

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция ВЛ-10 кВ фидер №1 ПС 35/10 «Пертово»

Обучающийся

М.Ю. Кабичкин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Андреев

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2022

## Аннотация

Современные тенденции развития энергетики предполагают необходимость в надежной работе всего электроэнергетического комплекса в целом, что «определяется устойчивостью работы энергообъекта, надежностью электроснабжения потребителей, качеством электроэнергии. В условиях перехода к рыночным взаимоотношениям на первый план выступают вопросы оптимизации режимов и применения новых математических моделей, позволяющих более точно учитывать затраты на производство и передачу электрической энергии. Сложность прямого решения указанной задачи связана с ее большой размерностью, что приводит к необходимости применения принципа декомпозиции и решению по частям в автоматизированных системах диспетчерского управления (АСДУ)» [23].

Целью выпускной квалификационной работы является увеличение объемов полезного отпуска в результате сокращения времени отсутствия энергоснабжения. Ожидается, что доходы увеличатся за счет сокращения технических потерь, а также снижение затрат на реконструкцию линии и распределительного оборудования электроснабжающей организации.

В работе использованы следующие методы исследования: наблюдение, сравнение, измерение, анализ. Научная новизна выпускной квалификационной работы заключается в том, что проведенный анализ позволяет разработать практическую систему автоматизированного управления объектами Шацкого РЭС.

Исследование проводилось на основе фактических данных филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Рязаньэнерго».

Данная ВКР содержит пояснительную записку объемом 57 страниц, дополняемой 7 таблицами, 6 рисунками, а также 6 чертежами формата А1.

## Содержание

Введение.....	4
1 Обзор известных методов и средств решения проблемы .....	6
2 Оценка состояния автоматизации и диспетчеризации систем электроснабжения Шацкого РЭС .....	9
3 Описание работы.....	14
3.1 Монтаж опор ВЛ .....	14
3.2 Монтаж проводов ВЛ .....	15
3.3 Натяжение и крепление проводов .....	15
3.4 Приемка линии в эксплуатацию .....	16
4 Расчеты технических характеристик .....	18
4.1 Расчет нагрузки и мощностей.....	18
4.2 Расчет сечения провода на участках линии .....	30
4.3 Выбор оптимального места установки реклоузеров. ....	34
4.4 Расчет токов короткого замыкания .....	44
4.5 Выбор необходимых реклоузеров .....	49
4.6 Автоматическое управление .....	48
4.7 Система сбора и передачи информации. ....	48
4.8 Технические характеристики.....	49
4.9 Питание оперативным током .....	49
4.10 Конструкция для установки РВА/TEL.....	51
4.11 Организация строительных работ .....	51
4.12 Реализация управления реклоузерами диспетчером.....	52
Заключение .....	54
Список используемых источников.....	55

## Введение

Развитие электрических сетей России в последние годы характеризуется внедрением современных компьютерных технологий (ИТ) в теорию и практику управления системами электроснабжения. Сегодня появилось такое понятие как «цифровой РЭС». РЭС – это район электрической сети. На эти районы делится вся энергетическая система страны. Внедрением цифровых технологий вызвано повышением уровня задач управления режимами электрических сетей, состоянием основного оборудования и появлением новых задач рыночной экономики в системах электроэнергетики [17].

В настоящее время энергоснабжающие организации находятся не в лучшем финансовом положении, вызванном исполнением Федерального закона №522 от 27.12.2018, который обязывает устанавливать интеллектуальные приборы учета. На данный момент Шацкому РЭС требуется значительное количество приборов учета для организации коммерческого учета потребителей. Все это влечет за собой огромные затраты, в связи с чем затраты на капитальный ремонт и реконструкции значительно урезаны.

В 2020 году в Рязанской области был открыт Центр управления сетями, который создан на основе самых современных технологий и дальнейшее развитие подразумевает развитие технологий на основе Smart grids. Важным направлением развития является построение системы «умные» сети [22].

Актуальность темы состоит в том, что распределительные сети Шацкого РЭС не имеют достаточную автоматизацию послеаварийных переключений. Все работы в этом направлении ведутся преимущественно оперативно-выездной бригадой (ОВБ). На три участка Шацкого РЭС (Путятинский, Чучковский, Шацкий) имеется на постоянном дежурстве всего две бригады, чего явно недостаточно в связи с большой зоной обслуживания. Площадь обслуживания Шацкого РЭС – 4304 квадратных километров.

Отсюда следует, что продолжительность перерыва в энергоснабжении потребителей зависит от расстояния до мест установки коммутационных аппаратов. Таким образом, целью выпускной квалификационной работы является увеличение объемов полезного отпуска электроэнергии, за счёт сокращения времени отсутствия энергоснабжения.

Количество точек поставки потребителям в Шацком районе электрических сетей – 20134 шт. Среднегодовой полезный отпуск электроэнергии превышает 7 млн. кВт/ч. Все то время пока линия стоит без работы никто электроэнергию не потребляет, никто за нее не платит. В результате недоотпуска электроэнергии получают убытки. Целью выпускной квалификационной работы является увеличение объемов полезного отпуска в результате сокращения времени отсутствия энергоснабжения.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- анализ состояния объекта;
- расчет электрических нагрузок;
- расчёт сечений проводов на участках линий;
- расчёт токов коротких замыканий;
- выбор решений релейной защиты и оборудования на реконструируемом участке линии.

Реализация системы «умные» сети позволит получить дополнительную прибыль энергоснабжающим организациям, повысить надежность и стабильность подачи электроэнергии.

## 1 Обзор известных методов и средств решения проблемы

На сегодняшний день одним из методов построения «умных» сетей является применение реклоузеров.

«Реклоузер — устройство автоматического управления и защиты воздушных ЛЭП на основе вакуумных выключателей под управлением специализированного микропроцессора. Помимо защитных и противоаварийных функций защиты воздушных линий передач дополнительно могут выполнять функции мониторинга и учёта характеристик и параметров электросетей. В рамках общей классификации устройств энергетики реклоузеры относятся к КРУН (комплектным распределительным устройствам наружной установки)» [13].

«При помощи реклоузеров воздушные ЛЭП делятся на отдельные участки, в каждом из которых устанавливается интеллектуальное устройство, в реальном времени анализирующее параметры работы сети и при необходимости выполняющее её реконфигурацию (производится локализация повреждённого участка и автоматическое восстановление электроснабжения потребителей на неповреждённых участках) согласно программно установленному алгоритму. При этом исключается необходимость дистанционного поиска повреждения и его устранения — всё это выполняется по месту работы реклоузера посредством микропроцессорного контроля» [13].

«Основные особенности реклоузеров:

— реклоузеры имеют достаточно компактные размеры и устанавливаются чаще всего непосредственно на опорах ЛЭП, поэтому не нуждаются в монтаже дополнительных фундаментов и ограждений;

— не требуют обслуживания, что даёт возможность наладить стабильную работу сети без необходимости вмешательства людей. Это особенно актуально для труднодоступных или удалённых районов;

— помимо защитных функций микропроцессор реклоузера может выполнять несколько попыток восстановления передачи электроэнергии через аварийные участки, а при неудаче отправлять уведомлению оператору» [13].

«Основные функции:

— осуществление штатных переключений в сетях распределения (местная и дистанционная конфигурация сетей);

— интеграция в системы дистанционного контроля и учёта (телемеханика);

— автоматическая регистрация характеристик и параметров работы сети;

— автоматическое отключение участков с повреждениями;

— автоматическое восстановление электропередачи неповреждённых участков сети;

— повторное включение повреждённых участков в автоматическом режиме.» [13]

«Благодаря наличию интеллектуального процессора, использование реклоузеров даёт возможность реализовать автономную защиту с повторным включением аварийных участков цепи переменного тока.

Главное достоинство — эти устройства не требуют участия человека и могут заменить в сетях до 35 кВ станции секционирования, требующие обслуживания обученным персоналом.

Благодаря наличию реклоузера электрическая сеть может в полностью автономном режиме правильно реагировать на внешние воздействия.

Например, устройство при повреждении какого-либо участка сети отключает его и распределяет нагрузку по другим линиям так, чтобы полностью сохранить энергоснабжение других потребителей.

Помимо этого, пострадавшие потребители за несколько секунд могут быть подключены к другим — альтернативным источникам электропитания, благодаря чему достигается высокая надёжность энергоснабжения. Высокая

скорость реагирования — это главное достоинство децентрализованной распределённой системы защиты и мониторинга электросетей» [13].

Ни для кого не секрет, что наши современные сети, созданные значительное время назад требуют - местами ремонта; местами модернизации; местами полной замены в связи со своим высоким износом и не отвечающие современным требованиям. Данный вопрос приходится решать электроснабжающим организациям.

«Существующие объёмы и темпы проведения капитальных ремонтов, технического перевооружения и реконструкции распределительных сетей позволяют только остановить наращивание износа объектов электросетевого комплекса. Техническое состояние сетей и желание сократить затраты на их техническое обслуживание приводят к снижению надёжности электроснабжения» [20].

На данный момент реконструкции распределительных сетей Шацкого РЭС практически не проводятся, а капитальный ремонт затрагивает лишь малую часть всего объёма, который необходим для обеспечения качественного и безаварийного питания потребителей электроэнергией. Последнее время при капитальном ремонте отдельного фидера отводиться всего 30% на замену опор, а на замену провода всего лишь 15%.

Вывод к разделу 1. Следовательно, есть необходимость увеличить существующие объёмы капитальных ремонтов и реконструкций, одновременно оснащая фидера реклоузерами вместо линейных разъединителей. Данное решение позволит заложить основу для построения «умных» сетей, повысить надёжность электроснабжения, а также повысить прибыль за счет увеличения объёмов полезного отпуска и снижение технических потерь электроэнергии.

## 2 Оценка состояния автоматизации и диспетчеризации систем электроснабжения Шацкого РЭС

Шацкий район электрических сетей филиала ПАО «Россети Центр и Приволжье» - «Рязаньэнерго», обеспечивает передачу и распределение электрической энергии потребителям, услуги по технологическому присоединению, дополнительные сервисы Шацкого, Чучковского и Путятинского административных районов Рязанской области.

Электрические сети напряжением 10 кВ проходящие в основном в сельской местности представляют собой сложные разветвления воздушных линии, к которым на глухих ответвлениях подключены ТП 10/0,4 кВ [2, 4]. В таблице 1 представлена сводная информация о воздушных линиях Шацкого района электрических сетей.

Таблица 1 – Сводная информация о ВЛ Шацкого РЭС

Класс напряжения	Длина ВЛ, км/шт.	В том числе СИП, км	Длина КЛ, км/шт./повреждения	Ж/б опоры, шт.	Деревянные опоры, шт.	Опоры, на которые запрещен подъем, шт.
ЛЭП 6-10 кВ	1417,26 / 83	31,6	8,22 / 0 / 0	18072	2037	268
ЛЭП 0,4 кВ	1080,63 / 1336	64,68	0,34 / 0 / 0	15156	12701	1515

Линии 10 кВ, подключенные к сборным шинам одно- и двух трансформаторных ТП, которые в свою очередь резервируются от соседних ТП или шин своей же подстанции. В электрических сетях используют секционирование и резервирование, как линейными разъединителями, так и автоматическими секционными аппаратами (выключателями) и пунктами автоматического резервирования (выключателями с АВР).

Границы Шацкого РЭС установлены в пределах Шацкого, Чучковского и Путятинского районов. В зоне обслуживания Шацкого РЭС находится 20134 точек поставок потребителей.

Оперативно-технологическое и техническое обслуживание территории осуществляет РЭС. Планирование, контроль и техническое руководство по электрическим сетям 0,38 – 10 кВ осуществляется также РЭС.

Шацкий РЭС основан в 1962 году и имеет место быть физический износ, а также старение основного электрооборудования. Из-за нехватки финансирования и неудовлетворительного материально-технического обеспечения объемы ремонта и реконструкции чрезвычайно малы. На отдельно взятый фидер при капитальном ремонте отводиться всего лишь 30% на замену опор и 15% на замену провода. Всего этого недостаточно для поддержания безаварийной работы электрических сетей [18].

Уровень автоматизации в электрических сетях практически отсутствует. Автоматизация подстанций 35 - 110 кВ осуществляется на устаревшей аппаратуре, эксплуатируется лишь аварийно-предупредительная телесигнализация. Согласно современным требованиям, все это не отвечает надежной работе диспетчерского управления и требует замены для построения «умных сетей».

Устаревшее устройство телемеханики типа ТРС-1 продолжает работать.

Аварийно-предупредительная телесигнализация с ПС 35 - 110 кВ в Шацком районе электрических сетей как и во многих других выполнена на аппаратуре ТСД-70, ТРС-1 (рисунок 1), радиостанциях FM с приставками ТЖА, ТЖК, которая на данным момент морально устарела и также нуждается в модернизации для построения «умных сетей». Мнемосхема Чучковского участка Шацкого РЭС, установленная в диспетчерском пункте, представлена на рисунке 2.



Рисунок 1 - Устройства телесигнализации и телеуправления, установленные в диспетчерском пункте Шацкого РЭС.

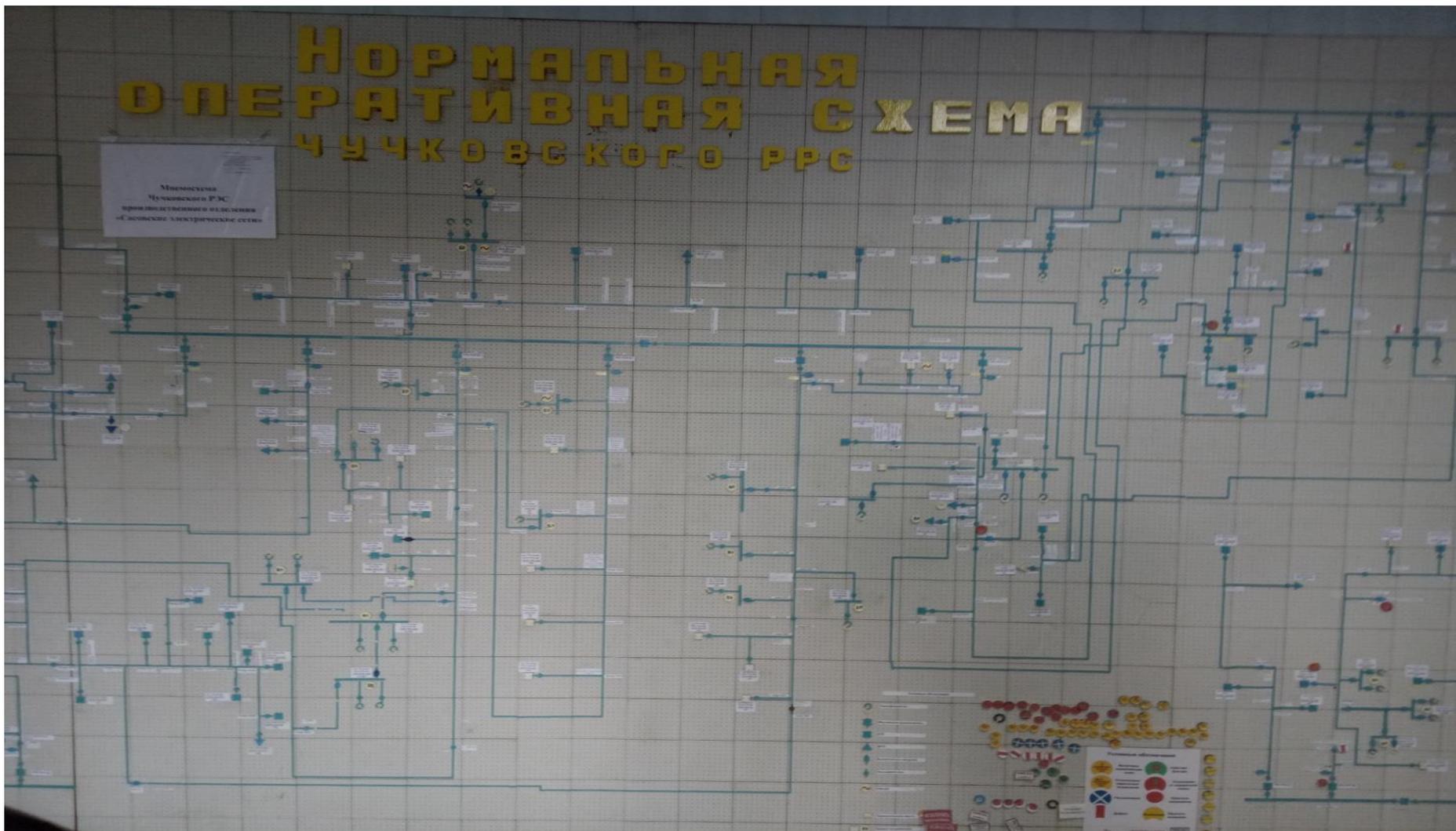


Рисунок 2 - Мнемосхема Чучковского участка в диспетчерском пункте Шацкого РЭС

Все выше перечисленные недостатки технического состояния, надежности и уровня эксплуатации распределительных сетей, низкий уровень их автоматизации, телемеханизации и оснащенности средствами связи обуславливают необходимость поэтапного внедрения и развития АСУ РЭС. Эта разработка должна осуществляться параллельно с техническим перевооружением и реконструкцией базового оборудования сетей, разработкой и внедрением средств автоматизации, телемеханики и связи [14].

Одним из основных компонентов сетей Smart Grid является подключение и опрос «интеллектуальных» счетчиков. Автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ) представляет собой набор «интеллектуальных» приборов учета и программного обеспечения. АИИСКУЭ собирает, хранит и обрабатывает данные о потоках энергии в электросетях [8, 11].

Количество точек поставки потребителям оборудованных системами АИИСКУЭ в Шацком РЭС – 937 шт. и дальнейший рост обусловлен исполнением Федерального закона №522.

Количество ТП – 10/0,4 кВ, оборудованных системами АИИСКУЭ – 559 шт., что составляет на данный момент более 69 % от общего количества ТП. Планируется к концу 2022 года оснастить 100% ТП 10/0,4 кВ данным оборудованием.

Вывод к разделу 2. В ходе анализа автоматизации и диспетчеризации систем электроснабжения Шацкого РЭС можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день встает остро вопрос о необходимости переоснащения существующей системы управления РЭС в связи с ее практически отсутствующей автоматизацией.

### **3 Описание работы**

При реконструкции ВЛ 10 кВ №1 от ПС 35 кВ Пертово будут применяться железобетонные опоры, покрытые гидроизоляцией в связи с большим сроком их службы. Срок службы железобетонной опоры составляет 50...60 лет. Так же одним из технических решений, является установка реклоузеров серии РВА/TEL на месте установке линейных разъединителей ЛР П-101, ЛР П-105, ЛР П-102, ЛР П-103, ЛР ПП-13, ЛР ПП-31, что позволит повысить надежность электроснабжения потребителей в электрической сети путем резервирования аварийно-отключившихся участков линии и отключения поврежденного участка в более короткий срок. И несомненно при такой схеме в разы уменьшается время поиска поврежденного участка.

#### **3.1 Монтаж опор ВЛ**

Рытье котлованов цилиндрической формы под опоры ВЛ будет производиться бурильно-крановой машиной на базе ГАЗ-3308 «Садко», прямоугольные котлованы под анкерные опоры – одноковшовыми экскаватором.

Работы по монтажу фундаментов выполняют в соответствии с проектом и с учетом требований главы СНиП по сооружению бетонных и железобетонных конструкций. Перед опусканием фундамента в котлованы он должен быть зачищен и выверен по нивелиру относительно центра опоры и один к другому.

Установка фундаментов на насыпной или мерзлый грунт запрещается. Подошва фундамента должна быть на 200 мм ниже глубины промерзания. После установки и выверки по шаблону фундаменты засыпают землей. Утрамбовка грунта, предварительно политого водой, производится механическими трамбовками.

### **3.2 Монтаж проводов ВЛ**

В качестве провода для проведения реконструкции будет использоваться провод с защитным покрытием СИП–3. Он был разработан для повышения надежности передачи электроэнергии и зарекомендовал себя как один из самых универсальных и надежных.

Процесс монтажа начинается с установки барабана на кабельный домкрат. Провод нельзя разматывать по земле, так как можно повредить изоляцию. Раскатка будет производиться при помощи специальных раскаточных машин. Раскаточная машина устанавливается на концевой опоре с помощью бандажного устройства на противоположной стороне монтируемого участка линии. При раскатке на анкерной опоре применяется монтажный ролик. На промежуточных опорах, если угол не превышает 15 градусов, провод можно раскатывать непосредственно по штыревому изолятору, имеющему специальную втулку. Для соединения проводов в шлейфе на опоре используются специальные прокалывающие зажимы.

### **3.3 Натяжение и крепление проводов**

Натяжение производят в пролете, ограниченном анкерными или анкерно-угловыми опорами. Во время натяжения следят за подъемом проводов, проходом ремонтных муфт и соединительных зажимов через раскаточные ролики. При необходимости следует удалить с проводов зацепившиеся предметы и грязь.

Стрелы провеса устанавливают согласно проекту, по монтажным таблицам или кривым в соответствии с температурой воздуха. Фактическая стрела провеса не должна отличаться от проектного значения более чем на  $\pm 5\%$ . При этом габариты до земли и пересекаемых объектов должны соответствовать требованиям СНиП и ПУЭ. Визирование проводов и тросов ВЛ производят при длине более 3 км в каждой трети анкерного участка, а при длине анкерного участка менее 3 км — в двух пролетах — наиболее

отдаленном и наиболее близком от механизма, тянущего трос. На рисунке 3 представлено приспособление для визирования и схема визирования.

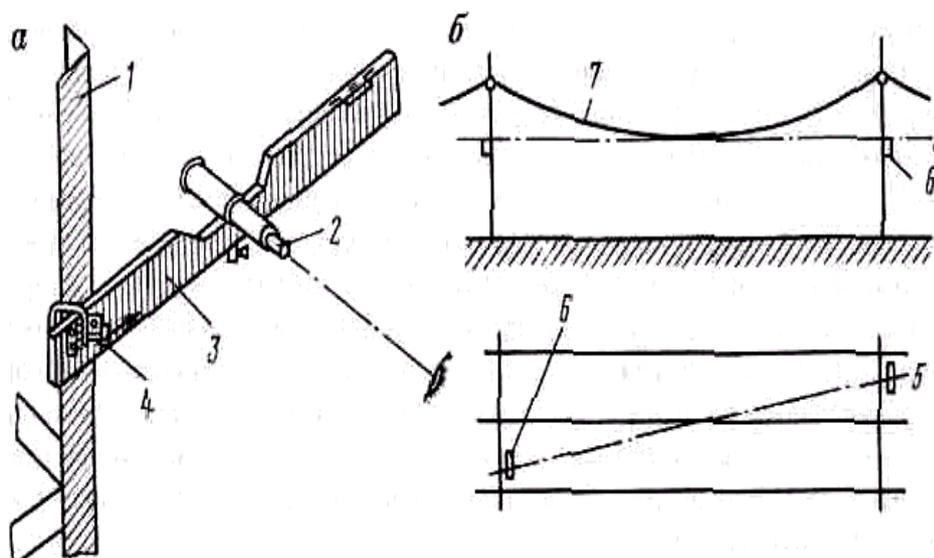


Рисунок 3 - Приспособление для визирования (а) и схема (б) визирования:  
1 – стойка опоры, 2 - окуляр, 3 – рейка с уровнем, 4 – трубка, 5 – линия визирования, 6 – визирная рейка, 7 – провод

Алюминиевые и сталеалюминевые провода привязывают алюминиевой проволокой  $\varnothing 2,5 \dots 3,5$  мм.

### 3.4 Приемка линии в эксплуатацию

«По окончании работ по сооружению ВЛ, которая будет передана для эксплуатации предприятию электросетей назначают рабочую комиссию по приемке ВЛ в эксплуатацию. В состав комиссии входят представители предприятия электрических сетей (председатель комиссии), подрядчика, субподрядчика, проектной организации. В состав комиссии могут входить представители других заинтересованных организаций.

Непосредственно перед сдачей в эксплуатацию линии вышедшей из капитального ремонта ВЛ проверяют техническое состояние и соответствие линии проекту, равномерность распределения нагрузки по фазам, стрелы

провеса и расстояния до земли и на пересечениях.

После принятия линии рабочей комиссией и ликвидации всех недоделок ВЛ представляют Государственной (единой) приемной комиссии, назначаемой организацией, за счет средств которой она строилась. В состав Государственной (единой) приемной комиссии входят представители заказчика, генподрядчика, районного энергетического управления. Государственная (единая) приемная комиссия на основании осмотра ВЛ, актов рабочей комиссии, технической документации и ряда других дополнительных документов определяет качество работ, соответствие их проекту и возможность сдачи ВЛ в эксплуатацию. После включения ВЛ под напряжение и нормальной работы ее в течение суток приемочная комиссия подписывает акт приемки воздушной линии в эксплуатацию» [13].

Вывод к разделу 3. После окончания работ мы получаем линию с высокой надежностью электроснабжения. Применение самонесущего изолированного провода предаст высокую механическую прочность, а использование реклоузеров вместо линейных разъединителей повысит надежность электроснабжения потребителей в электрической сети путем автоматического резервирования аварийно-отключившихся участков линии.

## 4 Расчеты технических характеристик

### 4.1. Расчет нагрузки и мощностей

Проведем расчет электрической нагрузки ВЛ 10 кВ №1 от ПС 35 кВ Пертово. Разбиваем линию на участки. Каждый участок запитает отдельную трансформаторную подстанцию (ТП). Данные сведем в таблицу 2.

Таблица 2 - Сводная таблица мощностей ТП

Населенный пункт	Питающий центр	Наименование ТП	S <sub>н</sub> ,кВА
1	2	3	4
Пертово	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	ЗТП ПР-101	400
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-103	160
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-105	250
Пузос	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-102	100
Луговой	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	ЗТП ПР-107	250
Луговой	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-108	100
Большая Дмитриевка	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-109	100

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Пет	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-110	63
Пятша	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	МТП ПР-112	10
Красный Хутор	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-113	10
Назаровка	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-118	160
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-117	160
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-116	100
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-120	25
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-119	25
Дубровка	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	ЗТП ПР-114	400
	ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово	КТП ПР-115	100
Итого			2413

На рисунке 4 представлена однолинейная схема подключения ТП к ВЛ 10 кВ №1 от ПС Пертово.

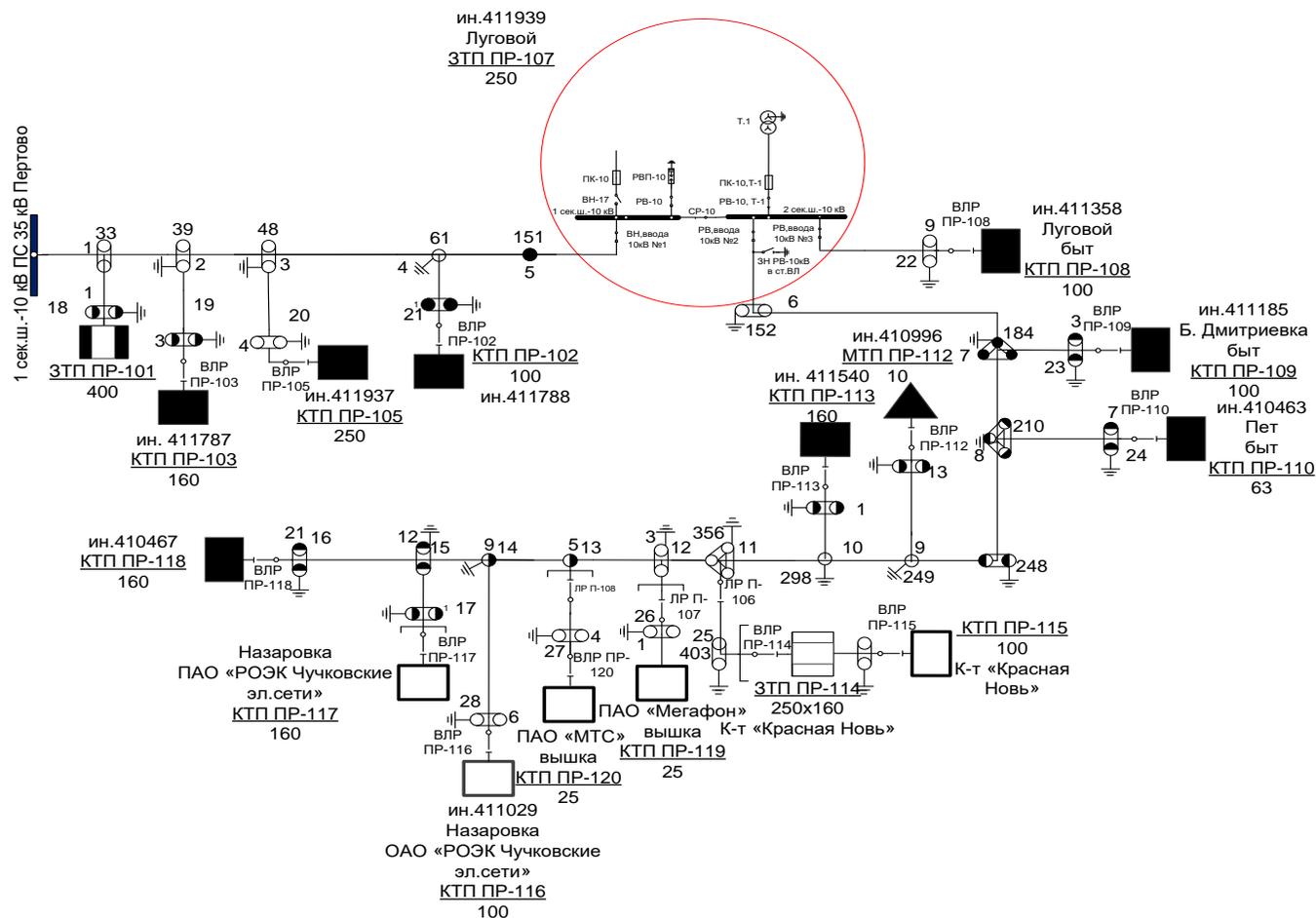


Рисунок 4 - Однолинейная схема подключения ТП к ВЛ.

Для ВЛ-10 кВ №1 ПС Пертово необходимо рассмотреть отдельные участки.

#### 4.1.1 Участок 10-11

На данном участке номинальная мощность равна нагрузке полной мощности  $S_n = 970$  кВА.

В выпускной квалификационной работе принимаем "производственный" характер нагрузки.

Из справочных таблиц выбираются коэффициенты:

$$K_o = 0,6$$

$$K_d = 1$$

$$K_b = 0,4$$

Определяется дневная мощность по формуле (1):

$$S_{д10-11} = S_n \cdot K_o \cdot K_d \quad (1)$$

$$S_{д10-11} = 970 \cdot 0,6 \cdot 1 = 582 \text{ кВА}$$

Определяется вечерняя мощность по формуле (2):

$$S_{в10-11} = S_n \cdot K_o \cdot K_b \quad (2)$$

$$S_{в10-11} = 970 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 232,8 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (3) и вечернее время (4) и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д10-11} = \frac{S_{д10-11}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (3)$$

$$I_{д10-11} = \frac{582}{10 \cdot \sqrt{3}} = 33,64 \text{ А}$$

$$I_{B10-11} = \frac{S_{B10-11}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (4)$$

$$I_{B10-11} = \frac{232,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 13,45 \text{ A}$$

#### 4.1.2 Участок 9-10

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S=980$  кВА.

Определяется дневная (5) и вечерняя (6) мощности:

$$S_{д9-10} = S_{н} \cdot K_{о} \cdot K_{д} = 980 \cdot 0,6 \cdot 1 = 588 \text{ кВА} \quad (5)$$

$$S_{в9-10} = S_{н} \cdot K_{о} \cdot K_{в} = 980 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 235,2 \text{ кВА} \quad (6)$$

Рассчитывается значение тока в дневное (7) и вечернее (8) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д9-10} = \frac{S_{д9-10}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (7)$$

$$I_{д9-10} = \frac{588}{10 \cdot \sqrt{3}} = 34 \text{ A}$$

$$I_{в9-10} = \frac{S_{в9-10}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (8)$$

$$I_{в9-10} = \frac{235,2}{10 \cdot \sqrt{3}} = 13,6 \text{ A}$$

#### 4.1.3 Участок 8-9

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_{н}=990$  кВА.

Определяется дневная (9) и вечерняя (10) мощности.

$$S_{д8-9} = S_H \cdot K_o \cdot K_d \quad (9)$$

$$S_{д8-9} = 990 \cdot 0,6 \cdot 1 = 594 \text{ кВА}$$

$$S_{в8-9} = S_H \cdot K_o \cdot K_b \quad (10)$$

$$S_{в8-9} = 990 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 237,6 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (11) и вечернее (12) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д8-9} = \frac{S_{д8-9}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (11)$$

$$I_{д8-9} = \frac{594}{10 \cdot \sqrt{3}} = 34,33 \text{ А}$$

$$I_{в8-9} = \frac{S_{в8-9}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (12)$$

$$I_{в8-9} = \frac{237,6}{10 \cdot \sqrt{3}} = 13,73 \text{ А}$$

#### 4.1.4 Участок 7-8

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 1053 \text{ кВА}$ .

Определяется дневная (13) и вечерняя (14) мощности.

$$S_{д7-8} = S_H \cdot K_o \cdot K_d \quad (13)$$

$$S_{д7-8} = 1053 \cdot 0,6 \cdot 1 = 631,8 \text{ кВА}$$

$$S_{в7-8} = S_H \cdot K_o \cdot K_b \quad (14)$$

$$S_{в7-8} = 1053 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 252,72 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (15) и вечернее (16) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д7-8} = \frac{S_{д7-8}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (15)$$

$$I_{д7-8} = \frac{631,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 36,52 \text{ A}$$

$$I_{в7-8} = \frac{S_{в7-8}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (16)$$

$$I_{в7-8} = \frac{252,72}{10 \cdot \sqrt{3}} = 14,6 \text{ A}$$

#### 4.1.5 Участок 6-7

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 1153 \text{ кВА}$ .

Определяется дневная (17) и вечерняя (18) мощности:

$$S_{д6-7} = S_H \cdot K_o \cdot K_d = 1153 \cdot 0,6 \cdot 1 = 691,8 \text{ кВА} \quad (17)$$

$$S_{в6-7} = S_H \cdot K_o \cdot K_b = 1153 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 276,72 \text{ кВА} \quad (18)$$

Рассчитывается значение тока в дневное (19) и вечернее (20) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д6-7} = \frac{S_{д6-7}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (19)$$

$$I_{д6-7} = \frac{691,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 40 \text{ A}$$

$$I_{в6-7} = \frac{S_{в6-7}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (20)$$

$$I_{в6-7} = \frac{276,72}{10 \cdot \sqrt{3}} = 16 \text{ A}$$

#### 4.1.6 Участок 5-6

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 1503$  кВА.

Определяется дневная (21) и вечерняя (22) мощности:

$$S_{д5-6} = S_H \cdot K_o \cdot K_d \quad (21)$$

$$S_{д5-6} = 1503 \cdot 0,6 \cdot 1 = 901,8 \text{ кВА}$$

$$S_{в5-6} = S_H \cdot K_o \cdot K_B \quad (22)$$

$$S_{в5-6} = 1503 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 360,72 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (23) и вечернее (24) время и находится наибольшее значение.

Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д5-6} = \frac{S_{д5-6}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (23)$$

$$I_{д5-6} = \frac{901,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 52 \text{ А}$$

$$I_{в5-6} = \frac{S_{в5-6}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (24)$$

$$I_{в5-6} = \frac{360,72}{10 \cdot \sqrt{3}} = 20,85 \text{ А}$$

#### 4.1.7 Участок 4-5

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 1603$  кВА.

Определяется дневная (25) и вечерняя (26) мощности:

$$S_{д4-5} = S_H \cdot K_o \cdot K_d \quad (25)$$

$$S_{д4-5} = 1603 \cdot 0,6 \cdot 1 = 961,8 \text{ кВА}$$

$$S_{B4-5} = S_H \cdot K_o \cdot K_B \quad (26)$$

$$S_{B4-5} = 1603 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 384,72 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (27) и вечернее (28) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д4-5} = \frac{S_{д4-5}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (27)$$

$$I_{д4-5} = \frac{961,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 55,6 \text{ А}$$

$$I_{B4-5} = \frac{S_{B4-5}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (28)$$

$$I_{B4-5} = \frac{384,72}{10 \cdot \sqrt{3}} = 22,24 \text{ А}$$

#### 4.1.8 Участок 3-4

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 1853 \text{ кВА}$ .

Определяется дневная (29) и вечерняя (30) мощности:

$$S_{д3-4} = S_H \cdot K_o \cdot K_д \quad (29)$$

$$S_{д3-4} = 1853 \cdot 0,6 \cdot 1 = 1111,8 \text{ кВА}$$

$$S_{B3-4} = S_H \cdot K_o \cdot K_B \quad (30)$$

$$S_{B3-4} = 1853 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 444,72 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (31) и вечернее (32) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д3-4} = \frac{S_{д3-4}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (31)$$

$$I_{л3-4} = \frac{1111,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 64,265 \text{ A}$$

$$I_{в3-4} = \frac{S_{в3-4}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (32)$$

$$I_{в3-4} = \frac{444,72}{10 \cdot \sqrt{3}} = 25,7 \text{ A}$$

#### 4.1.9 Участок 2-3

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 2013 \text{ кВА}$ .

Определяется дневная (33) и вечерняя (34) мощности:

$$S_{л2-3} = S_H \cdot K_o \cdot K_d \quad (33)$$

$$S_{л2-3} = 2013 \cdot 0,6 \cdot 1 = 1207,8 \text{ кВА}$$

$$S_{в2-3} = S_H \cdot K_o \cdot K_b \quad (34)$$

$$S_{в2-3} = 2013 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 483,12 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (35) и вечернее (36) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{л2-3} = \frac{S_{л2-3}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (35)$$

$$I_{л2-3} = \frac{1207,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 69,8 \text{ A}$$

$$I_{в2-3} = \frac{S_{в2-3}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (36)$$

$$I_{в2-3} = \frac{483,12}{10 \cdot \sqrt{3}} = 27,9 \text{ A}$$

#### 4.1.10 Участок 1-2

На данном участке номинальная мощность равна полной мощности  $S_H = 2413 \text{ кВА}$ .

Определяется дневная (37) и вечерняя (38) мощности:

$$S_{д1-2} = S_{н} \cdot K_o \cdot K_{д} \quad (37)$$

$$S_{д1-2} = 2413 \cdot 0,6 \cdot 1 = 1447,8 \text{ кВА}$$

$$S_{в1-2} = S_{н} \cdot K_o \cdot K_{в} \quad (38)$$

$$S_{в1-2} = 2413 \cdot 0,6 \cdot 0,4 = 579,12 \text{ кВА}$$

Рассчитывается значение тока в дневное (39) и вечернее (40) время и находится наибольшее значение. Ток в линии определяется по условию:

$$I_{д1-2} = \frac{S_{д1-2}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (39)$$

$$I_{д1-2} = \frac{1447,8}{10 \cdot \sqrt{3}} = 83,7 \text{ А}$$

$$I_{в1-2} = \frac{S_{в1-2}}{U_{л} \cdot \sqrt{3}} \quad (40)$$

$$I_{в1-2} = \frac{579,12}{10 \cdot \sqrt{3}} = 33,475 \text{ А}$$

Рассчитанные значения параметров мощности, тока для дневного и вечернего максимума нагрузки, а также остальных участков линии электропередачи сводится в таблицу 3.

Таблица 3 – Сводная таблица характеристик участков ВЛ

Участок	S,кВА	S <sub>д</sub> ,кВА	S <sub>в</sub> ,кВА	I <sub>д</sub> ,А	I <sub>в</sub> ,А
1	2	3	4	5	6
10-11	970	582	232,8	33	13
9-11	980	588	235,2	33	13
8-9	990	594	237,6	34	13

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
7-8	1053	631,8	252,72	36	14
6-7	1153	691,8	276,72	39	15
5-6	1503	901,8	360,72	52	20
4-5	1603	961,8	384,72	55	22
3-4	1853	1111,8	444,72	64	25
2-3	2013	1207,8	483,12	69	27
1-2	2413	1447,8	579,12	83	33
Отпайка на КТП ПР-118	160	96	38,4	5	2
Отпайка на КТП ПР-117	160	96	38,4	5	2
Отпайка на КТП ПР-116	100	60	24	3	1
Отпайка на КТП ПР-120	25	15	6	0,86	0,347
Отпайка на КТП ПР-119	25	15	6	0,86	0,347
Отпайка на КТП ПР-115	500	300	120	17	6
Отпайка на КТП ПР-110	63	37,8	15,12	2	0,874
Отпайка на КТП ПР-109	100	60	24	3	1
Отпайка на КТП ПР-108	100	60	24	3	1
Отпайка на КТП ПР-102	100	60	24	3	1

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
Отпайка на КТП ПР-115	500	300	120	17	6
Отпайка на КТП ПР-110	63	37,8	15,12	2	0,874
Отпайка на КТП ПР-109	100	60	24	3	1
Отпайка на КТП ПР-108	100	60	24	3	1
Отпайка на КТП ПР-102	100	60	24	3	1
Отпайка на КТП ПР-105	250	150	60	8	3
Отпайка на КТП ПР-103	160	96	38,4	5	2
Отпайка на КТП ПР-101	400	240	96	13	5
Отпайка на КТП ПР-112	10	6	2,4	0,347	0,138
Отпайка на КТП ПР-113	10	6	2,4	0,347	0,138

#### 4.2. Расчет сечения провода на участках линии

Расчет производится по дневному максимуму нагрузки. Для участка линии 1-2:

- полная мощность (согласно таблице №2):  $S_{д1-2} = 1447,8$  кВА;
- ток в линии (согласно таблице №2):  $I = 83$  А.

Выбирается сечение провода:

- по нагреву по согласно ПУЭ 1.3:  $F_{1-2} = 35 \text{ мм}^2$ .

- по экономической плотности тока (41):

$$F = \frac{I}{j}, \quad (41)$$

где  $F$  – сечение провода,  $\text{мм}^2$ ;

$I$  – максимальный ток в проводнике, А;

$j$  – экономическая плотность тока [ПУЭ Таблица 1.3.36.].

Экономическая плотность тока определяется в зависимости от продолжительности использования максимума нагрузки  $T_{\max}$ , которая для ВЛ 10 кВ ф.№1 ПС 35/10 кВ Пертово превышает 3000 (согласно РД 34.20.178 п.4.7), следовательно [ПУЭ Таблица 1.3.36.],  $j = 1,4 \text{ А/мм}^2$ .

тогда:

$$F_{1-5} = \frac{83}{1,4} = 60 \text{ мм}^2$$

Проверяется по отклонению напряжения (потерям напряжения) (42):

$$\Delta U_{\text{расч}(\%)} = \sqrt{3} \frac{100}{U_n} (r_0 \cdot \cos \phi + x_0 \cdot \sin \phi) \sum I_i \cdot l_i \quad (42)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление линии электропередачи,

Ом/км;

$x_0$  – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

$L$  – длина участка линии, км.

При реконструкции ВЛ 10 кВ №1 ПС 35 кВ Пертово провод А-70 будет заменен СИП-3 сечением 70х3, у которого  $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$ , а  $x_0 = 0,315 \text{ Ом/км}$ .

$$\Delta U_{расч}(\%) = \sqrt{3} \cdot \frac{100}{10000} \cdot (0,46 \cdot 0,88 + 0,315 \cdot 0,475) \cdot 83 \cdot 26 = 3,98\%$$

Для других участков линии расчет проводим аналогично, а данные расчета заносим в таблицу 4.

Таблица 4 - Сводная таблица результатов расчета сечений проводов

Участок	S, кВА	S <sub>д</sub> , кВА	I <sub>д</sub> , А	L, км	По нагреву, мм <sup>2</sup>	эк. плотн, мм <sup>2</sup>	мех. прочн, мм <sup>2</sup>	Приня тое	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
10-11	970	582	33	4,69	8	23	25	СИП-3 3х25	4,81
9-11	980	588	33	2,66	8	23	25	СИП-3 3х25	2,34
8-9	990	594	34	1,26	8	24	25	СИП-3 3х25	1,53
7-8	1053	631,8	36	2,815	8	25	25	СИП-3 3х25	2,87
6-7	1153	691,8	39	0,84	8	27	25	СИП-3 3х35	0,9
5-6	1503	901,8	52	4,34	16	37	25	СИП-3 3х50	3,57
4-5	1603	961,8	55	2,1	16	39	25	СИП-3 3х50	2,23
3-4	1853	1111,8	64	3,22	25	45	25	СИП-3 3х50	3,64
2-3	2013	1207,8	69	2,45	25	49	25	СИП-3 3х50	2,78
1-2	2413	1447,8	83	3,37	35	59	25	СИП-3 3х70	3,98

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отпайка на КТП ПР-118	160	96	5	1,47	2	3	25	СИП-3 3x25	1,77
Отпайка на КТП ПР-117	160	96	5	1,7	2	3	25	СИП-3 3x25	0,95
Отпайка на КТП ПР-116	100	60	3	0,37	2	2	25	СИП-3 3x25	0,64
Отпайка на КТП ПР-120	25	15	0,867	0,24	2	0,619	25	СИП-3 3x25	0,23
Отпайка на КТП ПР-119	25	15	0,867	0,16	2	0,619	25	СИП-3 3x25	0,21
Отпайка на КТП ПР-115	500	300	17	0,02	2	12	25	СИП-3 3x25	0,84
Отпайка на КТП ПР-110	63	37,8	2	0,49	2	1	25	СИП-3 3x25	0,66
Отпайка на КТП ПР-109	100	60	3	0,16	2	2	25	СИП-3 3x25	0,64
Отпайка на КТП ПР-108	100	60	3	0,57	2	2	25	СИП-3 3x25	0,69
Отпайка на КТП ПР-102	100	60	3	0,025	2	2	25	СИП-3 3x25	0,19

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Отпайка на КТП ПР-108	100	60	3	0,57	2	2	25	СИП-3 3x25	0,69
Отпайка на КТП ПР-102	100	60	3	0,025	2	2	25	СИП-3 3x25	0,19
Отпайка на КТП ПР-105	250	150	8	0,23	2	5	25	СИП-3 3x25	0,67
Отпайка на КТП ПР-103	160	96	5	0,2	2	3	25	СИП-3 3x25	0,52
Отпайка на КТП ПР-101	400	240	13	0,02	2	9	25	СИП-3 3x25	0,17
Отпайка на КТП ПР-112	10	6	0,346	0,91	2	0,247	25	СИП-3 3x25	0,22
Отпайка на КТП ПР-113	10	6	0,346	0,02	2	0,247	25	СИП-3 3x25	0,12

### 4.3 Выбор оптимального места установки реклоузеров

В нашей выпускной квалификационной работе установка реклоузеров производится с целью повышения надежности электроснабжения, сокращении времени поиска повреждений и времени аварийно-восстановительных работ, тем самым сокращая время восстановления нормального до аварийного режима. Для этого необходимо определить критерий оптимизации. Он необходим для оптимального выбора

местоположения реклоузеров, повышения надежности питания потребителей.

Общий годовой недоотпуск электрической энергии ( $\Delta W_{\text{HO}}$ ) применяется, когда необходимо обеспечить повышение надежности потребителей фидера. Для этого необходимо рассчитать суммарный годовой недоотпуск, который рассчитывается по следующей формуле (43):

$$\Delta W_{\text{HO}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot k_3, \quad (43)$$

где  $\Delta W_{\text{HO}}$  – годовой недоотпуск электроэнергии (кВт·ч/год);

$\omega_0$  – удельная частота повреждений ВЛ 10(6) кВ (1/на 100 км в год);

$T$  – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч);

$L$  – длина участка линии (км);

$S_{\text{ном}}$  – номинальная мощность трансформатора потребительской подстанции (кВА);

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности;

$k_3$  – коэффициент загрузки.

Количество и продолжительность отключений потребителя или группы потребителей ( $\omega_{\text{П}}$ , ТП) применяются, когда необходимо увеличить надежность электроснабжения адресно. Для этого необходимо рассчитать отдельно для потребителей в пределах одного участка между реклоузерами по выражениям:

$$\omega_{\text{П}} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L, \quad (44)$$

где  $\omega_{\text{П}}$  – количество отключений потребителя в год (1/год);

$\omega_0$  – удельная частота повреждений ВЛ 6-10 кВ (1/на 100 км в год);

$L$  – длина участка линии (км).

$$T_{\Pi} = \omega_{\Pi} \cdot T \quad (45)$$

где  $T_{\Pi}$  – длительность отключения потребителя в год (ч/год);  
 $\omega_{\Pi}$  – количество отключений потребителя в год (1/год);  
 $T$  – среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч) [9, 15].

Оптимизация надежности при различных вариантах установки реклоузеров целесообразно проводить по сравнению с базовым вариантом сети. В практических расчетах для базового варианта сети необходимо принимать упрощенную схему уже существующей сети с установленными в ней коммутационными аппаратами, в нашем случае это схемы ВЛ 10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово и ВЛ-10 кВ ф.№3 ПС 35/10 Пертово с электромеханической релейной защитой и однократным автоматическим повторным включением (АПВ) в центрах питания, а также ручными разъединителями на линии. Чтобы рассчитать показатели надежности, необходимо определить следующие исходные данные:

- наличие в сети автоматических пунктов секционирования;
- наличие автоматического повторного включения;
- удельную частоту повреждений  $\omega_0$ ;
- среднее время восстановления электроснабжения  $T$ ;
- нагрузку потребителей и средние коэффициенты загрузки потребительских подстанций;
- длину основных участков линии и ответвлений (отпаек).

Это позволит скорректировать базовый вариант схемы сети и определить степень влияния установки реклоузеров на количество отключений линии.

Для расчета надежности питания потребителей до и после установки реклоузеров необходимо сопоставить, как автоматическое секционирование линий с применением реклоузера может повлиять на эти показатели. Из выражений 41-42 видна прямая зависимость недоотпуска электрической

энергии, количества и продолжительности отключений от следующих составляющих:

- $\omega_0$  – удельная частота повреждений линий в год,  $1/100$  км;
- $T$  – общее время восстановления электроснабжения в год, ч;
- $L \cdot S_{\text{НОМ}} \cdot \cos\phi \cdot k_3$  – величина отключаемой нагрузки при одном отключении на участке длиной  $L$ , кВт·км.

Оценим возможное влияние реклоузера на эти составляющие и, следовательно, на надежность электроснабжения потребителей. Около 80% повреждений в воздушных линиях являются неустойчивыми, поэтому рекомендуется применять АПВ. По статистике, успешность первого цикла АПВ сокращает общее количество отключений на 60%, второй – дополнительно на 20%. В существующей распределительной сети роль второго цикла АПВ выполняет бригада ОВБ или дежурный электромонтер ПС, которые совершают первое пробное включение питания при его аварийном отключении в случае неуспешного АПВ однократного действия [7, 19].

Децентрализованная система секционирования сети с применением реклоузера предполагает минимально однократное АПВ. В некоторых случаях на реклоузерах используется двукратное, реже трехкратное АПВ. Как считает Юсупова А. С.: «В зависимости от наличия или отсутствия автоматики повторного включения в сеть, где планируется установка реклоузеров, применение децентрализованной автоматизации с многократным автоматическим повторным включением линии (АПВ) позволяет в среднем снизить количество отключений на 20% - при использовании двукратного АПВ и на 25% процентов – при трехкратном АПВ» [24].

Чтобы это оценить в расчетные формулы показателей надежности вводится коэффициент  $k_{\text{ну}}$ . Тогда выражения для расчета показателей надежности будут выглядеть следующим образом:

$$\Delta W_{но} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{HY}) T \cdot L \cdot S_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot k_3 \quad (46)$$

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot (1 - k_{HY}) \cdot \omega_0 \cdot L \quad (47)$$

$$T_{II} = \omega_{II} \cdot T \quad (48)$$

где  $k_{HY}$  – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования линий на количество аварийных отключений.

В практических расчетах  $k_{HY}$  может принимать следующие значения:

- 0 – в исходной сети без реклоузеров и если в сети, где планируется установка реклоузеров уже имеется автоматика повторного включения или количество циклов АПВ на реклоузерах, в соответствии с принятым алгоритмом работы равно количеству циклов АПВ на головном выключателе;

- 0,2 – если на реклоузере используется двукратное АПВ, а на головном выключателе АПВ однократное или выполняется вручную;

- 0,25 – если на реклоузере реализовано трехкратное АПВ.

«Процесс восстановления электроснабжения потребителей можно разделить на следующие характерные этапы:

- от момента отключения линии до начала поиска. Это время, через которое диспетчеру поступит информация о наличии повреждения на линии;

- поиск поврежденного участка. Первое пробное включение выключателя в центре питания (ручное повторное включение), далее – последовательные переезды и ручные переключения разъединителей на линии до момента нахождения поврежденного участка;

- локализация поврежденного участка. Это включение разъединителей между участком с повреждением и сетевым резервом;

- включение потребителей неповрежденных участков. Является вводом сетевого резерва;

– обход поврежденного участка, являющийся поиском непосредственно места повреждения на локализованном участке;

– ремонт поврежденного участка или выполнение работ, в зависимости от вида повреждения.

Общее время восстановления электроснабжения колеблется от 3 до 10 и более часов. При этом около 60% его тратится на поиск и локализацию поврежденного участка (первые четыре пункта) и только 40% – непосредственно на выполнение ремонтных работ (пятый и шестой пункты).

При внедрении децентрализованной автоматизации выделение участка с повреждением и включение резервного питания происходит автоматически, за считанные секунды. Таким образом, время восстановления электроснабжения фактически сокращается до величины времени, затрачиваемого непосредственно на обход и ремонт поврежденного участка, т.е. на 60%, по сравнению с классическим вариантом на ручных разъединителях» [5].

Таким образом, для укрупненных расчетов эффективности можно оперировать средним показателем – 40%. Для оценки эффекта в расчетных выражениях 2 – 4 вводится дополнительный коэффициент –  $k_{BB}$ .

Выражения для расчета показателей надежности будут выглядеть следующим образом:

$$\Delta W_{но} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot (1 - k_{HV}) \cdot k_{BB} \cdot T \cdot L \cdot S_{ном} \cdot \cos \varphi \cdot k_3 \quad (49)$$

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot (1 - k_{HV}) \cdot \omega_0 \cdot L \quad (50)$$

$$T_{II} = \omega_{II} \cdot T \cdot k_{BB}, \quad (51)$$

где  $k_{BB}$  – коэффициент, учитывающий влияние децентрализованной системы секционирования на общее время восстановления электроснабжения.

ВЛ-10 кВ ф.№1 от ПС 35/10 кВ Пертово (рисунок 5) питает электроэнергией 18 трансформаторных подстанций (ТП) 10/0,4 кВ. Закрытых трансформаторных подстанций (ЗТП) - 3, комплектных трансформаторных подстанций (КТП) – 12, мачтовых трансформаторных подстанций (МТП) - 3. Мощность силовых трансформаторов варьируется от 10 до 400 кВА. ВЛ-10 кВ ф.№3 от ПС 35/10 кВ Пертово питает электрической энергией 11 трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ. Из них: закрытых трансформаторных подстанций (ЗТП) - 1, комплектных трансформаторных подстанций (КТП) - 7 и мачтовых трансформаторных подстанций (МТП) - 3. Мощность силовых трансформаторов варьируется от 25 до 400 кВА. ВЛ-10 кВ ф.№1 от ПС 35/10 кВ Пертово условно разделена на 11, а ВЛ-10 кВ ф.№3 от ПС 35/10 кВ Пертово на 8 участков. Деление производится в связи с количеством ответвлений отходящей линии. Согласно исходными данными, расчет начинается с конечных нагрузок участков ВЛ 10 кВ для дневных и вечерних нагрузок.

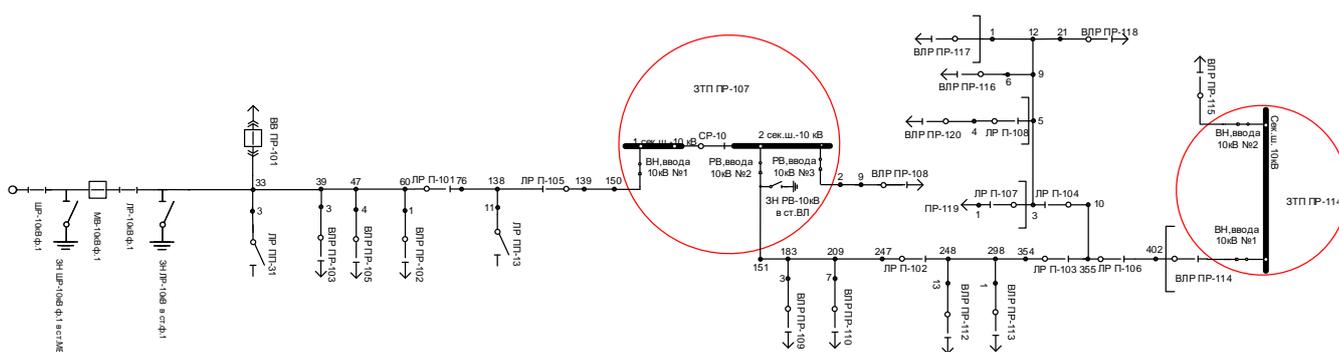


Рисунок 5 – Схема ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово.

В таблице 5 приведены электрические параметры для расчёта марки и сечения провода.

Таблица 5 - Сводная таблица расчета марки провода

ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 «Пертово»				
Мощность, кВт		Длина участка, L, км	Марка провода	Время максим. нагрузки, T <sub>max</sub> , час
P <sub>д</sub> , кВт	P <sub>в</sub> , кВт			
2541	1525	2,135	A-70	3600
2037	1222	1,085	A-70	
1811	1087	1,025	A-50	
1721	1033	1,075	A-50	
1721	1033	4,34	A-50	
1181	709	2,815	A-50	
1035	621	1,26	A-50	
1026	615	2,66	A-50	
882	529	4,49	A-50	
369	221	3,29	A-50	
423	254	2,12	A-25	

Определяется удельная частота повреждений  $\omega_0$  для ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово (52): количество отключений потребителя в 2017 году  $\omega_{\Pi}$  составило 18. Протяженность ВЛ вместе с отпайками составляет L=34,04 км.

$$\omega_0 = \frac{\omega_{\Pi}}{0,01 \cdot L} \quad (52)$$

$$\omega_0 = \frac{18}{0,01 \cdot 34,04} = 52,88$$

$$\omega_{\Pi} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L \quad (53)$$

Определяется среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч) T для ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово (54):

Длительность отключения потребителей в 2017 году ТП составляет 55 часов 31 минута.

$$T = \frac{T_{\Pi}}{\omega_{\Pi}} \quad (54)$$

$$T = \frac{55,52}{18} = 3,084$$

Определяется коэффициент загрузки для ВЛ-10 кВ №1 ПС 35/10 Пертово (55):

$$k_3 = \frac{S_{cp}}{S_n} \quad (55)$$

$$k_3 = \frac{2541}{2823} = 0,9$$

Определяется годовой недоотпуск электроэнергии  $\Delta W_{HO}$  (кВт·ч/год) на ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово (56):

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{ном} \cdot \cos \phi \cdot k_3 \quad (56)$$

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot 52,88 \cdot 3,084 \cdot 34,04 \cdot 2623 \cdot 0,91 \cdot 0,9 = 119,255 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

Определяется удельная частота повреждений  $\omega_0$  для ВЛ-10 кВ ф.№3 ПС 35/10 Пертово (57):

Количество отключений потребителя в 2017 году  $\omega_{\Pi}$  составило 17. Протяженность ВЛ вместе с отпайками составляет  $L=35,485$  км.

$$\omega_0 = \frac{\omega_{\Pi}}{0,01 \cdot L} \quad (57)$$

$$\omega_0 = \frac{17}{0,01 \cdot 35,485} = 47,9$$

$$\omega_{II} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot L \quad (58)$$

Определяется среднее время восстановления одного устойчивого повреждения (ч)  $T$  для ВЛ-10 кВ ф.№3 ПС 35/10 Пертово (59):

Длительность отключения потребителей в 2017 году ТП составляет 11 часов 55 минута:

$$T = \frac{T_{II}}{\omega_{II}} \quad (59)$$

$$T = \frac{11,92}{17} = 0,7$$

Определяется коэффициент загрузки для ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово (60):

$$k_3 = \frac{S_{cp}}{S_n} \quad (60)$$

$$k_3 = \frac{1773}{2333} = 0,759$$

Определяется годовой недоотпуск электроэнергии  $\Delta W_{HO}$  (кВт·ч/год) на ВЛ-10 кВ №1 ПС 35/10 Пертово (61):

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{ном} \cdot \cos \phi \cdot k_3 \quad (61)$$

$$\Delta W_{HO} = 0,01 \cdot 47,9 \cdot 0,68 \cdot 35,485 \cdot 2333 \cdot 0,91 \cdot 0,759 = 18,625 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

В схеме ВЛ-10 кВ ф.№1 от ПС 35/10 Пертово разделен на пять участков (реклоузер планируется установить вместо установленных линейных разъединителей). В данном случае, отключение потребителей

определяется вероятностью возникновения повреждения на каждом отдельном участке.

После установки реклоузеров на ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово вместо линейных разъединителей П-101, П-102, П-103, П-104, П-105, П-106, ПП-13 (связь между ВЛ-10 кВ ф.№3 ПС 35/10 Пертово), произведем расчет недоотпуска (62):

$$\Delta W_{но} = 0,01 \cdot \omega_0 \cdot T \cdot L \cdot S_{ном} \cdot \cos \phi \cdot k_3 \quad (62)$$

$$\Delta W_{но} = 0,01 \cdot 52,88 \cdot 3,084 \cdot 0,91 \cdot 0,9 \cdot (5,895 \cdot 910 + 5,06 \cdot 910 + 8,795 \cdot 513 + 8,49 \cdot 670 + 3,29 \cdot 540 + 1,86 \cdot 470) = 30,346 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}$$

Из результатов видно, что недоотпуск электроэнергии снизился на 37% по сравнению с базовым, но показатели надежности электроснабжения потребителей изменилось не одинаково. Для потребителей первого участка общее количество и продолжительность отключений снизились на 65%, второго на 35%, а третьего остались прежними. В данном примере появляется возможность автоматически подать резервное питание от независимого источника – смежной подстанции. Если повреждение происходит в любой точке сети, то оно автоматически локализуется в пределах одной области. В отличие от предыдущего варианта появление КЗ на одном участке не влияет на надежность электроснабжения потребителей соседних участков. По сравнению с базовым вариантом вероятность отключения потребителей в пределах одного участка определяется не общей протяженностью фидера, а длиной отдельного участка между двумя реклоузерами. Результаты показывают, что недоотпуск электрической энергии снизился значительно – на 65%. При этом имеет место улучшение показателей надежности потребителей каждого секционированного участка фидера. В данном случае эффективность автоматического секционирования тем больше, чем меньше протяженность участка между двумя секционирующими устройствами [1, 10].

#### 4.4 Расчет токов короткого замыкания

Для определения токов КЗ используем метод относительных единиц. Для этого изобразим схему замещения (рисунок 6).

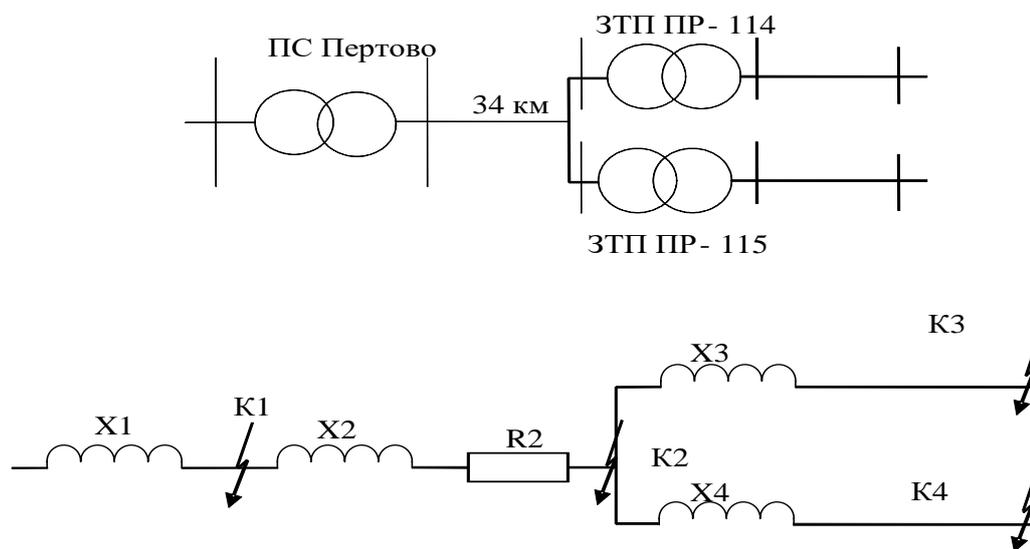


Рисунок 6 - Схема замещения

Принимается  $S_6=100$  МВА. Определяется сопротивление схемы замещения по следующим формулам:

$$x_{16} = \frac{U_{кз\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 4} = 1,9 \text{ Ом} \quad (63)$$

$$x_{26} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U^2} = 0,403 \cdot 34 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10500^2} = 12,428 \text{ Ом} \quad (64)$$

$$r_{26} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U^2} = 0,773 \cdot 34 \cdot \frac{100 \cdot 10^6}{10500^2} = 23,838 \text{ Ом} \quad (65)$$

$$x_{36} = \frac{U_{кз\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4,7 \cdot 100}{100 \cdot 0,1} = 47 \text{ Ом} \quad (66)$$

Определяется полное сопротивление по следующим формулам:

$$z_{16} = x_{16} = 1,9 \text{ Ом} \quad (67)$$

$$z_{26} = r_{26} + jx_{26} = \sqrt{12,428^2 + 23,838^2} = 26,9 \text{ Ом} \quad (68)$$

$$z_{36} = x_{36} = 47 \text{ Ом} \quad (69)$$

Рассчитываются токи КЗ в (К1) по следующим формулам:

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{S_6}{\sqrt{3}Uz_6} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 1,9} = 2897 \text{ А} \quad (70)$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)} = 0,87 \cdot 2897 = 2521 \text{ А} \quad (71)$$

Рассчитывается мгновенное значение ударного тока по формуле (72):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,41 \cdot 1,2 \cdot 2897 = 4901 \text{ А} \quad (72)$$

Рассчитывается действующее значение ударного тока по формуле (73):

$$I_y = I_{кз}^{(3)} \sqrt{1 + 2(k_y - 1)^2} = 3010 \text{ А} \quad (73)$$

Аналогично производится расчёт мгновенного ударного тока и действующего значение ударного тока для точек К2, К3, К4. Результаты данного расчета сводятся в таблицу 6 [12].

Таблица 6 - Токи короткого замыкания

Точка	$I_{кз}^{(3)}; А$	$i_{уд}; А$	$I_y; А$	$I_{кз}^{(2)}; А$
К1	2897	4901	3010	2521
К2	579	980	602	504
К3	117	198	121	102
К4	293	495	304	255

#### 4.5 Выбор необходимых реклоузеров

Одним из технических решений, который будет применен при реконструкции ВЛ-10 кВ ф.№1 ПС 35/10 Пертово для повышения надежности электроснабжения, в электрической сети – это использование вакуумных реклоузеров серии РВА/TEL. Основной причиной установки реклоузера – это повышение надежности электроснабжения и сокращение недоотпуска электроэнергии, следовательно, получение дополнительной прибыли от увеличения полезного отпуска.

Реклоузер вакуумной серии РВА/TEL работает в качестве:

- автоматического пункта секционирования сети;
- автоматического пункта секционирования сети с двухсторонним питанием с функцией АВР;

Реклоузеры выполняют следующие функции:

- оперативные переключения в распределительной сети;
- автоматическое отключение поврежденных участков линии и восстановление электроснабжения неповрежденных потребителей;
- автоматическое повторное включение линии (АПВ);
- автоматическое включение резерва (АВР);
- автоматический сбор информации о параметрах режимов работы электрической сети;

- технический учет электроэнергии;
- местное и дистанционное управление [6, 16].

#### **4.6 Автоматическое управление**

Блок управления реклоузером является цифровым и оснащен цифровыми интерфейсами связи, что обеспечивает прямое подключение с использованием GSM связи. Благодаря этому данные передаются в диспетчерский пункт, а диспетчер может управлять оборудованием удаленно. Все это позволяет за короткий срок выполнить оперативные переключения.

В местном режиме, управление и обмен данными осуществляется с помощью панели управления расположенной непосредственно возле самого реклоузера.

#### **4.7 Система сбора и передачи информации**

Благодаря встроенному модулю с микропроцессором, реклоузер имеет возможность проводить самодиагностику основных модулей и элементов системы. Встроенная система измерений производит чтение основных параметров сети. В случае обнаружения неисправности формирует соответствующий сигнал. Предусмотрено устройство защиты и управления. Основными функциями автоматики являются: автоматическое повторное включение и автоматический ввод резервного питания линии электропередачи.

Чтобы получить оперативную информацию, реклоузер предоставляет возможность регистрировать журналы и счетчики оперативных и аварийных событий. Все события, происходящие в реклоузере и вокруг него, фиксируются и записываются в журналы.

Передача данных осуществляется через дополнительно установленный шкаф телемеханики (КП ТМ на базе ЭНКМ-3) с источником резервного питания (РИП-24), посредством GSM связи. Обмен информацией между шкафом управления реклоузером и шкафом КП ТМ осуществляется кабелем по интерфейсу RS485. Шкафы ТМ устанавливаются на той же стойке что и шкаф управления. Не следует забывать, что одной из особенностей сельской местности является слабое покрытие сотовой связи. Следует продумать вопрос по усилению приема и передачи данных с помощью усиленных или направленных антенн.

#### 4.8 Технические характеристики

В состав реклоузера РВА/TEL входят: коммутационный модуль, шкаф управления, соединительный кабель и дополнительно установленные: шкаф КП ТМ, шкаф РИП-24 [6]. В таблице 7 приведены характеристики реклоузера РВА/TEL.

Таблица 7 – Технические характеристики выбранного реклоузера

Наименование параметра	Значение параметра
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Испытательное напряжение в сухом состоянии, 50 Гц, 1 мин., кВ	42
То же, во влажном состоянии (при росе и под дождем), 50 Гц, 1 мин., кВ	28

Продолжение таблицы 7

1	2
Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	75
Уровень частичных разрядов, пКл, не более (при 13,2кВ)	10
Механический ресурс циклов "ВО", не менее	30000
Ресурс по коммутационной стойкости, не менее	-
- при номинальном токе, циклов "ВО"	30000
- при номинальном токе отключения, циклов "ВО"	100
Собственное время включения, мс, не более	60*
Собственное время отключения, мс, не более	30*
Полное время отключения, мс, не более	40*
Цикл АПВ	0-0,1с-ВО-1с-ВО-1с-ВО
Номинальное напряжение оперативного питания от внешних источников переменного тока, В	~220, ~127, ~100
Диапазон напряжения оперативного питания, % от номинального напряжения	-20%, +20%
Максимальная потребляемая мощность, ВА	100
Время работоспособного состояния после потери основного питания	48**
Электрическое сопротивление главной цепи, мкОм, не более	85
Степень защиты оболочки корпуса	IP65
Максимальная погрешность датчика тока, %	1

## Продолжение таблицы 7

1	2
Максимальная погрешность датчика напряжения, %	5
Критерий качества функционирования при нормированных электромагнитных воздействий	«А»
Масса коммутационного модуля, кг	62,5
Срок службы, лет	35

### **4.9 Питание оперативным током**

Питание оперативным током обеспечивают трансформаторы собственных нужд (ТСН). В зависимости от монтажа в модуль могут входить один или два трансформатора собственных нужд (ТСН) мощностью 1,25 кВА напряжением по стороне НН - 220 В.

### **4.10 Конструкция для установки РВА/TEL**

В качестве опорных элементов конструкций для размещения РВА/TEL приняты железобетонные стойки типа СВ-110-5. Для установки реклоузера и электротехнического оборудования применяются монтажные комплекты, поставляемые совместно с РВА/TEL. По требованиям безопасности для организации видимого разрыва устанавливаются линейные разъединители.

### **4.11 Организация строительных работ**

Работу следует начинать с подготовки площадки для выполнения строительных работ. На ней производится сборка несущих строительных конструкций железобетонных стоек. Бурение котлованов под стойки следует выполнять бурильно-крановой машиной марки БКМ-317 (на шасси автомобиля ГАЗ-3308) или БМ-305А (на тракторе ДТ-75). Диаметры буров-

0.36-0.5-0.63 и 0.80 м, глубина бурения до 3.0 м. Перед сборкой стойки следует выложить на инвентарные подкладки и закрепить на стойках монтажные комплекты, проложить и закрепить заземляющие спуски. Для установки собранной несущей конструкции следует применять крановые механизмы грузоподъемностью до 10 т. Для закрепления стоек в котлованах применяется песчано-гравийная смесь. Засыпку котлованов производят слоями по 20-25 см с тщательным трамбованием. Сверху вокруг каждой стойки отсыпают танкетку высотой 0,12 м и диаметром 1,0 м. Для монтажа электротехнического оборудования на высоте следует применять телескопические или рычажные монтажные вышки повышенной проходимости с высотой телескопические или рычажные монтажные вышки повышенной проходимости с высотой подъема корзины над поверхностью земли не менее 12 м. До начала монтажа проводов перекидок между опорами ВЛ и несущей конструкцией реклоузера одна из ее стоек, на которой будет монтироваться первый участок проводов, должна быть надежно раскреплена инвентарными оттяжками. Оттяжки следует демонтировать только после закрепления проводов на втором участке проводов.

#### **4.12 Реализация управления реклоузерами диспетчером**

Управление реклоузером реализовано двумя способами:

– Непосредственно по месту установки реклоузера ручным способом. В шкафу находится панель управления с кнопками быстрого ввода и вывода наиболее часто используемых защит, кнопками выбора активной группы заданных значений. Так же кнопками выбора режима работы (локального или удаленного) выведенными отдельно на консоли оператора.

Кроме того, выведены кнопки навигации по меню, включения и выключения реклоузера, а также кнопки управления питанием и яркостью экрана. Подключение ПК осуществляется через интерфейс R232 расположенным на панели управления.

Панель управления имеет удобное и простое меню для управления реклоузером РВА/TEL при помощи ПК. Разработано специальное программное обеспечение TELUS (Tavrida Electric User Software), с помощью нее можно работать с несколькими реклоузерами.

Наиболее распространенные информационные каналы включают GSM-связь, радиосвязь и оптоволоконные соединения. Наличие системы SCADA не требуется для выполнения основных функций Reclower, поскольку реализуется децентрализованное автоматическое разделение линий на основе РВА/TEL.

– Дистанционно благодаря встроенному GPRS роутеру. В Шацком РЭС для дистанционного управления используется программный комплекс СК-11.

Вывод к разделу 4. На основе проведенных расчетов можно сделать вывод: применение реклоузеров значительно снижает недоотпуск электроэнергии, что приводит к получению дополнительной прибыли, которая позволит быстро окупить затраты на реконструкцию ВЛ-10 кВ фидер №1 ПС 35/10 Пертово.

## Заключение

Реклоузер управляется дистанционно и позволяет диспетчеру электрических сетей обнаружить неисправность, принять быстрое решение, запитать неповрежденные участки и направить в нужное место бригаду для ремонта данного участка. Все это позволяет сократить время недопоставки, а также сокращает время требуемое на локализацию повреждения.

Контроль за состоянием ведется дистанционно с помощью компьютера, что позволяет в режиме реального времени отслеживать параметры сети. На данный момент в Шацком районе электрических сетей установлено и введено в эксплуатацию всего три реклоузера, которые теряются на фоне общей протяженности ВЛ-10 кВ, которая составляет свыше 1400 км. и количестве ТП 10/0,4 кВ - на балансе РЭС 803 шт.

Рост числа установленных реклоузеров замедляет значительная их стоимость. При планировании капитальных ремонтов к сожалению, рассматривается вопрос срока окупаемости, который из-за низкой загрузки фидеров составляет значительное время. Во многих источниках сделан акцент на быстрый срок окупаемости в связи с снижением суммарного годового недоотпуска электроэнергии, но на практике стоит отметить, что если линия и ТП находится в отличном техническом состоянии, то и повреждений на них практически не будет, а соответственно и не будет недоотпуска. Установка реклоузеров прежде всего нужна для повышения надежности энергоснабжения [3].

В ходе выполнения данной выпускной квалификационной работы были рассмотрены вопросы концепции «умных сетей», результате получено заключение, что это не революционное, а эволюционное направление развития электроэнергетического комплекса, когда на существующую систему генерации-передачи-потребления электроэнергии накладывается еще одна, информационная.

## Список используемых источников

1. Анашкин С. С., Борисовский А.П., Ерохина Ю.Е. Анализ работы подстанции 110 кВ Чучково // Техника. Технологии. Инженерия. 2017. №2. С. 52-55.
2. Анашкин С. С., Борисовский А.П., Ерохина Ю.Е. Способы повышения надежности электроснабжения потребителей в сельской местности // Молодой ученый. 2018. №3. С. 34-36.
3. Андрикеева С.А., Гельфанд А.М., Дубонос В.Р., Наровлянский В.Г., Пшеничникова О.А., Толмачев А.Л. Оптимизация использования автоматических пунктов секционирования для повышения надежности распределительной сети и электроснабжения потребителей // Электрические станции. 2016. №8. С. 30-34.
4. Бегалова Е.Н. Повышение достоверности информации в автоматизированных системах диспетчерского управления энергосистем / Дисс. Канд. техн. наук. - Екатеринбург 2009.
5. Борисов А.Л. Внедрение реклоузеров в целях повышения надежности электроснабжения // Научно-образовательный потенциал молодежи в решении актуальных проблем XXI века. 2017. №9. С. 108-110.
6. Вакуумный реклоузер серии РВА/TEL. Техническое описание. АРТА 674153.101 ТО. [Электронный ресурс]. – URL: [tavrida-ua.com/](http://tavrida-ua.com/).
7. Васильева Т. Н., Мишина Е.С. Выбор места установки реклоузера // Молодой ученый. 2015. №9. С. 172-179.
8. Возможные подходы к развитию концепции Smart Grid в России [Электронный ресурс] / URL: <http://elibrary.ru>. (дата обращения 10.04.22).
9. Гудин Д.И., Трушин М.Д. Повышение надежности сельских распределительных сетей с применением реклоузеров // Уникальные исследования XXI века. 2015. №12(12). С. 55-61.
10. Ерохина Ю.Е., Верещагин Н.М., Анашкин С.С. Автоматика повторного включения и ее значение для надежности электрооборудования //

Студенческий вестник: научный журнал. № 5(25). М., Изд. «Интернаука», 2018. С. 57-59.

11. Кобец Б. Б., Волкова И.О. Инновационное развитие электроэнергетики на базе концепции Smart Grid. М.: ИАЦ Энергия, 2010. 208 с.

12. Крючков И. П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крючкова и В. А. Старшинова – Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учебное пособие для студентов высших учебных заведений - 3-е изд., стер. - М.: Издательский центр «Академия», 2008. - 416 с.

13. Монтаж, эксплуатация и ремонт сельскохозяйственного электрооборудования - Монтаж воздушных линий напряжением до 1000 В [Электронный ресурс] / URL: <https://forca.ru/knigi/arhivy/montazh-ekspluatatsiya-i-remont-selskohozyaystvennogo-elektrooborudovaniya-17.html>. (дата обращения 15.04.22).

14. Наумов И.В., Чернов Д.В. Состояние сельской энергетики на современном этапе на примере Жигаловского района Иркутской области // Вестник КРАСГАУ. 2009, №3(30). С. 185 – 189.

15. Никишин А.Ю., Беклемешев И.С. Применение реклоузеров в сетях АО «Янтарьэнерго» для решения проблем в распределительных сетях среднего напряжения // Известия КГТУ. 2017. №44. С. 203-210.

16. Преимущества реклоузеров псс [Электронный ресурс] / URL:<https://rusinfo.info/reklouzer-cto-eto-takoe> (дата обращения 10.04.22).

17. Рабинович М.А. Цифровая обработка, анализ и отображение оперативной информации в задачах АСДУ энергосистем и энергообъединений / Дисс. докт. техн. наук. - ОАО «Научно-исследовательский институт электроэнергетики», Москва-2005.

18. Смурнов Е.С. Автоматизация и диспетчеризация систем электроснабжения. М.: Лаборатория Книги, 2010. 102 с. ISBN 978-5-905785-02-3.

19. Тельманова Е.Д. Автоматизация управления системами электроснабжения: электрон.учеб. Екатеринбург: Изд-во ГОУ ВПО «Рос. гос. проф.-пед.ун-т», 2009. с.

20. Токарчук А.И. Анализ преимуществ внедрения «умных» технологий (Smart Grid) в распределительные сети 10(6)/0,4 кВ. // Научное сообщество студентов XXI столетия. Технические науки: сб. ст. по мат. XXXII междунар. студ. науч.-практ.конф. № 5(31). URL: [http://sibac.info/archive/technic/5\(31\).pdf](http://sibac.info/archive/technic/5(31).pdf) (дата обращения: 17.09.2018).

21. Хальясмаа А.И. Диагностика электрооборудования электрических станций и подстанций: учебное пособие. Екатеринбург: Изд-во Урал.ун-та, 2015. 64 с.

22. Чичёв С.И. Модель автоматизированной системы технологического управления электросетевым комплексом 6 – 220 кВ ПАО «МОЭСК». М.: Издательский дом «Спектр», 2017. 228 с. 400 экз. ISBN 978-5-4442-0127-5.

23. Шабад М.А. Автоматизация распределительных электрических сетей с использованием цифровых реле: учебное пособие. СПб.: ПЭИПК, 2011. 56 с.

24. Юсупова А. С., Дебиев М.В., Магомедов Р.А. Внедрение реклоузеров для повышения надежности электроснабжения распределительной сети 6–10 кВ в сельской местности. // Молодой ученый. 2018. № 23 (209). С. 252-255.