

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет
(национальный исследовательский университет)»
«Политехнический институт»
Факультет «Заочный»
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА
Начальник службы ГИП
проектного института
ООО «ЭнергоСтройПроект»
_____ А.В. Анипир
« ___ » _____ 2020 г.

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
_____ И.М. Кирпичникова
« ___ » _____ 2020 г.

РАЗРАБОТКА ЭСКИЗНОГО ПРОЕКТА ЦИФРОВОГО РАЙОНА
ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,38 кВ
С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ–13.04.02.2020.702.00.00 ПЗ ВКР

Руководитель ВКР
доцент, к.т.н.

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2020 г.

Автор ВКР
студент группы ПЗ – 385

_____ А.С. Толстой
« ___ » _____ 2020 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2020 г.

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
 «Южно-Уральский государственный университет
 (национальный исследовательский университет)»
 «Политехнический институт»
 Факультет Заочный
 Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
 Направление 13.04.02 – «Электроэнергетика и электротехника»
 Магистерская программа
 «Оптимизация развивающихся систем электроснабжения»

УТВЕРЖДАЮ:
 Заведующая кафедрой ЭССиСЭ
 д.т.н., профессор

_____ И.М. Кирпичникова
 «__» _____ 2020г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
 Толстого Александра Сергеевича
 Группа – ПЗ-385

1 Тема работы «Разработка эскизного проекта цифрового района городских электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями»

Утверждена приказом ректора ЮУрГУ №2882 от 25.12.2019 г.

Срок сдачи студентом законченной работы – 11.01.2020 г.

2 Исходные данные к работе: результаты проведения научно-исследовательской работы

3 Перечень вопросов, подлежащих разработке:

1 Введение

2 Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования

3 Исследование тенденций и перспектив развития управлением городскими электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями

4 Разработка эскизного проекта цифрового района электрических сетей

5 Оценка технико-экономических характеристик цифрового района электрических сетей

6 Заключение

4 Дата выдачи задания: 3 октября 2017г.

Научный руководитель _____ / А.М. Ершов /

Задание принял к исполнению _____ / А.С. Толстой /

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

№ работы	Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметки руководителя о выполнении
1	Введение	19.10.2017	
2	Анализ состояния вопроса и обоснование задач исследования	18.01.2018	
3	Исследование тенденций и перспектив развития управлением электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями	28.09.2018	
4	Разработка эскизного проекта цифрового района электрических сетей	06.03.2019	
5	Оценка технико-экономических характеристик цифрового района электрических сетей	29.04.2019	
6	Заключение	30.11.2019	
7	Библиографический список	07.12.2019	
8	Оформление пояснительной записки	11.12.2019	
9	Сдача готовой работы на кафедру, представление работы на рецензию	27.12.2019	

Заведующая кафедрой ЭССиСЭ _____ / И.М. Кирпичникова /

Научный руководитель работы _____ / А.М. Ершов /

Магистрант _____ / А.С. Толстой /

АННОТАЦИЯ

Толстой А.С. Разработка эскизного проекта цифрового района городских электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями. – Челябинск: ЮУрГУ, ПЗ, 2020, 96 с., 36 рис., 8 табл., библиогр. список – 37 наим.

Ключевые слова: автоматизация управления, электрическая сеть, цифровая подстанция, кабельная линия, надёжность, электроснабжение, эффективность, секционирование, резервирование.

Объект исследования – городская распределительная сеть напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями электропередачи.

Предмет исследования – получение эскизного проекта цифрового района электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями.

Цель работы – повышение надёжности работы городских распределительных сетей путём перехода на работу по принципу цифрового РЭС, базирующегося на повышении уровня автоматизации на подстанциях.

Актуальные задачи выпускной квалификационной работы заключаются в том, что:

1. Для определения состояния распределительных сетей проведён мониторинг состояния распределительных сетей.
2. Определены объёмы модернизации распределительных сетей.
3. Разработан эскизный проект цифрового района электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями.
4. Описана экономическая эффективность внедрения цифрового РЭС.

Работа может представлять интерес для организаций, проектирующих и эксплуатирующих системы электроснабжения.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	7
1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,38 кВ С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ	
1.1 Описание характерного РЭС напряжением 10/0,38 кВ городских электрических сетей	9
1.2 Технические характеристики городских электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ	11
1.3 Обзор состояния релейной защиты, автоматики, диспетчерского управления электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ	14
1.4 Характеристики аварийности электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ	17
1.5 Актуальность создания цифрового района городских электрических сетей	20
Задачи исследования.....	23
2 ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УПРАВЛЕНИЕМ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,38 кВ С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ	
2.1 Основные задачи управления городскими электрическими сетями...	24
2.2 Направления формирования конфигурации городских электрических сетей, состоящих из кабельных линий.....	27
2.3 Современные технические средства, позволяющие создать цифровой РЭС	28
2.3.1 Релейная защита и автоматика, устанавливаемая на подстанции 110/10 кВ в начале кабельных линий напряжением 10 кВ.....	30
2.3.2 Вакуумные выключатели	31
2.3.3 Автоматика деления электрической сети. АВР.....	33
2.3.4 Системы автоматизированного учёта электроэнергии с дополнительными функциями, интеллектуальные счётчики	35
2.3.5 Автоматизированные системы оперативно-диспетчерского управления РЭС.....	37
2.3.6 Системы передачи информации и команд управления.....	39
2.3.7 Регистраторы аварийных ситуаций.....	41
2.4 Мониторинг состояния кабельных линий.....	43
2.5 Управление отходящими кабельными линиями напряжением 0,38 кВ.....	44
2.6 Проблемы внедрения цифрового РЭС	48
Выводы по разделу 2	49
3 РАЗРАБОТКА ЭСКИЗНОГО ПРОЕКТА ЦИФРОВОГО РАЙОНА ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	
3.1 Общая часть. Назначение автоматизации.....	50

3.2 Техническое требования к автоматизации электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ	51
3.3 Решения по построению автоматизации на ПС 10/0,38 кВ.....	51
3.3.1 Решения по системам электроснабжения 10 кВ.....	53
3.3.2 Решения по системам электроснабжения 380 В.....	57
3.3.3 Решения по релейной защите	60
3.3.4 Решения по применению контроллеров присоединения 10 кВ...	65
3.3.5 Решения по измерительным преобразователям	66
3.3.6 Решения по организации ЛВС ПС 10 кВ.....	67
3.3.7 Решения по серверу автоматизации и системе обеспечения единого времени	68
3.3.8 Расчёт пропускной способности ЛВС.....	69
Выводы по разделу 3	71
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦИФРОВОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ	
4.2 Технический эффект от создания цифрового РЭС.....	74
4.1 Основные показатели объекта инвестиций	75
4.2 Оценка экономической эффективности проекта.....	76
4.3 Анализ рисков и чувствительности проекта	77
Выводы по разделу 4	79
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	81
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	82
ПРИЛОЖЕНИЯ	85

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы. Актуальность исследования данной проблемы обусловлена стареющим оборудованием, угрожающим надёжности и безопасности сети. В большей части современные сети были построены ещё в 1950х, 1960х и 1970х. Сегодня многое оборудование, исключительно важное для работы сетей (например, трансформаторы и главные подстанции), приближается к концу своего срока службы. Тем не менее, поскольку регулирующие органы неохотно утверждают повышенные тарифы, позволяющие осуществлять полномасштабную дорогостоящую модернизацию инфраструктуры, сетевые компании вынуждены продолжать работать с оборудованием, которое уже выработало свой расчётный срок службы – эта тенденция представляет растущую угрозу для надёжности и безопасности сети.

Начало нового тысячелетия уже осталось позади, а сетевые компании пытаются дать пиковые нагрузки, внедрение новых технологий генерации и ограниченные доходы по причине регулирования и хищения – сетевые компании ищут новый, «интеллектуальный» подход к организации работы своих сетей.

Поэтому повышение надёжности работы распределительных сетей путём перехода на работу по принципу цифрового РЭС, базирующегося на повышении уровня автоматизации на подстанциях, является актуальной научно-технической задачей.

Цель работы – повышение надёжности работы распределительных сетей путём перехода на работу по принципу цифрового РЭС базирующегося на повышении уровня автоматизации на подстанциях.

Задачи исследования:

- Провести обзор современного состояния электрических сетей напряжением 10/0,38кВ с кабельными линиями и обоснование задач исследования.
- Рассмотреть тенденции и перспективы развития управления электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями.
- Разработать эскизный проект цифрового района электрических сетей.
- Провести технико-экономическую оценку проекта цифрового района электрических сетей.

Объект исследования – городская распределительная сеть напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями электропередачи

Предмет исследования – получение эскизного проекта цифрового района электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями.

Научная новизна основных положений и результатов:

1 Произведена оценка состояния распределительных сетей напряжением 10/0,38 кВ.

2 Разработана структура комплекса автоматизации для распределительных сетей напряжением 10/0,38 кВ, обеспечивающая повышение эффективности и надёжности электроснабжения. Рассмотрены подсистемы необходимые для автоматизации.

3 Разработан эскизный проект цифрового района электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями.

4 Дана оценка технико-экономической эффективности инвестиционного эскизного проекта автоматизации распределительных сетей напряжением 10/0,38 кВ.

Практическая значимость работы:

1 Переход на работу по принципу цифрового РЭС, базирующегося на повышении уровня автоматизации на подстанциях, существенно повысит надёжность работы распределительных сетей.

2 Применение интеллектуальной сети позволит сетевым компаниям оказывать услуги лучшего качества без резкого повышения цен.

3 Данные, полученные в ходе исследований, могут быть использованы для проведения дальнейших научных исследований.

1 СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,38 кВ С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ И ОБОСНОВАНИЕ ЗАДАЧ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Описание характерного РЭС напряжением 10/0,38 кВ городских электрических сетей

Городские распределительные электрические сети в России – одна из основных составляющих обеспечения нормальной деятельности города. Распределение электроэнергии – основная составляющая малого и крупного бизнеса, градообразующих предприятий, электрический транспорт, обеспечение социальной составляющей города (поликлиники, больницы, муниципальные учреждения) и многое другое. Отсутствие электроэнергии ведет к большому простоям оборудования, а как следствие – и к огромным материальным ущербам. Для того, чтобы избежать данных затрат необходимо развивать электроснабжение городских распределительных сетей.

К городским распределительным сетям относятся сети напряжением 0,38 – 6 – 10 – 20 – 35 кВ. Такие сети производят электроснабжение больших градообразующих предприятий, что составляет примерно 41 % от всех нагрузок (производственные нужды), общественные и жилые здания (коммунально-бытовые потребности и культурное обслуживание), городской электрический транспорт (трамваи, троллейбусы и метро).

Электрификация городов России, начиная с 60-х годов, осуществляется высокими темпами.

Основной особенностью электроснабжения городов является необходимость осуществлять укрупнение мощностей и постоянную модернизацию источников питания, а также увеличение отходящих линий для отдельных потребителей. Это предопределяет значительные затраты на модернизацию источников питания распределительных сетей напряжением 0,38 и 10 кВ, которые составляют 60 % общих затрат на электроснабжение городских электросетей.

Начало укрупнения городских распределительных сетей (примерно полвека назад) помогло создать крупную распределительную сеть почти во всех городах. При этом количество источников питания (подстанций) неуклонно растёт и по сей день. На многих распределительных пунктах установлено оборудование конца 80-х годов прошлого века, что не позволяет удалённо отслеживать положение коммутационных аппаратов, состояние основного силового оборудования, а также производить управление из диспетчерских пунктов.

Основными проблемами городских распределительных сетей является:

- удовлетворительное состояние силового оборудования;
- неконтролируемые и нерегулируемые сети, без возможности управления;
- большое количество распределительных сетей находящихся под надзором частных организаций;
- прекращение электроснабжения потребителей (неправильные действия диспетчеров, некачественный ремонт оборудования или сети, ненадлежащая охрана кабельных зон сторонними ведомственными организациями);

– новое строительство подстанций без учёта цифровой составляющей РЭС, по старым стандартам и нормам.

Так как основной проблемой является изжившее себя силовое оборудование, то именно этот фактор ведёт к уменьшению качества электроснабжения.

Именно такой вывод можно сделать исходя из состояния основного силового оборудования распределительного пункта №4. Предположим, что распределительный пункт был введён в работу в 1965 году. Ниже в таблице 1.1 отображён перечень основного оборудования распределительного пункта и год ввода в эксплуатацию.

Таблица 1.1 – Основное силовое оборудование распределительного пункта №4

Основное силовое оборудование	Год ввода в работу
Масляные выключатели ВМГ-133 с приводом ПРБА	1962-1970
Разъединитель РВ-10/630	1963-1965
Силовой трансформатор ТМ-25 кВА	1981
Трансформаторы тока ТВДМ	1963-1965
Трансформатор напряжения НТМК	1980

Учитывая год ввода в эксплуатацию данного распределительного пункта, а также срок эксплуатации масляных выключателей (20 лет), получаем, что основное оборудование переработало свой срок практически на 150 %.

На текущий момент коммутационные аппараты (КА) этого типа не выпускаются, следовательно, дефицит запчастей в ЗИПе повышает время проведения ремонтных работ и не гарантирует исправность выключателя в дальнейшей перспективе.

В таблице 1.1 основного оборудования распределительного пункта №4 так же указан силовой трансформатор 1981 года выпуска. Эксплуатационный срок силовых трансформаторов составляет 25 лет Тот факт, что силовой трансформатор [2] эксплуатирующийся городскими распределительными сетями на стороне СН нагружался согласно паспортным данным. Сейчас происходит абсолютно иной подход к нагрузкам на силовые трансформаторы на трансформаторах подстанциях и комплектных трансформаторных подстанциях. Все масляное оборудование – морально устарело и физически не должно эксплуатироваться далее. С каждым годом нагрузки на масляное оборудование увеличиваются и как следствие увеличивается загрузка трансформаторов. На рисунке 1.1 изображен график утилизированных трансформаторов в период с 2012 по настоящее время

На рисунке видно, что больший объем всех замен силовых трансформаторов проведён по мероприятиям, созданных на основе выполненных замеров нагрузок.

Другая доля силовых трансформаторов сменена из-за аварийного нарушения. Одними из самых частых ситуаций аварийного повреждения трансформаторов:

- сопротивление изоляции витков ВН и НН на очень низком уровне;
- скрытый перегрев соединённых шпилек 0,38 кВ с компенсаторами обмоток;
- обрывы выводов переключателя витков обмоток (анцапфы).

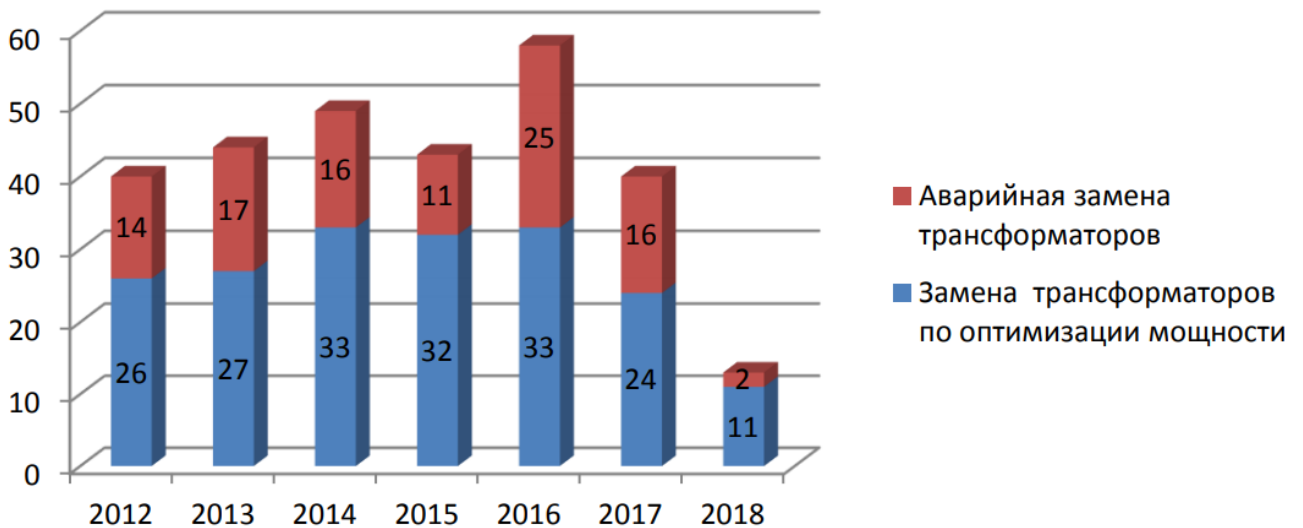


Рисунок 1.1 – Количество трансформаторов замененных по аварийной ситуации

Ремонт активной части силового трансформатора очень трудоемкий и длительный процесс, для которого требуется не только квалифицированные мастера, но и помещение, оснащённое оборудованием с помощью которого возможно произвести извлечение магнитопроводов из бака, выявление проблем и их устранение. Помимо всего этого необходимо произвести сбор и переработку большого количества масла.

Данные проблемы возможно предвидеть удалённо с помощью современных устройств мониторинга силового оборудования и средств телемеханики. Такие средства необходимы для дистанционного контроля (из диспетчерского центра) следить за техническим состоянием аппаратуры, осуществлять управление оборудованием. Осуществление такого рода автоматизации на объекте электроэнергетики – очень трудоёмкий процесс, но при детальном рассмотрении он оказывается весьма эффективен как со стороны работы распределительных сетей, так и с экономической стороны. Возможность осуществлять оперативные переключения и владеть информацией о состоянии оборудования – самое важное в данном переходе к цифровому РЭС.

Если говорить в общем, то система телемеханики – это автоматизированная система управления (АСУ), а в частности, если говорить, про подстанции, распределённые пункты, диспетчерские пункты, главные понижающие подстанции и так далее, то телемеханика – это совокупность сетей связи и АСУ ТП.

1.2 Технические характеристики городских электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ

Исследуя нынешнее кондиции распределительных сетей и сравнивая их с текущими требованиями к надёжности – можно смело заявлять, что сетевой пользователь городских сетей (потребители электроэнергии) делаться на несколько категорий надёжности систем электроснабжения:

- потребители первой (первой особой);

- потребители второй;
- потребители третьей категории.

Снабжение электричеством городского района, в данной работе, происходит от силовых подстанций с классами напряжения 110/35/10 кВ и 220/110/10 кВ. Схема распределительных устройств 110 кВ ПС1 выполнена по схеме 110-4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии». Схема РУ 35 кВ – 35-9 «Одна рабочая секционированная выключателем система шин» с параллельным следованием секции шин. Схема РУ НН 10 кВ – 10-1 «одна одиночная, секционированная выключателем, система шин». Так как подстанция была введена в эксплуатацию в 1986 году, то в настоящий момент она требует реконструкции со стороны 110, 10 кВ Структурная схема сети изображена на рисунке 1.2.

Так как большую часть городских сетей занимают сети напряжением 0,38, 6, И 10 кВ, то в данном проекте хотелось планируются рассмотреть возможность модернизации, тех. перевооружения и/или реконструкции сети сегмента 10 кВ. Таких объектов очень много, но они не такие крупные как ПС 110 – 500 кВ, а также требуют намного меньше затрат на сооружение, при этом именно данные сети в непосредственной близости обеспечивают потребителя электроэнергией.

Основной трудностью прогнозирования износа кабельных линий электрической городской распределительной сети является разная степень износа отдельных участков сети. Решая задачу анализа состояния кабельных линий электропередач (КВЛ) предложен метод сравнительной оценки уровня износа кабелей по формулам 1.1 и 1.2:

$$D = \sum_{i=1}^n d_i \cdot l_i, \quad (1.1)$$

где D – усреднённый срок службы кабельной линии городского РЭС, год;

d_i – срок службы кабеля i -ого участка сети, год;

l_i – удельная длина i -ого участка сети, км;

$$l_i = \frac{L_i}{L_{общ}}, \quad (1.2)$$

где L_i – протяжённость i -ого участка сети, км;

$L_{общ}$ – суммарная протяжённость городской распределительной, км.

Проведя расчёт по формулам 1.1. и 1.2 можно увидеть насколько сильно в городских распределительных сетях происходит пренебрежение нормами. Усреднённый срок службы КЛ в РЭС составил 44,7 лет.

Следовательно, делаем вывод о неспособности поддерживать требуемый уровень надёжности РЭС в сегменте кабельных линий. Так как примерно 38 % КЛ не могут пройти условия по нагреву кабеля. Это логично, ведь за весь период службы по кабельной линии нагрузка потребителя постоянно росла, без уведомления организаций, осуществляющих надзор за данными линиями.

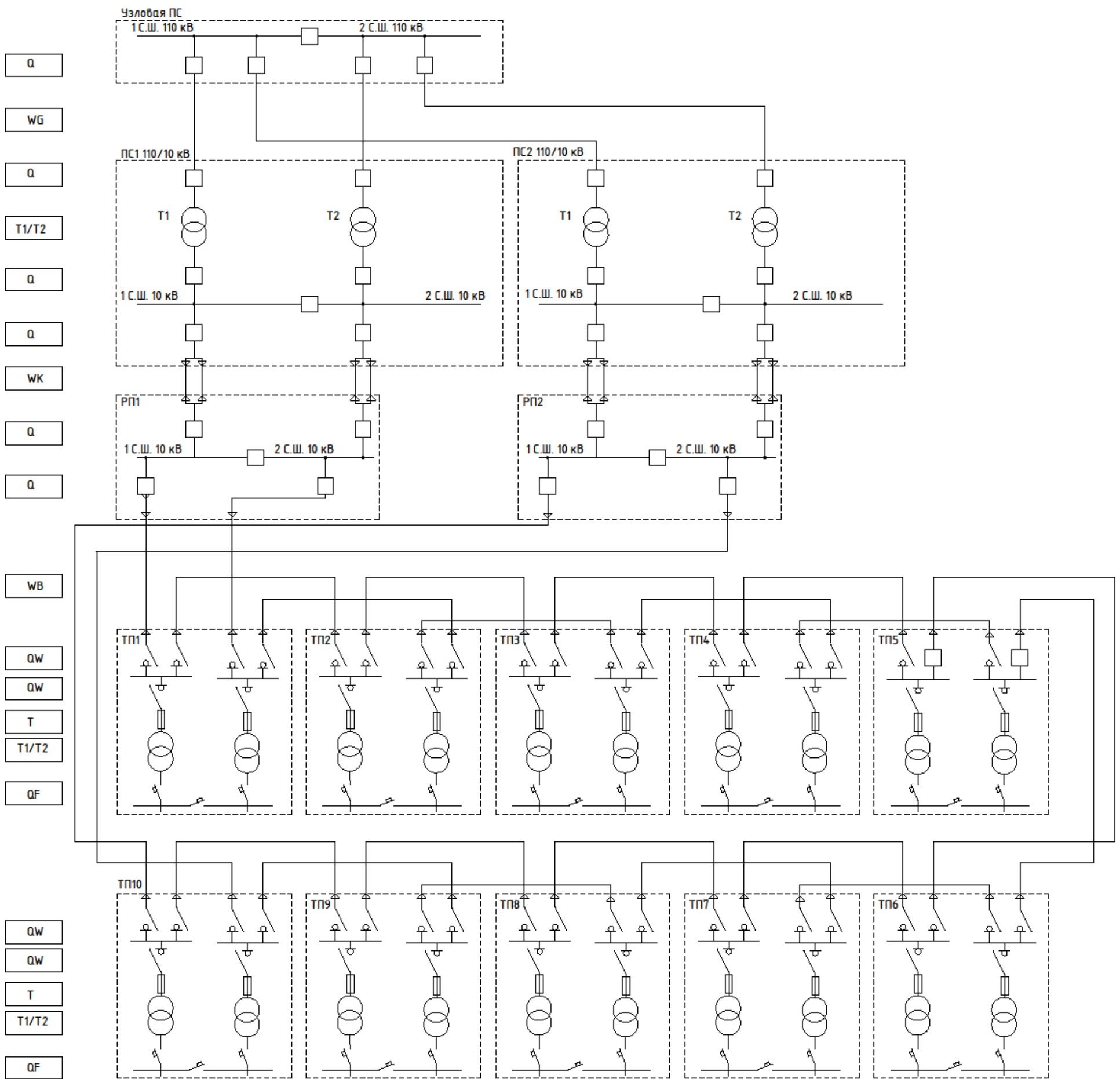


Рисунок 1.2 – Структурная схема городской распределительной сети с 2-мя понизительными ПС 110/10 кВ, 2 РП 10 кВ и 10 ТП 10/0,38 кВ

Так как кабельные линии в большинстве находятся в крайне неудовлетворительном состоянии для осуществления нормального электроснабжения предлагается использование новых кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, с учётом прироста нагрузок. Это увеличит надёжность СЭС.

Так как состояние силового маслонаполненного оборудования на 5-ти ТП 10/0,38 кВ в сети городского РЭС считается значительно изношенным, то предлагается так же техническое перевооружение всего парка данных средств на подстанциях. Данное решение целесообразно учитывать с постоянным ростом электрических нагрузок потребителя. Такой прирост в мощности необходимо учитывать.

Так как для осуществления реконструкции предполагается использование нового парка аппаратуры, то необходимо учитывать запас данных средств на складе. Такой анализ позволит в дальнейшем сократить затраты по вложениям и времени на осуществлении покупки и установки новых средств.

С каждым годом все больше и больше потребителей второй категории становятся потребителями первой категории, в связи с этим меняется схема питания, что ведет за собой очень спонтанный характер.

1.3 Обзор состояния релейной защиты, автоматики, диспетчерского управления электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ

В настоящее время на объектах электроэнергетики напряжением 10/0,38 кВ можно встретить достаточно разнообразный парк устройств релейной защиты и автоматики. Основную их массу составляют электромеханические реле, далее идут микропроцессорные и совсем немного электростатические. Такой разброс связан с тем, что выполнялась частичная реконструкция подстанции либо не было возможности замены вышедшего из строя оборудования на аналогичное.

Самыми распространёнными электромеханическими реле, применяемыми на подстанциях и РП 10/0,38 кВ, являются РТМ, РТВ, РТ-40, РТ-81, РТ-85, РВ-253, РП-23, РП-25, РП-250, РУ-21. Из электростатических реле в основном применяются реле типа РСТ-80, но из-за их ненадежности их очень мало. В настоящее время применяются также микропроцессорные терминалы релейной защиты производства «Бреслер» и «Релематика», так как их стоимость значительно ниже аналогичного зарубежного оборудования.

Таким образом сети имеют ненадёжные схемы СЭС [23].

Примерно 70 – 100 часов в год происходят прерывания в электроснабжении потребителей. С точки зрения нормативных документов это норма. Но практика зарубежных коллег показывает нам, что сети могут обладать большей надёжностью, а именно – используя цифровой РЭС, для снижения данной цифры примерно в два раза 15 – 60 минут в год, что почти невозможно при настоящем уровне автоматизации наших распределительных сетей.

При этом в текущем парке эксплуатируемой техники релейной защиты в нашем распоряжении порядка 1,2 млн. аппаратуры. Львиную долю данных устройств составляют устройства, давно оставшиеся за чертой своего номинального срока эксплуатации 25 лет. Имеется в виду уставшие устройства на электромеханической

базе. И только малую часть составляют аппараты на основе микропроцессорной базе, микроэлектронных элементах.

При этом паспортный срок эксплуатации устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики составлял 12 лет, против 25 лет рекомендуемом производителями в настоящее время. Поэтому можно сделать вывод о том, что средства морально и физически устарели и требуют замены.

Стоит заметить, что современные устройства РЗА обладают огромным функционалом при урегулировании селективности в сети, что невозможно согласовать при использовании старых электромеханических релейных наборах. Именно это ведёт к ошибкам вызванных неправильными отключениями, невозможностью вовремя отремонтировать и согласовать устройства, эксплуатируемые на подстанциях.

Ориентировочный перечень защит, установленный на РЭС 110/10/0,38 кВ представлен на структурной схеме сети 10/0,38 кВ с отображением текущего состояния релейной защиты на рисунке 1.3.

В основном выключатели 10 кВ на РП представлены выключателями ВМГ-133 с приводом ПРБА, вторичные контакты которых со временем устарели и не могут организовать автоматизации на распределительном пункте.

Коммутирующая аппаратура на высокой стороне трансформаторных подстанций ТП1-10 представлена вводными выключателями нагрузок, которые не обеспечивают требуемый уровень надёжности, селективности, не позволяют обеспечить контакт с современными устройствами релейной защиты, не способны к телеуправлению. Ввод на трансформаторы в настоящее время представлен выключателями нагрузок с предохранителями, что также не позволяет автоматизировать ТП. На отходящих линиях 380 В используются автоматические выключатели, некоторые из установленных позволяют обеспечить только наблюдение за сетью, но, к сожалению, не позволяют обеспечивать управление.

Что касается диспетчерского телеуправления сетями 10/0,38 кВ, то уровень диспетчеризации предельно низок. Силовые подстанции с ВН 110 кВ и выше оснащены устройствами телемеханики в 95 % случаев. Хуже дела обстоят с распределительными сетями. Если на балансе района электрических сетей находится около 100 распределительных подстанций из них только 56 оснащены системами телемеханики, остальные ТП в целом не имеют никакой системы телемеханики. В настоящее время почти со всеми подстанциями организованы каналы связи для передачи показаний в ДЦ, но до сих пор состояние устройств телемеханики оставляет желать лучшего.

Так как модернизации систем сбора и передачи информации (ССПИ) проходили не часто, а желание заказчика вкладывать денежные средства, инвестиции в развитие городского РЭС на долгосрочную перспективу, почти сведены к минимуму, стоит предположить, что уровень телемеханики, и тем более уровень автоматизации предельно низок.

По существующим каналам связи в настоящее время проходит информация систем учёта электроэнергии. Данные по телеизмерениям (ТИ), телесигнализации (ТС) и тем более по телеуправлению (ТУ) приходят в ДЦ не со всех подстанций и не в полном объёме.

Сами же системы диспетчерского управления РЭС заточены на получение информации в аналоговой форме и лишь некоторые элементы ДЦ могут работать в режиме приёма цифровых сигналов.

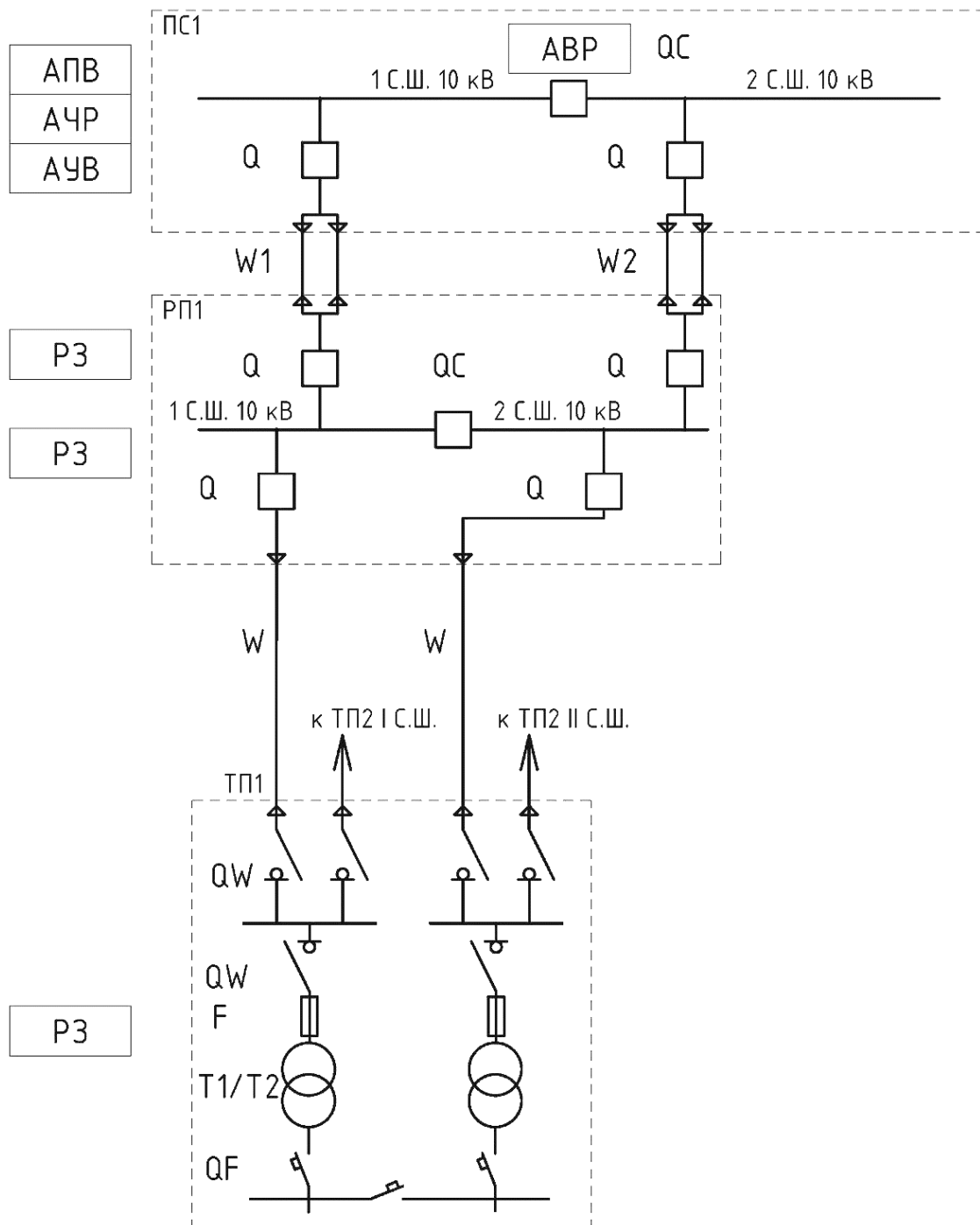


Рисунок 1.3 – Структурная схема сети 10/0,38 кВ с отображением текущего состояния релейной защиты

В нашем случае примем тот факт, что ДЦ нуждается в реконструкции и внедрении автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления (АСДТУ). Целью внедрения АСДТУ является автоматизация контроля и управления технологическими процессами и инженерными системами на гражданских и

промышленных объектах. Внедрение АСДТУ повышает эффективность работы, а также обеспечивает надёжность и качество управления и безопасности предприятия.

1.4 Характеристики аварийности электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ

Городские кабельные линии электропередачи (КВЛ) распределительных городских электрических сетей напряжением 6 – 35 кВ образуют огромную сеть СЭС для градообразующих промышленных предприятий. Если рассматривать городские распределительные сети напряжением 6 – 10 кВ, то к ним можно привести пару факторов, влияющих на составляющее, таких как:

- аппаратура, эксплуатируемая на ПС и РП имеет износ свыше 70 % (включает в себя, как оборудование на ПС, так и кабельные связи между ними);
- отсутствие диспетчерского пункта для сетей напряжением 10 кВ;
- отсутствие квалифицированного персонала, готового поддерживать современные сети на базе цифрового РЭС;
- отсутствие заинтересованности у сторонних ведомственных организаций в развитии своих сетей, выведение сетей на совершенно иной уровень, а именно перехода сетей 10 кВ на базу цифрового РЭС.

Отсутствие у сторонних организаций имеющих во владении распределительные сети 10 кВ персонала способных поддерживать работоспособное состояние линий, подстанций и аппаратуры. При этом стоит заметить, что порой такие бригады присутствуют.

Повальное сокращение и отток высоко квалифицированного персонала (состоящего в штате предприятий или организаций эксплуатирующих РЭС) ведёт к тому, что некому решать возникающие вопросы по оперативным переключениям, ремонту электроаппаратов. Растущие нагрузки на оборудование и незаинтересованность в применении нового современного парка оборудования ведёт к тому, что аппаратура эксплуатируется не по паспорту (15 – 35 %) и проведение ремонтов «наспех» (35 – 50 %) и невозможность поддерживать устройства в надлежащем состоянии.

К возможным причинам выхода из строя оборудования в городских электросетях можно отнести следующее: неправильное проектирование и расчёт нагрузок на объекте (аппарате), неквалифицированный ремонт аппаратуры и другие факторы. При неправильном проектировании происходит несогласование устройств РЗА друг другом, не обеспечивается должным образом селективность устройств, тем самым получаем большее количество отключений и непонятные режимы работы при отключениях. Также не производится учёта растущих нагрузок на аппаратуру, поэтому происходит отказ оборудования, выход его из строя на некоторое время, при всём при том, что основная доля ошибок возникает еще на стадии проектирования. В случае с неквалифицированным ремонтом происходит следующее: от малого количества ремонтного персонала требуется невозможное – под их надзором находится множество оборудования и линий, при этом сроки, отведённые на ремонт чрезвычайно малы. Поэтому на выходе имеем на скорую руку отремонтируемый парк устройств.

Отдельно можно выделить отключения, произошедшие случайно. К таким факторам можно отнести короткие замыкания в сетях из-за пожаров, случайно пробитого кабеля во время строительства объектов поблизости, такой процент отключений составляет примерно 24%.

Также, как и короткие замыкания выходы из строя могут быть неустойчивым. Под эти выражение подразумевается, что устройства могут вернуться в свое прежнее рабочее состояние с помощью устройств АПВ, такой процент отказов очень мал, имеет место быть в воздушных сетях, так как устройства АПВ недопустимы в работе с маслонаполненным оборудованием, таких как трансформатор. Устойчивые отказы наоборот не могут быть решены без непосредственного влияния человека, то есть без ремонта аппаратуры, включения рубильников и прочего. В свою очередь имеются так же аварийные отказы которые никак невозможно предусмотреть и ликвидировать заранее. Данные отключения и прерывания в энергосети возможно минимизировать установкой в городских электросетях устройств позволяющих создать цифровой РЭС. Представим ситуацию, происходит повреждение аппаратуры на ПС, и система мониторинга через существующие сети связи производит оповещение в оперативно диспетчерский пункт, где сотрудники видят, что определенный прибор находится в ненадлежащем состоянии, бригада по ремонту выезжает на объект и устраняет данное повреждение. Не происходит долгих отключений, перерывов в электроснабжении. А при условии, что каждый аппарат может удалённо менять свое положение, указывать на свой коммутационный ресурс, то действие цифрового РЭС быстро окупят себя за счёт отсутствия недопуска электроэнергии.

Повреждения кабеля так же можно избежать. Так как кабельные линии имеют очень большой риск повреждений [31], то рекомендуемым вариантом будет устанавливать единую систему мониторинга состояния кабельных линий. Данная система позволит избежать выхода из строя кабельной линии. При надвигающихся повреждениях – известит оперативно-ремонтный персонал и тем самым уменьшит недопуск электроэнергии в городских распределительных сетях напряжением 10 кВ. В таблице 1.2 отображены основные кабельные недостатки из-за которых происходят нарушения в электроснабжении.

Таблица 1.2 – Структура причин повреждения кабельных линий

Причины повреждения	Количество повреждений, %
Пробой изоляторов	10
Повреждение кабеля	34
Неисправность потребителей	20
Пробой кабельного ввода в ПС или ТП	11
Повреждение опоры	8
Грозовые отключения	11
Прочие	6

Общими характерными неисправностями основных элементов опор ВЛ являются:

– отклонения стоек вдоль и поперек ВЛ сверх допустимых норм; отклонения от проектного положения отдельных элементов опор (траверсы от горизонтали, разворот траверсы);

– коррозия деталей опор; деформация элементов; дефекты сварных швов; ослабление болтовых и заклепочных соединений; разрушение лакокрасочного или цинкового покрытия; неплотное прилегание элементов опоры; повреждение металлоконструкций; коррозионные потери металла в узловых соединениях и на свободной поверхности элементов; трещины, раковины, щели, пятна на бетоне, смещение каркаса арматуры, оголение и ржавление арматуры; ослабление натяжения тросовых оттяжек; наличие на опорах птичьих гнезд и посторонних предметов.

Состояния кабельных линий и грозозащитных тросов характеризуется общими неисправностями:

– расплетение кабеля; наличие мест, где кабель раздавлен, сплюснен; изменение цвета кабеля (пестрота, темные пятна, сплошное изменение цвета);

– наличие набросов, оборванных или перегоревших проволок, следов перекрытия, оплавления и вспучивание верхнего повива;

– изменение стрел провеса и габарита ВЛ;

– уменьшение количества изоляторов в гирлянде;

– механические повреждения фарфора или стекла изоляторов;

– следы перекрытия гирлянд и отдельных изоляторов (повреждение глазури, разрушение фарфора, стекла, оплавления армировки изоляторов и арматуры гирлянд);

– загрязнение изоляторов вводов.

Состояние заземляющих устройств и их неисправности:

– повреждения или обрывы заземляющих спусков на опоре и у земли;

– неудовлетворительный контакт в болтовых соединениях грозозащитного троса с заземляющими спусками или телом опоры;

– неудовлетворительный контакт соединения заземлителя с телом опоры (арматурой железобетонной опоры);

– отсутствие скоб, прикрепляющих заземляющие спуски к опоре;

– выступ заземлителей над поверхностью земли;

– превышение допустимого значения сопротивления заземления. Для организации поддержки эксплуатации в предприятиях городского РЭС необходимы информационные модели основных элементов сети, помогающие эффективно использовать информационные системы [3].

Перечень силового оборудования, подлежащей замены для организации модернизации с целью перехода на цифровой РЭС, отображён в таблице 1.3.

С текущим перечнем оборудования невозможно построить цифровой РЭС. Поэтому подразумевается замена коммутирующего оборудования, оборудования вторичных цепей для обеспечения совместной «работы» и организации современного цифрового информационного обмена на ПС 10/0,38 кВ и РП 10 кВ. Оборудование, которое необходимо установить будет рассмотрено в качестве подсистем для автоматизации во второй главе данной работы. Комплекс автоматизации, с привязкой к конкретным требованиям к подсистемам автоматизации будет приведён в третьей главе данной работы.

Таблица 1.3 – Перечень заменяемого оборудования

Оборудование	Место установки	Количество, шт
Вводные выключатели на стороне 10 кВ	РП1-2	5
Релейная защита в ячейках 10 кВ	РП1-2	5
Существующие средства телемеханики	РП1-2	–
Вводные выключатели на стороне 10 кВ	ТП1-10	4
Выключатели на стороне 10 кВ к трансформатору	ТП1-10	2
Выключатели на стороне 380 В, отходящие от трансформатора	ТП1-10	3
Выключатели отходящих линий на стороне 380 В	ТП1-10	8
Релейная защита в ячейках 10 кВ	ТП1-10	7
Существующие средства телемеханики	ТП5	–

1.5 Актуальность создания цифрового района городских электрических сетей

Одной из проблем российской электроэнергетики является высокий уровень аварийности и отказов на электроэнергетических объектах, а, следовательно, и высокий уровень экономических потерь, как в этой, так и других отраслях. Причины этого кроются в устаревшем оборудовании и инженерных сетях технологий эксплуатации последних, технически изживший себя уровень автоматизации управления технологическими процессами и производств. Так, сейчас основная схема организации эксплуатации электрической сети ориентирована, прежде всего, на круглосуточное пребывание на них оперативного персонала, контролирующего состояние объекта и выполняющего оперативные переключения. В распределительных электрических сетях (МРСК) уровень автоматизации сетей особенно 6–20 кВ значительно отстает от аналогичного показателя в развитых странах, только 38 % от общего количества центров питания оснащены телесигнализацией и менее 16 % имеют телеуправление, из предприятий электрических сетей (ЭС) и районов электрических сетей около 78 % имеют диспетчерские пункты, из которых только 60 % оснащены диспетчерскими щитами. Релейная защита и автоматика выполнена в основном с использованием электромеханических реле (~91 %), которые имеют значительный разброс характеристик срабатывания реле по току и времени, обладают недостаточной чувствительностью. Около 60 % всех комплектов релейной защиты находятся в эксплуатации более 30 лет.

Все это и обусловило принятие Правительством РФ Энергетической стратегии до 2030 года, в свете которой ОАО «Россеть» в конце 2013 года утвердило Положение ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». В этих документах, помимо модернизации, технического перевооружения и реконструкции, определена и главная интеллектуальная 2 задача – создание активно-адаптивных электросетей, с использованием технологий «Smart Grid». В этом термине аббревиатура SMART расшифровывается как Self Monitoring Analysis and Reporting Technology – технология самодиагностики, анализа и отчёта, а Grid (с англ.) – энергосистема, электросеть, энергосеть.

В электроэнергетике такого рода технологиям относятся: мониторинг состояния и управления электротехническим оборудованием; автоматизированный учет и информационные системы потребителей; инфраструктура систем связи для энергообъектов; автоматизация для повышения надежности и безотказности электроснабжения; интеграция источников электроэнергии малой мощности и накопителей, в том числе, электромобилей; управление данными; управление оперативными выездными бригадами. Будучи в единой платформе, названные технологии позволяют кардинально по-новому подходить к построению электрических сетей, переходя от жесткой структуры «генерация – сети – потребитель» к более гибкой, в которой каждый узел сети может являться активным элементом. При этом интеллектуальная сеть способна не только в автоматизированном, но и в автоматическом режиме производить свою переконфигурацию при изменении тех или иных условий. В России идея Smart Grid в настоящее время выступает в качестве концепции интеллектуальной активно-адаптивной сети, которую можно описать по следующими признаками:

- насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;
- большое количество датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы энергосистемы;
- система сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;
- наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами; средства автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети; высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена.

Мировые тенденции развития систем управления неразрывно связаны с переходом к цифровым технологиям, обеспечивающим возможность создания интегрированных иерархических систем. При этом распределительные электрические сети в этих системах являются нижним иерархическим звеном, неразрывно связанным с верхними уровнями управления.

Основой перехода к цифровым технологиям является техническое перевооружение и модернизация системы связи и телекоммуникаций с резким увеличением объема и скорости передачи информации. Поэтапный переход к цифровым интегрированным системам управления будет определяться этапами внедрения Единой цифровой системы связи в энергетике и займет не менее 10–15 лет.

В последние годы XX века ведущими специалистами мира в области телекоммуникаций был выдвинут тезис: «XX век – век энергетике, а XXI век – век информатики». Тогда же появился новый термин: «инфокоммуникации», объединяющий «информатизацию» и «телекоммуникацию». Думается, правильнее сказать, что XXI век будет веком и энергетике, и информационных коммуникаций, основанных на современных информационных и цифровых технологиях. Важнейшими тенденциями развития инфокоммуникационных сетей являются:

- повышение надёжности и срока службы телекоммуникационных сетей;

- разработка методов прогнозирования развития телекоммуникаций в регионах в зависимости от потребления электроэнергии;
- создание систем управления инфокоммуникационной средой;
- внедрение одновременно с развитием цифровых сетей современных телекоммуникационных технологий, в первую очередь, волоконно-оптической технологии;
- внедрение в ряде стран, так называемых, PLC-технологий использования электрических сетей 0,38–35 кВ для передачи любой информации с подстанций, энергопредприятий, промышленных предприятий до контроля и управления энергопотреблением в быту, в том числе решения задач автоматизированной системы контроля и управления электроэнергией, информационного обеспечения деятельности абонентов электрической сети 0,38–35 кВ;
- использование средств связи для охраны энергообъектов, видеонаблюдении.

Одним из главных признаков современных автоматизированных систем управления является интеграция (комплексирование) множества программных продуктов в единое информационное пространство [1, 10, 11].

Ведущая роль при модернизации электроэнергетики на новых принципах отводится электрической сети как структуре, обеспечивающей надежные связи генерации и потребителя. Новейшие технологии, применяемые в сетях, обеспечивающие адаптацию характеристик оборудования к режимной ситуации, активное взаимодействие с генерацией и потребителями, позволяют создать эффективно функционирующую систему, в которую встраиваются современные информационно-диагностические системы, системы автоматизации управления всеми элементами, включенными в процессы производства, передачи, распределения и потребления электроэнергии.

В целом речь идет о создании так называемой Интеллектуальной электроэнергетической системы с активно-адаптивной сетью, под которой понимается система, в которой все субъекты электроэнергетического рынка (генерация, сеть, потребители) принимают активное участие в процессах передачи и распределения электроэнергии.

В составе ИЭС электрическая сеть из пассивного устройства транспорта и распределения электроэнергии превращается в активный элемент, параметры и характеристики которого изменяются в реальном времени в зависимости от режимов работы энергосистемы [36].

Для реализации этой новой функции сети оснащаются современными быстродействующими устройствами силовой электроники и электромашиноventильных систем, системами, обеспечивающими получение информации в режиме on-line о режимах работы сети и состоянии оборудования. В сетях и у потребителя находят широкое применение различного рода накопители (аккумуляторы) электрической энергии, а потребители становятся активными участниками процесса распределения и потребления электроэнергии [25].

Задачи исследования

Для достижения заявленной цели необходимо:

1. Провести обзор современного состояния городских электрических сетей напряжением 10/0,38кВ с кабельными линиями и обоснование задач исследования.
2. Рассмотреть тенденции и перспективы развития управления электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями.
3. Разработать эскизный проект цифрового района городских электрических сетей.
4. Провести технико-экономическую оценку проекта цифрового района городских электрических сетей.

2 ТЕНДЕНЦИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ УПРАВЛЕНИЕМ ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10/0,38 кВ С КАБЕЛЬНЫМИ ЛИНИЯМИ

2.1 Основные задачи управления городскими электрическими сетями

Управление техническим обслуживанием и ремонтом сетей 0,38–20 кВ сосредоточено в РЭС, которые считаются производственными подразделениями ПЭС. Совпадение границ РЭС с административными границами районов облегчает взаимодействие организаций с органами управления городского района распределительных сетей. Для выполнения оперативного обслуживания и ремонтов в РЭС создаются ремонтно-эксплуатационные участки и специализированные бригады [20].

На рисунке 2.1 приведены Варианты организации структур ЭТС

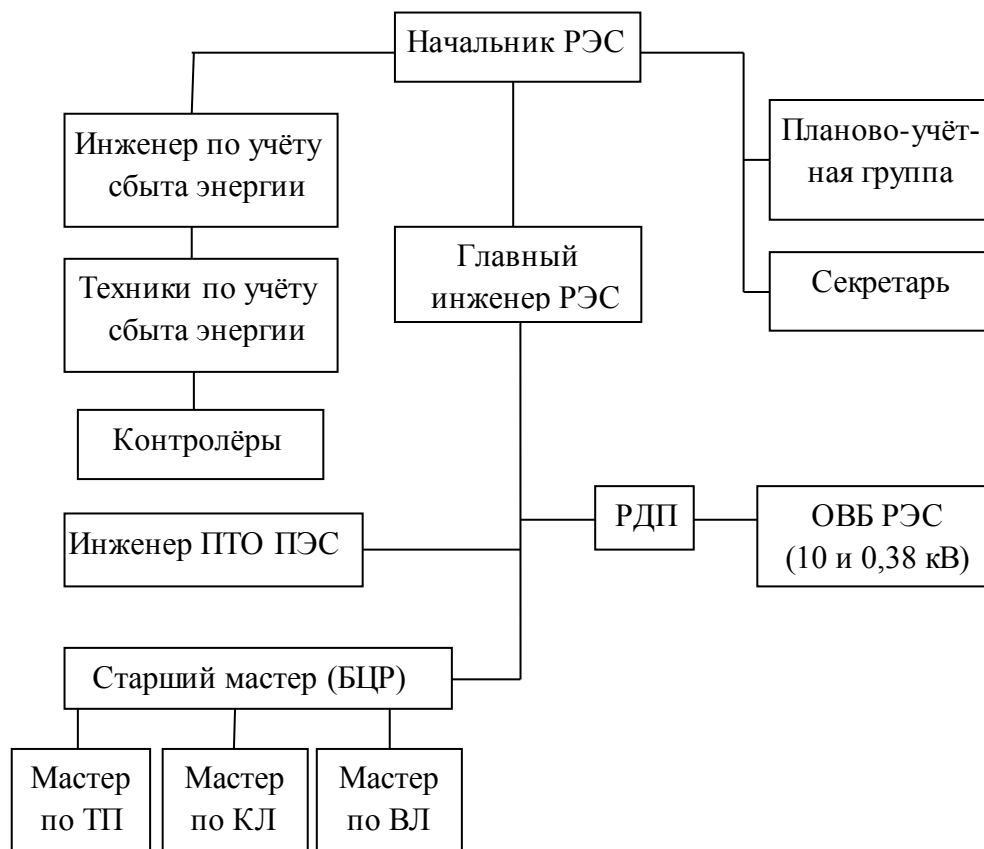


Рисунок 2.1 – Варианты организации структур ЭТС

РМС – ремонтно-монтажная служба; БЦР – бригада центрального ремонта;
РДП – диспетчерский пункт РЭС; ОВБ – оперативно-выездная бригада

Организационные структуры РЭС устанавливаются ПЭС в зависимости от специализации персонала и местных условий. В РЭС сконцентрированы бригады по комплексному ремонту трансформаторных подстанций, профилактическим испытаниям оборудования, защитных средств. В рамках участков, как правило, проводятся эксплуатационные работы на ВЛ и ТП 0,38–20 кВ [21].

Техническое и организационное руководство районами в части ремонтов и эксплуатационных работ принимает на себя служба РЭС, признанная структурным производственным подразделением

ПЭС. Службе вменяется в обязанность проведение множества мероприятий:

- планирование совместно с РЭС сроков капитальных ремонтов и эксплуатационных работ;
- анализ надёжности работы сетей, разработка совместно с РЭС противоаварийных мероприятий и контроль за их исполнением;
- составление и корректировка местных инструкций по ремонту и эксплуатации ВЛ 0,38–20 кВ и ТП;
- контроль за соблюдением правил техники безопасности, расследование на месте причин несчастных случаев;

В процессе эксплуатации элементы оборудования и ЛЭП изменяют свои свойства сообразно–времени работы, нагрузкам и среде, в которой востребовано упомянутое оборудование. При этом утрачиваются прочность, способность противостоять воздействию нагрузкам, вследствие чего многократно возрастает опасность отказа. На время эксплуатации рекомендуется разработать перечень мероприятий по обеспечению работоспособности объектов, как-то:

- определение рациональных правил, объёмов и сроков проведения предупредительных работ;
- выполнение расчётов расхода и запасов материальных ресурсов (оборудования, запасных частей и материалов), необходимых для проведения ремонтов, разработка способов снижения расходов и запаса ресурсов [5];
- выявление оптимальной численности работников для технического обслуживания и ремонтов, рациональной организации управления действиями персонала.

Организация и последовательность проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту установлены комплексом положений и норм, зафиксированных в Правилах технической эксплуатации (ПТЭ). Упомянутый комплекс норм и положений формирует систему технического обслуживания, направленную на обеспечение предусмотренных технической документацией качества и надёжности изделий. В ПТЭ система технического обслуживания электроустановок определена как система планово-предупредительного ремонта (ППР), имеющая целью предупреждение недопустимого снижения прочности и своевременную замену дефектных элементов. Система ППР предусматривает проведение плановых и внеплановых ремонтов и мер по обслуживанию элементов [32].

Система ППР предполагает, что элемент имеет один или более параметров, которые прогнозируют отказ в момент достижения упомянутыми параметрами граничного значения. Причём означенные параметры реально контролировать путём измерения, осмотра или иным способом. В качестве контролируемых параметров привлекаются внутренние характеристики элементов, как-то: износ, коррозия металла, загнивание древесины, величина раскрытия трещин в железобетоне, электрическое сопротивление контактов и изоляции и т.д., а также показатель наработки, возраст, измеряемые в годах, часах и др.

К основным задачам управления электрическими сетями в рыночных условиях относятся:

– обеспечение стабильной и безопасной работы оборудования электрических сетей, надёжного электроснабжения потребителей и качества электроэнергии, соответствующих требованиям, установленным нормативными актами, и принятие мер для обеспечения исполнения обязательств субъектов электроэнергетики по договорам, заключённым на рынке электроэнергии [26];

– обеспечение договорных условий поставок электроэнергии участникам(и) рынка электроэнергии;

– минимизация сетевых технических ограничений в экономически обоснованных пределах;

– снижение затрат на передачу и распределение электроэнергии за счет внедрения передовых технологий эксплуатационного обслуживания и ремонта электросетевого оборудования, новой техники и энергосберегающих мероприятий [8].

На рисунке 2.2 изображена принципиальная схема оперативно-диспетчерского управления. Пунктирными линиями выделена часть оперативно-диспетчерского управления, рассмотренная в данной работе на напряжение 10 – 0,38 кВ.

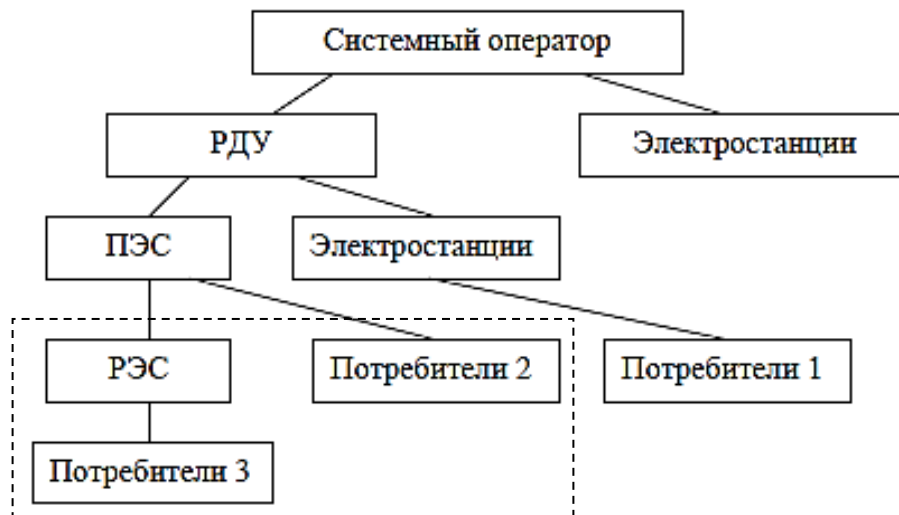


Рисунок 2.2 – Принципиальная схема оперативно-диспетчерского управления

С учетом особенностей технологических и коммерческих отношений ДЦ могут создаваться у других субъектов рынка – генерирующих энергокомпаний, независимых производителей электроэнергии (блок-станции, крупные промышленные потребители и др.).

В функциональном плане вся вертикально интегрированная иерархическая структура диспетчерского и технологического управления представляет собой системного (технологического) оператора, решающего сложнейшие инженерные и технические задачи для осуществления стоящих перед ним целей.

Целями системного оператора являются [9]:

– обеспечение надежного и эффективного функционирования энергосистемы с соблюдением нормативных показателей качества электроэнергии;

– организация технологического управления процессом передачи электроэнергии для реализации принципа открытого доступа к электрической сети субъектов рынка.

2.2 Направления формирования конфигурации городских электрических сетей, состоящих из кабельных линий

Многообразие условий работы различных объектов обуславливает множество схем их электроснабжения. Принято различать два основных направления развития схем электроснабжения:

1. Классическое, которое развивается в основном в тех районах, где рост нагрузки потребителей только предполагается или развивается одновременно со строительством электроэнергетических сетей.

2. Вынужденное, где электроэнергетические сети уже построены и рассчитаны на определенную нагрузку и категоричность, но в последствии возникает необходимость в или увеличении способности сети, или в строительстве новых отпаек от существующей сети, или вообще изменении их конфигурации.

Такие сети, носят названия или простых замкнутых, или сложно замкнутых конфигураций электроэнергетических сетей.

Схемы питания потребителей зависят от удаленности источников энергии, общей схемы электроснабжения данного района, территориального размещения потребителей и их мощности, требований, предъявляемых к надежности, живучести и т.п.

Выбрать тип и конфигурацию сети очень сложно, т.к. они должны удовлетворять условиям надежности, экономичности, удобства в эксплуатации, безопасности и возможности развития [37].

Конфигурация сети определяется взаимным расположением элементов линий, а тип сети зависит от категории потребителей и степени их надежности.

Городские электрические сети состоят из линий электропередачи напряжением 35 или 110 кВ, трансформаторных подстанций с напряжениями 110/35, 110/20, 110/10 или 35/6, линий электропередачи напряжением 35, 20, 10 и 6 кВ потребительских трансформаторных подстанций 35/0,38, 20/0,38, 10/0,38 и 6/0,38 кВ и линий напряжением 0,38/0,22 кВ.

Основной системой напряжений в электрических сетях городского назначения является система 110/35/ 10/0,38 кВ с подсистемами напряжений 110/10/0,38 кВ и 35/10/0,38 кВ.

Надежность работы городской электрической сети в большой степени зависит от ее схемы, так как именно она определяет возможности резервирования, а также эффективность устанавливаемых в сети коммутационных аппаратов, средств автоматики, сбора, фиксации и передачи информации о месте повреждения. Основное требование к схеме – обеспечение максимальной степени резервирования при минимальной общей длине линий и при минимальном количестве резервных связей и оборудования [22].

Дополнительное требование к схеме сети 10 кВ, получающей все большее развитие в связи с приближением этого напряжения к городским потребителям – создание (осуществление) резервирования любого потребителя (трансформаторная подстанция 10/0,38 кВ) от независимого источника питания.

В некоторых районах нашей страны применяют двухступенчатую систему распределения 110/35/0,38, 110/20/0,38 и 110/10/0,38 кВ. При такой трансформации на 30 % снижается потребность в трансформаторной мощности, значительно сокращаются потери энергии и улучшается качество напряжения у потребителя.

Проблематика организаций ПЭС состоит в:

- высоких темпах роста потребления электроэнергии;
- отсутствия надежности схемы, в части надёжности «кольца» схемы 10 кВ;
- дефицит трансформаторной мощности 10/0,38 кВ в послеаварийных и ремонтных режимах;
- износ распределительной сети 10 кВ.

По итогам реконструкции систем управления, внедрения новых систем диспетчеризации, а также модернизации первичного силового оборудования (КЛ, трансформаторы, выключатели) ожидается:

- повышение надежности работы электросетей;
- возможность присоединения новых потребителей;
- сокращения эксплуатационного персонала;
- повышение экономии средств, путём экономии на недоотпуске электроэнергии.

Более половины общих затрат на электроснабжение городских потребителей составляют затраты на замену и ремонт выключателей отходящих линий 10, 0,38 кВ, поддержание в рабочем состоянии систем релейной защиты, телемеханики и комплекса охранно-пожарных технических средств.

Поэтому по экономическим соображениям такие ТП нуждаются в реконструкции и модернизации.

Основным направлением развития городских электрических сетей должно быть преимущественное развитие сетей напряжением 10 кВ.

Именно поэтому модернизируя систему электроснабжения, начиная от отходящих ВЛ 110 кВ, ТП 10/0,38 кВ и заканчивая отходящими кабельными линиями 0,38 кВ, можно решить проблемы ПЭС, указанные выше в данной главе. Одной из ключевых особенностей модернизации является создание цифрового РЭС. В настоящее время данный комплекс создаётся в этапе нового строительства, либо в рамках проектов по модернизации, реконструкции или техническом перевооружении, либо создании:

- единых систем средств измерений;
- систем сбора и передачи информации;
- цифровых систем передачи информации;
- автоматизированной системы диспетчерско-технологического управления, и многих других.

2.3 Современные технические средства, позволяющие создать цифровой РЭС

В настоящее время существует большое количество систем позволяющие создать цифровой РЭС. Данные системы развивались отдельно, внедрялись и эксплуатировались в разное время с использованием разного рода технических средств. Но с развитием техники на основе микропроцессоров, а также быстрыми темпами

внедрения на новых объектах строительства средств автоматизации, данные системы объединялись, модернизировались. Как итог, отдельные системы стали подсистемами автоматизациями.

Такие подсистемы вводятся в состав ПТК автоматизации и позволяют удалённо наблюдать за процессами, происходящими на подстанции, будь то управление уставками и конфигурациями терминалов релейной защиты и противоаварийной автоматики, либо же удалённо контролировать все показания электрической энергии на конкретном присоединении при помощи счётчиков, либо дистанционно проводит отключения коммутационных аппаратов. Далее будут рассмотрены данные подсистемы, с помощью которых возможно создание цифрового РЭС на подстанциях 10/0,38 кВ.

Для рассмотрения технических средств для модернизации городского РЭС и создание цифровой подстанции будем использовать стандартную схему распределительной ТП, изображённой на рисунке 2.3, а также стандартную схему распределительной сети РП, изображённой на рисунке 2.4. На данных рисунках изображены ТП и РП с двумя вводами от соседней трансформаторной подстанции или распределительного пункта, а также с двумя понижающими силовыми трансформаторами 10/0,38 кВ. Подразумевается установка на данных подстанциях следующих подсистем:

Подсистема РЗА (РАС);

Подсистема телемеханики;

Подсистема учёта электрической энергии с удалённым сбором данных розничного рынка электрической энергии;

Подсистема мониторинга контроля качества электроэнергии;

Подсистема мониторинга ЛВС;

Подсистема единого времени;

Подсистема связи.

А также дооснащение или перевооружение силового оборудования:

– Измерительными трансформаторами тока 10 В;

– Трансформаторами тока нулевой последовательности 10 кВ;

– Вакуумными выключателями 10 кВ;

– Автоматическими выключателями на стороне 0,38 кВ.

Комплекс «Цифрового РЭС» для РП подразумевается использовать по аналогии с системами автоматизации на ТП. В качестве аналогии с ТП имеем ячейки:

– 1 и 2 секционный выключатель и разъединитель;

– 3-4 ввод;

– 5-8 отходящие к ТП или Т-1(2);

– 9-10 ячейки ТН.

Далее РП, автоматику и системы необходимые для сооружения цифрового РЭС на РП будем рассматривать совместно со стороной высокого напряжения на ПС 10/0,38 кВ.

2.3.1 Релейная защита и автоматика, устанавливаемая на подстанции 110/10 кВ в начале кабельных линий напряжением 10 кВ

Основные направления развития РЗА в распределительных городских электрических сетях:

- замена физически изношенной, выработавшей свой срок службы аппаратуры;
- модернизация устройств РЗА с ориентацией на использование нового поколения микропроцессорных устройств;
- интеграция микропроцессорных средств РЗА в состав единой АСУ питающих подстанций;
- расширение функций РЗА на задачи измерений и контроля с учетом требований к надежности ее работы, в том числе с применением международных стандартов по интерфейсам связи.

Кабельные линии электропередачи, имея большую протяженность, подвержены повреждениям в большей степени, чем другое электрическое оборудование. Особенно это относится к кабельным линиям, которые подвержены повреждениям от грозовых ударов, гололеда, сильного ветра, загрязнения изоляторов и т. п.

Указанные выше, а также другие причины повреждений могут вызывать короткие замыкания фаз между собой и на землю. Поэтому для быстрого отключения поврежденных линий они должны быть оборудованы релейной защитой, действующей на отключение [29].

При этом в электрических сетях, работающих с заземленными нулевыми точками трансформаторов, должна действовать на отключение как защита от междуфазных, так и от однофазных к. з., а в сети, работающей с изолированными нулевыми точками трансформаторов, только защита от междуфазных к. з.

Замыкание на землю одной фазы в сети, работающей с изолированными нулевыми точками трансформаторов, не вызывает нарушения работы потребителей электрической энергии. Поэтому защита от замыканий на землю с действием на отключение в этих сетях, как правило, не применяется, но для ускорения отыскания места повреждения устанавливается защита с действием на сигнал.

Защиты линий отличаются многообразием и определяются главным образом схемой работы линии, напряжением сети и ответственностью питаемых.

Для защиты линий с односторонним питанием применяются: максимальная токовая защита, токовая отсечка, токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий, направленная токовая поперечная дифференциальная защита параллельных линий [27].

Для защиты линий с двусторонним питанием, кроме указанных выше защит, применяются: максимальная направленная защита, направленная отсечка, продольная дифференциальная защита, дистанционная защита, высокочастотная защита.

На элементах системы электроснабжения (генераторах, трансформаторах, линиях электропередачи и электродвигателях) нашли применение токовые, токовые направленные, дистанционные, дифференциальные защиты, а также максимальные и минимальные защиты напряжения, воздействующими величинами которых могут быть полные фазные токи и напряжения или их симметричные составляющие.

На элементах также имеются устройства автоматики, которые тесно связаны с релейной защитой. Они дополняют друг друга, взаимно влияют на выбор параметров, имеют общие цепи. Это особенно характерно для релейной защиты и устройств АПВ и АВР.

Все функции, обозначенные выше, выполняются на любых терминалах релейной защиты на основе элементной базы – микроконтроллеров (микропроцессорных элементов).

В данный момент ведущими предприятиями по внедрению таких систем являются:

- ООО НПП «ЭКРА»;
- Инженерная компания ООО «Прософт-Системы»;
- ООО «НГЦ "Механотроника»;
- ООО «Релематика».

Оборудование данных производителей широко внедряется на территории РФ, а также выходит за её пределы.

Устройства на микропроцессорной базе позволяют удалённо производить переконфигурирование терминалов (изменение групп уставок, параметров параметрирования), а также дистанционно производить мониторинг состояния системы РЗА и ПА, установленной на ПС.

Устройства, подключённые к системе АСУТП, на уровень присоединения и уровень процесса способны получать входные цифровые сигналы для управления отключением или включением КА и производить технологический обмен между смежными терминалами, установленными в данной системе.

2.3.2 Вакуумные выключатели

В качестве коммутационных аппаратов на стороне 10 кВ трансформаторных подстанций ТП1-ТП10 используются масляные выключатели, такие как ВПМ(ВПМП)-10, ВГМ-10, ВМПЭ(ВМПП)-10. Данные выключатели уже имеют большой физический и моральный износ и не обеспечивают требуемый уровень надёжности. Примерно 10 % КА не имеют контакторов вторичных цепей КСА, более 50 % имеют неисправные КСА, либо не имеющих свободных контактов для ТС положения КА, это касается не только выключателей, а также разъединителей и заземляющих ножей. Такие коммутационные аппараты не могут обеспечить телеуправление и требуют замены на более новые аналоги.

В настоящий момент во многих странах для повышения надёжности работы распределительных сетей, сокращения времени поиска места повреждения и числа перерывов электроснабжения многие годы, в качестве коммутационных аппаратов для 10 кВ, используют вакуумные выключатели. Данный тип КА использует вакуум в качестве среды для гашения электрической дуги [16 – 17].

Рассмотрим вакуумный выключатель серии ВВ/TEL для среднего класса напряжения (ISM15_Shell_2) от отечественного производителя вакуумного коммутационного оборудования ООО «Таврида Электрик».

Данный выключатель ISM15_Shell_2 предназначен для коммутации в распределительных сетях (аварийных и нормальных) трехфазного переменного тока с изолированной, компенсированной или заземлённой нейтралью частотой 50 Гц, номинальным напряжением до 10 кВ в качестве КА. Общий вид вакуумного выключателя показан на рисунке. 2.6.

Рисунок 2.6 – Общий вид вакуумного выключателя серии ВВ/TEL

Для управления выключателем ВВ/TEL предусматривается использование блока управления (БУ) серии БУ\TEL. Данный БУ устанавливается в релейном отсеке или на выдвижном элементе комплектного распределительного устройства (КРУ), либо на фасаде комплектного распределительного устройства одностороннего обслуживания (КСО).

Блок управления КА служит для управления выключателем и взаимодействия с комплексом РЗА с помощью встроенного интерфейса. БУ – это электронные устройства, использующие твердотельные коммутаторы и функционально законченный микропроцессорный комплект (МПК), именно поэтому БУ может с высокой точностью контролировать порядок управления вакуумным выключателем, тем самым осуществлять наилучшие условия для работы выключателя [18]. Современная МПК база в купе с классическими схематичными и техническими решениями позволила создать БУ, которые встраиваются в любые электрические схемы и конструкции распредустройств существующих присоединений.

На рисунке 2.7 приведён вид блока управления выключателя ВВ/TEL.

Рисунок 2.7 – Блок управления вакуумного выключателя серии БУ/TEL-12

2.3.3 Автоматика деления электрической сети и АВР

Устанавливаемые в ячейках 10 кВ МП терминалы релейной защиты, а также блоки управления выключателями на микропроцессорной базе позволяют осуществлять регулирование напряжения сети, активной мощности и частоты. Такое регулирование называют режимной автоматикой.

Режимная автоматика, используя системы телесигнализации, телеизмерений и телеуправления, производит опрос датчиков КА, трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН), следуя заложенному в программу логики расчёту, производит вычисления электрического режима. Параллельно, анализируя произведённый расчёт, модуль автоматики деления сети выдает сигнал на опережающее деление связей с внешней электрической сетью. Пусковой орган модуля, выявив уменьшение провала напряжения прямой последовательности ниже заданного значения уставки срабатывания отправляет сигнал по существующим сетям связи на отключения электромагнита выключателя (ЭМО).

Сигнал внешнего воздействия на отключения выключателя проходит по сетям связи в стандартных протоколах МЭК-60870-5-104 по ВОЛС или МЭК-60870-5-101 по ВЧ-каналу.

Такое общее действие (быстрого деления сети, режимной автоматики, сетей связи, цепей ТУ, ТИ и ТС) приводит к сбалансированному делению без нарушения электроснабжения потребителей.

Структурная схема локально-вычислительной сети (ЛВС) с отображением сигналов ТИ, ТС и ТУ показана на рисунке 2.8.

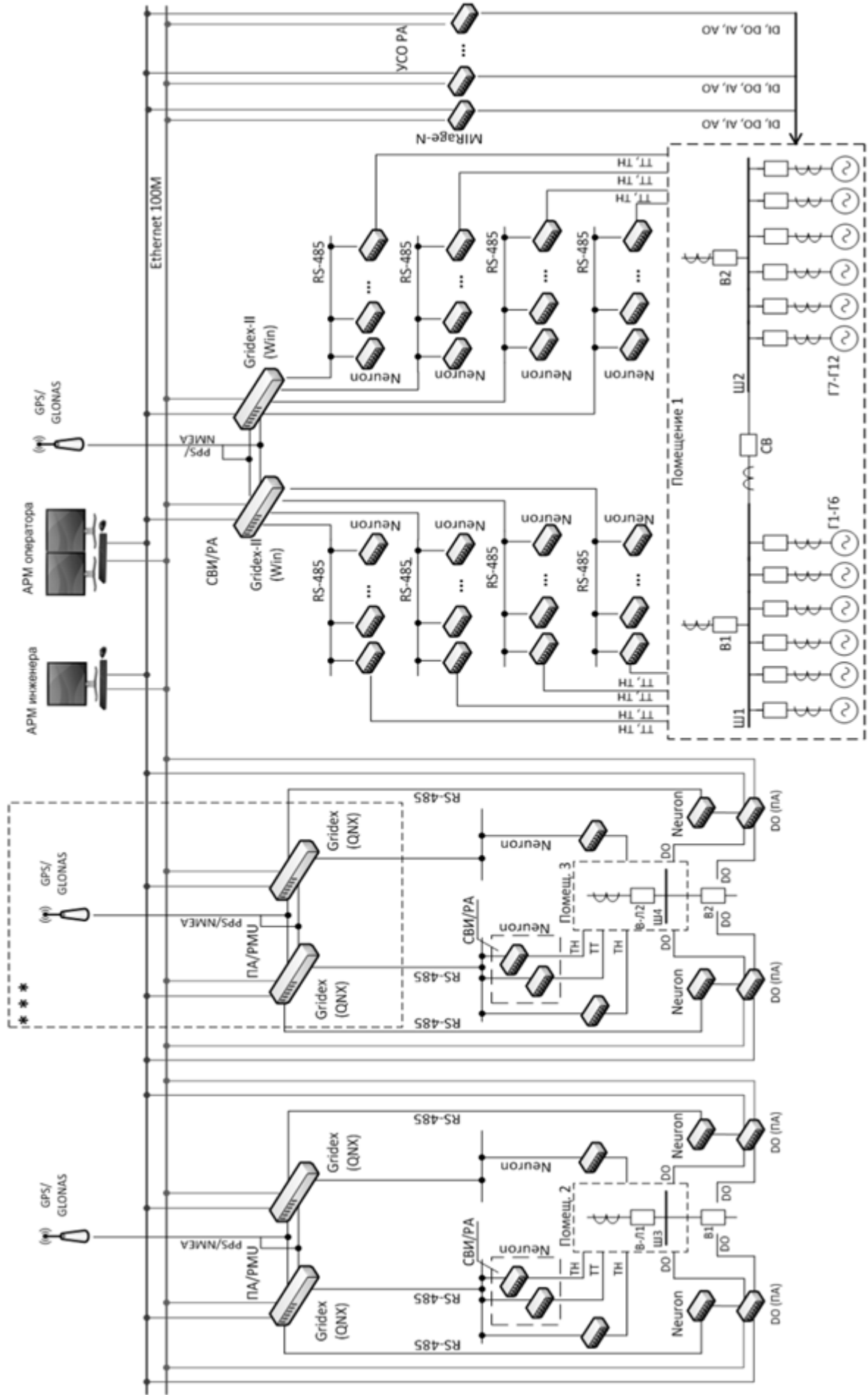


Рисунок 2.8 – Структурная схема ЛВС

2.3.4 Системы автоматизированного учёта электроэнергии с дополнительными функциями, интеллектуальные счётчики

Автоматизация учета электроэнергии – стратегическое направление снижения коммерческих потерь электроэнергии во всех без исключения странах, основа и обязательное условие функционирования оптового и розничного рынков электроэнергии.

Современные АСКУЭ должны создаваться на основе:

стандартизации форматов и протоколов передачи данных;

обеспечения дискретности учета, сбора и передачи данных коммерческого учета, необходимой для эффективного функционирования конкурентного розничного рынка электроэнергии;

обеспечения расчета фактических и допустимых небалансов электроэнергии в электрических сетях, локализации небалансов и принятия мер по их снижению;

взаимной увязки со средствами диспетчерского управления и противоаварийной автоматики.

Для сбора информации прослеживается устойчивая тенденция по замене индукционных счетчиков на электронные не только из-за более высоких пределов точности, но и за счет меньшего потребления по цепям трансформатора тока и трансформатора напряжения [30].

Особое значение для розничного рынка электроэнергии и для снижения потерь электроэнергии в электрических сетях имеет исключение самообслуживания (самосписания показаний) счётчиков электроэнергии бытовыми потребителями. Для этого во всем мире ведутся разработки АСКУЭ бытовых потребителей с передачей данных от счетчиков электроэнергии по силовой сети 0,38 кВ или по радиоканалам в центры сбора данных. В частности, широкое применение находят PLC-технологии.

Потребители, которые потребляют значительное количество электроэнергии, нередко используют систему АСКУЭ для учёта и снижения затрат на электричество. Такие приспособления позволяют учитывать расход как активной, так и реактивной электроэнергии. Как правило, фирма, которая устанавливает системы АСКУЭ, самостоятельно согласует проект с энергонадзорными учреждениями. В автоматизированных системах главным компонентом являются счётчики, которые могут быть индукционными, электронными и гибридными.

Самые первые устройства подобного типа, которые стали применять в автоматизированном учёте, были индукционными. Учёт расхода здесь осуществляется с использованием подвижного алюминиевого диска, вращение которого происходит из-за наводимых в нём магнитным полем внутренней катушки токов. Такие счётчики обладают небольшим функционалом и чаще всего используются в квартирах. В настоящий момент в новых системах АСКУЭ устанавливаются только электронные счётчики, которые значительно более удобны, предоставляют намного больше возможностей.

В электронных счётчиках снятие значений с токопровода и преобразование сигнала в показатели напряжения, расхода, силы тока и др. происходит с использованием твердотельных (электронных) датчиков, в которых отсутствуют подвижные

элементы. В датчиках происходит непосредственное преобразование проходящего тока в счётные импульсы. Измерительные элементы создают импульсы, количество которых определяет числовые параметры электросети. Электронные счётчики обладают широкими возможностями, которые в настоящий момент расширяются. Центральным компонентом современных электронных электросчётчиков является микропроцессор, который является устройством, функции которого можно изменять программным воздействием. Например, можно учитывать расход электроэнергии по дифференцированным тарифам (2 – х, 3 – х и более).

Гибридные счётчики имеют в своём составе компоненты как индукционных устройств (измерительные или вычислительные), так и электронных счётчиков (интерфейс, измерительные элементы).

Вывод информации с электросчётчиков для АСКУЭ может осуществляться разными способами. Чаще всего используются сети RS-485, RS 232. Современные модели могут подключаться по интерфейсу RJ-45, посредством протокола Modbus.

Современные АСКУЭ представляют собой крупный аппаратно-программный комплекс, предназначенный для одновременного дистанционного сбора, хранения, обработки показаний приборов учета потребляемых энергоресурсов и последующей передачи информации на следующий уровень иерархической системы.

Оборудование АСКУЭ, предназначенное для получения расчетных данных, состоит из огромного количества трёхфазных и однофазных счетчиков, установленных непосредственно на объектах энергопотребления, и оснащенных PLC-модемами. В качестве электросчетчиков используются многофункциональные электронные устройства, оборудованные выходом для подключения интерфейса RS-485. Они обеспечивают автоматизированный сбор показаний, без непосредственного участия человека, повышая точность снятия показаний. К таким средствам измерительной техники относятся [24]:

- Евро-Альфа 1600;
- Альфа;
- АСЕ-6000;
- Элвин;
- Меркурий;
- счетчик EMS;
- электросчетчик EPQS;
- Энергия-9 и многие другие.

Благодаря использованию передовых инновационных технологий современные высокоточные счетчики, устанавливаемые в АСКУЭ, способны осуществлять измерения в широком диапазоне и выполнять дифференцированный учет, на основе тарифных зон. Эти устройства призваны обеспечивать измерение активной – с классом точности 0,2 или 0,5 и реактивной электроэнергии – с классом 1,0 в прямом и обратном направлении с нарастающим итогом, а также хранение профиля нагрузки с заданным периодом интеграции. Настройка коэффициентов, необходимых для работы данных устройств, производится с помощью специального программного обеспечения, устанавливаемого на ПК. Счетчики имеют встроенные часы, которые можно внешне синхронизировать с помощью ПК. Также они обес-

печивают энергонезависимое сохранение информации при потере питания, учет активной и реактивной мощности, энергии в соответствии с выставленными периодами интеграции.

Кроме того, любые электронные счетчики, монтируемые в составе АСКУЭ, должны соответствовать требованиям ГОСТ 2005 (IEC 62053–21), быть внесенными в Государственный реестр средств измерений, их использование должно согласовываться с энергоснабжающей организацией.

2.3.5 Автоматизированные системы оперативно-диспетчерского управления РЭС

Цель создания автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления – повышение экономичности и надежности распределения электрической энергии и мощности за счет обеспечения максимальной эффективности оперативно-технологической деятельности РСК путем комплексной автоматизации процессов сбора, обработки, передачи информации и принятия решений на основе современных информационных технологий.

Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления должна представлять собой распределенную иерархическую систему, на каждом уровне которой решается обязательный базовый состав задач, обеспечивающий выполнение основных функции оперативно-технологического управления [17].

Основные подсистемы автоматизированной системы оперативно-диспетчерского управления:

- автоматизированное оперативно-диспетчерское управление электрическими сетями, выполняющее функции: текущего управления; оперативного управления и планирования; контроля и управления электропотреблением; планирования и управления ремонтами;

- автоматизированное технологическое управление: релейной защитой и автоматикой; напряжением и реактивной мощностью;

- автоматизированная система коммерческого и технического учета электроэнергии (АСКУЭ);

- система связи, сбора, передачи и отображения информации.

Управление такими сложными объектами, как энергетические системы, возможно только с помощью современной управляющей техники. Для этого созданы и развиваются автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), которые реализуют все стадии управления: сбор информации, её обработку, помощь в принятии управляющих решений, передачу управляющих команд, ведение режима.

Основу КТС АСДУ представляют ЭВМ. Многообразие функций АСДУ заставило использовать много машин для информационно-вычислительных систем. АСДУ ИВС разделены на два комплекса: ОИУК и ВК.

Оперативный информационный управляющий комплекс (ОИУК) решает задачи краткосрочного планирования, оперативного и автоматического управления режимами энергосистем.

ОИУК работает в режиме реального времени. Он обеспечивает автоматический ввод и обработку телемеханической и алфавитно-цифровой информации, управление средствами отображения информации (т.е. дисплеями, табло, приборами и видеостеной диспетчерского щита), проведение оперативных расчётов для управления режимами, автоматическое регулирование частоты, перетоков мощности, напряжения и др.

На рисунке 2.9 представлена структура технических средств ОИУК.

ОИУК состоит из 2 подсистем: информационно-управляющей (ИУП) и информационно-вычислительной (ИВП).

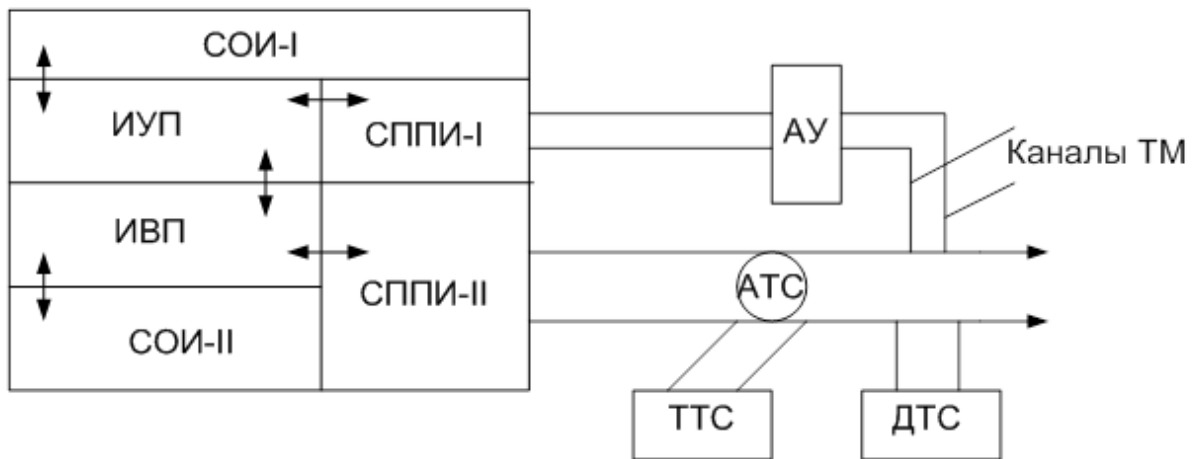


Рисунок 2.9 – Структура технических средств ОИУК:

АУ – аппаратура уплотнения каналов связи; АТС – автоматическая телефонная станция; ДТС – диспетчерская телефонная станция; ТТС – технологическая телефонная станция; СППИ – средства приёма и передачи информации; СОИ – средства отображения информации

ИУП реализуется на базе 3 ЭВМ, к которым подключены устройства телемеханики, дисплеи, диспетчерский щит и другие средства отображения информации. ИУП обеспечивает автоматический сбор и обработку телеинформации, управление средствами отображения информации, выполнение оперативных расчётов, автоматическое управление.

ИВП реализуется на базе 3 универсальных ЭВМ большой производительности, позволяющих создавать большие архивы данных. ИВП обеспечивает выполнение расчётов по оперативному и краткосрочному управлению по информации из первой подсистемы, решение задач оперативного учёта и анализа использования энергоресурсов, состояния оборудования, технико-экономических показателей и др.

Между подсистемами осуществляется обмен необходимыми массивами информации [35].

Средства приёма и передачи информации (СППИ-I) для ИУП и (СППИ-II) для ИВП имеют основные функции: обмен информацией с соответствующими подсистемами «своего» ОИУК, а также ОИУК смежного и других уровней управления.

Средства отображения информации СОИ-I и СОИ-II предназначены для отображения режима и диалога диспетчера с ЭВМ.

ОИУК является многомашинной системой. Обычно в состав ОИУК входят две универсальные и две мини-ЭВМ, что определяется высокими требованиями к надёжности комплекса.

Особенно жёсткие требования по надёжности предъявляются к ИУП, т.к. именно она обеспечивает диспетчера оперативной информацией и в ряде систем осуществляет функции автоматического управления.

ВК предназначены для решения вне темпа процесса задач долгосрочного планирования, организационно-экономических и других задач. Технической базой ВК является либо автономная универсальная ЭВМ, либо одна из универсальных ЭВМ ОИУК, на которой эти задачи решаются в фоновом, низкоприоритетном режиме.

Программное обеспечение АСДУ подразделяется на информационное (входные и выходные массивы, базы данных, классификаторы и кодовые словари) и программное, которое состоит из трёх видов обеспечения:

- машинного, поставляемого заводом-изготовителем ЭВМ;
- специального – для решения конкретных технологических задач;
- общесистемного (компьютерного), организующего взаимодействие нескольких ЭВМ и периферийных устройств.

2.3.6 Системы передачи информации и команд управления

К характерным особенностям современной техники относится широкое внедрение методов и средств автоматики и телемеханики, вызванное переходом на автоматизированное управление. Непрерывно усложняются функции, выполняемые системами автоматизированного управления, а относительная значимость этих систем в процессе производства непрерывно растёт. В основе любой технической системы управления лежат информационные процессы, связанные с первичным отбором, сбором, предварительной обработкой информации, её передачей, хранением, распределением, отображением, регистрацией, считыванием и исполнением команд управления. С увеличением сложности системы, функции, выполняемые отдельными устройствами, все более дифференцируются. Появляются специализированные устройства сбора, передачи, исполнения команд управления. Комплекс этих устройств с передачей информации на расстояние представляет собой систему телемеханики. С укрупнением систем управления и все большей автоматизацией процессов переработки информации системы телемеханики перерастают в крупные автоматизированные информационные системы. Развитие их идёт по двум направлениям. Первое связано с постепенным усложнением систем телемеханики за счёт как усложнения структур, так и увеличения удельного веса процессов обработки информации, второе с внедрением вычислительной техники в управление производством [34].

Телеконтроль – это наблюдение за состоянием контролируемых процессов и оборудования. Составляющими телеконтроля являются:

телеизмерение – передача по каналам связи значений непрерывно изменяющихся параметров контролируемых процессов (мощности, напряжения, токов и

т.д.). Телеизмерения передаются либо непрерывно, либо по вызову диспетчера. Различают также передачу всех периодических отсчётов ТИ (циклическая передача) либо передачу только изменившихся значений (адаптивная, спорадическая передача). Контролируемый ТИ-параметр может характеризоваться либо текущими мгновенными, либо интегральными значениями за заданный интервал времени. Соответственно применяются термины: «телеизмерение текущих значений» и «телеизмерение интегральных значений». Последнее часто осуществляется числоимпульсным методом. Поэтому функция ТИ таких систем часто именуется телесчёт (ТИ энергии, расхода жидкости, газа и т.п.);

телесигнализация – передача дискретных сигналов о состоянии контролируемого оборудования (положение выключателей мощности, разъединителей, анцапф трансформаторов, уставок автоматики и т.п.). Передача ТС осуществляется либо спорадически – при изменении состояния контролируемого объекта, либо циклически – непрерывно с подтверждением переданного ранее состояния. Чаще всего при ТС осуществляется передача позиций двухпозиционных объектов (включено, отключено).

Телеуправление – это передача по каналам связи команд от диспетчера (оператора) к коммутационным аппаратам (выключателям мощности, разъединителям и т.п.) для изменения положения оперативного оборудования.

Если оперативное оборудование имеет более двух возможных состояний, то телеуправление состоянием этого оборудования называют телеустановкой.

Когда команды передаются с ПУ, а реализуются на КП оперативным персоналом, такая функция называется телекомандованием. Обычно телекоманды представляются в визуальной форме.

Если передача команд осуществляется от автомата к автомату, например, от устройств релейной защиты, установленных на одном конце линии, к выключателям мощности, расположенным на другом её конце, то такой вид телеуправления называется автотелеуправлением (АТУ) [4].

Телерегулирование – это передача управляющих воздействий типа «больше – меньше», «прибавить – убавить» и других от диспетчера к регулятору, установленному на КП. Управляющее воздействие продолжается в течение времени посылки соответствующих команд диспетчером.

ТР может осуществляться и в замкнутом цикле – без участия человека. Тогда целесообразно употребить термин «автотелерегулирование» (АТР): передача телеизмерений от датчика к центральному регулятору, расположенному на ДП, и передача от него значений уставок местному регулятору на КП. АТР имеет место, например, в системе автоматического управления и регулирования частоты и мощности, где роль центрального регулятора выполняет мини-ЭВМ.

Большинство современных телемеханических систем выполняет некоторый комплекс перечисленных функций, например, ТИ-ТС, ТУ-ТИ-ТС и т.п. В соответствии с выполняемыми функциями системы телемеханики часто так и именуются: системы ТИ-ТС, ТУ-ТС-ТИ и т.п [4, 22].

2.3.7 Регистраторы аварийных ситуаций

Регистраторы аварийных событий предназначены для многоканальной регистрации электрических величин при возникновении аварии с целью последующего анализа происшедших процессов и событий.

Полученная информация используется в основном по двум направлениям:

- экспертная оценка случившейся аварии;
- анализ поведения устройств РЗА и ПА.

Регистраторы аварийных событий выпускается множеством фирм и ниже приведен их неполный перечень:

- ЦАО РЭС 03 ф. Прософт, г. Екатеринбург;
- Черный ящик (Black Box) –НПП ГОСАН, г. Москва;
- БЭ2702М ЭКРА, г. Чебоксары;
- Бреслер, г. Чебоксары;
- Нева, С.-Петербург, Энергосоюз;
- Парма, С.-Петербург.

Несмотря на различие их аппаратно-программной реализации, всем им присущи некоторые общие функции, и все они имеют некоторые общие элементы аппаратной части.

Общие функции:

– непрерывное слежение за процессом – эта функция реализуется путем непрерывной кольцевой записи контролируемых сигналов с последующим стиранием старой информации при отсутствии аварии. Это позволяет иметь информацию о предшествующем аварии режиме, поскольку при возникновении аварии стирание прекращается.

- Запись электрических величин и их хранение в оперативном запоминающем устройстве (ОЗУ) с привязкой ко времени и дате;
- обмен информацией с верхним уровнем по каналам связи;
- самодиагностика и сигнализация.

Структурная схема регистратора аварийных событий.

Общие элементы аппаратной части:

- Блок измерительных преобразователей (ИП).
- Аналого-цифровой преобразователь (АЦП).
- МикроЭВМ (и ее обязательные компоненты – ОЗУ, ПЗУ).
- Интерфейс связи.
- Блок сигнализации.
- Блок питания.

Структурная схема РАС представлена на рисунке 2.10.

Для преобразования постоянного тока и напряжения может применяться измерительный преобразователь на базе эффекта Холла.

Однако, как уже отмечалось, из-за нестабильности параметров, невысокой точности, недостаточного динамического диапазона датчики Холла широкого применения не находят [19].

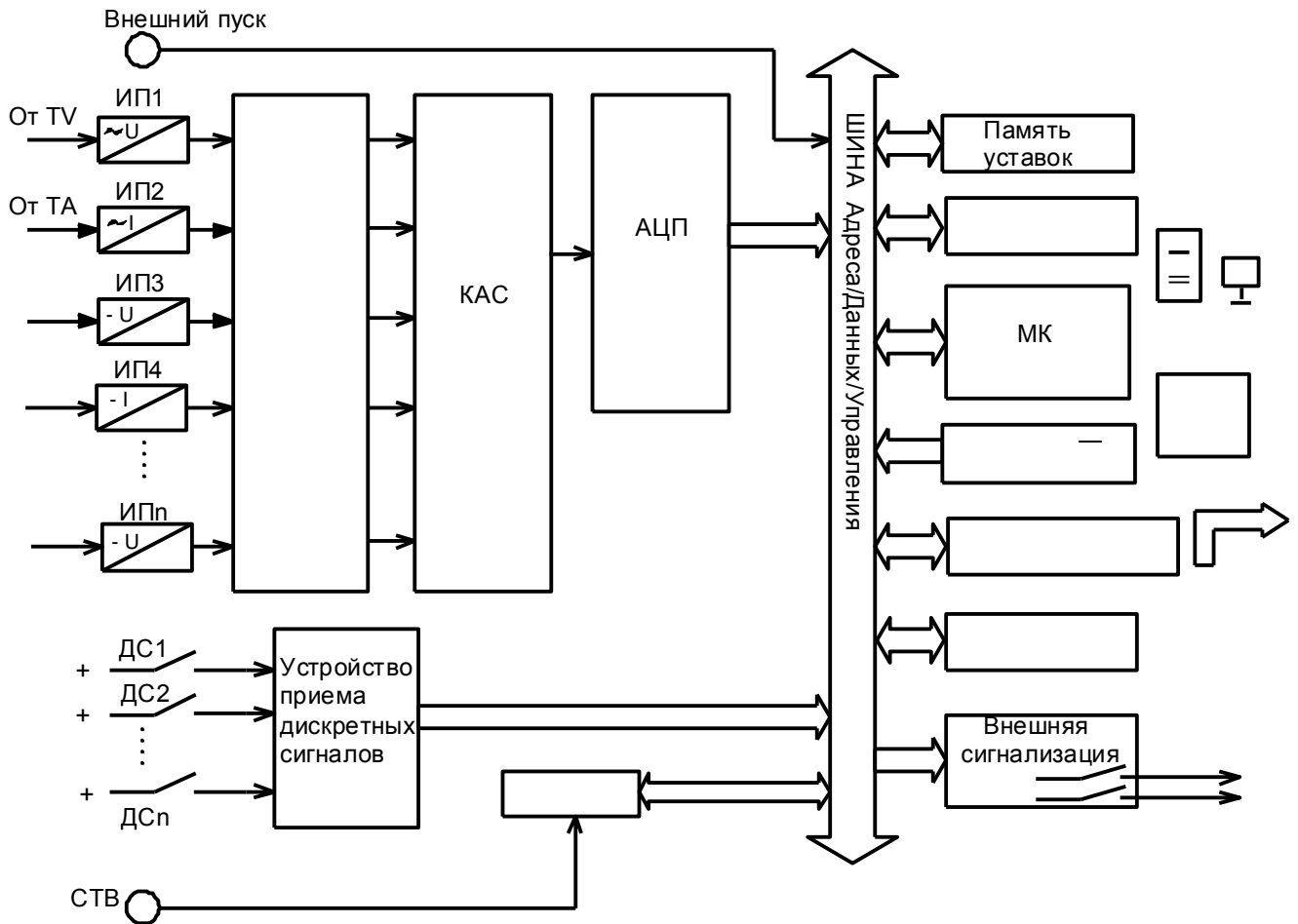


Рисунок 2.10. – Структурная схема регистратора аварийных событий

Для записи постоянного напряжения (тока) часто используются измерительные преобразователи на базе изолирующих усилителей, приведённых на рисунке 2.11.



Рисунок 2.1. – Структурная схема изолирующего усилителя:
ОУ – операционный усилитель; ФНЧ – фильтр низких частот

Пусковые органы РАС.

Пуск цифровых осциллографов может осуществляться по:

- току;
- по напряжению;

- по току и напряжению;
- по появлению тока обратной последовательности;
- по появлению тока нулевой последовательности $3I_0$;
- по появлению напряжения нулевой последовательности $3U_0$;
- по появлению на входе любого из дискретных сигналов.

Для определения уставок пусковых органов (ПО) цифровых осциллографов применяются алгоритмы традиционных пусковых органов.

Система точного времени, GPS, ГЛОНАС.

2.4 Мониторинг состояния кабельных линий

В создании современных систем электроснабжения все чаще внедряют кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ).

Основным эксплуатационным отличием кабелей с СПЭ изоляцией от маслонаполненных высоковольтных кабелей с изоляцией бумага – масло является то, что большинство возникающих в них дефектов, являющихся опасными, развиваются за сравнительно краткий период времени, от нескольких месяцев, до нескольких дней. В результате периодические испытания кабельных линий в режиме «off-line» с выводом из работы, проводимые через достаточно длительные интервалы времени, от года и более, обычно эффективные для маслонаполненных кабелей, при использовании кабельных линий с СПЭ изоляцией теряют смысл.

Для контроля состояния кабелей 10 кВ, подключённых к разным ПС выделяют два типа мониторинга:

- создание групп локальных систем мониторинга отдельных отходящих КЛ;
- комплексный мониторинг всех КЛ.

Далее будет рассмотрен только комплексный мониторинг всех КЛ, так как это подразумевает интеграцию всех групп локальных систем мониторинга каждой КЛ, в единую сеть. Что позволяет диспетчеру видеть все изменения состояния КЛ. Отдельные группы локальных систем хороши тем, что возможно разделить сеть, состоящую из нескольких собственников и позволять каждому контролировать свои кабельные линии.

Обязательным условием для создания комплексной распределённой системы мониторинга кабельных линий является необходимость полной синхронизации работы всех измерительных приборов системы с очень высокой точностью, в идеале в десятки нс, но не хуже 100 нс. Только в этом случае появляется возможность точной локализации дефектов в кабельных линиях, объединяющих между собой все распределительные подстанции. [13]

Максимальную точность локализации дефектов можно получить, если все высоковольтные распределительные подстанции объединить при помощи оптоволоконных информационных линий, связывающих между собой, и со шкафом «КМК-1» все измерительные приборы. Если прокладку синхронизирующих линий связи невозможно выполнить по техническим, или иным причинам, то работу всех измерительных приборов комплексной системы мониторинга можно синхронизировать по сигналам системы GPS, передающим точное время. Возможность приема сигналов глобального времени реализована в приборах марки «CDR», в которые уже

встроен приемник системы глобального позиционирования (GPS). Обобщенное программное обеспечение мониторинга, диагностики, и экспертной оценки технического состояния совокупности всех контролируемых кабельных линий располагается в центральном компьютере, находящемся в шкафу марки «КМК-1», интегрирующим информацию от всех первичных измерительных приборов комплексной распределенной системы мониторинга. Именно в «КМК-1» формируются все диагностические заключения, даются рекомендации по управлению эксплуатацией контролируемых кабельных линий. Установка на нескольких РП и ТП приборов марки «CDR», а также организация каналов связи между данными приборами и шкафом «КМК-1», позволяет диагностировать состояние КЛ на нескольких РП и ТП, ориентировочная схема мониторинга КЛ изображена на рисунке 2.12.

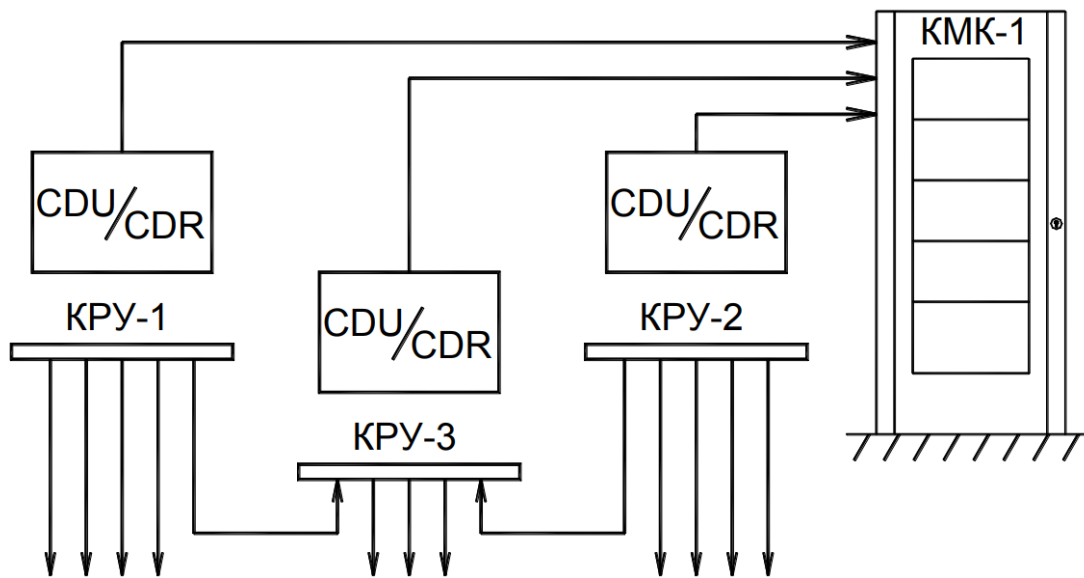


Рисунок 2.12 – Схема организации мониторинга КЛ с разных ТП и РП

Для реализации мониторинга кабельных линий используется предустановленный софт компании «Димрус» для организации конфигураций контролируемых кабельных линий. Интерфейс ПО изображён на рисунке 2.13.

2.5 Управление отходящими кабельными линиями напряжением 0,38 кВ

Высокоавтоматизированный район распределительных электрических сетей также обеспечивает непосредственных потребителей электроэнергии напряжением 380 В. Низковольтные автоматический выключатели, устанавливаемые на низкой стороне ТП 10/0,38 кВ в отходящих ячейках типа ЩО-70, обязаны выполнять сверхбыстрое отключение.

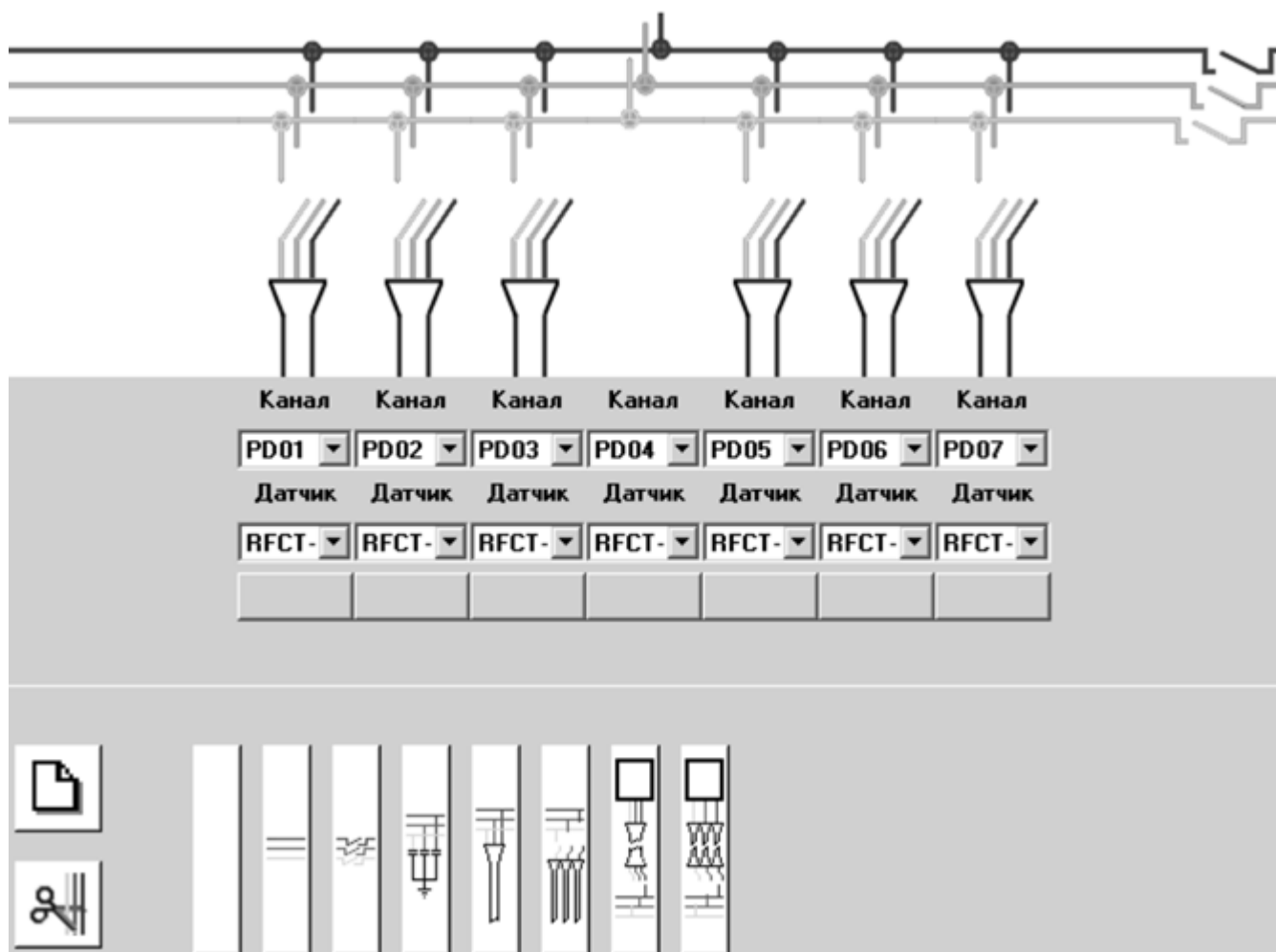


Рисунок 2.13 – Интерфейс ПО для конфигурации контролируемых кабельных линий

Согласно [34] управление выключателями должно быть обеспечено при следующих условиях:

- локальное управление с ячейки;
- дистанционное управление (в том числе, телеуправление) с АРМ ОП (АСУТП ПС, ПТК ЦУС ПМЭС), АРМ ДП (ОИК ДЦ).

Для организации дистанционного управления, также для информационного обмена между верхними уровнями иерархии управления необходим комплексный набор, а именно:

- автоматический выключатель, позволяющий осуществлять ТУ;
- дополнительные контакты автоматического выключателя, для отображения положения коммутационного аппарата;
- ПЛК, необходимый для обработки всех сигналов от коммутационных аппаратов, выдачи команд на ТУ, а также осуществляющий информационный обмен.

Требования, предъявляемые к автоматическому выключателю 380 В:

- компактные габаритные размеры выключателя;
- возможность осуществлять сверхбыстрое отключения при обнаружении токов короткого замыкания;
- способность осуществлять дистанционное включение и отключение;

– выходные и входные сигналы ТС, ТУ и АПТС в дискретный вход и выход ПЛК типом сигнала «сухой контакт»;

– возможность осуществления информационного обмена с полевым уровнем по интерфейсу RS-482 и протоколам MODBUS RTU.

Учтя данные факторы, подразумевается использовать автоматические выключатели производства Schneider Electric серии Masterpact NT [15] с возможностью установки данных выключателей в ячейки ЩО-70, в качестве коммутирующих устройств отходящих линий, вводных и секционных выключателей. Внешний вид устройств коммутационной аппаратуры, расположенных в ячейках показан на рисунке 2.15. Для осуществления ТУ необходимо дополнительно использовать расцепитель Micrologic 6.0А с блоком дополнительных контактов M2C Schneider Electric 4P, изображенным на рисунке 2.16.



Рисунок 2.15 – Размещение выбранных АВ в стандартных ячейках ЩО-70

Для корректного управления выключателями 0,38 кВ подразумевается использование контроллера со свободно- программируемой логикой.

Так как кроме Schneider Electric на рынке отсутствуют электроприводы и независимые расцепители для автоматических выключателей напряжением 380 В, способные осуществлять информационный обмен по стандартным протоколам обмена МЭК-60870-5-104 и/или МЭК-61850-8-1, то подразумевается использовать ПЛК и коммутирующую аппаратуру на стороне низкого напряжения именно этого производителя.

Рисунок 2.16 – Автоматический выключатель напряжением 380 В Masterpact NT.

- 1 – кнопка Reset для восстановления исходного состояния Micrologic 6.0A;
- 2 – кнопка отключения; 3 – блокировка положения «отключено»;
- 4 – кнопка электрического включения; 5 – кнопка включения;
- 6 – указатель состояния пружин; 7 – блокировка доступа к кнопкам;
- 8 – указатель положения контактов; 9 – счетчик коммутаций

В виду данного факта подразумевается использовать ПЛК Schneider Electric Zelio Logic. Отличительные особенности данного контроллера являются:

- наличие 9 свободных дискретных входов;
- наличие 8 свободных дискретных выходов;
- возможность осуществления информационного обмена с полевым уровнем (расцепителями автоматических выключателей) по интерфейсу RS-485 и протоколам MODBUS RTU;
- возможность осуществления информационного обмена с аналогичными устройствами по интерфейсу RS-482 и протоколам MODBUS RTU. Данное решение необходимо для возможности коммутировать большее количество аналогичных устройств, каждое из которых способно управлять до 5 АВ;
- возможность осуществления информационного обмена с уровнем присоединения по протоколам МЭК-61850-8-1 и МЭК-60870-5-104.

ПД – возможность осуществления информационного обмена с полевым уровнем по интерфейсу RS-482 и протоколам MODBUS RTU;

Выбранный ПЛК изображён на рисунке 2.16.



Рисунок 2.16 – Внешний вид ПЛК Zelio Logic

2.6 Проблемы внедрения цифрового РЭС

Современные требования к цифровому РЭС

Высокоавтоматизированный район распределительных электрических сетей обеспечивает [12]:

- наблюдаемость и управляемость в режиме реального времени;
- поддержку функции самодиагностики и самовосстановления;
- интеллектуальный учет с интеграцией в современную SCADA / OMS / DMS с возможностью телеуправления;
- использование цифровых систем связи и оборудования с поддержкой протоколов МЭК.

Проблемы внедрения цифрового РЭС:

- Неготовность персонала к новым цифровым решениям.
- Разные подходы производителей оборудования, следовательно, разные решения, не интегрирующиеся между собой.
- Сложности внедрения некоторых европейских решений в российских реалиях.
- Дорогостоящие комплексные решения, требующие изменения инфраструктуры сети.
- Большой процент изношенного оборудования, усложняющий внедрение цифровых технологий.

Составляющие телемеханизированного РЭС [2]:

1. Определение места повреждения или повреждённого участка линий.
2. Визуализация диспетчеру текущего состояния сети и места аварии.
3. Автоматическое секционирование ВЛ при аварийном процессе и варианты переключения.
4. Удобство поиска повреждения персоналом ОВБ.
5. Максимальная простота внедрения – без реконструкции сети дополнение устройствами типа plug&play.

Эффекты внедрения цифрового РЭС:

- Мониторинг сети. Наблюдаемость каждой трансформаторной и распределительной подстанции сети за счёт использования систем телемеханики и мониторинга фидеров с функционалом локализации аварийных процессов.
- Контроль мощности. Возможность контроля передаваемой мощности с помощью on-line анализа состояния всех линий и нагрузки потребителей.
- Функциональное управление. Мониторинг и управление узловыми точками ТП, благодаря оснащению дистанционно управляемыми выключателями, разъединителями и заземляющими ножами с передачей информации в централизованную систему диспетчерского управления.
- Оптимизация работы. Рекомендации по оптимальному переключению схемы сети, либо самостоятельная выдача команд на исполнительные устройства.

Выводы по разделу 2

В данном разделе рассмотрены тенденции и перспективы развития управления электрическими сетями напряжением 10/0,38 кВ с кабельными линиями. Определены технические средства (силовое оборудование, вторичное оборудование,

комплекс программных средств и программного обеспечения) позволяющие создать цифровой РЭС.

Данной работой выделено следующее оборудование:

1. Для создания цифрового РЭС необходимо переоснащение первичного оборудования, в частности – силового. Современное силовое оборудование (вакуумные выключатели на 10 кВ и автоматические выключатели 380 В) позволят производить телеуправление с диспетчерского пункта.

2. Современные терминалы релейной защиты, устанавливаемые взамен устаревшей релейной защиты, позволят производить более точные отключения в аварийных режимах, сделают сеть более селективной, а также позволят удаленно узнать о возникшей проблеме на ПС и регистрировать все произошедшие события.

3. Созданная система коммерческого и/или технического учёта электроэнергии, позволит в режиме реального времени следить за используемой потребителем электроэнергией. В системе учёта используются счётчики электрической энергии, позволяющие отслеживать качество электроэнергии.

4. Вновь создаваемая система автоматизации позволит узнать о телеизмерениях, совершать телеуправление и сообщать о текущих телесигналах даже с удаленных подстанций и распределительных пунктах. Также целью создания автоматизации является – организация ЛВС для мониторинга и информационного обмена данными между всеми устройствами на ПС 10/0,38 кВ и РП 10 кВ.

5. Автоматика деления электрической сети, системы мониторинга кабельных линий позволят исключить множество современных проблем возникающих в настоящее время на подстанциях и распределительных пунктах.

В разделе определены проблемы внедрения цифрового РЭС, а также показан положительный эффект от внедрения.

3 РАЗРАБОТКА ЭСКИЗНОГО ПРОЕКТА ЦИФРОВОГО РАЙОНА ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1 Общая часть. Назначение автоматизации

В данном разделе предусматривается разработка эскиза цифрового района электрических сетей с применением современных технических средств. Систему автоматизации составляют подсистемы

Система автоматизации на подстанциях строится как многоуровневая система, включающая в себя следующие подсистемы:

– Подсистема системы электроснабжения стороны ВН 10 кВ и НН 0,38 кВ;

Подсистема РЗА (РАС);

Подсистема учёта электрической энергии с удалённым сбором данных розничного рынка электрической энергии;

Подсистема мониторинга контроля качества электроэнергии;

Подсистема телемеханики (ССПИ);

Подсистема мониторинга ЛВС;

Подсистема единого времени;

Подсистема связи.

Система автоматизации позволяет решать следующие задачи:

– сбор аналоговой и дискретной информации о текущих технологических режимах и состоянии оборудования;

– представление текущей и архивной информации оперативному персоналу и другим пользователям на ПС, РЭС, ЭС, ЦУС (контроль, диагностика и визуализация состояния оборудования ПС);

– отображение на мнемосхемах объекта (с динамическим изменением состояния) значений аналоговых технологических параметров, существенных для ведения режимов и отображение состояния оборудования с индикацией отклонений от нормы;

– дистанционное управление оборудованием ПС, в том числе коммутационной аппаратурой ПС, а также резервное управление при отказах верхнего и среднего уровня автоматизации;

– контроль состояния и дистанционное управление локальными системами автоматического управления, средствами регулирования напряжения;

– регистрация событий посредством информационного обмена с автономными системами РЗА, ЩПТ, ЩСН и др.;

– блокировки управления коммутационной аппаратурой (оперативная логическая блокировка КА);

– технологическая предупредительная и аварийная сигнализации: контроль и регистрация предупредительных и аварийных сигналов, вывод их на АРМ ДП, фильтрация, обработка.

– информационное взаимодействие с имеющимися на ПС автономными цифровыми системами (РЗА, СУЭ РРЭ, ЩСН, ЩПТ и т.п.) по стандартным протоколам;

- синхронизацию компонентов автоматизации по сигналам системы единого времени;
- обмен оперативной информацией с РЭС, ЭС, ЦУС и РДУ;
- обмен неоперативной технологической информацией с РЭС, ЭС и ЦУС.

3.2 Технические требования к автоматизации электрических сетей напряжением 10/0,38 кВ

Требования к функциям системы автоматизации:

- функции управления и контроля состояния коммутационного оборудования; отображения телесигнализации и телеизмерений;
- обеспечивается отображение текущего положения и состояния управляемых коммутационных аппаратов ячеек РП на дисплее АРМ диспетчера. При срабатывании защит, возникновении сигналов неисправности на объекте – эти сигналы (сигналы телесигнализации) автоматически выводятся на монитор диспетчера (мнемосхема подстанции);
- обеспечивает формирование отчетов для энергоснабжающей организации, в т. ч. почасовых, по каждой вводной линии;
- обеспечивается отображение аналоговых величин, в частности, токов и напряжений по каждому из входных фидеров;
- диспетчер имеет возможность дать сигнал управления (включение, отключение) на то коммутационное оборудование, которое управляется при помощи системы телемеханики.

3.3 Решения по построению автоматизации на ПС 10/0,38 кВ

Автоматизация на ПС 10/0,38 кВ разрабатывается как единая, интегрированная, иерархическая распределённая система, оснащённая средствами управления, измерения, сбора, обработки, отображения, регистрации, хранения и передачи информации.

Автоматизация на ПС 10/0,38 кВ проектируется в соответствии с требованиями стандарта [33] и концепцией «цифровая трансформация 2030» от ПАО «РОС-СЕТИ» [28].

Условно в составе автоматизации ПС 10/0,38 кВ предусматривается выделить следующие уровни:

- 1) полевой уровень, который включает в себя датчики (первичные преобразователи) или же организует среду «общения между терминалами РЗА, контроллерами присоединения;
- 2) уровень присоединения, который включает в себя:
 - контроллеры присоединения;
 - МП терминалы РЗА;
 - измерительные преобразователи;

3) подстанционный уровень, к которому относятся средства сбора, централизованного хранения и представления информации, сетевое оборудование (шина подстанции), устройства подстанционного уровня, а также оборудование, обеспечивающее передачу информации в диспетчерские центры.

В качестве подстанционного уровня ПТК используются устройства:

- сервер;
- оборудование системы единого времени.

Компоновку полевого уровня будут составлять подсистемы:

– управления системой электроснабжения стороны ВН 10 кВ и НН 0,38 кВ (ССПИ, ТМ);

РЗА и РАС, для создания необходимой среды обмена информацией, без участия человека;

средства телемеханики (ССПИ) предназначенные для сбора и передача информации между терминалами РЗА;

мониторинга ЛВС, необходимой для контроля состояния передаваемых данных между устройствами полевого уровня;

единого времени, для организации синхронизации компонентов подсистем системы автоматизации.

Обобщённый вид полевого уровня показан на рисунке 3.1.

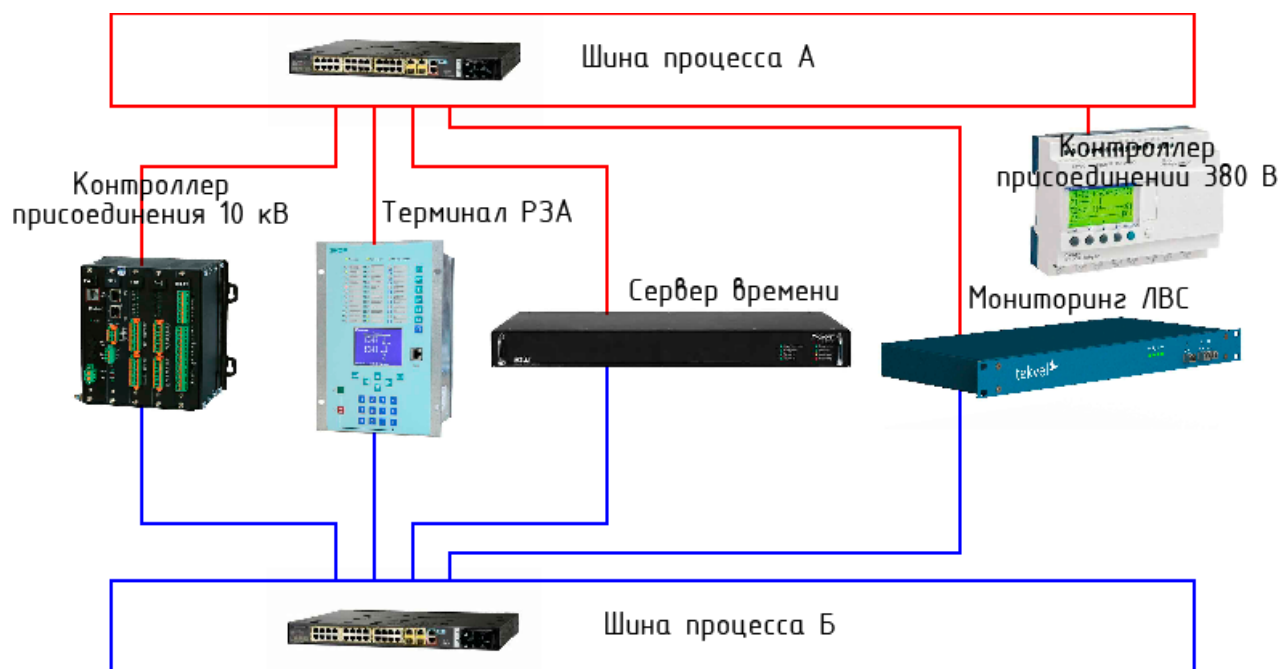


Рисунок 3.1 – Обобщённый вид полевого уровня

Компоновку уровня присоединения будут составлять подсистемы:

РЗА и РАС, для создания необходимой среды обмена технологической информацией между диспетчерским центром и подстанцией;

средства телемеханики (ССПИ) предназначенные для передачи информации о состоянии коммутационных аппаратов, измеряемых величин токов, напряжений, частоты и мощностей (Р и Q);

мониторинга ЛВС, необходимой для контроля состояния передаваемых данных на ПС 10/0,38 кВ;

единого времени, для организации синхронизации компонентов подсистем системы автоматизации.

Компоновку подстанционный уровень будут составлять оборудования подсистем:

- сервер централизованного хранения и представления информации; оборудования связи, для осуществления обмена технологической информацией с диспетчерским центром.

- сервер осуществляющий контроль связи и управления на ПС 10/0,38 кВ; единого времени, для организации синхронизации компонентов подсистем системы автоматизации.

Обобщённый вид уровня присоединения и подстанционного уровня показан на рисунке 3.2.

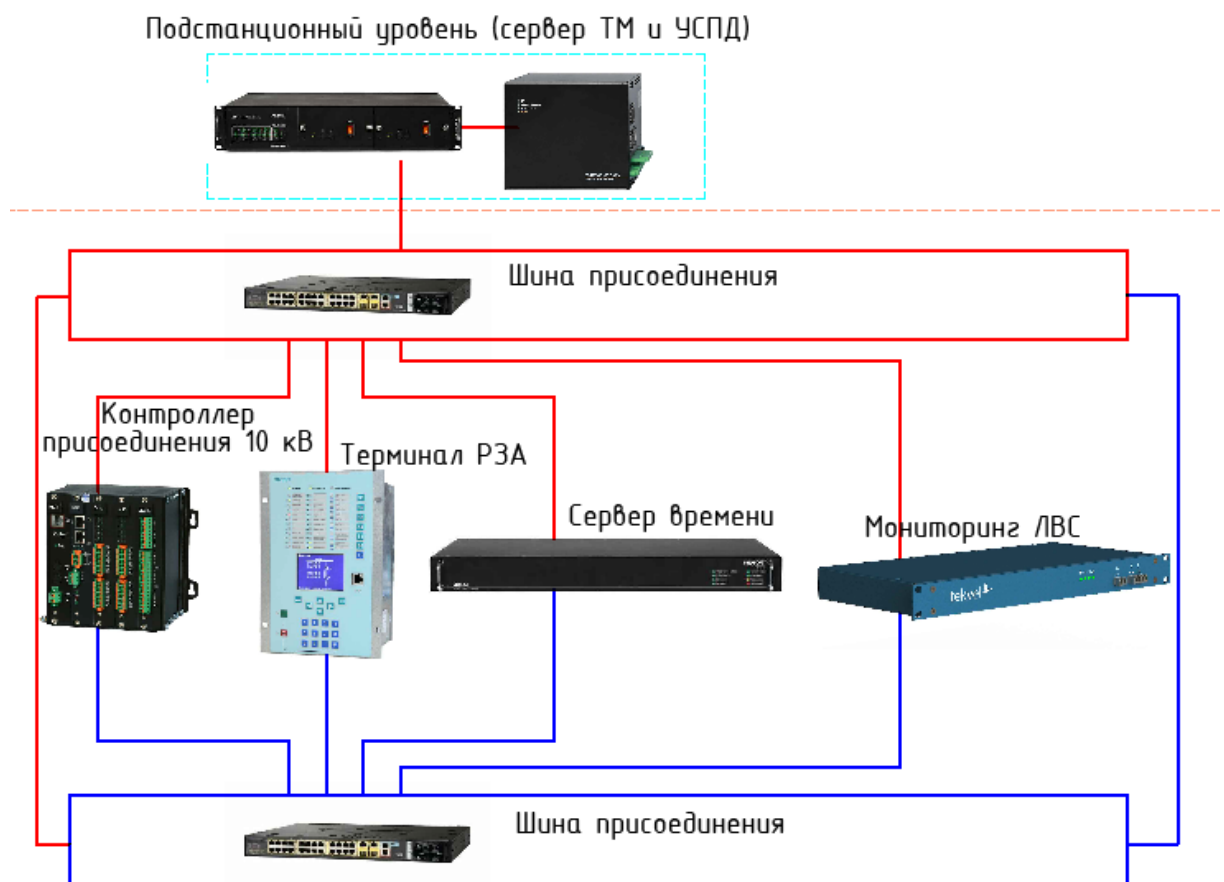


Рисунок 3.2 – Обобщённый вид уровней присоединения и подстанционного

3.3.1 Решения по системе электроснабжения 10 кВ

Для возможности осуществить более оперативные действия в сетях 10 кВ по отключению токов короткого замыкания, токов однофазного замыкания на землю, телеуправления и возможности дистанционно наблюдать за состоянием электрической сети района или конкретной подстанции (положение коммутационной аппа-

ратуры (вкл./откл.), коммутационного ресурса выключателей, мониторинг состояния выключателей) необходимо снабдить сеть 10 кВ необходимым оборудованием для возможности осуществлять информационный обмен. Разработаны силовые схемы подстанций и распределительных пунктов, изображённые на рисунках 3.3 и 3.4.

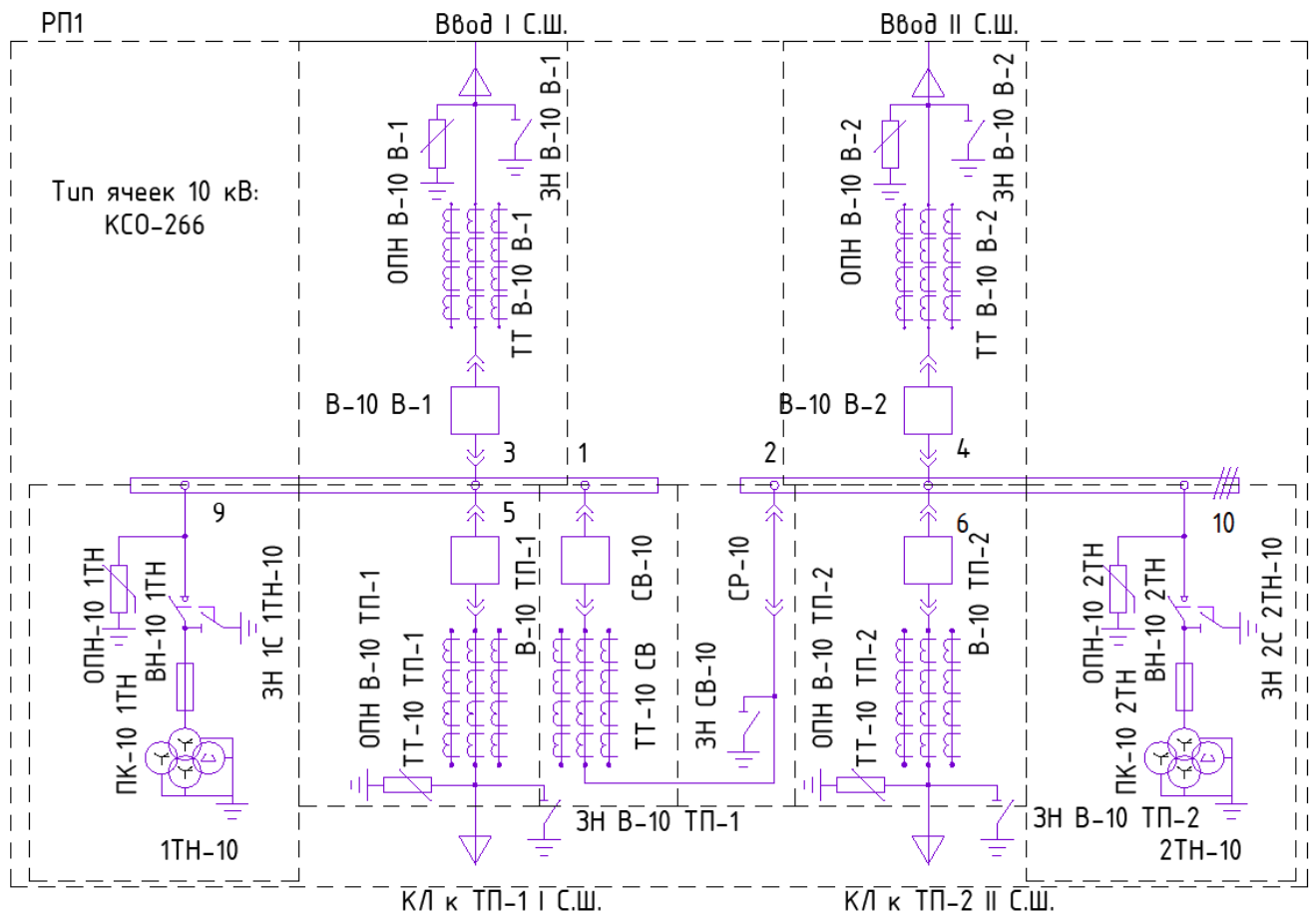


Рисунок 3.3 – Схема электрическая принципиальная РП

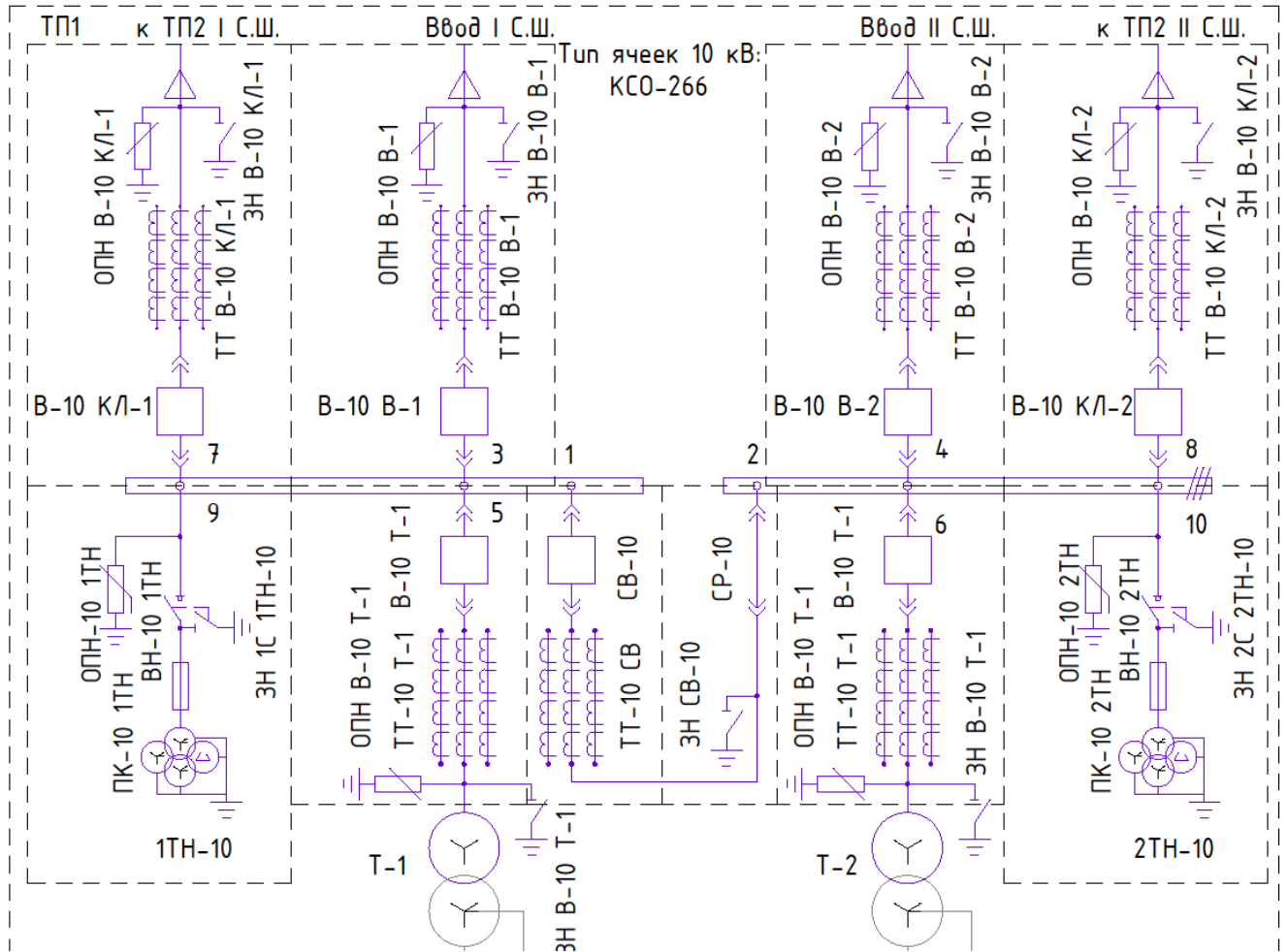
Схемы 3.3 и 3.4 предполагают использование в качестве коммутирующей аппаратуры вакуумные выключатели, обозреваемые во второй главе данной работы, ВВ/TEL и блок управления данным выключателем БУ/TEL-12. Данные выключатели позволяют осуществлять информационный обмен между контроллерами присоединения и терминалами релейной защиты следующим образом:

1. Информация от привода выключателя поступает в блок управления по медному кабелю, БУ контролирует положение вторичных цепей НЗ и НР контактов.
2. Полученную информацию от привода блок управления отправляет в систему автоматизации и к терминалам РЗА. Данную связь проще организовать медным кабелем, так как все устройства находятся в одной ячейке и могут поставляться комплектно с ячейкой.
3. Терминалы РЗА, и контроллеры присоединения организуют цифровую связь по протоколу МЭК-61850-8-1 (MMS) на уровне присоединения, а также по протоколу МЭК-61850-8-1 (GOOSE) на полевом уровне.

Данное цифровое взаимодействие терминалов РЗА позволяет производить отключение от токов короткого замыкания, а связь с контроллерами присоединения

позволит организовать оперативную блокировку, отследить положение КА, доставить до диспетчера информацию о коммутационном ресурсе выключателя.

Данные связи показаны на рисунке 3.5.



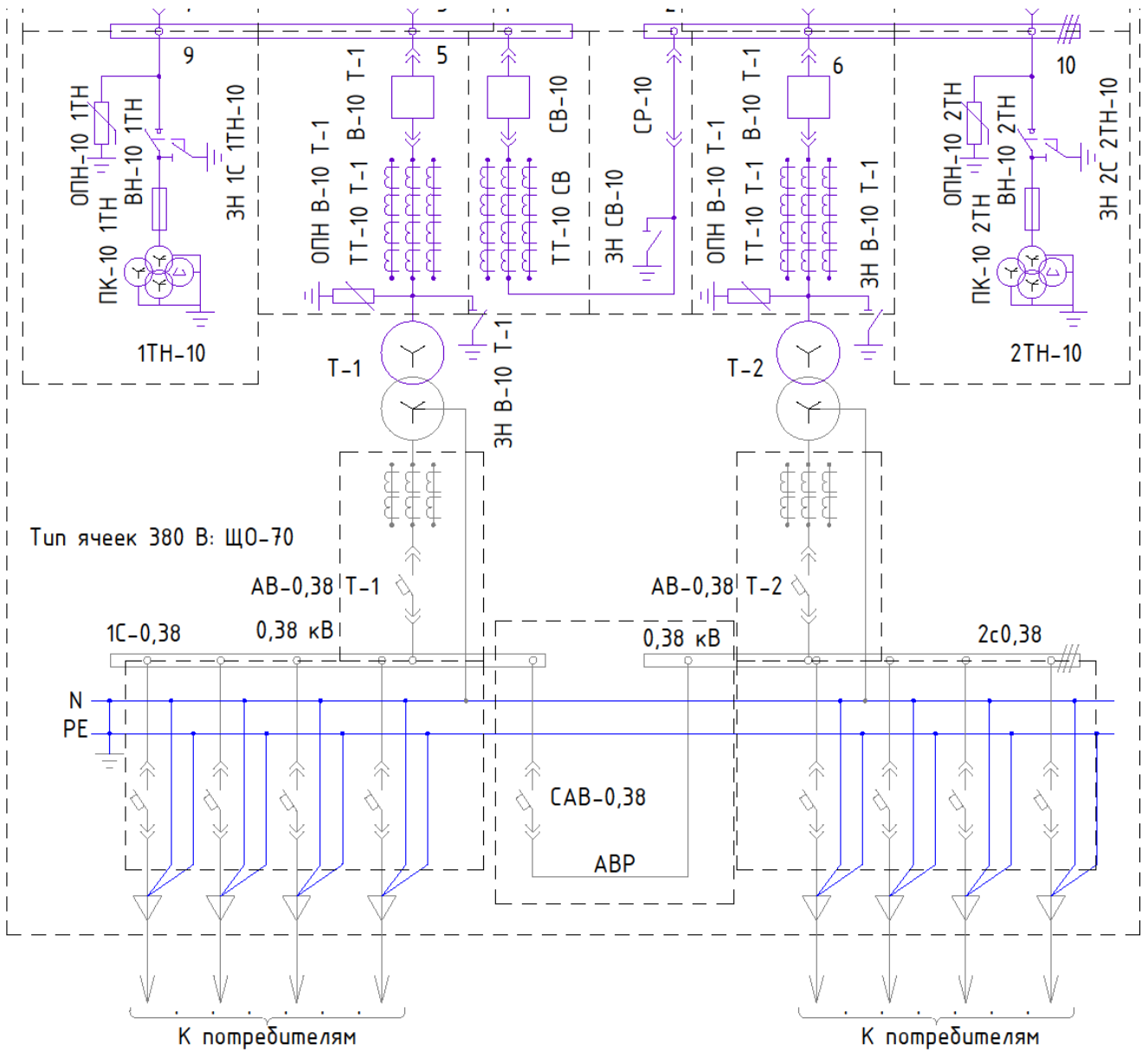
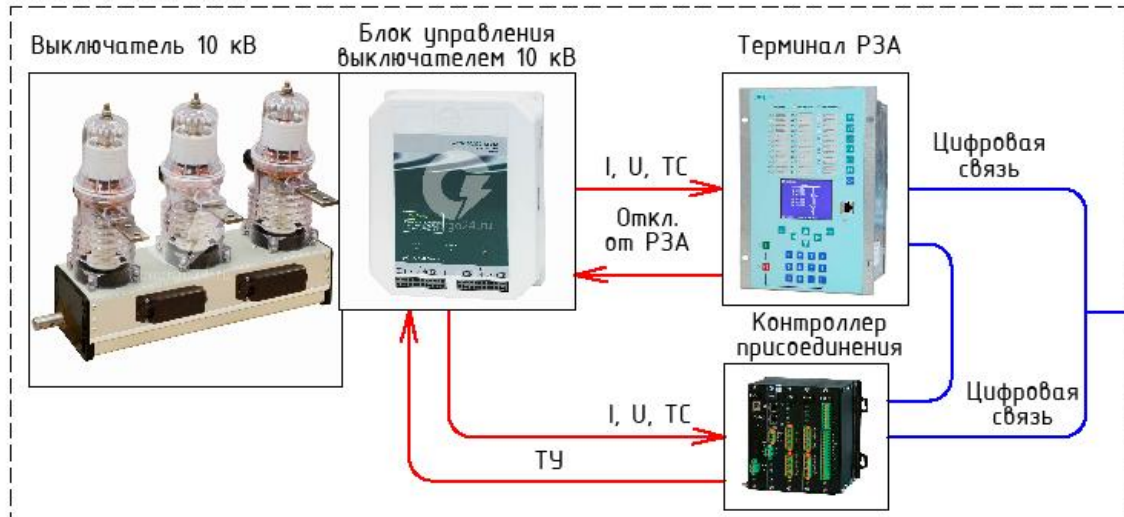
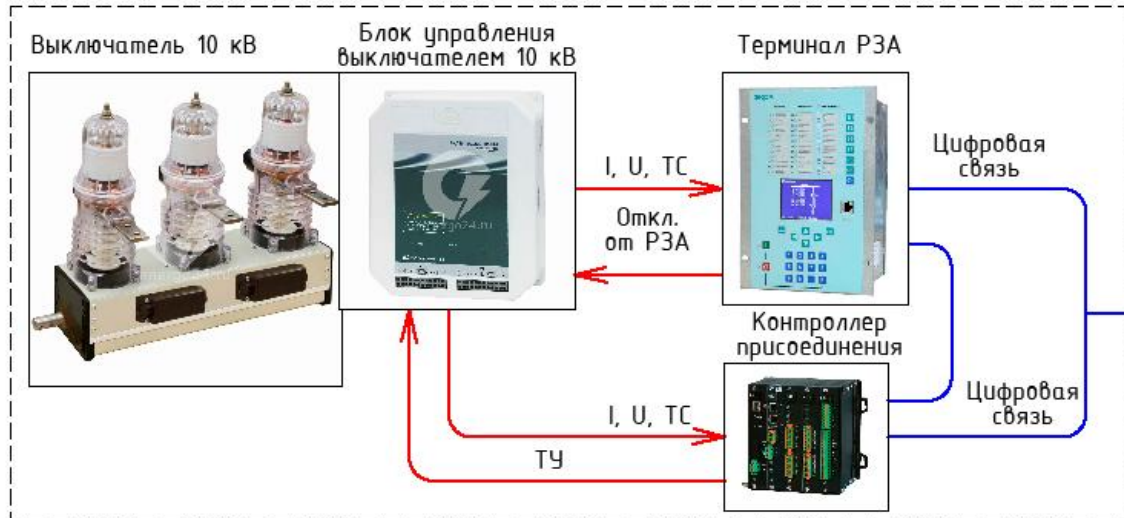


Рисунок 3.4 – Схема электрическая принципиальная ТП

Ячейка 3 Ввод I С.Ш.



Ячейка 1 СВ



Ячейка 4 Ввод II С.Ш.

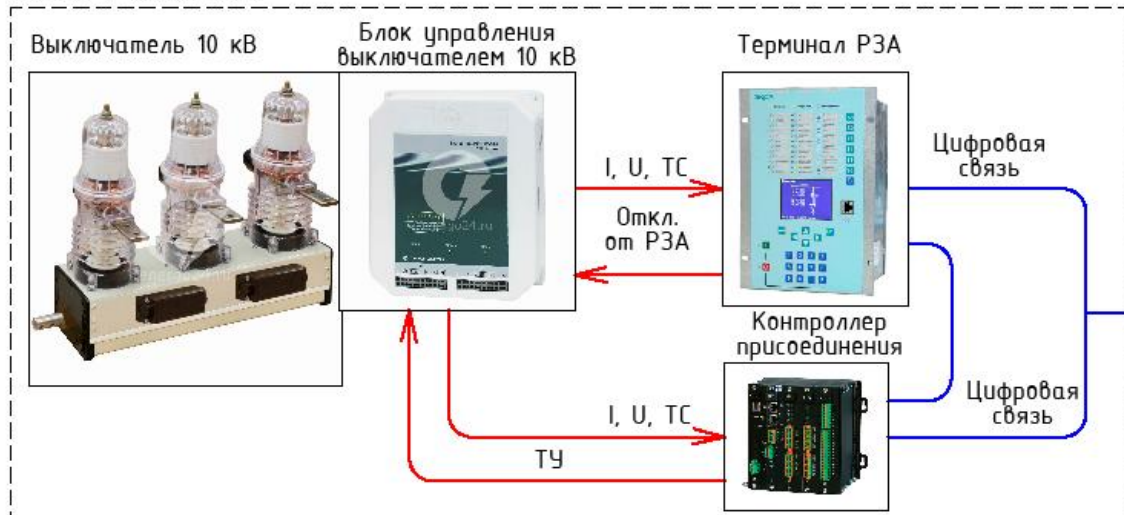


Рисунок 3.5 – Модель информационного обмена между выключателями и средствами автоматизации

3.3.2 Решения по системе электроснабжения 380 В

Для возможности осуществления концепции цифрового РЭС, рассмотренный во второй главе способ управления выключателями 380 В, требует компоновки сети 0,38 кВ выключателями Masterpact NT с расцепителем Micrologic 6.0 и ПЛК Zelio Logic. Структурная схема управления коммутационными аппаратами напряжения 0,38 кВ представлена на рисунке 3.6.

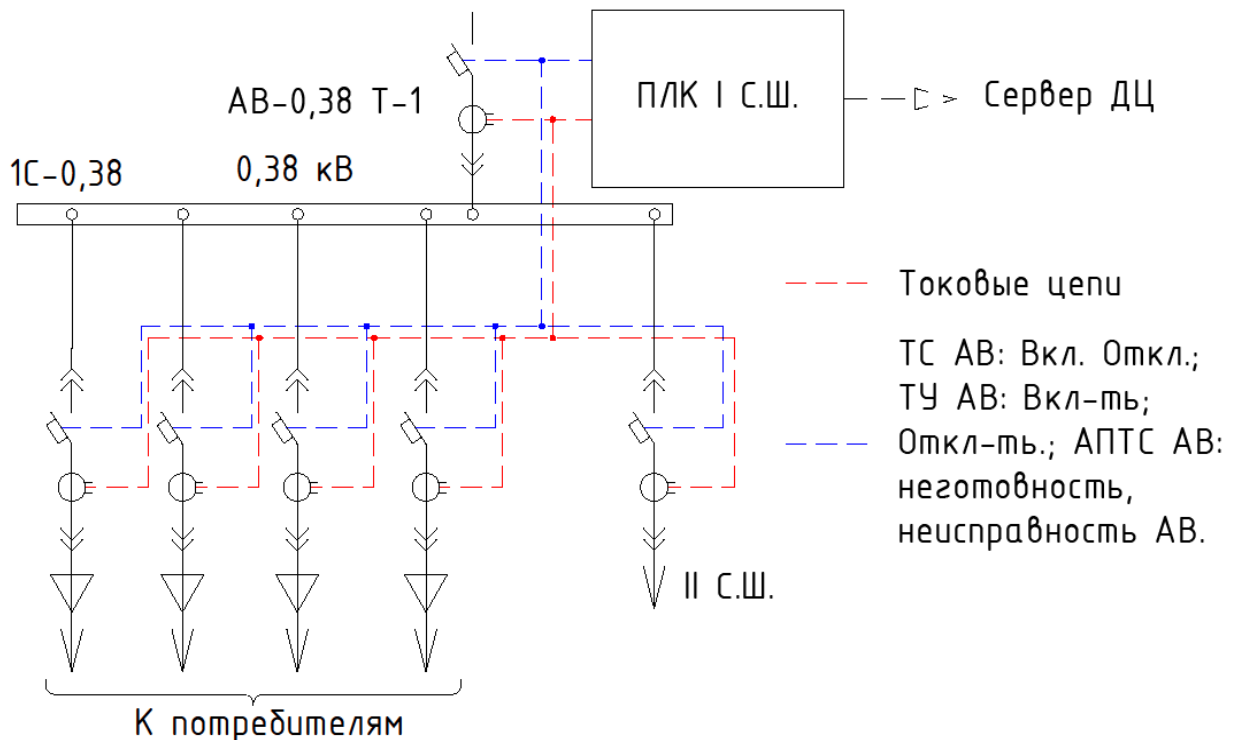


Рисунок 3.6 – Структурная схема управления АВ на стороне низкого напряжения

Для возможности осуществления информационного обмена устройства следует снабдить следующими цифровыми связями:

1. Связи между автоматическим выключателем и расцепителем произвести непосредственным контактом, предусмотренным производителем.

2. Для организации цифрового обмена данными между расцепителем и ПЛК следует организовать шину RS-485 по протоколу MODBUS RTU. Шина должна включать не более 6 выключателей.

3. Организация управления АВ 380 В производится посредством дистанционного управления диспетчером с автоматизированного рабочего места, для этого связь ПЛК с диспетчером выполняется через свободные порты коммутатора уровня присоединения, по протоколу МЭК-61850-8-1 (MMS, GOOSE).

Схема организации информационного обмена между АВ 0,38 кВ представлена на рисунке 3.7.

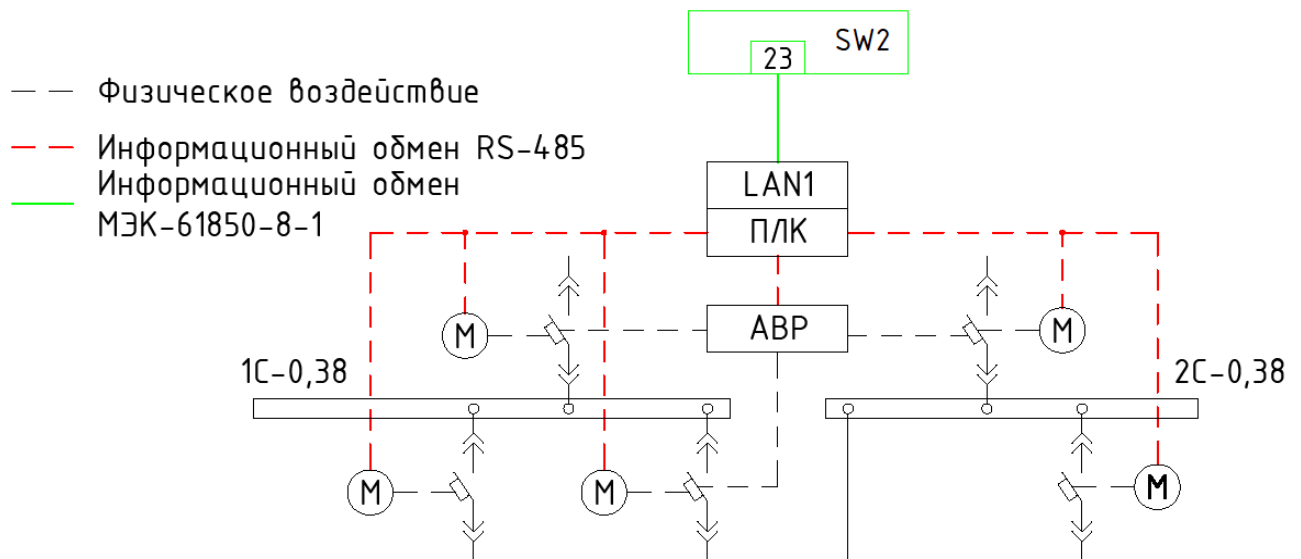


Рисунок 3.7 – Схема организации информационного обмена между АВ 0,38 кВ и ПЛК 380 В

Схема организации связи, показанная выше, позволяет организовать АВР и отслеживать положение КА в диспетчерском пункте. Становится известным коммутационный ресурс выключателей 380 В, за счёт этого проведение плановых ремонтов увеличивает срок службы выключателей и позволяет не допускать недопуск электроэнергии.

Подразумевается использовать в качестве блока управления АВР – терминал БУАВР. Управление БУАВР производится по протоколу MODBUS RTU по интерфейсу RS-485. Управляющие воздействия прикладываются к БУАВР через ПЛК. Возможное дистанционное отключение выключателя без срабатывания БУАВР, данное решение необходимо для обесточивания участка схемы.

На устройствах БУАВР возможно выставления следующих значений уставок срабатывания:

- минимальное значение напряжения срабатывания АВР на вводе 1;
 - минимальное значение напряжения срабатывания АВР на вводе 2;
 - время заданного отключения на вводе 1;
 - время заданного отключения на вводе 2;
 - время восстановления нормальной схемы питания;
 - положение «местное» и «дистанционное» для выбора режима работы АВР.
- Дистанционное управление уставками не предусматривается.

Схема организации цепей АВР показана на рисунке 3.8.

3.3.3 Решения по релейной защите

Рассмотренные решения во второй главе по релейной защите позволяют обозначить следующие критерии выбора терминалов РЗА для цифрового РЭС:

- наличие интерфейса для подключения к ЛВС 4 порта Ethernet (RJ-45);
- сервисный порт Ethernet;
- непрерывная система самодиагностики;
- возможность осуществлять цифровой обмен между терминалами РЗА по протоколам МЭК-61850-8-1 MMS и GOOSE;
- передача в системы автоматизации осциллограмм и событий с меткой времени по цифровым каналам связи;
- синхронизация времени;
- регистрация событий в нормальном режиме;
- возможность удалённой конфигурацией уставок;
- возможность удалённой конфигурации терминала;
- создание цифровых осциллограмм аварийных событий;
- индикация состояния коммутационной аппаратуры.

В данном проекте прием к установки терминал РЗА, который соответствует всем данным критериям, терминал производства ООО НПП «ЭКРА» 217. Данный терминал показан на рисунке 3.8.

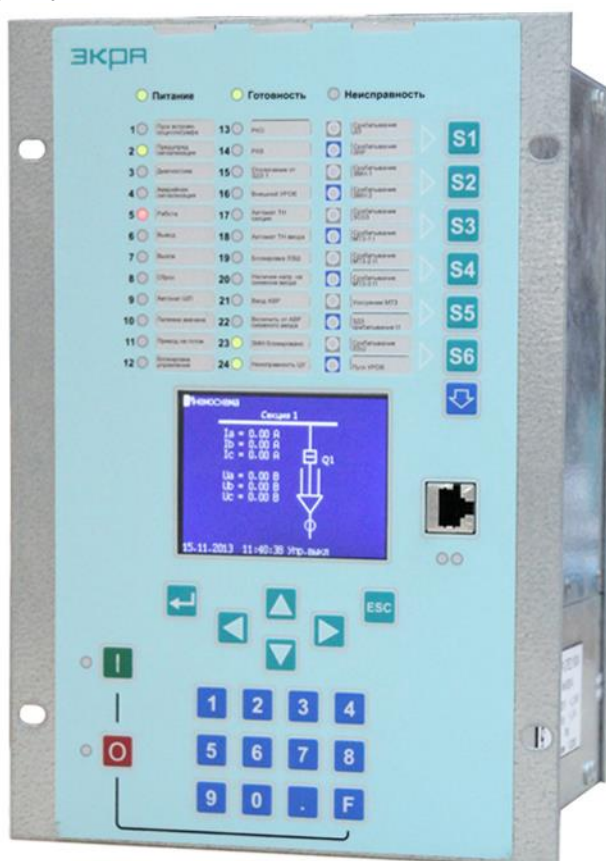


Рисунок 3.8 – Внешний вид терминала РЗА ЭКРА 217

Современные терминалы РЗА на базе встроенной логики и цифрового обмена с диспетчерским пунктом позволяют осуществить все алгоритмы защит, такие как:

- МТЗ;
- МТЗ с пуском по напряжению;
- токовую отсечку;
- УРОВ;
- ЗОЗЗ;
- АУВ;
- АПВ;
- АВР и т.д.

Данные алгоритмы отображены на рисунке 3.9.

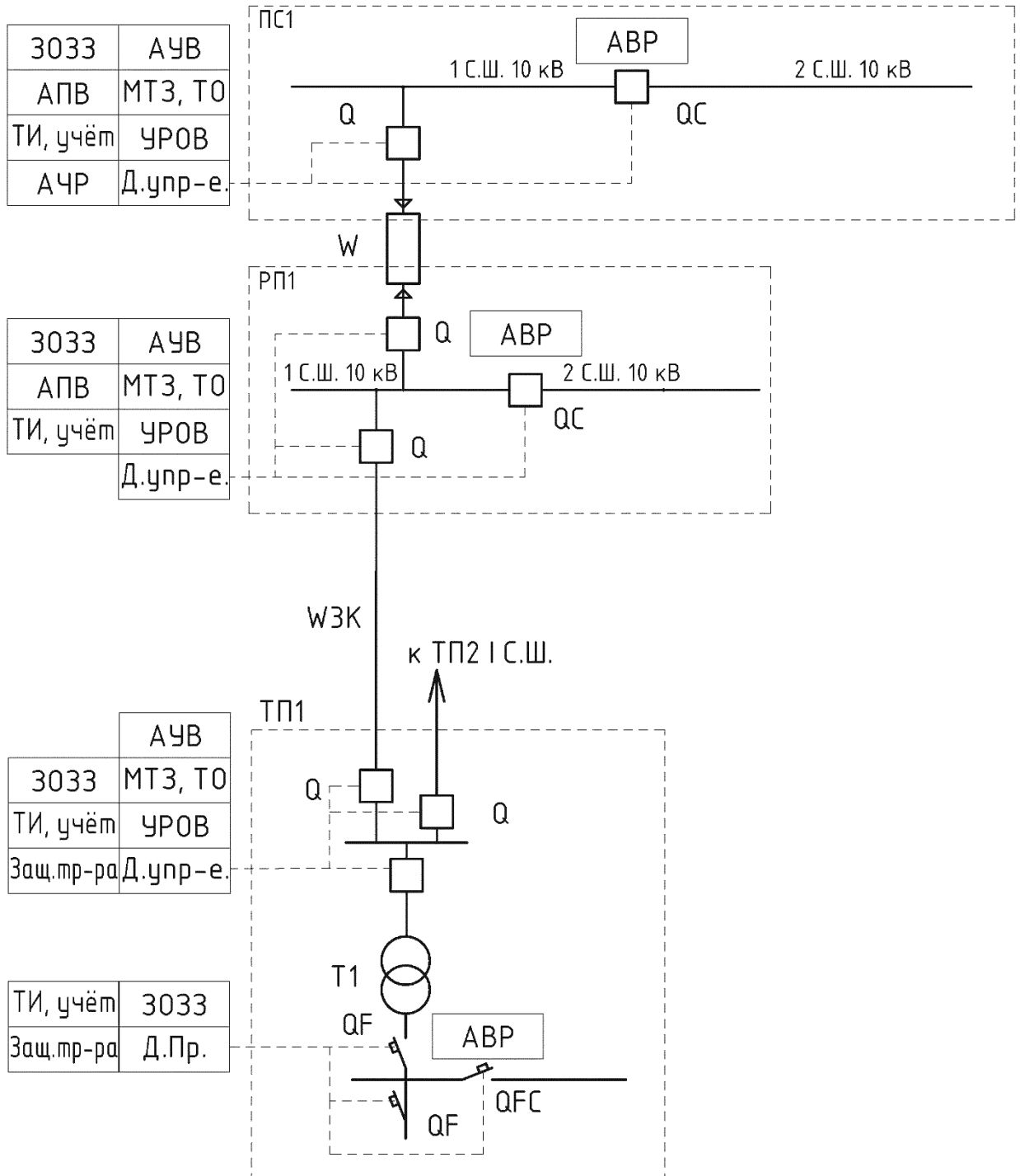


Рисунок 3.9 – Модернизируемая РЗА на участке РП1-ТП1

Если рассматривать нынешние стандарты проектирования релейной защиты в сетях 10 кВ, то с учётом модернизации ТП и РП получим распределение информационно-технических средств как на рисунке 3.10 для ячеек секционного выключателя, вводов и отходящих кабельных линий.

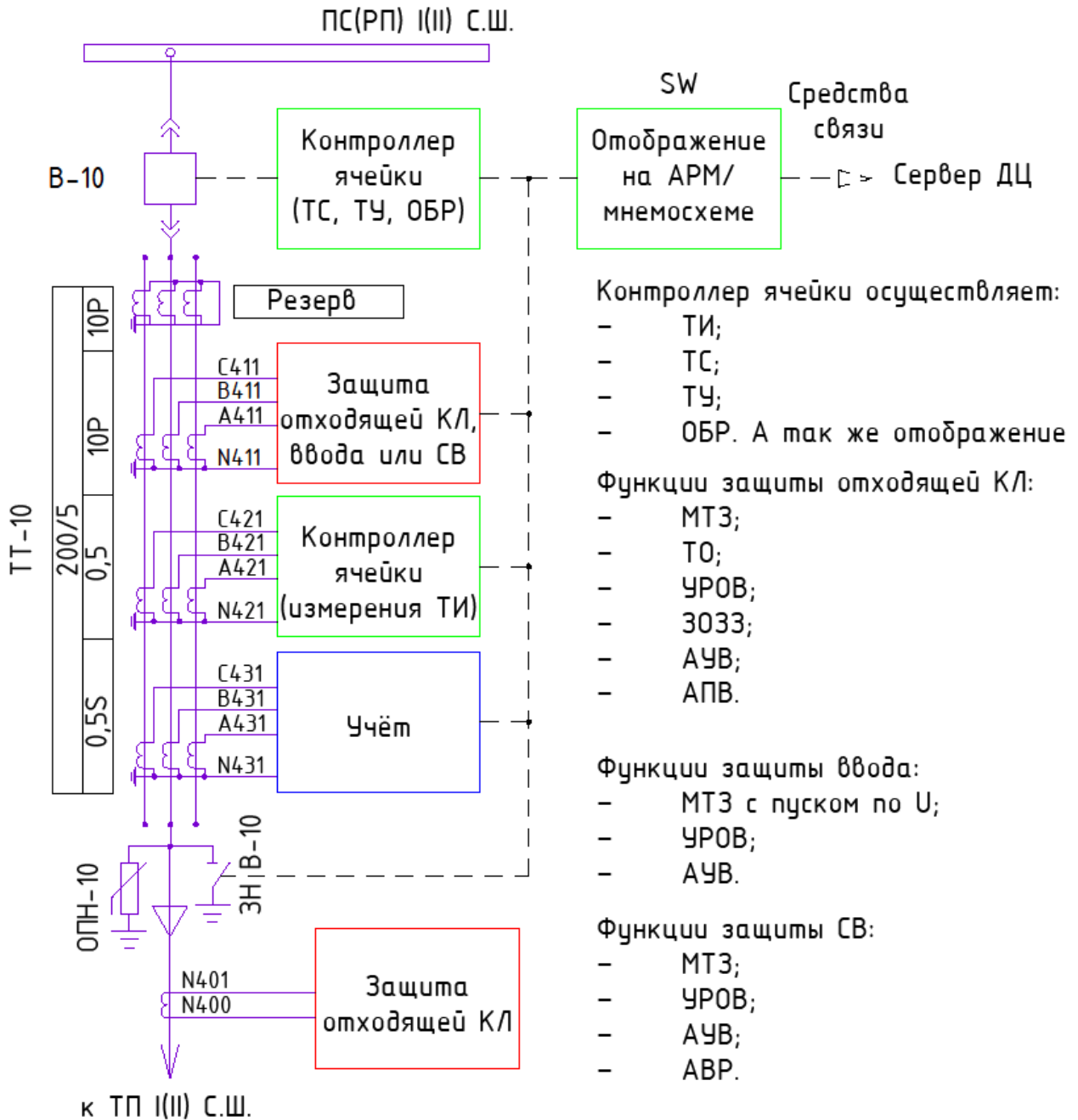


Рисунок 3.10 – Схема распределения информационно-технических средств в ячейках СВ, ввода и отходящих кабельных линий

Подразумевается осуществлять цифровые связи между терминалами РЗА. Отказ от медных связей снижает риски, вызванные ошибками при проектировании рабочей документации, ошибками при монтаже и эксплуатации, а также даёт возможность информационной самодиагностики терминалов РЗА.

Организация связи с выключателями 10 кВ показана выше в разделе 3.3.1. Следовательно в данном разделе отобразим связь между терминалами РЗА.

Для возможности удалённого управления устройствами РЗА, их параметрирования, необходимо использовать протокол МЭК-61850-8-1. Для этого организуем участок ЛВС уровня присоединения, куда подключим другие устройства для возможности удалённого управления. Данный участок связи показан на рисунке 3.10. Для более надёжной связи между диспетчером и устройством – создадим «неразрывное кольцо» по топологии RSTP.

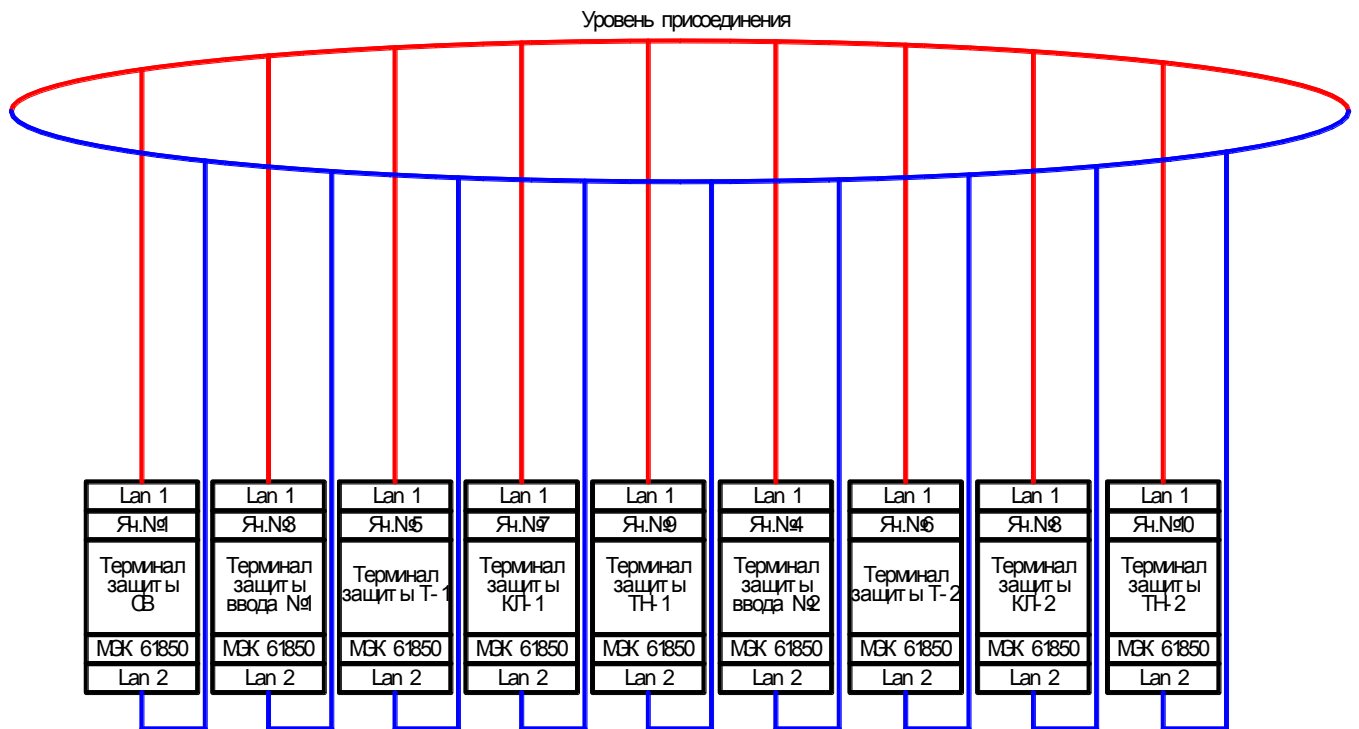


Рисунок 3.10 – Организация связи для управления терминалами РЗА

Для организации информационного обмена между терминалами РЗА использование RSTP будет недостаточным, поэтому применим топологию PRP с «двумя независимыми кольцами». Такая топология обеспечивает «бесшовное» и мгновенное резервирование в случае отключения одного из соединений участка линии ЛВС – терминал. Данная связь показана на рисунке 4.11.

Топология RSTP и PRP их отличия подробно описаны в главе «Решения по организации ЛВС». Подразумевается применять данную топологию ко всей ЛВС на подстанции и учитывать к контроллерам присоединения, решения по которым приведены ниже.

Терминалы релейной защиты, выбранные по составу функций, предъявляемых к системе РЗА на конкретной ячейке ПС 10/0,38 кВ. Перечень функций указаны в подразделе 2.3.1 «Релейная защита и автоматика, установленная на ПС 110/10 кВ в начале кабельных линий напряжением 110 кВ» и показаны на рисунке 2.4.

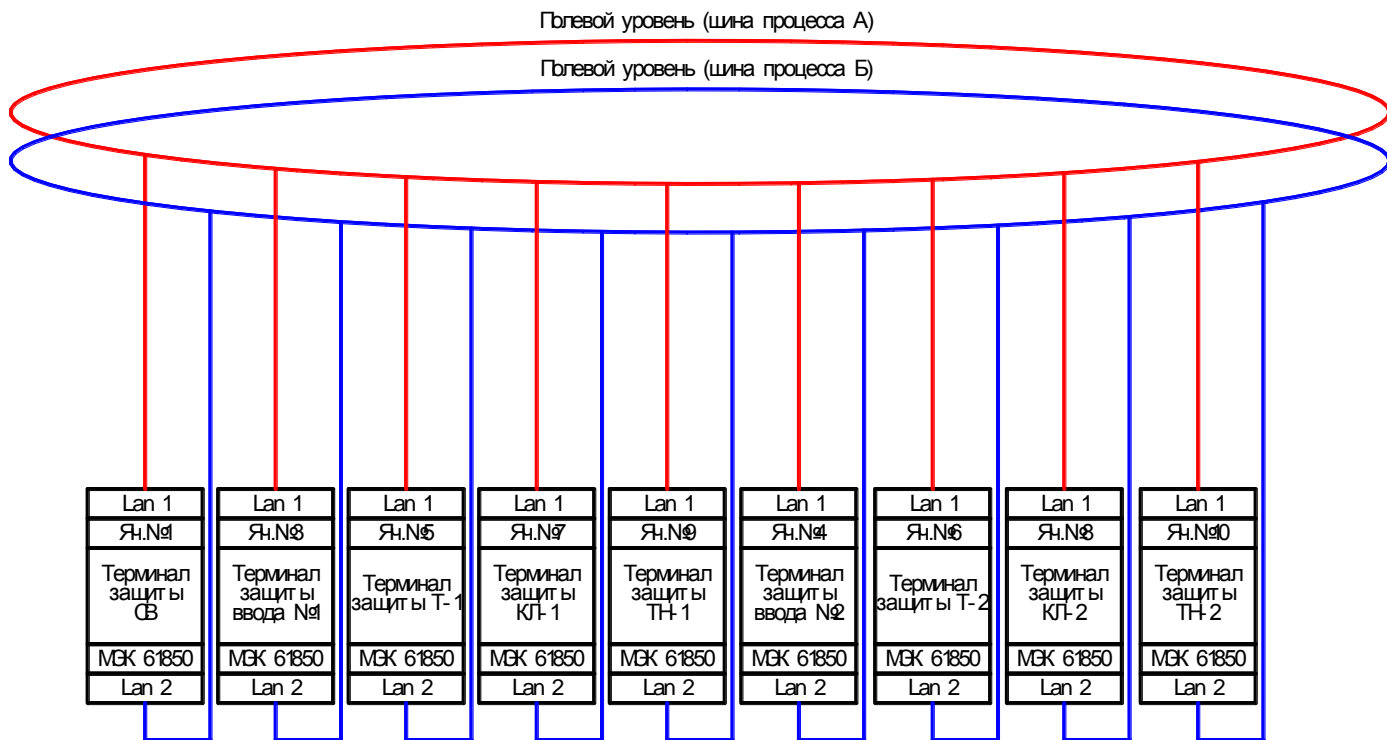


Рисунок 3.11 – Организация связи для информационного обмена данными между устройствами РЗА

В качестве протокола для передачи данных от терминалов релейной на подстанционный уровень используется протокол MMS в соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1. Для обмена информацией между терминалами релейной защиты и контроллерами присоединений предусматривается использовать протокол GOOSE в соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1.

Терминалы РЗА предусматриваются с поддержкой следующих коммуникационных протоколов и обязательных реализуемых коммуникационных сервисов:

- МЭК 61850-8-1 GOOSE (не менее 4 GOOSE-сообщений на отправку, и не менее 64 GOOSE-сообщений на приём с возможностью селективного контроля наличия связи по каждому из принимаемых GOOSE-сообщений);

- МЭК 61850-8-1 MMS в части поддержки следующих коммуникационных сервисов: буферизируемые отчёты (Buffered Reports), небуферизируемые отчёты (Unbuffered Reports), управление (Control) по модели SBOes.

Следовательно, в опросных листах на терминалы релейной защиты необходимо указать наличие 2 раздельный пар портов, а также осуществление выдачи сигналов по двум протоколам.

Так же рассматривалось решение о применении одноуровневой системы для «общения» релейной защиты. Но данная мера не соответствует [33], а также не подходит при расширении подстанции, использования в дальнейших реконструкциях современных АМУ (преобразователей аналоговых сигналов).

3.3.4 Решения по применению контроллеров присоединения 10 кВ

Для возможности сбора положений, управления коммутационными аппаратами, в ячейках 10 кВ предусматривается установка контроллеров присоединений 10 кВ.

Контроллеры присоединения 10 кВ предусматриваются для возможности сбора дискретной информации ячеек 10 кВ (положение коммутационных аппаратов, положение ключей режима управления, неисправности и срабатывание терминалов релейной защиты и др.), возможности осуществления дистанционного управления коммутационными аппаратами и осуществления деблокирования управления коммутационными аппаратами, посредством реализации алгоритмов свободно-программируемой логики.

Выходные реле контроллеров присоединений 10 кВ подключаются контрольным кабелем к соответствующим контактам приводов управления КА.

Предусматривается применение контроллеров присоединения, промышленного исполнения, оснащённых графической панелью управления, обеспечивающей локальную визуализацию состояния работы оборудования присоединения, управление коммутационными аппаратами, ввод/вывод из работы оперативной блокировки, отображение дискретных данных.

Установка контроллеров присоединения 10 кВ предусматривается в каждой ячейке 10 кВ в релейном отсеке вместе с терминалом релейной защиты.

В качестве протокола для передачи данных на подстанционный уровень используется протокол MMS в соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1. Для обмена информацией между контроллерами присоединения используется протокол GOOSE в соответствии со стандартом МЭК 61850-8-1.

Передача команд управления выключателем от контроллера присоединения выполняется на терминал ячейки РЗА с функцией АУВ, с помощью протокола МЭК 61850-8-1(GOOSE).

Синхронизация контроллеров присоединения 10 кВ с СОЕВ на уровне присоединения предусматривается по протоколу SNTP.

Синхронизация контроллеров присоединения 10 кВ с СОЕВ на полевом уровне предусматривается по протоколу РТР.

В качестве контроллеров присоединения 10 кВ предусматривается использовать устройства ARIS 2215 производства ООО «Прософт-системы».

Контроллеры присоединения 10 кВ предусматриваются с собственными средствами диагностики с возможностью записи сигналов диагностики и событий во внутренний буфер событий и передачей их для обработки на подстанционный уровень автоматизации.

Контроллер электрического присоединения 10 кВ в базовом исполнении в составе:

- корпус для плат A2.4_V1.4_F2.4_C1.4_M1.4;
- источник питания;
- процессорная плата;
- плата прямого ввода ЗТТ, ЗТН аналоговых сигналов;
- плата дискретных входов 12DI;

– плата дискретных выходов 12DO.

Также в релейном шкафу предусматриваются установка:

– счётчик электрической энергии, ПКЭ в соответствии с классом S по ГОСТ 30804.4.30

Контроллер электрического присоединения 10 кВ приведён на рисунке 3.12.



Рисунок 3.12 – Внешний вид контроллера присоединения 10 кВ с платами

3.3.5 Решения по измерительным преобразователям

В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.256-2018, п. 7.1.1.2, на присоединениях 110, 35, 10 кВ предусмотрены измерительные преобразователи. Измерительные преобразователи предусматриваются для возможности измерения токов и напряжения на присоединениях 10 кВ.

Измерительные преобразователи предусматривается подключать к вторичным обмоткам ТТ и ТН класса точности не ниже 0,5.

Подключение вторичных цепей от ТТ (токи вторичной обмотки 1/5 А) и ТН (напряжение вторичной обмотки ~ 100/57,7 В) на аналоговые входы измерительных преобразователей осуществляется напрямую, без использования промежуточных преобразователей уровней сигналов и промежуточных трансформаторов.

Передача аналоговых значений от измерительных преобразователей на подстанционный уровень осуществляется с помощью протокола МЭК 61850-8-1 MMS.

Установка измерительных преобразователей для присоединений 10 кВ предусматривается в релейных отсеках ячеек ТП 10 кВ.

Синхронизация измерительных преобразователей с СОЕВ предусматривается по протоколу SNTP.

В качестве измерительных преобразователей предусматривается использовать контроллеры присоединения ARIS-4214 производства ООО «Прософт-Системы» с модулями прямого ввода ЗТТ, ЗТН аналоговых сигналов.

Общий вид модуля прямого ввода ЗТТ, ЗТН аналогового сигнала, а также пломбировка клеммника подключения внешних проводов показаны на рисунке 3.13.



Рисунок 3.13 – Общий вид модуля прямого ввода ЗТТ, ЗТН аналогового сигнала

3.3.6 Решения по организации ЛВС ПС 10 кВ

ЛВС ПС 10 кВ, а именно шина процесса строится в соответствии с технологией FastEthernet (IEEE 802.3u) и GigabitEthernet (IEEE 802.3z) с применением схемы «дублированного кольца» (сеть А и сеть В). При использовании протокола резервирования PRP, такая топология ЛВС позволяет обеспечить непрерывную работу систем при обрыве какого-либо из соединений или при выходе из строя коммутатора, обеспечить «бесшовный» перевод трафика по резервному пути. При построении ЛВС используются коммутаторы Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802/3 с поддержкой QoS (802.1p), VLAN (802.1q), с поддержкой передачи GOOSE – сообщений и SV-потока, с поддержкой протокола синхронизации времени PTP v.2 (IEEE-1588 v.2). [Нормативка РОССЕТей]

Шина процесса является источником информации для устройств уровня присоединений (контроллеров присоединений и терминалов РЗА). При этом шина подстанции уровня присоединений физически отделена от шины процесса.

ЛВС ПС 110 кВ Невская шины подстанции верхнего уровня строится в соответствии с технологией FastEthernet (IEEE 802.3u) и GigabitEthernet (IEEE 802.3z) с применением схемы «простого кольца», по протоколу резервирования RSTP.

Для возможности удалённого мониторинга сетевого оборудования подразумевается использовать протокол SNMP. Протокол SNMP позволяет серверу «опрашивать» порты управляемого коммутатора с возможностью передачи в ДЦ, или отображения на дисплее АРМ ОП:

- информации о текущей загрузке порта;
- качестве проходимых пакетов;
- состояния сетевого оборудования входящего в состав ЛВС, таких как:
- терминалов РЗА;
- контроллеров присоединения 10 кВ;
- ПЛК 380 В;
- интеллектуальных счётчиков с СМКЭ;
- сервера связи и управления;
- УСПД;
- сервера точного времени;

Предусматриваются к использованию коммутаторы Industrial Ethernet в соответствии с требованиями стандарта ISO Ethernet IEEE 802/3 с поддержкой QoS (802.1p), Vlan (802.1q).

Коммутаторы предусматриваются с характеристиками устойчивости к электромагнитным излучениям соответствующими МЭК 61850-3.

При проектировании ПС 10 кВ предусматривается использовать коммутаторы CGS 2520 производства Cisco. Общий вид коммутаторов приведён на рисунке 3.14.



Рисунок 3.14 – Общий вид коммутатора Cisco CGS 2520

3.3.7 Решения по серверу автоматизации и системе обеспечения единого времени

Предусматривается применение сервера автоматизации. Сервер имеет стоечное исполнение, в качестве массива хранения информации применяется SCSI/SAS/SATA-накопители с поддержкой RAID 5 уровня, с возможностью горячей замены.

Комплект серверного оборудования размещаются в одном шкафу серверов автоматизации вместе с коммутаторами и системой обеспечения единого времени.

Сервер автоматизации предусматриваются с двумя независимыми взаиморезервирующими блоками питания с поддержкой горячей замены, дублированные модули цифрового обмена Ethernet, собственные средства диагностики с записью сигналов диагностики и событий во внутренний буфер событий.

Серверы автоматизации предусматриваются для хранения архивов данных.

Серверы автоматизации синхронизируются с СОЕВ по протоколу SNTP.

Предусматривается использование сервера времени, обеспечивающего синхронизацию устройств шины процесса по протоколу IEEE 1588v2 (PTPv2) и устройств шины подстанции уровня присоединения и подстанционного уровня по протоколу SNTP. В качестве сервера времени предполагается использовать ИСС-2.3 производства ООО «Прософт-Системы».

Установка серверов времени предусматривается в шкафу сервера.

3.3.8 Расчёт пропускной способности ЛВС

Расчёт пропускной способности ЛВС предназначен для оценки надёжности самой загруженной точки сети. В качестве примера расчёта пропускной способности на уровне шины подстанции, согласно структурной схеме, был выбран коммутатор SW3 в шкафу серверов, к нему подключаются контроллеры присоединения ячеек для обработки и мониторинга состояния КА, терминалы РЗА, осуществляющие информационный обмен между собой, а также измерительные преобразователи.

Основная статичная нагрузка на коммутатор SW3 будет производиться трафиком SV-поток. Так как нагрузка GOOSE-сообщений в статичном режиме на порты коммутатора минимальна, то для GOOSE-сообщений будет рассмотрен режим информационного шторма. Расчёт приведён в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Расчёт пропускной способности портов коммутатора

Характеристика	Значение	
Нагрузка на порт от одного SV-потока	5	Мбит/с
Кол-во SV-потоков, приходящих на порт 100 Mbit Ethernet	1	
Нагрузка на порт	5	Мбит/с
Пропускная способность порта	100	Мбит/с
Загрузка порта при статичной нагрузке	5	%
Нагрузка на порт от одного GOOSE-сообщения	3,12	кбит/с
Кол-во исходящих GOOSE-сообщений	~46	
Нагрузка порта GOOSE-сообщениями	143,52	кбит/с
	0,144	Мбит/с
Суммарная нагрузка на порт 100 Mbit Ethernet	5,144	Мбит/с
Суммарная нагрузка на порт Gigabit Ethernet	123,46	Мбит/с
Пропускная способность Gigabit Ethernet	1000	Мбит/с
Загрузка порта Gigabit Ethernet в режиме информационного шторма	12,13	%

Таким образом, загрузка порта Gigabit Ethernet коммутатора SW3 в режиме информационного шторма не превышает номинальную пропускную способность порта (IEC 61850-9.2).

Коммутирование устройств в шину процесса, позволяет избежать высокой нагрузки на порты Gigabit Ethernet коммутатора SW1 в шкафу серверов, так как распределение SV-потокa и GOOSE-сообщений происходит на уровне портов 100BaseTX. Самым загруженным портом прием двадцать первый порт коммутатора SW1.

В таблице 3.2 представлен расчёт пропускной способности порта терминала РЗА при совмещении GOOSE сообщений и SV потокa в единой шине процесса. Для проверки пропускной способности рассматривается режим информационного шторма в сети Ethernet 100 Мбит/с с передачей GOOSE сообщений с интервалом в 1 миллисекунду.

Таблица 3.2 – Расчет пропускной способности порта терминала РЗА

Характеристика	Значение	
Нагрузка на порт от одного SV-потока	5	Мбит/с
Размер GOOSE сообщения, содержащего 10 дискретных сигналов (SPS)	390	байт
	3120	бит
Одно GOOSE сообщение загружает порт на	3120	бит/мс
	3,12	Мбит/с
Загрузка порта SV потоками	15	Мбит/с
Загрузка порта goose-сообщениями	21,84	Мбит/с
Общая загрузка порта	36,84	Мбит/с
Пропускная способность порта	100	Мбит/с
Загрузка порта в режиме информационного шторма	36,84	%

Таким образом, загрузка порта в режиме информационного шторма не превышает допустимые значения.

Проведём расчёт канала передачи данных в диспетчерский центр по протоколу МЭК-60870-5-104 [14]. Данный расчёт приведён в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчёт ширина канала передачи данных в диспетчерский центр

Количество сигналов		Длина пакетов с учётом ТСР/Р, байт [14]	Число байт для передачи	Время для передачи, с	Ширина канала байт/с	Ширина канала Бит/с	Ширина канала кБит/с
ТС	1000	313	16276	1	16276	130208	130,208
ТИ	90						

Как видно из таблицы 3.2 необходимая ширина канала составляет 130,208 кБит/с, округляя до ближайшего получим величину номинальной ширины канала, которая составляет 256 кБит/с. Так как на подстанциях уже имеются средства связи, такие как телефония, старые системы телемеханики, автоматизации, где-то установлены счётчики присоединения, то с лёгкостью можно сказать, что существующая ширина канала способна передать эти данные.

На рисунке 3.15 – 3.16 изображена структурная схема автоматизации, состоящая из подстанционного уровня и уровня присоединения (рисунок 3.15) и уровня процесса (рисунок 3.16). Данное решение соответствует [33]

Выводы по разделу 3

В данном разделе разработан эскизный проект цифрового района городских электрических сетей. Определены следующие показатели, позволяющие создать цифровой РЭС с помощью современных устройств:

1. Определена форма управления ПС 10/0,38 кВ и РП 10 кВ.
2. Выбрано основное оборудование, обозреваемое во втором разделе. Определены виды связей в системе автоматизации на ПС 10/0,38 кВ между оборудованием.
3. Определены типы связи между основным оборудованием, вторичными системами (системами автоматизации). Данные связи необходимы для обеспечения автоматизации на подстанциях и распределительных пунктах.
4. Сформирована топология сети ПС 10/0,38 кВ цифрового РЭС. Построена структурная схема автоматизации, определены потоки прохождения сигналов.
5. Произведён расчёт загрузки портов терминалов РЗА и коммутаторов уровня присоединения, уровня процесса в режиме информационного шторма и в статическом состоянии. Расчёт приведён для доказательства способности эскизного проекта выдерживать информационную нагрузку передачи большого объема данных в режиме информационного шторма.

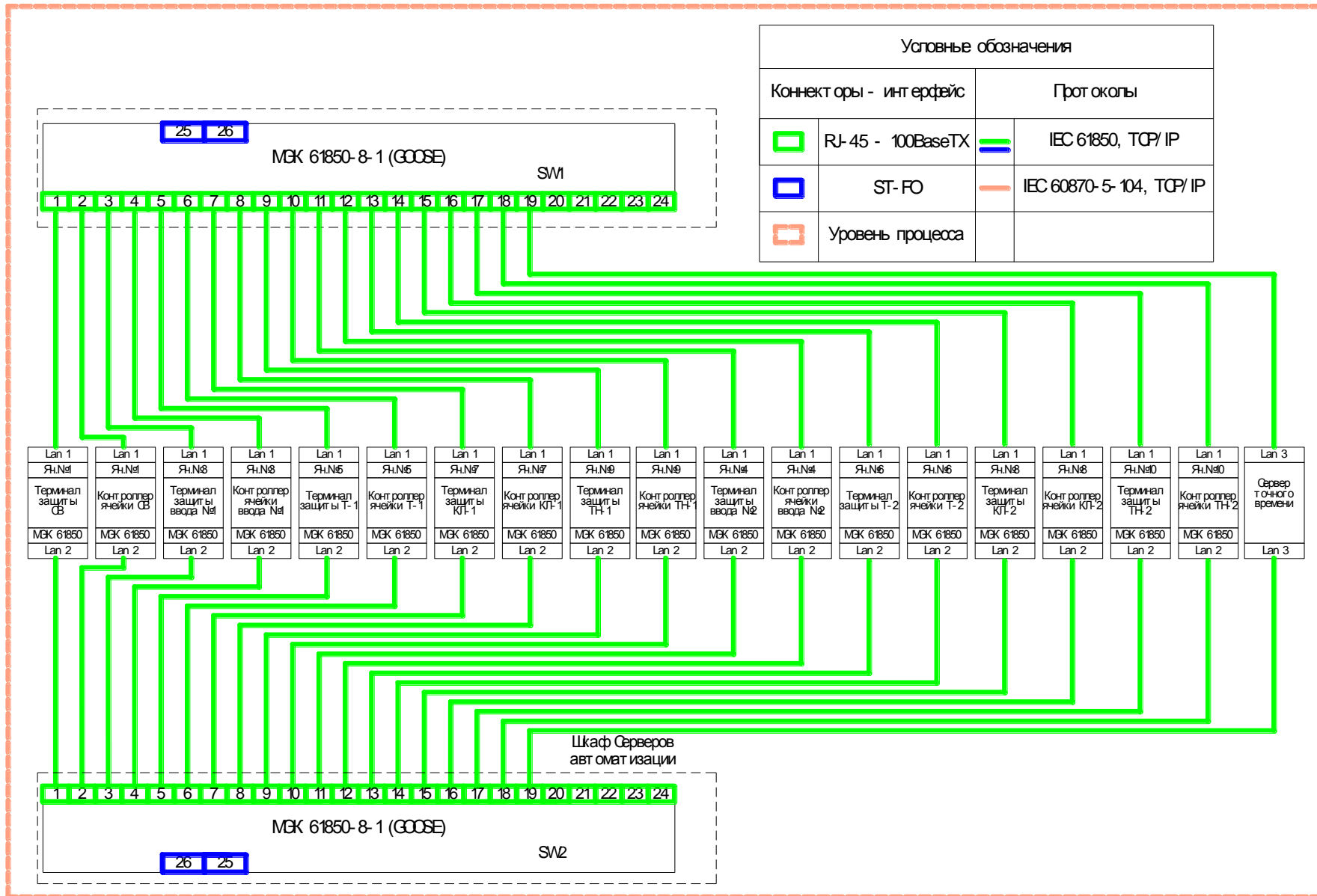


Рисунок 3.16 – Структурная схема автоматизации на ТП 10/0,38 кВ, уровень процесса

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЦИФРОВОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

4.1 Технический эффект от создания цифрового РЭС

В настоящее время городские распределительные сети напряжением 10 кВ, ТП 10/0,38 кВ и РП 10 кВ находятся в весьма непростом положении. С одной стороны, строятся новые компактные ТП и РП, новые кабельные линии. Но желание заказчика кратковременно сэкономить первичные инвестиции на разработку и внедрения систем автоматизации, закупку чуть более дорогого первичного оборудования, оборачиваются тем, что строятся абсолютно такие же подстанции, как и 40 лет назад, за исключением использования новых средств.

Целью данной работы не было сравнение капитальных вложений двух подстанций с разным подходом к цифровизации (цифровой ПС и ПС с применением минимально допустимого оборудования). Также нет никакой информативности в сравнении существующего РЭС и цифрового РЭС, так как для данного сравнения требуется анализировать множество моментов таких как существующее состояние конкретно взятой подстанции, обучение персонала для эксплуатации цифрового РЭС и многих других моментов.

Сравнение нового строительства цифрового РЭС и модернизации существующего оборудования для перехода к цифровому РЭС также является актуальным вопросом. Практика таких крупных компаний как ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «РОС-СЕТИ» показывает, что не всегда выгодно использовать новое строительство, так как имеются крупные затраты на демонтаж, проектные работы, длительность согласований данных решений, тогда как модернизация или реконструкция позволят использовать намного меньшие капиталовложений [6]. Таких как: основное строительство, сооружение новых ячеек, установка силового трансформатора, затраты на строительство, доставку, заработную плату строительным и подрядным организациям и многое другое.

Поэтому для создания эскизного проекта цифрового РЭС рекомендуется применять методы технического перевооружения, модернизации и реконструкции. Какой из данных методов использовать – остаётся выбором заказчика. Так как техническое перевооружение является всего лишь методом для повышения технико-экономических показателей, модернизация – это изменения на объекте вызванные нуждой использования повышенных нагрузок, а целью реконструкции может быть увеличение производственных мощностей, улучшение качества продукции (в нашем случае – электрической энергии) [7].

В работе будет произведён расчёт экономической эффективности инвестиций производится в соответствии с основными принципами, критериями и методами, изложенными в «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов (вторая редакция)». Данное решение подходит как для модернизации или реконструкции, так и для технического перевооружения.

4.2 Основные показатели объекта инвестиций

Исходные данные для оценки экономической эффективности инвестиционного проекта представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для оценки экономической эффективности инвестиционного проекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
Инвестиционные затраты на реконструкцию ПС 110/35/6 кВ	тыс. руб.	187 814
Норма амортизации	%	2,0
Ставка налога на имущество	%	2,2
Ставка налога на прибыль	%	20,0
Ставка налога на добавленную стоимость	%	20,0
Ставка дисконтирования	%	16,5
Темп роста заработной платы, % к предыдущему году	%	4
Индекс роста потребительских цен, % в год	%	4
Тариф на услуги по передаче электрической энергии	руб./кВт·ч	2,58304
Индекс роста тарифа на услуги по передаче электрической энергии, % в год	%	3
Затраты на ремонт	тыс. руб.	3 155,0
Общепроизводственные расходы	тыс. руб.	3 381,0

Определение объема инвестиций для реконструкции ТП 10/0,38 кВ производится на основании сводного укрупненного расчета стоимости реконструкции (модернизации или тех. перевооружении) подстанций:

- начало работ – 2021 г.;
- инвестиционная фаза проекта составляет два года: 2021 - 2022 гг.;
- год ввода объекта в эксплуатацию – 2022 г.;
- горизонт планирования проекта (расчетный период) – 25 лет.

Согласно соответствующим стандартам, сроки использования основного оборудования ПС до списания составляют не менее 25 лет.

Тариф на передачу электроэнергии принят на момент разработки раздела (2019 год), прогноз тарифа выполняется с последующей индексацией в 3%. Тариф принят на основании приложения N 1 к постановлению Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 27 декабря 2018 г. N 89/11.

Ставки налогов и отчислений приняты на момент разработки раздела – 2019 год.

Максимальная активная мощность подключаемых электроустановок составляет – 6,3 МВт.

Данные параметры не критично влияют на общий расчёт, поэтому возможные изменения не повлекут за собой больших ошибок.

4.3 Оценка экономической эффективности проекта

Расчёт экономической эффективности инвестиций производится в соответствии с основными принципами, критериями и методами, изложенными в «Методическими рекомендациями по оценке эффективности и разработке инвестиционных проектов (вторая редакция)». Официальное издание. М.: Экономика, 2000 (Утверждены: Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом РФ по строительной, архитектурной и жилищной политике. №ВК477 от 21.06.1999 г.).

Оценка экономической эффективности реализации инвестиционного проекта выполнена в табличном виде. Результаты расчёта представлены следующими расчётными таблицами: объем передачи электрической энергии; операционные расходы; отчёт о прибылях и убытках; отчёт о движении денежных средств; эффективность для проекта. Расчётные таблицы представлены в приложении А.

Основные показатели эффективности инвестиционного проекта представлены в таблице 4.2. График окупаемости инвестиционного проекта представлен на рисунке 4.1.

Таблица 4.2 – Показатели эффективности проекта

Наименование показателя	Ед. изм.	Значение показателя
Ставка дисконтирования	%	16,5
Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. руб.	461 278
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	53,2
Дисконтированный срок окупаемости (PBP)	лет	4,5
Простой срок окупаемости (PP)	лет	3,2
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	раз	3,2

Чистый дисконтированный доход (ЧДД или NPV) - показывает эффективность вложения в инвестиционный проект: величину денежного потока в течение срока его реализации и приведенную к текущей стоимости (дисконтирование).

Внутренняя норма доходности (ВНД или IRR) - ставка процента, при которой приведенная стоимость всех денежных потоков инвестиционного проекта (т.е. NPV) равна нулю.

Расчетное значение показателя $NPV > 0$ и составляет 461 278 тыс. руб. при этом IRR составляет 53,2 %.

Данные значения NPV и IRR указывают на целесообразность в инвестировании данного проекта. Инвестор возместит первоначальные капиталовложения и получит выгоду от вложений в данный проект, норма доходности дисконтированных затрат (PI) составляет 3,2.

Простой срок окупаемости проекта (PP) составляет 3,2 года. Дисконтированный срок окупаемости (PBP) позволяет оценить влияние инфляции и составляет 4,5 года.

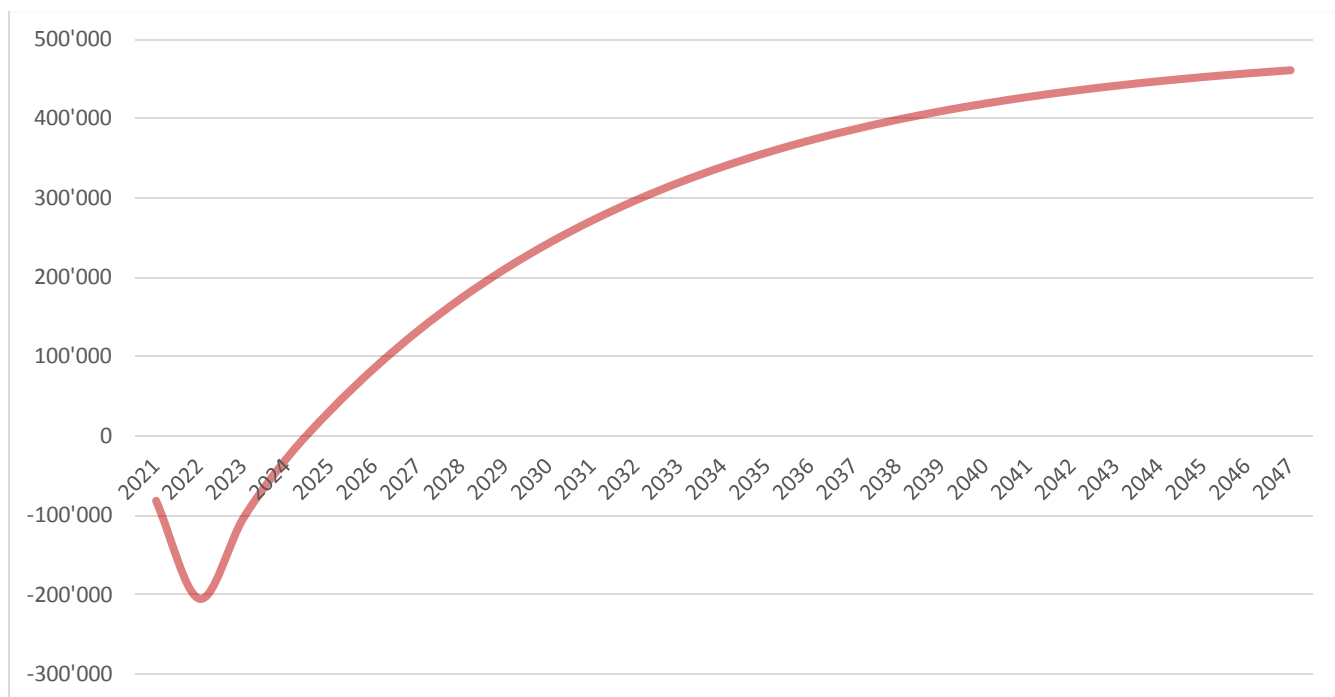


Рисунок 4.1 – График окупаемости инвестиционного проекта

4.4 Анализ рисков и чувствительности проекта

Возможные риски реализации проекта:

- срыв сроков работ;
- увеличение сметной стоимости проекта вследствие изменения рыночных цен;
- расторжение или изменение долгосрочных договоров на бесперебойную поставку электроэнергии;
- макроэкономическая обстановка в стране, возможность повышения налоговых ставок, повышенная инфляция, финансовая нестабильность.

Данные риски невозможно предотвратить или избежать их последствий, поэтому во время реконструкции следует их учитывать и иметь в виду.

Для выявления наиболее критичных составляющих, которые имеют в наибольшей степени влияние на жизнеспособность проекта, применяют анализ чувствительности. Базовый критерий, на котором основывается весь анализ чувствительности – NPV.

В данном инвестиционном проекте основными факторами, влияющими на эффективность реализации проекта, являются объем передачи электроэнергии и цена на электроэнергию.

Для оценки воздействия изменения объема передачи или цены электроэнергии, при составлении графика чувствительности нужно учесть, что отсутствуют переменные издержки (затраты на покупку электроэнергии), поэтому нет абсолютно никакой разницы между чувствительностью к цене и к объему передачи. Влияние изменения одного параметра идентично влиянию изменения другого, график чувствительности NPV представлен на рисунке 4.2.

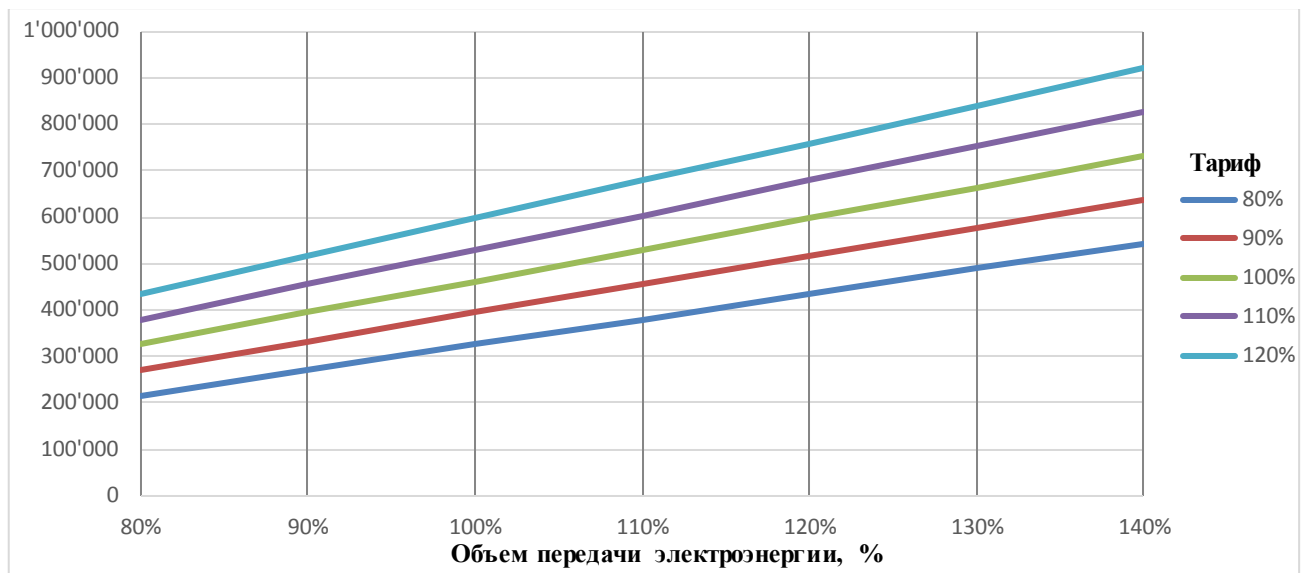


Рисунок 4.2 – График чувствительности NPV в зависимости от объема передачи (изменения цены)

Предположим, что объем передачи электроэнергии (или цена) окажется ниже на 10%, чем предполагает базовый сценарий:

- процентное изменение NPV = $(332\,536 - 393\,519) \div 393\,519 \times 100\% = -15,5\%$;
- чувствительность NPV к изменению объемов передачи (цене) = $-15,5\% \div 10\% = -1,55\%$.

Это означает, что при уменьшении объемов передачи электроэнергии (цены) на 1% чистая приведенная стоимость проекта будет уменьшаться на 1,55%, и наоборот, при увеличении объемов передачи электроэнергии (цены) на 1% чистая приведенная стоимость проекта будет увеличиваться на 1,55%.

Существенное влияние на привлекательность инвестиционного проекта оказывает дисконтированный срок окупаемости РВР, график чувствительности РВР представлен на рисунке 4.3.

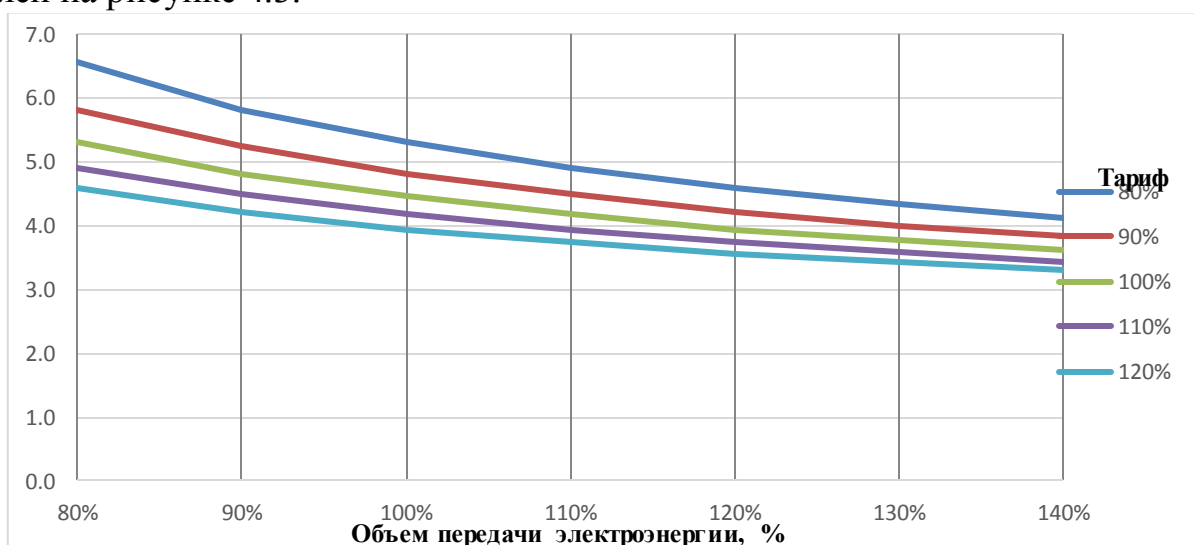


Рисунок 4.3 – График чувствительности РВР в зависимости от объема передачи (изменения цены)

Расчетный дисконтированный срок окупаемости составляет 4 года и 5,5 месяцев. При уменьшении объемов передачи (цены) РВР проекта будет увеличиваться, а при увеличении объемов передачи электроэнергии (цены) – уменьшаться. Например, при уменьшении объема передачи на 10 % (цена остается расчетной 100%) РВР проекта увеличится до 4 лет и 8 месяцев.

Рентабельность инвестиционного проекта можно оценить через чувствительность IRR, график чувствительности IRR представлен на рисунке 4.4.

Воздействие изменения объема передачи или цены на IRR аналогично влиянию на NPV.

В приложении А отображен весь расчёт показателей эффективности.

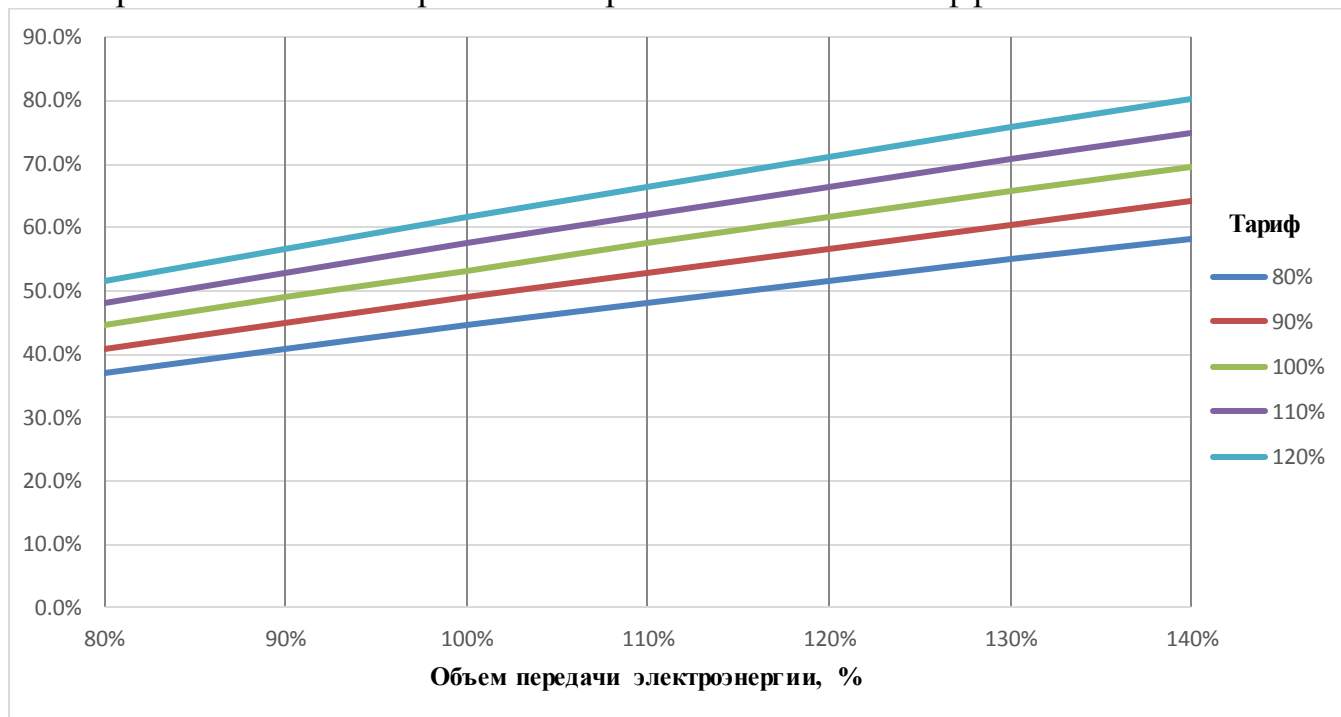


Рисунок 4.4 – График чувствительности IRR в зависимости от объема передачи (изменения цены)

Выводы по разделу 4

В данном разделе проведена технико-экономическая оценка проекта цифрового района городских электрических сетей. Так же в данном разделе:

1. Выявление у инвестиционного проекта: повышенной надёжности работы городских распределительных сетей путём перехода на работу по принципу цифрового РЭС, базирующегося на повышении уровня автоматизации на подстанциях.

2. В результате расчета инвестиционные затраты на модернизацию, реконструкцию или тех. перевооружение составляют 187 814 тыс. руб. (с НДС), при этом расчетный дисконтированный срок окупаемости составляет 4 года и 5,5 месяцев.

3. Инвестиционный проект устойчив к изменению факторов, влияющих на эффективность проекта, основным фактором, снижающим эффективность инвестиций, является возможное снижение объема передачи электроэнергии. Основные риски реализаций проекта связаны со срывом сроков работ и расторжением или изменением долгосрочных договоров на бесперебойную поставку электроэнергии.

4. Проект реконструкции, частичной модернизации 10 ТП 10/0,38 кВ мощностью 630 кВА каждая, с использованием автоматического управления и контроля технического состояния электрооборудования, удовлетворяет всем критериям эффективности инвестиций (см. приложение А, таблицу А.2). Проект может быть рекомендован к реализации.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе приведено актуальное на сегодняшний день решение научно-технической задачи по созданию цифрового района городских электрических сетей, состоящее из современных средств автоматизации и подсистем необходимых для полноценной автоматизации работы ПС 10/0,38 кВ и РП 10 кВ.

Выполненная разработка эскиза проекта позволяет создать следующие основные результаты и выводы работы:

1. Проведён обзор современного состояния городских электрических сетей напряжением 10/0,38кВ с кабельными линиями. Выявлено, что в настоящее время эксплуатируется морально устаревшее оборудование, которое требует замены.

2. Определены параметры в городских распределительных сетях нуждающиеся в улучшениях с помощью современных технических средств.

3 Приведены современные технические средства, необходимые для создания цифрового района городских электрических сетей, разобраны типы связей между данными средствами, выбраны конкретные решения по набору данных средств, предложены решения и производители для систем автоматизации и их подсистем.

4 Разработан эскизный проект цифрового района городских электрических сетей на основе современных средств автоматизации, не учитывающий конкретного производителя, а предъявляющий к конкретной единице автоматизации технические требования и общие решения.

5 Основные решения по системам автоматизации, их компонентам, а также смежных подсистем необходимо совершенствовать для более эффективного и экономичного их использования, так как использование только рассмотренного выше подхода не рассматривает все возможные «подводные камни». Для более корректного результата следует учитывать категорию объекта автоматизации и количество присоединений на ТП и РП, принципиальные схемы района электрических сетей, и т. п. Введение дополнительных условий, таких как выбор определенного поставщика как первичного, так и вторичного оборудования, от возможного заказчика поможет скорректировать структурную схему автоматизации.

6 Проведена технико-экономическая оценка проекта цифрового района городских электрических сетей. Основным фактором экономического эффекта от внедрения автоматизации и создания цифрового РЭС в данном проекте является – увеличение объема передачи электроэнергии, а также снижение недоопуска электроэнергии.

7 Суммарный годовой недоотпуск энергии - важный параметр, который одновременно характеризует участок сети как с экономической, так и со стороны электрической надежности. Величина недоотпуска электроэнергии при аварии на линии электропередачи зависит от конфигурации электрической сети и распределения мощности потребителей по её длине.

8 Полученные в ходе написания работы результаты могут быть рекомендованы для внедрения учебном процессе по специальности «Электроснабжение», могут быть интересны для электрических сетей АО «Тюменьэнерго», ПАО «ФСК ЕЭС» и ПАО «РОССЕТИ», а также использованы для дальнейших исследований.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Smart Grid: сети с умом или энергоснабжение без напряжения. – <http://www.smartgrid.ru/analitika/obzory/smart-grid-seti-s-umomili-energospabzhenie-bez-napryazheniya>.
2. Алексеев, Б.А. Крупные силовые трансформаторы: контроль состояния в работе и при ревизии / Б.А. Алексеев. – М.: НТФ «Энергопрогресс», приложение к журналу «Энергетик». – 2010. – № 1 (133). – 88 с.
3. Белей, В. Ф. Стандарты в области качества электроэнергии: проблемы и тенденции / В. Ф. Белей, М. С. Харитонов. – Информационные ресурсы России, 2016. – № 1. – С.10–14.
4. Блок, В. М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей: учеб. пособие для студентов вузов / В. М. Блок. – М.: Высш. школа, 1981. – 304 с.
5. Будзко, И. А. Электроснабжение сельского хозяйства / И.А. Будзко, М.М Зуль. – М.: Агропромиздат, 1990. – 496 с.
6. Варжапетян, А.Г. Методы исследования и управления проектами и процессами производства. Монография. / А.Г. Варжапетян, В.В. Глущенко, П.В. Глущенко. – М.: Вузовская книга, 2013. – 314 с.
7. Воротницкий, В.Э. Повышение эффективности управления распределительными сетями. / В.Э. Воротницкий. – Энергосбережение, 2005. – С.3–5.
8. Гамм, А.З. Наблюдаемость электроэнергетических систем. / А.З. Гамм, И.И. Голуб – М.: Наука, 1990. – 200 с.
9. Глазунова, А.М. Методика задания псевдоизмерений для обеспечения наблюдаемости схемы при оценивании состояния ЭЭС. Современные программные средства для расчёта и оценивания состояния режимов электроэнергетических систем. Материалы научно-практического семинара. / А.М. Глазунова. – Иркутск: ИДУЭС, 2004. – 198 с.
10. Глущенко, П.В. Аспекты интеллектуализации автоматизированного диагностирования динамических сетевых объектов непрерывного типа электроэнергетики. / П.В. Глущенко. – <https://cyberleninka.ru/article/n/aspekty-intellektualizatsii-avtomatizirovannogo-diagnostirovaniya-dinamicheskikh-setevykh-obektov-nepreryvnogo-tipa>.
11. Глущенко, П.В. Интеллектуальный алгоритм мультиагента поддержки принятия решения по данным диагностирования в сетевой электроэнергетике / П.В. Глущенко. – Вестник Адыгейского государственного университета. Сер. Экономика, 2014. – С.13-17.
12. Дорофеев, В.В. Активно-адаптивная сеть – новое качество ЕЭС России. / В.В. Дорофеев, А.А Макаров. – Энергоэксперт, 2009. – С.29-34.
13. Ефременко, В.М. Анализ состояния распределительных сетей населённых пунктов / В.М Ефремов, О.А. Савинкина, Р.Б. Наумкин // УДК 621.3.051.3. – <https://cyberleninka.ru/article/n/analiz-sostoyaniya-raspredelitelnyh-setey-naselennykh-punktov/>. – С. 72–73.
14. Жиленков, Н.Г. Новые технологии беспроводной передачи данных. / Н.Г. Жиленков. – СТА, 2003. – 38 с.

15. Каталог на автоматические выключатели серии Masterpack NT и NW. – http://www.netkom.by/docs/cat/masterpack%20nw_cat.pdf.
16. Каталог на выключатели серии ВВСТ-3АН. – http://www.самарские-трансформаторы.рф/shop/UID_1430.html.
17. Каталог на выключатели серии ВВ/TEL. – <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/1/>.
18. Каталог на выключатели серии ВВ/TEL-12 с блоками управления. – <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/1/>.
19. Костиков, И.В. Система мониторинга САТ-1 – повышение пропускной способности и надежности / И.В. Костиков. – Энергетика, 2011. № 3 (38).
20. Костюченко, Л.П. Электроснабжение объектов народного хозяйства / Л.П. Костюченко. – Красноярск: СибГТУ, 1999.
21. Крючков, И.П. Электрическая часть электростанции и подстанции / И.П. Крючков, Н.Н. Кувшинский, Б.Н. Неклепаев / М.: «Энергия», 1978. – 608 с.
22. Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: утв. приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. – Екатеринбург: ИД «УралЮрИздат», 2014. – 240 с.
23. Наумов, И.В. Анализ уровня надёжности городских распределительных электрических сетей напряжением 10 кВ (на примере филиала Восточных электрических сетей ОАО «ИЭСК») / И.В. Наумов, А.В. Ланин. – Вестник ИрГСХА. – Иркутск, 2010. – С. 115-120.
24. Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учеб. пособие / Б. Н. Неклепаев, И. П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
25. Новиков, М.А. Способы регистрации аварии в мощных тиристорных коммутаторах переменного тока / М.А. Новиков, Т.В. Ремизевич – РАДИОЭЛЕКТРОНИКА, ЭЛЕКТРОНИКА И ЭНЕРГЕТИКА: Восемнадцатая Междунар. Науч.-техн. Конф. Студентов и аспирантов: Тез. Докл. В4 т. Т.1. М: Издательский дом МЭИ, 2012.
26. Обсуждение проблем надежности и безопасности в электроэнергетике / Энергетик. – 2005. – № 8. – С. 9 – 10.
27. Петров, Е.Б. Электрические подстанции: Методическое пособие по дипломному и курсовому проектированию для спец.1004 «Электроснабжение» (по отраслям) / Е.Б. Петров. – М.: 2004. – 245 с.
28. Положение ОАО «Россети» «О единой технической политике в электросетевом комплексе». – М.: ОАО «Россети», 2013.
29. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник для сред. проф. образования. 2-е изд., стер. / Л.Д. Рожкова. – М.: Издательский центр «Академия», 2005 – 442 с.
30. Рожкова, Л.А. Электрооборудование станции и подстанции: учеб. Пособие. / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.
31. Сазыкин, В.Г. Особенности эксплуатации и мониторинга сельских районных подстанций напряжением 35 – 110 кВ. / В.Г.Сазыкин, А.Г.Кудряков, В.В. Пронь – Механизация и электрификация сельского хозяйства. – 2015. – № 10. С. 30-32.
32. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий / Под ред. А.А. Федорова – М.: Энергия, 1980 – 576 с.

33. СТО 56947007-25.040.40.227-2016 Стандарт организации. Типовые технические требования к функциональной структуре автоматизированных систем управления технологическими процессами подстанций Единой национальной электрической сети (АСУ ТП ПС ЕНЭС). – Введ. 2016-08-16. – ПАО «ФСК ЕЭС», 2016. – 95 с.
34. СТО 56947007-25.040.40.246-2017 Стандарт организации. Типовые схемы управления силовым оборудованием ПС средствами АСУТП. – Введ. 2017-08-2017. – ПАО «ФСК ЕЭС», 2017. – 153 с.
35. Тимофеев, С. А. Основы выбора нелинейных ограничителей перенапряжений: метод. указания по курсовому и дипломному проектированию / С. А. Тимофеев. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – 50 с.
36. Третьяков, Е. А. Энергоэффективность компенсации низкочастотных искажений в электрических сетях 0,4 кВ. / Е. А. Третьяков, Н. Н. Малышева, А. В. Краузе. – Омск: Энергоэффективность: Материалы междунар. науч.-техн. конф., 2010. – 98 с.
37. Черная, Л.Г. Косвенное определение текущей конфигурации электрической системы. / Л.Г. Черная, Н.В. Гребченко. – Донецкий национальный технический университет, 2014 – 126 с.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А.1 – Объем передачи электрической энергии

РЕАЛИЗАЦИЯ		Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Передача электрической энергии											
объем передаваемой электрической энергии	47 250 000	кВт*ч	0	0	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000
коэффициент			0%	0%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
цена за единицу (кВт*ч), без НДС	0,002740	тыс. руб.	0,00274	0,00282	0,00291	0,00299	0,00308	0,00318	0,00327	0,00337	0,00347
выручка от реализации, без НДС		тыс. руб.	0	0	137 367	141 488	145 732	150 104	154 608	159 246	164 023
Итого:											
Выручка в отчете о прибылях и убытках, без НДС		тыс. руб.	0	0	137 367	141 488	145 732	150 104	154 608	159 246	164 023
Передача электрической энергии											
объем передаваемой электрической энергии	47 250 000	кВт*ч	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000	47 250 000
коэффициент			100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
цена за единицу (кВт*ч), без НДС	0,002740	тыс. руб.	0,00358	0,00368	0,00379	0,00391	0,00402	0,00415	0,00427	0,00440	0,00453

Продолжение таблицы А.2

затраты с учетом инфляции, без НДС		тыс. руб.	4 048	4 210	4 378	4 553	4 735	4 925	5 122	5 327	5 540	5 761	5 992
Итого: Производственные издержки, с НДС		тыс. руб.	5 204	5 413	5 629	5 854	6 088	6 332	6 585	6 849	7 123	7 407	7 704
Итого: Издержки на ремонт, с НДС		тыс. руб.	4 857	5 052	5 254	5 464	5 682	5 910	6 146	6 392	6 648	6 914	7 190
Всего постоянных издержек, без НДС		тыс. руб.	8 385	8 720	9 069	9 432	9 809	10 201	10 609	11 034	11 475	11 934	12 412
Всего постоянных издержек, с НДС		тыс. руб.	10 062	10 464	10 883	11 318	11 771	12 242	12 731	13 241	13 770	14 321	14 894
ОПЕРАЦИОННЫЕ РАСХОДЫ		Ед. изм.	2043	2044	2045	2046	2047	<i>ИТОГО</i>					
Производственные издержки													
Общепроизводственные расходы													
период появления затрат	3	пе-риод											
затраты за период (год), без НДС	2 817	тыс. руб.	2 817	2 817	2 817	2 817	2 817						
коэффициент расходов		%	100%	100%	100%	100%	100%						
затраты с учетом инфляции, без НДС		тыс. руб.	6 677	6 944	7 221	7 510	7 811	126 899					
Ремонт													
период появления затрат	3	пе-риод											
затраты за период (год), без НДС	2 629	тыс. руб.	2 629	2 629	2 629	2 629	2 629						
коэффициент расходов		%	100%	100%	100%	100%	100%						
затраты с учетом инфляции, без НДС		тыс. руб.	6 231	6 481	6 740	7 010	7 290	118 439					
Итого: Производственные издержки, с НДС		тыс. руб.	8 012	8 332	8 666	9 012	9 373	152 279					
Итого: Издержки на ремонт, с НДС		тыс. руб.	7 478	7 777	8 088	8 411	8 748	142 127					
Всего постоянных издержек, без НДС		тыс. руб.	12 908	13 424	13 961	14 520	15 101	245 338					

Всего постоянных издержек, с НДС		тыс. руб.	15 490	16 109	16 754	17 424	18 121	294 406
---	--	--------------	---------------	---------------	---------------	---------------	---------------	----------------

Таблица А3 – Отчет о прибылях и
убытках

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Выручка	тыс. руб.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Валовая прибыль	тыс. руб.	0	0	137 367	141 488	145 732	150 104	154 608	159 246	164 023
Налоги и сборы	тыс. руб.	0	0	137 367	141 488	145 732	150 104	154 608	159 246	164 023
ЕБИТДА	тыс. руб.	0	0	-1 983	-3 884	-3 719	-3 553	-3 388	-3 223	-3 058
Амортизация	тыс. руб.	0	0	135 384	137 604	142 014	146 551	151 219	156 023	160 966
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	тыс. руб.	0	0	-13 404	-13 639	-13 884	-14 139	-14 404	-14 680	-14 967
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	0	0	121 980	123 965	128 129	132 412	136 815	141 343	145 999
Налог на прибыль	тыс. руб.	0	0	121 980	123 965	128 129	132 412	136 815	141 343	145 999
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	0	0	-24 396	-24 793	-25 626	-26 482	-27 363	-28 269	-29 200
Нераспределенная чистая прибыль за период	тыс. руб.	0	0	97 584	99 172	102 504	105 929	109 452	113 074	116 799

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ	Ед. изм.	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
Выручка	тыс. руб.	168 944	174 012	179 233	184 610	190 148	195 852	201 728	207 780	214 013
Валовая прибыль	тыс. руб.	168 944	174 012	179 233	184 610	190 148	195 852	201 728	207 780	214 013
Налоги и сборы	тыс. руб.	-2 892	-2 727	-2 562	-2 397	-2 231	-2 066	-1 901	-1 735	-1 570
ЕБИТДА	тыс. руб.	166 052	171 285	176 671	182 213	187 917	193 786	199 827	206 044	212 443
Амортизация	тыс. руб.	-15 265	-15 575	-15 897	-16 233	-16 582	-16 944	-17 322	-17 714	-18 122
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	тыс. руб.	150 787	155 710	160 773	165 980	171 335	176 842	182 506	188 330	194 321
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	150 787	155 710	160 773	165 980	171 335	176 842	182 506	188 330	194 321
Налог на прибыль	тыс. руб.	-30 157	-31 142	-32 155	-33 196	-34 267	-35 368	-36 501	-37 666	-38 864
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	120 629	124 568	128 619	132 784	137 068	141 474	146 004	150 664	155 457
Нераспределенная чистая прибыль за период	тыс. руб.	120 629	124 568	128 619	132 784	137 068	141 474	146 004	150 664	155 457

ОТЧЕТ О ПРИБЫЛЯХ И УБЫТКАХ	Ед. изм.	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047
Выручка	тыс. руб.	220 433	227 046	233 858	240 874	248 100	255 543	263 209	271 105	279 238
Валовая прибыль	тыс. руб.	220 433	227 046	233 858	240 874	248 100	255 543	263 209	271 105	279 238
Налоги и сборы	тыс. руб.	-1 405	-1 240	-1 074	-909	-744	-578	-413	-248	-83

ЕБИТДА	тыс. руб.	219 029	225 807	232 784	239 965	247 356	254 964	262 796	270 857	279 156
Амортизация	тыс. руб.	-18 546	-18 988	-19 447	-19 924	-20 421	-20 937	-21 474	-22 032	-22 613
Прибыль (убыток) от операционной деятельности	тыс. руб.	200 482	206 819	213 337	220 040	226 935	234 027	241 322	248 825	256 543
Прибыль до налогообложения	тыс. руб.	200 482	206 819	213 337	220 040	226 935	234 027	241 322	248 825	256 543
Налог на прибыль	тыс. руб.	-40 096	-41 364	-42 667	-44 008	-45 387	-46 805	-48 264	-49 765	-51 309
Чистая прибыль (убыток)	тыс. руб.	160 386	165 455	170 669	176 032	181 548	187 222	193 058	199 060	205 234
Нераспределенная чистая прибыль за период	тыс. руб.	160 386	165 455	170 669	176 032	181 548	187 222	193 058	199 060	205 234

Таблица А4 – Отчет о движении денежных средств

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029
Поступления	тыс. руб.	0	0	164 840	169 785	174 879	180 125	185 529	191 095	196 828
Оплата материалов и операционных расходов	тыс. руб.	0	-51	-7 071	-7 354	-7 648	-7 954	-8 272	-8 603	-8 947
Налоги	тыс. руб.	0	0	-19 784	-42 590	-56 044	-58 490	-60 045	-61 649	-63 305
Денежные потоки от операционной деятельности	тыс. руб.	0	-51	137 984	119 841	111 186	113 681	117 212	120 842	124 575
Инвестиции	тыс. руб.	-81 377	-144 000	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности	тыс. руб.	-81 377	-144 000	0	0	0	0	0	0	0
Суммарный денежный поток за период	тыс. руб.	-81 377	-144 051	137 984	119 841	111 186	113 681	117 212	120 842	124 575
Денежные средства на начало периода	тыс. руб.	0	-81 377	-225 428	-87 443	32 398	143 585	257 266	374 477	495 320
Денежные средства на конец периода	тыс. руб.	-81 377	-225 428	-87 443	32 398	143 585	257 266	374 477	495 320	619 895

ОТЧЕТ О ДВИЖЕНИИ ДЕНЕЖНЫХ СРЕДСТВ	Ед. изм.	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038
-----------------------------------	----------	------	------	------	------	------	------	------	------	------

Суммарный денежный поток за период	тыс. руб.	168 261	173 342	178 568	183 943	189 472	195 159	201 008	207 024	213 217
Денежные средства на начало периода	тыс. руб.	1 927 572	2 095 833	2 269 176	2 447 744	2 631 687	2 821 159	3 016 318	3 217 326	3 424 349
Денежные средства на конец периода	тыс. руб.	2 095 833	2 269 176	2 447 744	2 631 687	2 821 159	3 016 318	3 217 326	3 424 349	3 637 566

Таблица А5 – Эффективность для проекта

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ ПРОЕКТА (FCFF)		Ед. изм.	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Ставка дисконтирования	16,5%	%							
ставка на расчетный период		%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%
коэффициент дисконта на начало периода		раз	1,0000	1,1650	1,3572	1,5812	1,8421	2,1460	2,5001
Свободный денежный поток компании, FCFF		тыс. руб.	-81 377	-144 051	137 984	119 841	111 186	113 681	117 212
Денежные потоки от операционной деятельности		тыс. руб.	0	-51	137 984	119 841	111 186	113 681	117 212
Скорректированные проценты по кредитам, * (1 - налог)		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		тыс. руб.	-81 377	-144 000	0	0	0	0	0
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	-81 377	-123 649	101 667	75 793	60 360	52 974	46 883
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	-81 377	-205 026	-103 359	-27 566	32 794	85 767	132 650
Чистая приведенная стоимость потоков проекта	461 278	тыс. руб.							
Учет активов начального баланса	Нет	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Учет продленной стоимости	Нет	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
NOPLAT		тыс. руб.	0	0	97 584	99 172	102 504	105 929	109 452
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	-81 377	-144 051	137 984	119 841	111 186	113 681	117 212
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	-81 377	-123 649	101 667	75 793	60 360	52 974	46 883
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	-81 377	-205 026	-103 359	-27 566	32 794	85 767	132 650
Чистая приведенная стоимость, NPV	461 278	тыс. руб.							
Внутренняя норма рентабельности, IRR	53,2%	%	<i>(с учетом инфляции, номинальная)</i>						
Темпы роста цен, базовые		% в год	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
коэффициент изменения цен к началу проекта		раз	1,00	1,04	1,08	1,12	1,17	1,22	1,27
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	-81 377	-149 813	149 244	134 805	130 072	138 310	148 310

Модифицированная IRR, MIRR	21,0%	%	<i>(с учетом инфляции, номинальная)</i>						
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	-81 377	-167 819	5 390 788	4 018 856	3 200 532	2 808 878	2 485 935
Модифицированный денежный поток		тыс. руб.	-249 196	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный срок окупаемости, РВР	4,5	лет							
Флаг периода окупаемости	5	лет	0	0	0	0	5	0	0
Расчет окупаемости в месяцах	53,5	мес.	12,0	12,0	12,0	12,0	5,5	0,0	0,0
Простой срок окупаемости	3,2	лет							
Недисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	-81 377	-225 428	-87 443	32 398	143 585	257 266	374 477
Флаг периода окупаемости	4	лет	0	0	0	4	0	0	0
Расчет окупаемости в месяцах	38,2	мес.	12,0	12,0	12,0	2,2	0,0	0,0	0,0
Норма доходности дисконтированных затрат (PI)	3,2	раз							

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ ПРОЕКТА (FCFF)		Ед. изм.	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ставка дисконтирования	16,5%	%							
ставка на расчетный период		%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%
коэффициент дисконта на начало периода		раз	2,9126	3,3932	3,9531	4,6053	5,3652	6,2504	7,2818
Свободный денежный поток компании, FCFF		тыс. руб.	120 842	124 575	128 414	132 362	136 422	140 597	144 890
Денежные потоки от операционной деятельности		тыс. руб.	120 842	124 575	128 414	132 362	136 422	140 597	144 890
Скорректированные проценты по кредитам, * (1 - налог)		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	41 489	36 713	32 485	28 741	25 427	22 494	19 898
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	174 140	210 853	243 338	272 079	297 506	320 000	339 898
Чистая приведенная стоимость потоков проекта	461 278	тыс. руб.							
Учет активов начального баланса	Нет	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Учет продленной стоимости	Нет	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
NOPLAT		тыс. руб.	113 074	116 799	120 629	124 568	128 619	132 784	137 068
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	120 842	124 575	128 414	132 362	136 422	140 597	144 890
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	41 489	36 713	32 485	28 741	25 427	22 494	19 898
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	174 140	210 853	243 338	272 079	297 506	320 000	339 898
Чистая приведенная стоимость, NPV	461 278	тыс. руб.							

Внутренняя норма рентабельности, IRR	53,2%	%							
Темпы роста цен, базовые		% в год	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
коэффициент изменения цен к началу проекта		раз	1,32	1,37	1,42	1,48	1,54	1,60	1,67
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	159 020	170 490	182 774	195 928	210 015	225 100	241 253
Модифицированная IRR, MIRR	21,0%	%							
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	2 199 943	1 946 701	1 722 481	1 523 978	1 348 257	1 192 720	1 055 058
Модифицированный денежный поток		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный срок окупаемости, РВР	4,5	лет							
Флаг периода окупаемости	5	лет	0	0	0	0	0	0	0
Расчет окупаемости в месяцах	53,5	мес.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Простой срок окупаемости	3,2	лет							
Недисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	495 320	619 895	748 310	880 672	1 017 094	1 157 690	1 302 581
Флаг периода окупаемости	4	лет	0	0	0	0	0	0	0
Расчет окупаемости в месяцах	38,2	мес.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ ПРОЕКТА (FCFF)		Ед. изм.	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041
Ставка дисконтирования	16,5%	%							
ставка на расчетный период		%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%
коэффициент дисконта на начало периода		раз	8,4833	9,8830	11,5137	13,4135	15,6267	18,2051	21,2089
Свободный денежный поток компании, FCFF		тыс. руб.	149 306	153 847	158 518	163 321	168 261	173 342	178 568
Денежные потоки от операционной деятельности		тыс. руб.	149 306	153 847	158 518	163 321	168 261	173 342	178 568
Скорректированные проценты по кредитам, * (1 - налог)		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	17 600	15 567	13 768	12 176	10 768	9 522	8 419
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	357 498	373 065	386 833	399 008	409 776	419 298	427 717
Чистая приведенная стоимость потоков проекта	461 278	тыс. руб.							
Учет активов начального баланса	Нет	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Учет продленной стоимости	Нет	тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
NOPLAT		тыс. руб.	141 474	146 004	150 664	155 457	160 386	165 455	170 669

Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	149 306	153 847	158 518	163 321	168 261	173 342	178 568
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	17 600	15 567	13 768	12 176	10 768	9 522	8 419
Дисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	357 498	373 065	386 833	399 008	409 776	419 298	427 717
Чистая приведенная стоимость, NPV	461 278	тыс. руб.							
Внутренняя норма рентабельности, IRR	53,2%	%							
Темпы роста цен, базовые		% в год	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
коэффициент изменения цен к началу проекта		раз	1,73	1,80	1,87	1,95	2,03	2,11	2,19
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	258 550	277 070	296 900	318 133	340 866	365 206	391 265
Модифицированная IRR, MIRR	21,0%	%							
Денежный поток для расчета эффективности		тыс. руб.	933 229	825 419	730 023	645 617	570 941	504 877	446 437
Модифицированный денежный поток		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Дисконтированный срок окупаемости, РВР	4,5	лет							
Флаг периода окупаемости	5	лет	0	0	0	0	0	0	0
Расчет окупаемости в месяцах	53,5	мес.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Простой срок окупаемости	3,2	лет							
Недисконтированный поток нарастающим итогом		тыс. руб.	1 451 887	1 605 734	1 764 251	1 927 572	2 095 833	2 269 176	2 447 744
Флаг периода окупаемости	4	лет	0	0	0	0	0	0	0
Расчет окупаемости в месяцах	38,2	мес.	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ДЛЯ ПРОЕКТА (FCFF)		Ед. изм.	2042	2043	2044	2045	2046	2047	<i>ИТОГО</i>
Ставка дисконтирования	16,5%	%							
ставка на расчетный период		%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	16,5%	
коэффициент дисконта на начало периода		раз	24,7084	28,7853	33,5348	39,0681	45,5143	53,0242	
Свободный денежный поток компании, FCFF		тыс. руб.	183 943	189 472	195 159	201 008	207 024	213 217	3 637 566
Денежные потоки от операционной деятельности		тыс. руб.	183 943	189 472	195 159	201 008	207 024	213 217	3 862 943
Скорректированные проценты по кредитам, * (1 - налог)		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	0
Денежные потоки от инвестиционной деятельности		тыс. руб.	0	0	0	0	0	0	-225 377
Дисконтированный денежный поток		тыс. руб.	7 445	6 582	5 820	5 145	4 549	4 021	461 278

