЗЛ	ЗДЗ	УРОВ	ЗМН	АВР
Ложное срабатывание	c_2	c_0	c_2	c_2	c_2	c_0	c_0
Излишнее срабатывание	c_2	c_0	c_0	c_0	c_0	c_0	c_0
Отказ в срабатывании	c_4	c_0	c_4	c_4	c_0	c_2	c_0

Результаты расчета математического ожидания ненадежности электротехнических комплексов РЗА типовых присоединений в соответствии с (4.6) представлены на **рисунке 4.12, а-в**. Согласно результатам расчета, наибольший ущерб от неправильной работы защит проявляется на вводном присоединении.

Согласно определению, денежный поток равен:

$$NCF = \sum_{t=1}^n (CI_t - CO_t) \quad (4.18)$$

где NCF – чистый денежный поток; CI (Cash Inflow) – входящий денежный поток, имеющий положительный знак; CO (Cash Outflow) – исходящий денежный поток; n – количество периодов оценки денежных потоков.

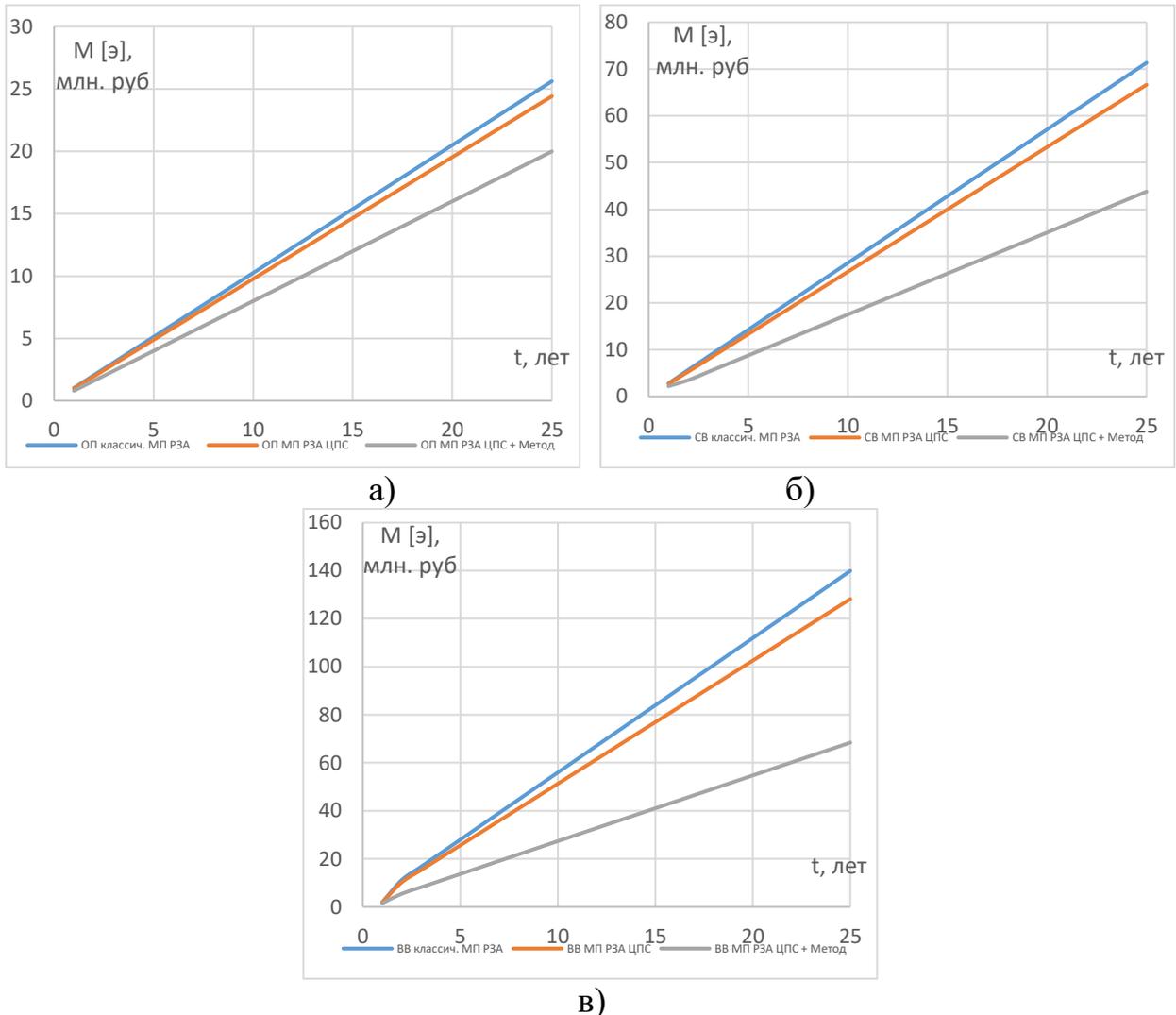


Рисунок 4.12 – Математическое ожидание ненадежности электротехнических комплексов РЗА для ОП (а), СВ (б) и ВВ (в)

Определим денежный поток как разницу между математическими ожиданиями ненадежности электротехнических комплексов РЗА ЦПС без уточнения и с уточнением технологии ТО:

$$CF_{\text{ЦПС}} = M[\text{э}]_{\text{х.к}} - M[\text{э}]_{\text{х.цпс}} \quad (4.19)$$

$$CF_{\text{ЦПС}+M} = M[\varepsilon]_{\text{Х.К}} - M[\varepsilon]_{\text{Х.ЦПС}+M} \quad (4.20)$$

Результаты расчета денежного потока представлены на **рисунке 4.13, а-**

в.

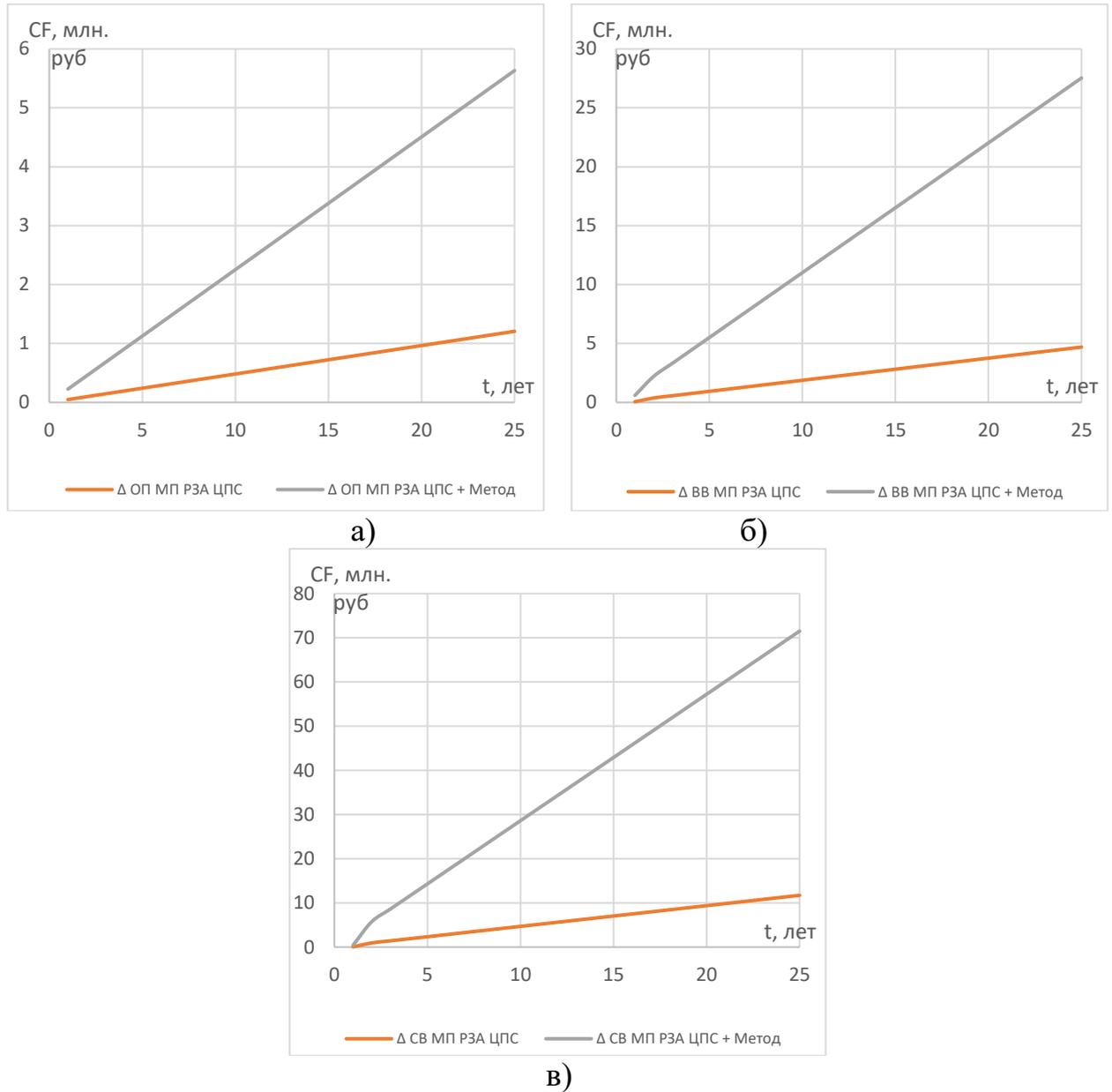


Рисунок 4.13 – Накопленный денежный поток для ОП (а), ВВ (б), СВ (в) комплексов РЗА ЦПС с существующей и уточненной технологией ТО

Выполним расчет чистой приведенной стоимости как:

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+R)^t} \quad (4.21)$$

Поскольку стоимость ненадежности функционирования электротехнических комплексов РЗА складывается из стоимости недовыпуска продукции, стоимость на которую, в свою очередь, изменяется, дисконтированием денежного потока можно пренебречь. Результаты расчета NPV представлены в **таблице 4.12**.

Таблица 4.12 – Расчет чистой приведенной стоимости

Оборудование	NPV, млн. руб.		
	ОП	СВ	ВВ
Комплекс РЗА ЦПС	1,206	4,696	11,711
Комплекс РЗА ЦПС с уточненной технологией ТО	5,632	27,531	71,513

Таким образом, учет специфики ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС и внедрение в эксплуатацию технологии ТО этих комплексов повышает вероятность их безотказной работы и позволяет увеличить накопленный денежный поток за счет снижения стоимости ненадежности защит.

4.8 Выводы и заключение по главе

1. Определена возможность обеспечения за счет повышения эффективности ДУ высоких значений работоспособности и качества функционирования комплексов электротехнических комплексов РЗА ЦПС при снижении интенсивности восстановлений в результате отказа от планового ТО (переход на ТО по состоянию).

2. Определен подход к учету влияния особенностей эксплуатационных условий электротехнических комплексов РЗА ЦПС на работоспособность и качество функционирования защит. Установлено, что неполный учет изменившихся критериев работоспособности современных электротехнических комплексов РЗА может снизить надежность защит за счет снижения качества ТО и увеличения количества ошибок эксплуатирующего персонала

3. Выполнен анализ актуальности утвержденных объемов ТО для обеспечения работоспособности и качества функционирования

электротехнических комплексов РЗА ЦПС. Определен способ учета влияния полноты ТО на качество функционирования комплексов РЗА ЦПС. Сформирован перечень параметров, учет которых необходим при организации ТО комплексов РЗА ЦПС.

4. Сформулированы основные требования к содержанию уточненной технологии ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС.

5. Разработана уточненная технология ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС, позволяющая повысить работоспособность защит, отличающаяся тем, что в ней учтена проверка влияния полноты и достоверности электротехнической информации на работу защит, а также исключены объемы ТО, утратившие актуальность в силу эксплуатационных особенностей комплексов РЗА ЦПС.

6. Определен технический эффект от применения уточненной технологии ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС. На основе математической модели, разработанной в третьей главе, выполнен расчет влияния полноты проверок на работоспособность и качество функционирования комплексов РЗА. В результате применения уточненной технологии ТО отмечен рост вероятности безотказной работы электротехнических комплексов РЗА ЦПС на 1,34%.

7. Выполнена оценка экономического эффекта применения уточненной технологии ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС. Определено увеличение денежного потока до 70 млн. рублей за счет сокращения нарушений технологического процесса из-за некачественного функционирования электротехнического комплекса РЗА ЦПС технологической установки первичной переработки нефти.

Усовершенствованная технология ТО электротехнических комплексов РЗА ЦПС, внедрена в территориальной сетевой организации ООО «Газпромнефть-Энергосервис», осуществляющей сервисное обслуживание и эксплуатацию электроэнергетических активов Омского нефтеперерабатывающего завода (**приложение 4**).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных теоретических и экспериментальных исследований получены новые научно обоснованные технические и технологические решения, направленные на повышение качества функционирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций за счет совершенствования технологии технического обслуживания, диагностирования и оценки работоспособности. Основные научные и практические результаты диссертационной работы состоят в следующем:

1) В результате анализа данных технического учета функционирования электротехнических комплексов релейной защиты в единой национальной электроэнергетической сети России установлены основные типы, причины и закономерности неправильной работы защит. Определено что средняя вероятность правильной работы комплексов РЗА составляет 96,27%.

2) Сформулированы критерии оценки работоспособности электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющие дополнительно учесть влияние полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования, влияющей на качество работы защит. Разработана и зарегистрирована программа для ЭВМ, позволяющая выполнять анализ системы передачи электротехнической информации комплексов релейной защиты цифровых подстанций. Предложен способ диагностирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющий осуществлять проверку качества функционирования защит при изменении полноты и достоверности электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования.

3) Разработана математическая модель функционирования электротехнических комплексов релейной защиты, позволяющая учесть

влияние систем и компонентов цифровых подстанций, передачи электротехнической информации о состоянии защищаемого электрооборудования в цифровом виде и технологии технического обслуживания на качество функционирования защит. Расчетное значение вероятности безотказной работы комплексов релейной защиты составило 95,61%, что соответствует в пределах погрешности среднему значению этого показателя (96,27%) по данным многолетнего анализа и свидетельствует об адекватности предложенной математической модели.

4) Предложена технология технического обслуживания электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций, позволяющая повысить качество функционирования защит за счет применения технологических операций, направленных на выявление и устранение дефектов защит при изменении полноты и достоверности электротехнической информации. Расчетное увеличение вероятности безотказной работы электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций в результате применения усовершенствованной технологии технического обслуживания составило с 95,90% до 97,24%. Оценка экономического эффекта на примере технологической установки первичной переработки нефти показала, что сокращение финансовых потерь из-за простоя оборудования, вызванного неправильной работой защит, составит более 70 млн. рублей в течение срока службы электротехнического комплекса РЗА (25 лет).

В качестве рекомендаций и перспективы дальнейшей разработки темы диссертации предлагается разработать принципы проверки направленных, дистанционных и дифференциальных защит в условиях нарушения полноты и достоверности информации о состоянии защищаемого электрооборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. О национальных целях и стратегических задачах развития РФ на период до 2024 года: указ президента Российской Федерации от 07.05.2018 №204. Москва, 2018. 19 с. – Текст: непосредственный.
2. Цифровая экономика Российской Федерации: государственная программа Российской Федерации от 28.07.2017 № 1632-р. Москва, 2017. 88 с. – Текст: непосредственный.
3. Ершов, М. С. Причины и параметры кратковременных нарушений электроснабжения промышленных объектов / М. С. Ершов, В. А. Анцифоров. – Текст: непосредственный // Территория нефтегаз. – 2014. – №. 10. – С. 86-91.
4. Федосеев А. М. Релейная защита электроэнергетических систем. Релейная защита сетей: Учеб. пособие для вузов. / А. М. Федосеев. – М.: Энергоатомиздат. – 1984. – 520 с. – Текст: непосредственный.
5. Правила устройства электроустановок / Минэнерго России. – 7-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергосервис, 2006. – 648 с. – Текст: непосредственный.
6. 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. – Текст: непосредственный.
7. 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. – Текст: непосредственный.
8. РД 34.35.310-97. Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем / РАО ЕЭС России. – М. :ОРГРЭС, 1997. – 39 с. – Текст: непосредственный.
9. Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций: СО 34.35.302-2006: утв. ОАО Инженерный центр ЕЭС: ввод в

действие с 01. 04. 2006. Москва: СПО ОРГРЭС, 2006 URL: https://ohranatruda.ru/ot_biblio/norma/249422/ (дата обращения 12.01.2021).

10. Об утверждении Правил технического учета и анализа функционирования релейной защиты и автоматики и о внесении изменений в приказ Минэнерго России от 23 июля 2012 г. N 340 «Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации, форм и порядка ее предоставления»: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 08.02.2019 № 80. Москва, 2019. 32 с. – Текст: непосредственный.

11. Концепция развития релейной защиты и автоматики электросетевого комплекса. – ОАО «Россети». – 2018. – 31 с. – Текст: непосредственный.

12. Алекин, Д. Ю. Анализ причин ошибочных действий оперативного персонала при переключении в процессе эксплуатации электроустановок / Д. Ю. Алекин, Г. Н. Яговкин – Текст: непосредственный // Безопасность и охрана труда. – 2017. – №. 2. – С. 76-79.

13. Трусевич, Н. Э. Модель оценки влияния ошибок персонала на интенсивность отказов при выполнении технологических операций / Н. Э. Трусевич. – Текст: непосредственный // Труды БГТУ. Серия 4: Принт-и медиатехнологии. – 2014. – №. 9 (173). – С. 76-83.

14. Кузьмичев, В. А. Ретроспективный анализ работы устройств РЗА в ЕНЭС / В. А. Кузьмичев, Е. В. Коновалова, С. Н. Сахаров, А. Ю. Захаренков. – Текст: непосредственный // Новое в российской электроэнергетике. – 2014. – №. 7. – С. 5-10.

15. 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. – Текст: непосредственный

16. 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. – Текст: непосредственный

17. Гуревич, В. И. Еще раз о надежности микропроцессорных устройств релейной защиты / В. И. Гуревич. – Текст: непосредственный // Вести в электроэнергетике. – 2009. – №3. – С. 40–45.

18. Гвоздев, Д. Б. Применение современных технологий при эксплуатации РЗА для повышения надежности их функционирования. ПАО «Россети Московский регион» / Д. Б. Гвоздев, М. А. Грибков, Ю. В. Романов, А. К. Рыбаков. – Текст: непосредственный // Электроэнергия. Передача и распределение. – 2021. – №. 1. – С. 120-123.

19. Смирнов, Э. П. Влияние профилактического контроля на результирующую надежность релейной защиты / Э. П. Смирнов. – Текст: непосредственный // Электричество. – 1968. – № 4. – С. 10–15

20. ГОСТ Р58669-2019 «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Релейная защита. Трансформаторы тока измерительные индуктивные с замкнутым магнитопроводом для защиты. Методические указания по определению времени до насыщения при коротких замыканиях». 2007-2021, ФГУП. СТАНДАРТИНФОРМ. [Электронный ресурс]. URL: <http://protect.gost.ru/document.aspx?control=7&id=238273> (обращение 09.03.2022)

21. Картавец, В. В. Исследование феррорезонансных перенапряжений в распределительных электрических сетях / В. В. Картавец, С. Н. Пиляев, С. А. Канюс. – Текст: непосредственный // Энергоэффективность и энергосбережение в современном производстве и обществе. – 2020. – С. 47-54.

22. Сольева, К. Ю. Мировые тренды развития энергетической отрасли в условиях технологических изменений «Индустрии 4.0» / К. Ю. Сольева. – Текст: непосредственный // Инновационная наука. – 2019. – №. 5. – С. 108-113.

23. Савина, Т. Н. Цифровая экономика как новая парадигма развития: вызовы, возможности и перспективы / Т. Н. Савина. – Текст: непосредственный // Финансы и кредит. – 2018. – Т. 24. – №. 3 (771).

24. Головщиков, В. О. Цифровая подстанция - основной элемент цифровой электроэнергетической системы / В. О. Головщиков. – Текст:

непосредственный // Современные технологии и научно-технический прогресс. 2019. Т. 1. С. 224-225.

25. ГОСТ Р. 54835-2011/IEC. – TR 61850–1: 2003. Сети и системы связи на подстанциях. Ч. 1. Введение и обзор. – Введ. с 01.09.2012 – М.: Стандартиформ, 2012.–32 с. – Текст: непосредственный.

26. СТО 56947007-29.240.10.299-2020. Цифровая подстанция. Методические указания по проектированию ЦПС / ПАО «ФСК ЕЭС». – АО «НТЦ ФСК ЕЭС». – 2020. – 257 с. – Текст: непосредственный.

27. ГОСТ Р МЭК 61850-7-3-2009. Сети и системы связи на подстанциях. Часть 7. Базовая структура связи для подстанций и линейного оборудования. Раздел 3. Классы общих данных. Введ. 2011–01–01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-r-mek-61850-7-3-2009> (дата обращения 10.01.2021)

28. Курьянов, В. Н. Цифровые подстанции. Опыт реализации / В. Н. Курьянов, Л. Р. Куш, Н. Р. Горбунова, В. В. Цыпик. – Текст: непосредственный // Наука, образование и культура. – 2018. – №. 3 (27). – С. 9-12.

29. Зеленин, П. В. Описание тяговой подстанции в протоколе МЭК 61850 / П. В. Зеленин, Е. Ю. Тряпкин. – Текст: непосредственный // Электропривод на транспорте и в промышленности. – 2018. – С. 357-360.

30. Оборин С. В. Особенности реализации и практического использования стандарта МЭК 61850 / С. В. Оборин. – Текст: непосредственный // Релейная защита и автоматизация. – 2011. – №. 3. – С. 30-32.

31. Дроздова, Т. В. Цифровая подстанция»: практический опыт. Первое в России внедрение технологии на действующем объекте генерации / Т. В. Дроздова, Н. Е. Елов, А. П. Морозов. – Текст: непосредственный // Энергия единой сети. – 2016. – №. 3. – С. 26.

32. Мартихин, А. Ю. Первая в московском регионе / А. Ю. Мартихин, И. С. Рыбин, А. В. Гурьев – Текст: непосредственный //Электроэнергия. Передача и распределение. – 2018. – №. 5. – С. 32-37.
33. Bhattacharjee T. et al. Hardware Development and Interoperability Testing of a Multivendor-IEC-61850-Based Digital Substation //Energies. – 2022. – Т. 15. – №. 5. – С. 1785.
34. Воробьев Е. С. и др. Функциональная совместимость устройств РЗА мультивендорных цифровых подстанций //Релейная защита и автоматизация. – 2019. – №. 4. – С. 42-45.
35. СТО 56947007-29.240.10.302-2020. Типовые технические требования к организации и производительности технологических ЛВС в АСУ ТП ПС ЕНЭС / ПАО «ФСК ЕЭС». – АО «НТЦ ФСК ЕЭС». – 2020. – 62 с. – Текст: непосредственный.
36. Atienza, E. Testing and troubleshooting IEC 61850 GOOSE-based control and protection schemes. In 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers (pp. 1-7). IEEE
37. Герасимов В. А. Вопросы испытаний ЦПС в режиме повышенной информационной нагрузки / В. А. Герасимов. – Текст: непосредственный // Цифровая подстанция. – 2018. – №. 10. – С. 48.
38. ЭКРА.656132.265-01 РЭ. Терминалы серии БЭ2704. Руководство по эксплуатации. — Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА». – 2017. – 128 с. – Текст: непосредственный.
39. Теория надежности в электроэнергетике / Ю. Б. Гук. – М.: Энергоатомиздат. – 1990. – 208 с – Текст: непосредственный.
40. Типикина, А. П. Оценка программной надежности микропроцессорных релейных защит / А. П. Типикина, Л. С. Певцова. – Текст: непосредственный // Вестник евразийской науки. – 2015. – Т. 7. – №. 2 (27). – С. 121.

41. Надежность и диагностика релейной защиты энергосистем / А. И. Шалин. – Новосибирск: НГТУ. – 2002. – 384 с. – Текст: непосредственный.

42. Теория систем массового обслуживания: учеб. пособие / И. В. Солнышкина. – Комсомольск-на-Амуре: ФГБОУ ВПО «КНАГТУ», 2015 – 76 с. – Текст: непосредственный.

43. Надежность электроустановок и энергетических систем: учеб. метод. пособие / В. Н. Галушко, С. Г. Додолев; М-во образования Респ. Беларусь, Белорус. гос. ун-т трансп. – Гомель : БелГУТ, 2014. – 154 с. – Текст: непосредственный.

44. Надежность электроэнергетических систем / М.Н. Розанов. – М.: Энергоатомиздат. – 1984. – 568 с. – Текст: непосредственный.

45. Смирнов, Э. П. Подход к расчету надежности устройств релейной защиты / Э. П. Смирнов. – Текст: непосредственный // Электричество. – 1965. – № 9. – С. 44–49

46. 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. – Текст: непосредственный.

47. Об утверждении Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики и внесении изменений в требования к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила организации технического обслуживания и ремонта объектов электроэнергетики: приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 13.07.2020 № 555. Москва, 2020. 65 с. – Текст: непосредственный.

48. Кондратьев, Ю. В. Концепция развития цифровой тяговой подстанции / Ю. В. Кондратьев, В. Л. Незевак, В. В. Эрбес – Текст:

непосредственный // Разработка и эксплуатация электротехнических комплексов и систем энергетики и наземного транспорта. – 2018. – С. 13-20.

49. Hernández E., Whitesell T., Wyszczelski K. L. A Practical Guide to Substation Testing Using IEC 61850 Mode and Behavior. – 2020.

50. Ingram, D. M., Schaub, P., Taylor, R. R. and Campbell, D. A. Performance analysis of IEC 61850 sampled value process bus networks. IEEE Transactions on industrial informatics, 9(3), 1445-1454.

51. Долежиле, Д. Опыт разработки, создания, тестирования и поддержки цифрового вторичного оборудования для систем РЗА / Д. Долежилек. – Текст: непосредственный // Релейщик. – 2018. – №. 2. – С. 44-61.

52. Симаков, А. В. Проверка цифровых устройств релейной защиты и автоматики с применением специализированного испытательного комплекса / А. В. Симаков, Р. В. Сергеев, В. В. Харламов. – Текст: непосредственный // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: Материалы научной конференции. Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2020.

54. Зайцев, Б. С. Применение комплекса Ретом-71 для проверки сложных устройств и систем РЗА / Б. С. Зайцев, А. С. Шалимов. – Текст: непосредственный // Релейная защита и автоматизация. – 2016. – № 4(25). – С. 45–49.

56. БРГА.441323.031 Комплекс программно-технический измерительный РЕТОМ-51. Руководство по эксплуатации. — Чебоксары: ООО НПП «Динамика». – 2020. – 51 с. – Текст: непосредственный.

57. БРГА.441461.014 Комплекс программно-технический измерительный цифровой РЕТОМ-61850. Руководство по эксплуатации. — Чебоксары: ООО НПП «Динамика». – 2021. – 86 с. – Текст: непосредственный.

58. Дубров, В. И. Методы и подходы определения технического состояния цифровых электроподстанций / В. И. Дубров, Р. Г. Оганян, Д. В. Шайхутдинов, Е. В. Кириевский, Т. Н. Круглова, Н. Д. Наракидзе. –

Текст: непосредственный //Фундаментальные исследования. – 2016. – №. 9-1. – С. 16-20.

59. Паздерин, А. В. Направления исследований для повышения достоверности информации цифровой подстанции / А. В. Паздерин, П. В. Мурзин, И. Н. Одинаев, Ф. З. Бобокалонов. – Текст: непосредственный // Электротехнические системы и комплексы. – 2019. – №. 4 (45) – С. 4-11.

60. Шалимов А. С. Схемы испытаний устройств релейной защиты и автоматики на основе стандарта IEC 61850 / А. С. Шалимов – Текст: непосредственный // Релейная защита и автоматизация. – 2019. – №. 3. – С. 34-36.

61. IEC 61850-9-2 LE (Lite Edition). Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers using IEC 61850-9-2. UCA International Users Group. 2004.

62. Camachi, B. E. M., Chenaru, O., Ichim, L. and Popescu, D. A practical approach to IEC 61850 standard for automation, protection and control of substations. In 2017 9th International Conference on Electronics, Computers and Artificial Intelligence (ECAI) (pp. 1-6). IEEE

64. Lysenko O. A., Simakov A. V., Kharlamov V. V. Algorithm for testing digital substation protection devices in conditions of network distortions in the process bus //Journal of Physics: Conference Series. – IOP Publishing, 2021. – Т. 1901. – №. 1. – С. 012014.

65. Кубицкий В. И. Восстановление стёртых пакетов в компьютерных сетях / В. И. Кубицкий. – Текст: непосредственный // Научный вестник Московского государственного технического университета гражданской авиации. – 2011. – №. 169. – С. 65-72.

66. СТО 34.01-6-005-2019. Коммутаторы энергообъектов. Общие технические требования / ПАО «Россети». – 2019. – 25 с. – Текст: непосредственный.

67. Daboul M. et al. Testing protection relays based on IEC 61850 in substation automation systems //2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE). – IEEE, 2015. – С. 335-340.

68. Huang W. A practical guide of troubleshooting IEC 61850 GOOSE communication //2017 70th Annual Conference for Protective Relay Engineers (CPRE). – IEEE, 2017. – С. 1-8.

69. León, H., Montez, C., Valle, O. and Vasques, F. Real-Time Analysis of Time-Critical Messages in IEC 61850 Electrical Substation Communication Systems. *Energies*, 12(12), 2272.

70. Yunguang, C., Fan, Z., Huaiyu, L., Jie, J., Xiaogang, L., and Jun, Z. Research on secondary circuit identification technology and condition-based maintenance mode of intelligent substation. In 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON) (pp. 3716-3722). IEEE

71. Аношин, А. О. Стандарт МЭК 61850. Информационная модель устройства / А. О. Аношин, А. В. Головин. – Текст: непосредственный // *Новости электротехники*. – 2012. – №. 5 (77). – С.14-18.

72. Sørensen J. T., Jaatun M. G. An analysis of the manufacturing messaging specification protocol //International Conference on Ubiquitous Intelligence and Computing. – Springer, Berlin, Heidelberg, 2008. – С. 602-615.

73. Falahati, B., and Chua, E. Failure modes in IEC 61850-enabled substation automation systems. In 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T&D) (pp. 1-5). IEEE.

74. Данилов Н. В. Резервирование системы синхронизации времени / Н. В. Данилов. – Текст: непосредственный //Релейная защита и автоматизация. – 2013. – №. 4. – С. 74-76.

75. Pazdcrin, A. V., Samovlenko, V. O., Tashchilin, V. A., Chusovitin, P. V., Dymshakov, A. V. and Ivanov, Y. V. Platform for testing IEC 61850 control systems using real-time simulator. In 2018 International Youth Scientific and Technical Conference Relay Protection and Automation (RPA) (pp. 1-14). IEEE

76. Kuffel, R., Ouellette, D. and Forsyth, P. Real time simulation and testing using IEC 61850. In 2010 Modern Electric Power Systems (pp. 1-8). IEEE.

77. СТО 56947007-25.040.30.309-2020. Корпоративный профиль МЭК 61850 ПАО «ФСК ЕЭС» / ПАО «ФСК ЕЭС». – АО «НТЦ ФСК ЕЭС». – 2020. – 257 с. – Текст: непосредственный.

78. Надёжность технических систем и техногенный риск: учебное пособие / Р.А. Шубин. – Тамбов : Изд-во ФГБОУ ПО «ТГТУ», 2012. – 80 с. – Текст: непосредственный.

79. Кокорин, Е. Л. Оценка работоспособности устройств релейной защиты и автоматики на основе графовой вероятностной модели / Е. Л. Кокорин, С. А. Дмитриев. – Текст: непосредственный // XVII Международная конференция по мягким вычислениям и измерениям (SCM'2014). – Санкт-Петербург. – 2017. – С. 405-408.

80. Смирнов, Э. П. Об особенностях техники надежности релейной защиты / Э. П. Смирнов – Текст: непосредственный // Электричество. – 1967. – № 8. – С. 89-93.

81. Иванов, В. С. Методы повышения эффективности систем энергоснабжения промышленных предприятий / В. С. Иванов, В. А. Пономарев. – Текст: непосредственный // Вестник Рязанского государственного радиотехнического университета. – 2017. – №. 59. – С. 158-169.

82. Вуколов, В. Ю. Повышение эффективности электрических сетей 6-35 кВ / В. Ю. Вуколов, В. Л. Осокин, Б. В. Папков. – Текст: непосредственный // Вестник НГИЭИ. – 2015. – №. 12 (55). – С. 28-36.

83. Симаков, А. В. Моделирование устройств релейной защиты и автоматики в программном обеспечении Digsilent PowerFactory / А. В. Симаков, О. А. Лысенко, М. Ю. Чернев. – Текст: непосредственный // Россия молодая: передовые технологии – в промышленность. 2019. № 1. С. 98–102

84. Безопасность и надежность технических систем / Л.Н. Александровская, И.З. Аронов, В.И. Круглов и др.: Учеб. Пособие - М.: Университетская книга, Логос, 2008. - 376 с. – Текст: непосредственный.

85. Постановка и решение задач Марковских процессов на ЭВМ / О. С. Андросенко, Л. Д. Девятченко, Е. П. Маяченко. – Магнитогорск: ГОУ ВПО «МГТУ». – 2007. – 51 с. – Текст: непосредственный.

86. СТО 34.01-4.1-008-2018. Микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики. Методические указания по расчёту надёжности / ПАО «Россети». – 2018. – 41 с. – Текст: непосредственный.

87. СТО 56947007-29.120.70.241-2017. Технические требования к микропроцессорным устройствам РЗА / ПАО «ФСК ЕЭС». – АО «НТЦ ФСК ЕЭС». – 2017. – 223 с. – Текст: непосредственный.

88. ОРТ.142.131 РЭ. Трансформатор тока ТОЛ-СЭЩ-10. Руководство по эксплуатации. — Самара: ООО «Электроцит Самара». – 2021. – 14 с. – Текст: непосредственный.

89. ОРТ.142.032.РЭ Трансформаторы напряжения. Руководство по эксплуатации — Самара: ООО «Электроцит Самара». – 2021. – 21 с. – Текст: непосредственный.

90. Царёв, Н. В. Особенности расчета показателей надежности цифровых устройств релейной защиты и автоматики/ Н. В. Царёв, П. С. Пинчуков. – Текст: непосредственный // Транспорт Азиатско-Тихоокеанского региона. – 2019. – №. 4. – С. 83-87.

91. ЭКРА.426472.005 РЭ. Устройство синхронизации единого времени СВ-04 . Руководство по эксплуатации. — Чебоксары: ООО НПП «ЭКРА». – 2019. – 31 с. – Текст: непосредственный.

92. Янин, М. А. Опыт, полученный при реализации проектов по построению цифровых подстанций с применением оптических трансформаторов / М. А. Янин. – Текст: непосредственный // Релейщик. – 2020. – №. 3. – С. 36-45.

93. KEVCY 24 RE1; KEVCY 24 RF1 Indoor combined sensor. Руководство по эксплуатации. — АВВ. — 2021. — 9 с. — Текст: непосредственный.

94. Дмитриев, С. А. Степень контролируемости вторичных цепей подстанции / С. А. Дмитриев, С. Е. Кокин, Е. Л. Кокорин. — Текст: непосредственный // Известия НТЦ ЕЭС. — 2017. — №77. — 12 с.

95. Stensrud, L., Ohrn, B., Loken, R. S., Hurzuk, N. and Apostolov, A. Testing of Intelligent Electronic Device (IED) in a digital substation. The Journal of Engineering, 2018(15), 900-903

96. 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.

97. Симаков, А. В. Повышение эффективности проверки устройств релейной защиты и автоматики цифровых подстанций / А. В. Симаков, В. В. Харламов. — Текст: непосредственный // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте: Материалы научной конференции. Омский гос. ун-т путей сообщения. Омск, 2021. С.338–345.

98. Громов, И. В. Сравнительный анализ положений различных редакций стандарта IEC 61850 при использовании протоколов GOOSE и SV / И. В. Громов, Е. П. Егоров, И. А. Кошельков. — Текст: непосредственный //Релейная защита и автоматизация. — 2019. — №. 4. — С. 46-49.

99. 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.

100. Дони, Н. А. Особенности испытаний встроенной блокировки при неисправностях в цепях напряжения преобразователя аналоговых сигналов IEC 61850-9-2LE / Н. А. Дони, И. А. Кошельков, А. С. Шалимов — Текст: непосредственный //Релейная защита и автоматизация. — 2020. — №. 2. — С. 26-29.

101. Симаков, А. В. Разработка метода проверки комплексов цифровой релейной защиты электроэнергетических установок / А. В. Симаков, В. В. Харламов, В. И. Скороходов. – Текст: непосредственный // Омский научный вестник. – 2019. – №. 5 (167). – С. 58-63.

102. Brunner, C. IEC 61850 for power system communication. In 2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (pp. 1-6). IEEE.

103. Симаков, А. В. Проверка электрических и временных характеристик токовой защиты цифровых подстанций/ А. В. Симаков, В. В. Харламов, В. И. Скороходов. – Текст: непосредственный // Омский научный вестник. – 2021. – №. 2 (176). – С. 46-51.

104. Хлебцов, А. П. Тенденции и перспективы развития информационно-измерительных систем диагностики цифровых подстанций / А. П. Хлебцов, А. Н. Шилин. – Текст: непосредственный // Энерго-и ресурсосбережение: промышленность и транспорт. – 2018. – №. 2. – С. 31-36

105. Симаков, А. В. Разработка математической модели функционирования электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций / А. В. Симаков, В. В. Харламов, М. Ю. Чернев. – Текст: непосредственный // Омский научный вестник. – 2023. – №. 1 (185). – С. 93-98

106. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ №20222665059 Российская Федерация. Определение показателей информационного обмена электротехнических комплексов релейной защиты цифровых подстанций: №20222665059: заявлено 02.08.2022: опубликовано (зарегистрировано) 09.08.2022 / А. В. Симаков, В. В. Харламов, А. А. Минаков; правообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Омский государственный университет путей сообщения». – 1 с. – Текст: непосредственный

Приложение 2. Виды и периодичность ТО МПТ РЗА

№	Объем работ	Вид обслуживания				
Микропроцессорное устройство РЗА						
1	Внешний осмотр	В	К	К1	Н	ТК
2	Считывание конфигурации из МПТ РЗА и сравнение с исходной	В	К	К1		
3	Измерение изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи)				Н	
4	Испытание электрической прочности изоляции независимых цепей (кроме цепей интерфейсов связи)	В		К1	Н	
5	Анализ схем, задания на настройку РЗА на соответствие проектным решениям				Н	
6	Задание конфигурации, уставок и режимов работы МПТ РЗА.				Н	
7	Проверка порогов срабатывания DI на соответствие технической документации				Н	
8	Проверка параметров срабатывания задействованных функций (электрических и временных характеристик)	В		К1	Н	
9	Проверка взаимодействия функций и логических цепей МПТ РЗА с контролем состояния DO, НМИ, выдаваемой TI			К1	Н	
10	Проверка функций регистрации событий, осциллографирования сигналов, определения места повреждения			К1	Н	
11	Проверка отсутствия ложных действий МПТ РЗА при снятии/подаче питания 0,8-1,2Up на рабочих значениях уставок			К1	Н	
12	Проверка отсутствия ложных действий МПТ РЗА при подаче напряжения обратной полярности			К1	Н	
13	Проверка электрических характеристик вспомогательной аппаратуры	В	К	К1	Н	ТК
14	Проверка взаимодействия с другими МПТ РЗА, управления и сигнализации (DO/DI)	В	К	К1	Н	ТК
15	Проверка работы МПТ РЗА с действием в цепи управления КА	В	К	К1	Н	ТК
16	Проверка взаимодействия с другими МПТ РЗА, управления и сигнализации (протоколы)			К1	Н	
17	Проверка функционирования АРМ РЗА	В		К1	Н	
18	Проверка сообщений МПТ РЗА о нарушении обмена по цифровым связям с контролем ложных срабатываний	В	К	К1	Н	
19	Проверка тестового контроля МПТ РЗА снятием и подачей питания, перезагрузкой	В	К	К1	Н	
20	Проверка рабочим током и напряжением	В	К	К1	Н	
Трансформаторы тока:						
21	Проверка сопротивления изоляции вторичных обмоток	В		К1	Н	
22	Определение однополярных выводов обмоток и соответствия их маркировке				Н	
23	Проверка коэффициента трансформации на рабочем ответвлении, ВАХ и погрешностей				Н	
24	Проверка рабочей точки характеристики намагничивания со снятием остаточной намагниченности	В		К1	Н	
25	Определение нагрузки вторичной цепи наиболее нагруженной группы	В		К1	Н	
Трансформаторы напряжения:						
26	Проверка сопротивления изоляции вторичных обмоток	В		К1	Н	
27	Определение однополярных выводов обмоток и соответствия их маркировке				Н	
28	определение нагрузки на каждую из обмоток	В		К1	Н	
29	определение потери напряжения в кабелях от ТН до нагрузки	В		К1	Н	

Приложение 3. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



СВИДЕТЕЛЬСТВО
о государственной регистрации программы для ЭВМ
№ 2022665059

**Определение показателей информационного обмена
электротехнических комплексов релейной защиты
цифровых подстанций**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования «Омский
государственный университет путей сообщения» (RU)*

Авторы: *Симаков Александр Владимирович (RU), Харламов
Виктор Васильевич (RU), Минаков Алексей Александрович
(RU)*

Заявка № 2022664491
Дата поступления 02 августа 2022 г.
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ 09 августа 2022 г.



Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов

Приложение 4. Акт внедрения уточненной технологии ТО РЗА ЦПС

Общество с ограниченной ответственностью «Газпромнефть - Энергосервис»

АКТ

от «04» апреля 2022 г.
г. Омск



«УТВЕРЖДАЮ»

Зам. начальника ПО «Омск» по ТОиР
ООО «Газпромнефть - Энергосервис»

С. В. Блохин

«04» апреля 2022 г.

Об использовании результатов
научных исследований и разработок
на производстве

Основание: Разработка Омского государственного университета путей сообщения (ОмГУПС), выполненная под руководством заведующего кафедрой «Электрические машины и общая электротехника», профессора, д.т.н. Харламова В. В., при личном участии аспиранта Симакова А.В.

Методика оценки работоспособности и качества функционирования микропроцессорных устройств релейной защиты цифровых подстанций при изменении достоверности и полноты получаемых сведений о состоянии защищаемых электротехнических комплексов и систем

Разработка выполнена в соответствии с планом научно-технических работ Омского государственного университета путей сообщения.

Составлен комиссией в составе:

Представителей предприятия – ООО «Газпромнефть - Энергосервис»:
начальник службы РЗА, ТМ и Д Итяшев Р.А. – председатель комиссии;
начальник электротехнической лаборатории Костромин М.Е.

Представители ОмГУПС:

заведующий кафедрой, профессор, д. т. н. Харламов В. В.;
аспирант Симаков А.В.

1. Разработки ОмГУПС, характеризующиеся основными особенностями (признаками):

1.1. Разработанные способы проверки работоспособности микропроцессорных защит цифровых подстанций в условиях изменения полноты и достоверности электротехнической информации (эмуляция

Приложение 4. Акт внедрения уточненной технологии ТО РЗА ЦПС

наиболее вероятных нарушений полноты и достоверности информации с применением специализированной испытательной установки);

1.2. Предлагаемая методика технического обслуживания микропроцессорных устройств релейной защиты цифровых подстанций, учитывающая проверку влияния полноты и достоверности электротехнической информации на работу защит, позволяет снизить вероятность неправильной работы защит ЭКС промышленного назначения.

2. Предложения о дальнейшем использовании и другие замечания:

Рекомендуется широкое использование указанных в акте разработок для обеспечения эффективной эксплуатации электротехнических комплексов и систем промышленного назначения за счет повышения качества технического обслуживания и наладки устройств микропроцессорной релейной защиты цифровых подстанций.

Составлен в трех экземплярах:

1-й экземпляр – ОмГУПС, НИЧ;

2-й экземпляр ООО «Газпромнефть - Энергосервис»;

3-й экземпляр – ОмГУПС, разработчику.

Председатель комиссии

 Р. А. Итяшев

Члены комиссии

 М.Е. Костромин

 В. В. Харламов

 А. В. Симаков

Приложение 5. Технологическая карта ТО комплекса РЗА ЦПС

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА №
Техническое обслуживание
в объеме первого профилактического
контроля устройств МП РЗА ЦПС (6-35кВ)

Ш-02.11.01.02-45
УТВЕРЖДАЮ

« ___ » _____ 202_ г.

Средства защиты:		Состав бригады:	
Индивидуальные средства защиты при работе в электроустановках: защитная каска, очки защитные, перчатки трикотажные с точечным покрытием, комплект спецодежды, перчатки диэлектрические	1 комплект	Работник из числа ремонтного персонала СРЗА, ТМ и Д (производитель работ) не ниже гр. IV (ПР)	1 человек
Индивидуальные средства защиты при работе на технологических установках ОНПЗ: противогаз фильтрующий, газоанализатор (при необходимости)	1 комплект	Работник из числа ремонтного персонала СРЗА, ТМ и Д (член бригады) гр. III (ЧБ) (допускается работа без ЧБ согласно ПОТЭЭ)	1 человек
Инструмент и приспособления:			
1. Набор инструмента изолированный	1 комплект	2. Испытательное устройство аналоговое	1 прибор
3. Испытательное устройство цифровое (РЕТОМ-61850)	1 прибор	4. Тестер универсальный кабеля RJ-45 (при необходимости)	1 прибор
5. Указатель напряжения, мультиметр (при необходимости)	1 прибор	6. Ноутбук с необходимым ПО	1 прибор
7. Мегаомметр	1 прибор	8. Фонарь светодиодный (при необходимости)	1 прибор
9. Вольтамперфазометр	1 прибор	10. Удлинитель (при необходимости)	1 прибор
11. Воздуходувка (при необходимости)	1 прибор	12. Переносной коммутатор	1 прибор
Необходимая документация:			
1.	Исполнительные принципиальные схемы устройств РЗА и вторичного оборудования		
2.	Протокол технического обслуживания устройств РЗА, отчет по наладке		
3.	Выписка дефектов из журнала дефектов/ паспорт-протокола (при наличии)		
4.	Актуальное задание на настройку, параметрирование / карта уставок		
5.	Специализированная литература комплекса РЗА ЦПС		
5.	Рабочая программа ввода–вывода устройств РЗА данного присоединения (рабочая программа)		
Материалы и запасные части:			
Ветошь обтирочная	0,1 кг	Изоленга	1 шт.
Трубка ПВХ 4мм, 6мм (при необходимости)	По сост.	Кабельные бирки (при необходимости)	По сост.
<i>При необходимости:</i>			
Запасные реле, ключи, клеммы, лампы и комплектующие для замены			
Последовательность операций:			Отметка о выполнении
1. Операции обязательные к выполнению			
1.1.	Подготовка необходимых приборов, испытательной аппаратуры, инструментов и приспособлений, проверить их исправное состояние, соответствие срока последней поверки или калибровки и испытаний (при наличии требований к их поверке, калибровке и испытаниям в нормативных правовых актах Российской Федерации).		
1.2.	Допуск к работе		
1.3.	Проведение целевого инструктажа производителю работ, членам бригады и допуск к работе		
1.4.	<u>Принять меры по предотвращению возможности воздействия проверяемого устройства на другие устройства согласно рабочей программы ввода–вывода устройств РЗА (рабочей программы) данного присоединения!</u>		

Ш-02.11.01.02-45 Технологическая карта с требованиями заполнения, версия 2.0

Приложение 5. Технологическая карта ТО комплекса РЗА ЦПС

Ш-02.11.01.02-45

1.5.	Внешний осмотр и устранение замечаний:	
	- проверка и устранение повреждений, подтеков воды, в том числе, высохших;	
	- проверка и устранение налета окислов, запыленности на металлических поверхностях;	
	- проверка состояния контактных поверхностей клемм рядов зажимов, в клеммных коробках и сборках (протяжка при необходимости), разъемов интерфейса связи;	
	- проверка отсутствия механических повреждений элементов управления;	
	- проверка правильности выполнения концевых разделок контрольных кабелей, уплотнений проходных отверстий;	
	- проверка состояния уплотнений дверок шкафов, ящиков вторичных цепей, кожухов вторичных выводов трансформаторов тока и напряжения;	
	- проверка состояния и правильности выполнения заземлений цепей вторичных соединений и металлоконструкций;	
1.6.	- проверка наличия и правильности надписей на панелях, шкафах, ящиках и аппаратуре, наличия и правильности маркировки кабелей, жил кабелей, проводов;	
	- проверка крепления элементов шкафа, затяжки винтовых соединений монтажа шкафа.	
1.7.	Считывание из памяти терминала РЗА файлов параметрирования и конфигурирования и сравнение их с хранящимися с момента последней корректировки конфигурации и (или) параметрирования с помощью автоматизированных средств сравнения программного обеспечения, используемого для параметрирования и конфигурирования терминалов (при наличии такой возможности) и при необходимости выполнение изменений при наличии задания на настройку.	
1.7.	Произвести проверку терминала защит: Объем проверки в соответствии с требованиями «Правил технического обслуживания устройств и комплексов релейной защиты и автоматики» утв. Приказом №555 Минэнерго России от 13.07.2020, «Правил технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4- 36кВ» и руководства по эксплуатации;	
	- Проверка точности измерений терминала по аналоговым входам согласно протоколу;	
	- Проверка приема терминалом измерений в формате SV;	
	- Проверка приема терминалом сообщений в формате GOOSE	
	- Проверка срабатывания дискретных выходов терминала;	
1.8.	- Проверка выдачи терминалом сообщений в формате GOOSE	
	- Проверка функций пуска и времени срабатывания защит.	
1.8.	Произвести проверку несрабатывания защит при выводе ключа ввода/вывода защит.	
1.9.	Проверка влияния полноты и достоверности электротехнической информации на качество функционирования защит.	
1.10.	Проверка электрических характеристик вспомогательной аппаратуры: Для объема КИ проверка производится - при наличии указаний в документации организации-изготовителя на конкретные устройства РЗА и вторичное оборудование, технических описаниях, руководствах по эксплуатации, методических указаниях и инструкциях по техническому обслуживанию.	
	- проверка электрических характеристик устройств, реле и аппаратов (при необходимости);	
1.11.	- проверка взаимодействия устройств, реле и аппаратов с устройствами РЗА, АСУ ТП, телемеханики и другими внешними устройствами, и оборудованием (при наличии и необходимости).	
	Проверка управления коммутационными аппаратами присоединения (выключателями, разъединителями, заземляющими ножами) с помощью средств терминала (при наличии такой возможности).	
1.12.	После окончания проверки произвести подключение цепей связи с другими устройствами на рядах зажимов проверяемого устройства с последующей проверкой действия от выходного реле проверяемого устройства на коммутационную аппаратуру (при наличии такой возможности).	

Ш-02.11.01.02-45 Технологическая карта с требованиями заполнения, версия 2.0

Приложение 5. Технологическая карта ТО комплекса РЗА ЦПС

Ш-02.11.01.02-45

	После проверки действия проверяемого устройства на коммутационные аппараты работы в оперативных цепях не производится.	
1.13.	Проверка формирования сообщений от терминалов о нарушении обмена информацией по цифровым каналам связи с контролем отсутствия ложных срабатываний и формированием сигнализации. Для МП устройств РЗА с использованием технологий протоколов обмена данными между устройствами РЗА - при блокировании (отключении от сети) интерфейсного блока связи с коммуникационной сетью;	
1.14.	Проверка функционирования тестового контроля снятием и подачей напряжения питания - с перезагрузкой терминала с проверкой результатов работы системы самодиагностики по статусу сигналов исправности отдельных блоков, каналов связи, синхронизации времени и проверкой сохранности заданной конфигурации терминала после его перезагрузки.	
1.15.	Выполнить сброс сигнализации.	
1.16.	Проверка рабочим током и напряжением: - проверка правильности подключения цепей тока и напряжения к МП терминалу с использованием устройства отображения (дисплея) измеряемых значений по входным аналоговым каналам и сравнением их с заведомо правильными измерениями (щитовых приборов, других терминалов РЗА, устройств измерений); При работах на РУ-6(35) кВ проверка рабочим током заменяется на прогрузку токовых цепей первичным током от постороннего источника.	
1.17.	Подготовка устройств релейной защиты, электроавтоматики, управления и сигнализации к включению: - проверка параметрирования и конфигурирования заданию и сохранение файла параметрирования; - контроль значений текущих параметров и исправного состояния устройства по дисплею терминала, сигнальным элементам и сообщениям (сигналам) АСУ ТП; - очистка памяти встроенного регистратора (осциллографа), буфера событий (при наличии возможности), счетчиков отключений и включений (попыток АПВ) и квитирование светодиодной сигнализации; - контроль (установка) текущего времени. - Убедиться, что ключи ввода цепей отключения и пуска УРОВ находятся в положении «вывод», остальные ключи находятся в положении соответствующему режиму работы ПС. - Восстановить вторичные цепи согласно программы ввода-вывода устройств РЗА данного присоединения (<u>перед восстановлением цепей убедиться в отсутствии «+» на цепях отключения и отсутствии GOOSE со значением «true» атрибута данных УРОВ</u>)	
1.18.	Уборка рабочего места	
1.19.	Сдача рабочего места допускающему	
1.20.	Запись в журнале релейной защиты о результатах проверки, состоянии проверенных устройств и о возможности включения их в работу	
1.21.	Закрытие наряда, распоряжения	
1.22.	Внесение записи о произведенной работе в паспорт-протокол на электрооборудование	
2. Операции, выполняемые при необходимости (по техническому состоянию)		
2.1.	Выполнить запись в журнале дефектов, оформить карту АСПК (в случае невозможности устранения на месте)	
2.2.	Внести изменения в карту уставок	
2.3.	Скачать обновленную конфигурацию устройств РЗА при изменении	

Справочная информация

Приемо-сдаточные измерения указаны в протоколе проверки