

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)

13.04.02 Электроэнергетика и электротехника  
\_\_\_\_\_  
(код и наименование направления подготовки)

Режимы работы электрических источников питания, подстанций, сетей и  
систем  
\_\_\_\_\_  
(направленность (профиль))

## **ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ)**

на тему Оценка возможности создания интеллектуальной распределительной  
сети 6-10 кВ на базе действующих распределительных сетей ЗАО "ЭиСС"

Студент

В.В. Бурусов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Научный  
руководитель

к.т.н., О. В. Самолина

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

Тольятти 2020

## Содержание

Введение.....	4
1 Анализ работы и управления распределительными сетями 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС».....	6
1.1 Дежурный диспетчер .....	7
1.2 Оперативно-выездная бригада.....	19
1.3 Дежурные электромонтёры по обслуживанию подстанций 110/35/6, 110/10, 35/6 кВ.....	25
1.4 Инженер по режимам и ремонтам электрических сетей.....	31
1.5 Техник оперативно-диспетчерской службы.....	35
1.6 Начальник оперативно-диспетчерской службы.....	36
1.7 Взаимодействия со службами ЛЭП, подстанций, КТП и сетей 0,4 кВ, РЗАиТ, ИТ и АИИСКУЭ.....	38
1.8 Получение, учёт и работа со схемами ТП, РП, КТП, ЛЭП.....	39
1.9 Общая процесс работы распределительной сети 6-10 кВ.....	39
1.10 Выводы по разделу 1 .....	41
2 Предложения по модернизации распределительных сетей 6-10 кВ ЗАО ЭиСС в активно-адаптивную сеть .....	43
2.1 Подготовка сетей 6-10 кВ для модернизации .....	45
2.2 Требования к работе искусственного интеллекта.....	48
2.3 Ведение оперативных журналов.....	60
2.4 Интеграция геоинформационной системы.....	61
2.5 Система доступа к системе управления на рабочем месте.....	62
2.6 Разграничение прав пользователей .....	62
2.7 Интеграция техучёта .....	63
2.8 Формирование отчётов об авариях.....	64
2.9 Бесперебойная подача электроэнергии для работы системы управления .....	64

2.10 Дублирование искусственного интеллекта и системы управления активно-адаптивной сети.....	64
2.11 Перспективы развития активно-адаптивной сети .....	65
2.12 Выводы по разделу 2 .....	65
3 Надёжность электроснабжения в распределительных сетях 6-10 кВ ЗАО ЭиСС .....	66
3.1 Расчёт показателей надёжности в распределительных сетях 6-10 кВ ЗАО ЭиСС .....	69
3.2 Расчёт показателей надёжности при применении активно-адаптивной сети ЗАО ЭиСС.....	74
3.3 Выводы по разделу 3.....	76
Заключение .....	77
Список используемых источников.....	78

## Введение

Первыми документами оперативно-диспетчерского управления стали «Положение о мерах координирования параллельных работ электростанций и график распределения нагрузки для электростанций на декабрь 1921 года», подписанные руководством Управления объединенными государственными электрическими станциями Московского района Главэлектро ВСНХ РСФСР. Документы были направлены на электрические станции Московского района: Глуховскую, Павловскую, Шатурскую, Ореховскую и электростанцию общества «Электропередача». С того момента прошло почти 99 лет.

Прогресс ускоряется невероятными темпами. Да, сильно затормозила прогресс Великая Отечественная Война 1941-1945, после которой многое пришлось не только восстанавливать, но и создавать фактически с нуля. Но прогресс двигался неумолимо. Если в 1917 году было всего 75 подстанций на всю страну, то к 1927 году их насчитывалась уже 858 [13]. Далее их число будет только увеличиваться, что, в свою очередь, усложняло работу оперативно-диспетчерских пунктов.

Невероятная скорость прогресса позволила за 100 лет из полностью не электрифицированной страны создать то, что мы видим сейчас.

Однако, в скорости прогресса кроется и огромный минус. В 20 е год не составляло труда произвести модернизацию пары тройки сотен подстанций и соответствующей инфраструктуры. Но увеличение числа внесло свои коррективы – было глупо задействовать огромное количество людей, были разработаны нормы планово-предупредительных ремонтов, оттачивались подразделения на зоны обслуживания. Но чем ближе к концу 20 века, тем быстрее шагал прогресс. С развитием полупроводников разработка различных инноваций пошла не просто быстро, а практически мгновенно для страны, размером в 1/6 часть суши. Порой, инновации устаревали, даже не

применяясь в какой-то действительно значимой части единой энергетической сети. 90е годы только усугубили отрыв разработок с реальными сетями. На 2020 год в единой энергосистеме РФ и отдельных сетях на востоке мирно соседствуют технологии 60х годов и младше.

Управление сетями с различным оборудованием вносит свои коррективы. Так же сильно ударило по возможностям глобальной модернизации сети передача единой энергосистемы в частные руки и раздробление её по собственникам, фактически, оставаясь единой только в смысле электрической связи генерации и потребителей, а административно это множество крупных и не очень электросетевых, генерационных, монтажных и эксплуатационных предприятий.

Таким образом, модернизация части сети лежит на плечах того предприятия, которое управляет этой частью.

Целью работы является рассмотрение возможности интегрировать деятельность оперативно-диспетчерской службы, оперативно-выездной бригады и дежурного персонала подстанций в программное обеспечение для активно-адаптивной сети.

Задачами работ являются:

а) анализ работы оперативно-диспетчерской службы и управлением режимами работ распределительных сетей 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС»;

б) рассмотрение возможности создания на основе действий персонала чётких алгоритмов и интегрировать их в систему управления активно-адаптивной сетью, автоматизировав максимально систему управления режимами работ;

в) рассмотрение положительных эффектов от внедрения данной системы в действующие распределительные сети 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС».

Практическая значимость работ заключается в улучшении показателей надёжности уже в предварительных расчётах.

## **1 Анализ работы и управления распределительными сетями 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС»**

Управление распределительными сетями 6-10 кВ в ЗАО «ЭиСС» осуществляется оперативно-диспетчерской службой (ОДС). Она имеет в своём составе: 6 диспетчеров, техника по согласованиям; инженера по режимам. Возглавляется служба начальником ОДС. Подчиняется служба ответственному за электрохозяйство, и, далее по команде, техническому директору.

Управление распределительными сетями осуществляется диспетчером посредством оперативно-выездной бригады (ОВБ) и дежурными на подстанциях, эксплуатация и ремонт осуществляется службами линий электропередач (служба ЛЭП), подстанций (служба подстанций), КТП и 0,4 (служба КТП и 0,4), релейной защиты, автоматики и телемеханики (служба РЗАиТ), информационных технологий и автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электроэнергии (служба ИТ и АИИСКУЭ).

Оперативное управление сетями выполняет следующие задачи:

- а. ведение требуемого режима работы;
- б. производство переключений, пусков и остановок оборудования;
- в. локализация аварий и восстановление режима работы;
- г. подготовка к производству ремонтных работ.

В своей деятельности ОДС руководствуется действующим законодательством, правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от 27.12.2004 № 854, правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок, правилами работы с персоналом в организациях электроэнергетики РФ, правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, инструкциями, положениями и другими нормативными документами, приказами и распоряжениями ЗАО «ЭиСС»[1].

## 1.1 Дежурный диспетчер

По штатному расписанию ОДС имеет 6 диспетчеров. 4 диспетчера являются дежурными, осуществляя работу по 4-х сменному непрерывному графику дежурств. Ещё два диспетчера являются сменными, работают по графику 5/2. Сменные диспетчера выполняют текущие работы непосредственно в диспетчерской, такие как уточнение схем, составление программ переключений, работа с потребителями и инструкциями, и другие. Сменные диспетчера заменяют дежурных в случае необходимости в сменном графике.

Дежурный диспетчер ОДС во время своей смены:

- а) являясь лицом, выдающим разрешение на подготовку рабочего места и на допуск, даёт команды на отключение и заземление ЛЭП и оборудования, которые находятся в его оперативном управлении, а также получает подтверждение их выполнения;
- б) координирует время, места работ и количество бригад, их выполняющих;
- в) даёт распоряжение на включение в работу оборудования после получения информации о том, что все допущенные на это оборудование бригады полностью окончили свою работу и оборудование можно ставить под напряжение;
- г) в подведомственных ему сетях руководит производством переключений;
- д) отражает изменения в схеме сетей и подстанций, ведёт оперативный журнал и иную оперативно-техническую документацию.

На должность диспетчера принимают лиц с высшим образованием, или со среднетехническим и стажем работы в электроустановках выше 1000 В 2 и более года, так же диспетчер должен иметь 5 группу по электробезопасности [2].

Обязанности диспетчера:

- а) оперативное управление эксплуатацией электросетей и подстанций посредством координации действий подчинённого оперативного персонала;
- б) обеспечение бесперебойного, надёжного и качественного электроснабжения потребителей, ведение надёжных и экономически обоснованных режимов работы сетей;
- в) оперативное выявление и устранение неисправностей в работе сетей;
- г) контроль за режимами работы оборудования, нагрузками ЛЭП, трансформаторов, положениями переключающих устройств оборудования, уровнями напряжения;
- д) контроль сроков проведения работ на оборудовании согласно нарядов-допусков и распоряжений;
- е) обеспечение минимизации потерь подстанций и сетей путём распределения нагрузки силовых трансформаторов подстанций;
- ж) организация ликвидаций аварий на подстанциях и сетях;
- з) ведение оперативной документации, контроль соответствия схем подстанций и сетей;
- и) отключение по распоряжению диспетчера Жигулёвского производственного объединения филиала ПАО «МРСК Волги» - «Самарские распределительные сети» потребителей в соответствии с графиками временного отключения или аварийного ограничения при дефиците мощности в системе;
- к) контроль соблюдения подчинённым оперативным персоналом требований ПТЭЭСС и Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок;
- л) осуществление руководства и обеспечение своевременного ввода из работ или резерва оборудования для работ по утверждённым и принятым в работу заявкам;



- м) своевременное доведение до начальников служб обо всех выявленных дефектах и замечаниях по работе оборудования;
- н) выдача разрешений на подготовку рабочих мест и на допуск;
- о) производство коммутации вакуумных выключателей реклоузеров, объединённых в сеть, посредством специального программного обеспечения.

Рабочее место ОДС находится в диспетчерской, которая оборудована для выполнения должностных обязанностей штата ОДС. На рабочем месте имеются мнемосхема, поопорные схемы, однолинейные схемы электрических соединений подстанций, списки потребителей, журнал согласований, различные инструкции.

Работа диспетчера на смене начинается с принятия смены и заканчивается сдачей смены. Покидать рабочее место до того, как смена будет сдана и принята другим дежурным диспетчером запрещено.

### **1.1.1 Выдача команд, разрешений**

Выдача команд и разрешений производится посредством телефонной связи или лично, если команда или разрешение выдаётся на оборудование, находящееся в одном здании с диспетчерской.

Так как основная часть сетей значительно удалена от диспетчерской, основное взаимодействие происходит по телефону.

При выдаче команд на переключения, диспетчер обязан называть полные оперативные наименования коммутационного оборудования, чтобы исключить недопонимание или двоякое понимание команды, выслушать полное повторение команды как подтверждение, что его поняли правильно[3]. Перед отдачей команды диспетчер обязан:

- а) получить подтверждение о готовности соответствующего оперативного персонала к производству работ по разрешённой оперативной или диспетчерской заявке;

- б) оценить режим работы прилегающей электрической сети, токовую нагрузку ЛЭП и электросетевого оборудования посредством оперативного персонала на местах, телеметрии, мнемосхемы;
- в) оценить возможность реализации указаний из разрешённой оперативной или диспетчерской заявки, руководствуясь внутренними служебными указаниями и опытом работы;
- г) проверить состояние схем электроустановки;
- д) получить подтверждение готовности оперативного персонала объекта электроэнергетики к переключениям в электроустановках, в том числе уточнить наличие бланка (типового бланка) переключений, присутствие контролирующего лица, погодные условия на объекте электроэнергетики.

Находясь на одном месте, диспетчер может принимать актуальную информацию на местах только посредством местного персонала или ОВБ.

### **1.1.2 Отслеживание и регистрация изменений в схеме сетей**

Изменения в схеме сетей делятся на два типа: оперативные изменения и изменения технологические.

Оперативные изменения включают в себя изменения состояний коммутационных аппаратов «Включено – выключено», а также ввод в резерв, ремонт и ввод в работу сетей и оборудования.

Технологические изменения включают в себя демонтаж оборудования, монтаж вновь смонтированного оборудования, подключение новых потребителей, изменения схем соединений сетей и оборудования.

Все изменения, произошедшие за смену, диспетчер фиксирует в оперативном журнале. Оперативные изменения отражаются на мнемосхеме непосредственно после получения подтверждения о выполнении команды коммутации соответствующего коммутационного аппарата. Технологические изменения отражаются на мнемосхеме после полного окончания работ по

наряду-допуску или распоряжению на производство этих технологических изменений.

При сдаче смены диспетчер отдельным списком указывает все изменения в схеме сетей и оборудования, сообщая о них принимающему смену.

Выверка мнемосхемы по оперативному журналу происходит каждый раз, когда заводится очередной оперативный журнал в связи с окончанием старого. При выявлении несоответствий, они устраняются на мнемосхеме. Так же, при наличии подозрений на неверное положение указателей положения коммутирующих устройств на мнемосхеме диспетчер уточняет информацию о таком коммутационном аппарате посредством оперативного персонала на местах или ОВБ.

Общий вид мнемосхемы представлен на рисунке 1.

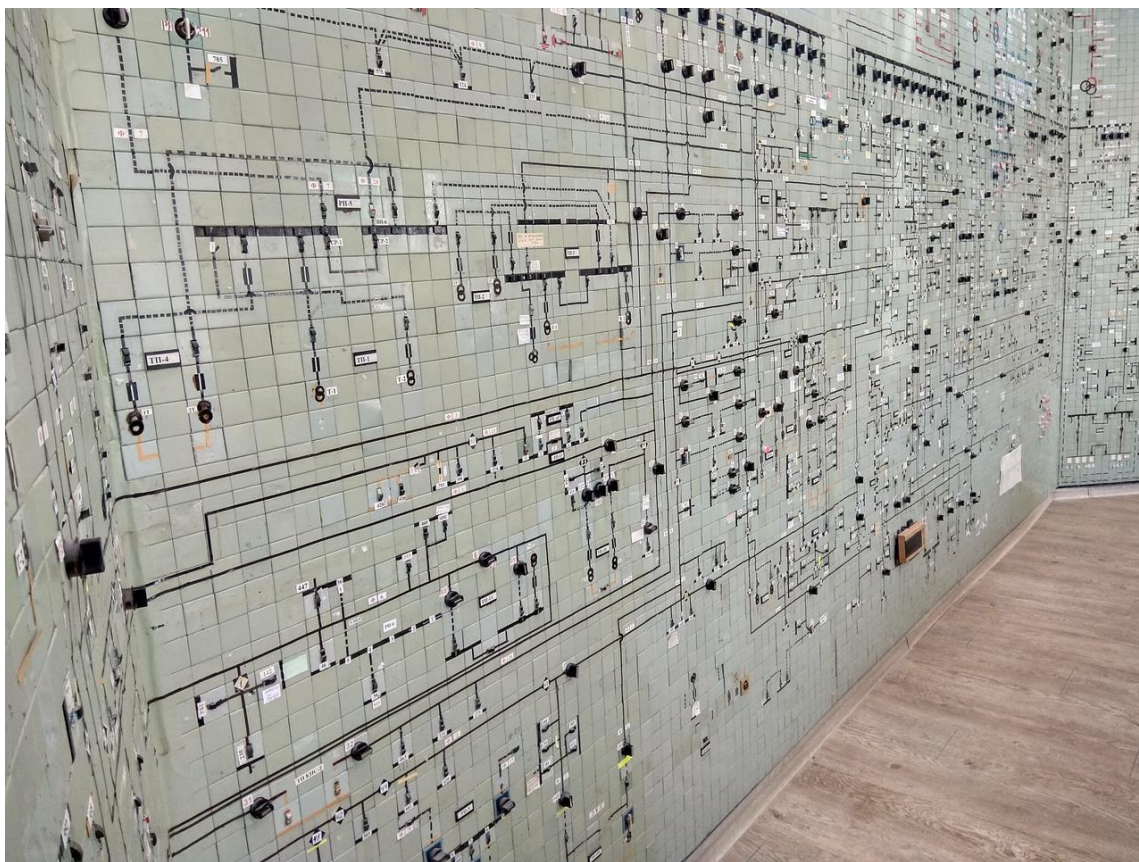


Рисунок 1 – Часть мнемосхемы ЗАО «ЭиСС»

Однако, так как изменения на мнемосхеме производятся вручную дежурным диспетчером, существует вероятность ошибочного указания изменения по злему умыслу или невнимательности. При наступлении такого события мнемосхема перестаёт давать верную информацию о режимах работы сетей до следующей выверки. Такая недостоверность ведёт за собой ошибочное понимание текущего режима работы, ошибочные команды на переключения и отключения коммутационных аппаратов. Это может привести как к незапланированному ошибочному перерыву в электроснабжении потребителей, так и созданию опасности поражения электрическим током электромонтёров, осуществляющих подготовку рабочего места, допуск и, непосредственно работу.

При выполнении переключений диспетчер должен руководствоваться разрешёнными нагрузками на ячейки подстанций, не перегружая линии и не снижая качество электроэнергии ниже допустимых показателей. Большое количество возможных состояний схемы создаёт дополнительные трудности. Например, на рисунке 2 на участок РЯ-205 – РЯ-52 Напряжение может быть подано с Ф-4 ВС, Ф-3 «ВАЗ-4», Ф-8 «ВАЗ-4», Ф-9 «ВС», Ф-10 «ВС», и в особом случае Ф-23 «ВАЗ-5». Это порядка 10 состояний различного коммутационного оборудования только для одного участка, при условии наипростейших схем. Конечно, некоторые вышеперечисленные варианты в работе реально не используются, но сама возможность такого включения присутствует.

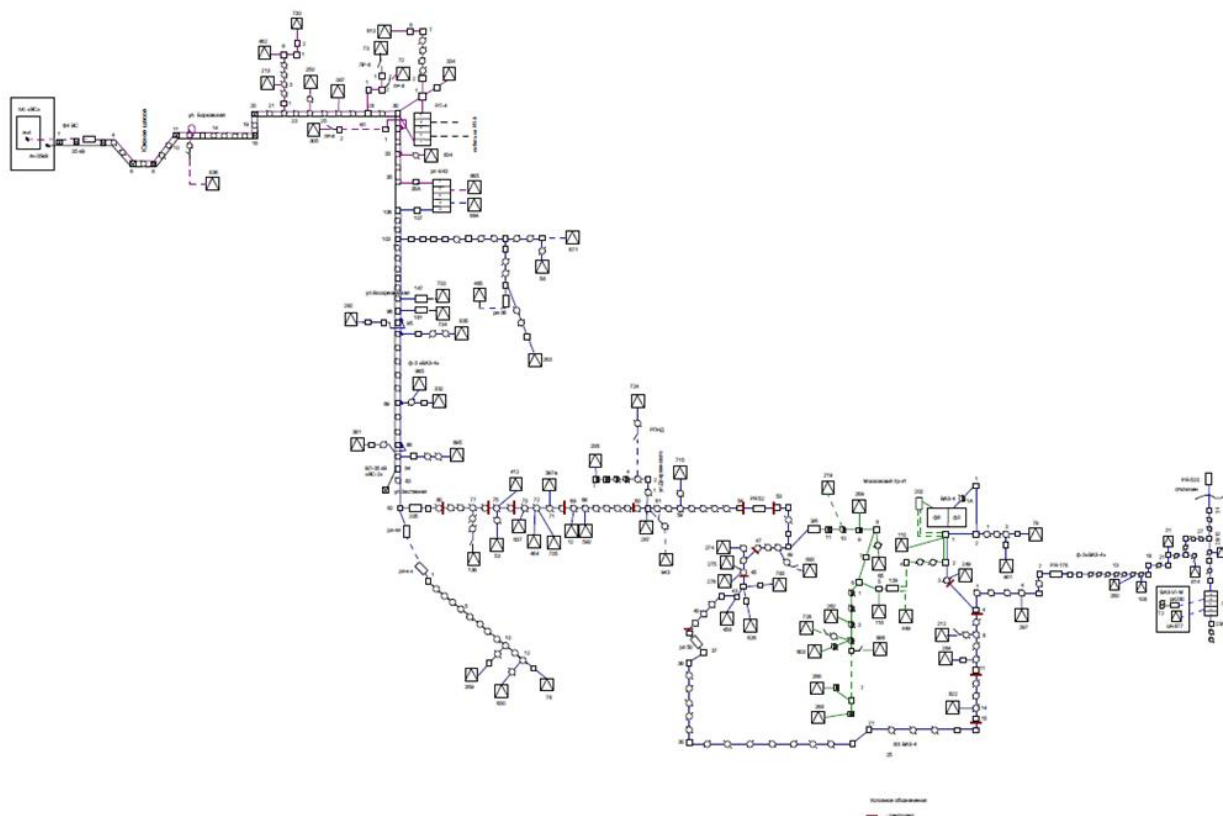


Рисунок 2 – Схема поопорная фидер 4 «ВС», фидера 3, 8 «ВАЗ-4»

Запрещено входить в двойные, тройные и более кратные кольца. В связи с этими причинами к самостоятельному выполнению переключений допускаются лица только с опытом переключений на соответствующих. Лица без данного опыта выполняют переключения под непосредственным руководством начальника ОДС и с помощью инженера по режимам. Это создаёт высокий порог вхождения в полностью самостоятельную работу для дежурного диспетчера.

### **1.1.3 Ведение оперативного журнала дежурным диспетчером**

Ведение оперативного журнала ведётся непрерывно всеми сменами, каждая смена ведёт от записи «Смену принял Фамилия И. О.» до записи «Смену сдал Фамилия И. О.» с подписями напротив этих записей в соответствующих графах. До записи о принятии смены после записи о сдаче смены диспетчер уже не имеет права вносить записи в журнал.

Объём информации, вносимой в журнал, регламентирован в [4]. Полнота выполнения данной инструкции зависит от наличия устройства записи оперативных переговоров. Так как такое устройство присутствует, полнота записей регламентируется внутренним порядком, за исключением вносимых данных о поступивших нарядах-допусках и распоряжениях на производство работ [5].

Записи ведутся в журнал установленной формы [4]. В зависимости от объёма работы, записи могут занимать как несколько строчек, так и несколько листов.

Согласно принятому порядку ведения оперативного журнала дежурного диспетчера в ЗАО «ЭиСС» в оперативный журнал вносятся вся поступившая информация с указанием времени поступления. Это как рапорт оперативного персонала, информация по состоянию электрооборудования, дефекты, отсутствие напряжения у потребителя, аварийные и предупредительные сигналы телеметрии, команды и распоряжения оперативному персоналу, ответ оперативного персонала и информация от них.

В среднем журнал имеет 91-108 листов. Такого журнала хватает в среднем на месяц. После совершения последней записи журналы хранятся 3 года, за исключением журналов, в которых были зафиксированы серьёзные аварийные случаи, повлёкшие за собой значительные перерывы в электроснабжении потребителей или случаи поражения людей электрическим током. Такие журналы хранятся до 30 лет.

Большой объём фиксируемой информации в журнале позволяет восстановить цепочки выдачи и исполнения команд за любой из прошедших 3х лет. Однако, так как журналы пишутся вручную, сбор и обработка статистики сильно затруднена ввиду большого объёма информации, который необходимо обрабатывать вручную. Статистический выборки по отдельным элементам становятся сверхсложной задачей. Отыскание единственного

изменения, единичной записи так же является сверхсложной задачей ввиду обработки огромного количества информации вручную.

#### **1.1.4 Действия в случае обнаружения аварийной ситуации**

Как правило, в распределительных сетях 6-10 кВ аварийные ситуации подразделяются на аварии со срабатыванием релейной защиты и без.

Аварии со срабатыванием релейной защиты – это короткие замыкания или замыкания на землю всех видов и по всем возможным причинам. В случае срабатывания релейной защиты, диспетчер делает соответствующую запись в оперативном журнале, записывая показания телеметрии. Следом, если фидер отходит от подстанции с постоянным дежурным, записывается переданная по телефону информация от дежурного, такая как выпавшие блинкера, показания киловольтметров и амперметров, показания с микропроцессорных устройств релейной защиты (МпРЗА). После получения всей исчерпывающей информации диспетчер отправляет ОВБ на осмотр отключившегося фидера. Если на подстанции отключившегося фидера нет постоянного дежурного, отправляется дежурный монтажник по подстанциям, входящий в состав смен ОВБ.

Авария без срабатывания релейной защиты не может быть определена на рабочем месте диспетчера. Как правило, к таким авариям относятся сильные искрения на электроустановках, обрыв фазного провода без касания заземлённых частей концом со стороны подстанции, сильные провисы и соскочившие с посадочных мест штыревые изоляторы, разрушение критического числа тарельчатых изоляторов в гирлянде изоляторов. Такие аварии определяются посредством звонков потребителей или сообщением через иные диспетчерские службы.

Отправляя бригаду ОВБ, диспетчер сразу выдаёт им команду, как правило это начать осмотр отключившейся линии. Ожидая, когда бригада ОВБ доберётся до отключившегося фидера и произведёт осмотр, диспетчер прорабатывает варианты, при которых авария произошла на каждой секции

поочерёдно, разрабатывая мероприятия по наиболее быстрому возвращению электроснабжения потребителям на смежных с аварийным участках.

Так же, при выявлении аварии в сети диспетчер независимо от времени суток сообщает о ней начальнику ОДС, предоставляя полную информацию по телеметрии, индикации выпавших защит на подстанции и сообщений очевидцев.

При локализации аварии и её участка, диспетчер оценивает состояние схем и принимает решение о включении или не включении электроснабжения потребителей на смежных участках по резервным и аварийным схемам электроснабжения.

При выявлении аварий на нескольких фидерах, отходящих от различных подстанций выявление, локализация и устранение аварий ведётся сначала на фидерах, от которых осуществляется электроснабжение жилых домов и посёлков, далее согласно количества потребителей второй категории, учитывая непрерывность производственного процесса.

Сдавать смену с не устранённой аварией диспетчер имеет право только с разрешения начальника ОДС.

При получении звонка от бригады ОВБ о поражении человека электрическим током диспетчер вызывает скорую помощь к электроустановке, указанной звонившим оперативным работником[6]. Однако, при поражении электрическим током на электроустановках, не привязанных к адресам или городской инфраструктуре (ЛЭП, находящиеся в удалении от зданий и сооружений, имеющих адрес, проходящие, например, по землям сельскохозяйственного назначения или в лесных насаждениях) определить быстро и точно место происшествия и отправить туда скорую помощь невозможно. В таком случае необходимо выполнять уточняющие звонки начальникам служб, монтажникам бригад ОВБ, находящимся на отдыхе, координировать движение кареты скорой помощи с лицом, находящимся на месте происшествия, отвлекая его от реанимационных мероприятий. Последнее недопустимо и выполняется в самых крайних случаях, когда



обозначить место происшествия не удаётся по наименованию электроустановки.

Все аварийные случаи фиксируются в обязательном порядке в оперативном журнале дежурным диспетчером и в журнале аварийных отключений.

### 1.1.5 Принятие, исполнение, учёт входящих заявок по сетям 6-10 кВ

Все движения заявок происходят в программе «техучёт» (рисунок 3).

После всех необходимых операций с заявкой (уточнение схемы, составление программы, согласование потребителей) заявка, принятая в работу, записывается в журнал заявок 6-10 кВ с указанием какому диспетчеру какой смены её выполнять.

Заявки могут быть плановыми, аварийными, оперативными.

Дата/время работ	Плановый	№ заявки	25.12.19	АСКУЭ	Статус	Механизмы
25.12.19 08:35 Новиков А.С. → 25.12.19 09:35 Сквородов А.А.	Плановый	№ 2126	25.12.19	АСКУЭ	Не принято и исполнено	без механизмов
Состояние: опломбировать Р-6кВ КТП 510 Ф2 СБ Цель: установка контрольного учета с трансформаторами тока ответственный Губанов А.Н. гр.V, Липан А.Ю. гр.IV, Шершников В.И. IV						
25.12.19 08:35 → 25.12.19 09:36	Плановый	№ 2125 (гр)	25.12.19	АСКУЭ	Принято и исполнено	без механизмов
Состояние: опломбировать Р-6кВ КТП 482 Ф2 СБ Цель: установка контрольного учета с трансформаторами тока ответственный Губанов А.Н. гр.V, Липан А.Ю. гр.IV, Шершников В.И. IV						
25.12.19 08:36 → 25.12.19 09:37	Плановый	№ 2134 (гр)	25.12.19	АСКУЭ	Принято и исполнено	без применения механизмов
Состояние: опломбировать Р-6кВ КТП 481 Ф2 СБ Цель: установка контрольного учета с трансформаторами тока ответственный Губанов А.Н. гр.V, Липан А.Ю. гр.IV, Шершников В.И. IV						
25.12.19 08:36 → 25.12.19 09:37	Плановый	№ 2133	25.12.19	АСКУЭ	Не подписано начальником подразделения	без механизмов
Состояние: опломбировать Р-6кВ КТП 481 Ф2 СБ Цель: установка контрольного учета с трансформаторами тока ответственный Губанов А.Н. гр.V, Липан А.Ю. гр.IV, Шершников В.И. IV						
26.12.2019 с 09:00 до 12:30	Плановый	№ 2132 (гр)	24.12.19	ЛЭП	Принято и исполнено	без применения механизмов
Соловьев А.В. при наличии документации Состояние: Вывести в ремонт инв.4 РП-11, КТП-817 и 231 Цель: 1.Подключить КЛ-10 кВ в КТП-231 в сторону РР-195 ( КТП-382 Департамент ДХ г.о. Тольятти) 2.Подать напряжение на КТП-382						
24.12.19 13:02 Соловьев А.В. → 25.12.19 09:41	Плановый	№ 2131	24.12.19	ЛЭП	Отклонена	без применения механизмов
Состояние: Вывести в ремонт Ф-26 СБ на участке от респулера на оп.34, оп.1 стп на РР-5)26 Ф-5 ФС Цель: Ремонт ФН РР-5)26						
24.12.19 12:38 → 25.12.19 09:42	Плановый	№ 2130	24.12.19	сл.л/с	Принято и исполнено	1,5 часа без применения механизмов
Состояние: Вывести в ремонт ПП-2 "Техноларк" ЛР-2-110 "Техноларк 2", ЛР-3-110 "Техноларк 2" поочередно со снятия напряжения ВЛ-110 "Техноларк 2" Цель: Плановый ремонт						

Рисунок 3 – Рабочее поле программы «Техучёт»

Плановые заявки сначала проводятся и подписываются в техучёте, затем заносятся в журнал и принимаются в работу. Как правило, по принятой заявке на дату и время исполнения заявки выписывается соответствующим подразделением наряд-допуск. Наряд-допуск регистрируется на местах

оперативного персонала с присвоением номера, затем регистрируется в оперативном журнале диспетчера. Все операции по допуску, прикрытию, закрытию по наряду разрешённой заявки должны быть так же зафиксированы в оперативном журнале диспетчера. После выполнения или не выполнения заявки дежурному диспетчеру необходимо сделать запись в журнале заявок в соответствующей графе, при отписке о неисполнении или отмен заявки необходимо указывать причину.

Аварийные заявки возникают в результате происхождения аварии на электроустановках. В случае, если авария устраняется силами ОВБ, по распоряжению диспетчера, без привлечения ремонтного персонала организации, такие заявки не регистрируются в отдельных журналах и техучёте, кроме оперативного журнала дежурного диспетчера. Если для восстановления электроснабжения необходимо присутствие ремонтного персонала, техники, такая заявка проводится через техучёт и журнал заявок с пометкой «Аварийная» в обычном порядке. Работа по проведённой через техучёт аварийной заявке с применением техники без наряда-допуска запрещена.

Плановые и аварийные заявки подают начальники служб, в зоне ответственности которых будут производиться работы или произошла авария.

Оперативные заявки подаются начальником ОДС. К оперативным заявкам относятся следующие заявки:

- а) на изменения в схеме сетей (оперативные переключения);
- б) на уточнение положения коммутационных аппаратов (выверка схемы);
- в) на внеплановые осмотры электрооборудования;
- г) на отключение питаний КТП, ТП по просьбам или заявкам контрагентов для проведения работ сторонними организациями;
- д) на плановую регулировку напряжения на трансформаторах потребителей.

Оперативные заявки не проводят через техучёт, регистрирую непосредственно в журнале заявок.

## **1.2 Оперативно-выездная бригада**

Оперативно-выездная бригада – подразделение службы ЛЭП, состоящее из оперативно-ремонтного персонала и входящее в группу по оперативной работе и эксплуатации ЛЭП и КТП. ОВБ административно подчинена мастеру службы ЛЭП и, далее по команде, начальнику службы ЛЭП, оперативно – дежурному диспетчеру.

ОВБ работают по 4-х сменному непрерывному графику 4-мя бригадами по 2 электромонтёра и водитель. Так же по штату имеются ещё 4 сменных электромонтёра ОВБ, осуществляющих работу по графику 5/2. Сменные электромонтёры выполняют работу, которую не может выполнять бригада на смене в связи с оперативной занятостью. Так же сменные электромонтёры заменяют членов бригад ОВБ, находящихся в отгуле, больничном или отпуске.

На должность электромонтёра ОВБ принимают лиц со среднетехническим образованием со стажем работы на электроустановках выше 1000В более года и прошедших обучение на рабочем месте.

Электромонтёры ОВБ обязаны:

- а) оперативное и техническое обслуживание оборудования КТП, ТП, ЛЭП, 0,4; 6; 10; 35; 110 кВ;
- б) обеспечение установленного режима по напряжению, нагрузке, температуре и другим параметрам;
- в) режимные оперативные переключения в распределительных устройствах подстанций и в распределительных сетях;
- г) оперативные переключения при ликвидации аварий;
- д) осмотр оборудования;
- е) определение мест и ликвидация повреждений на оборудовании распределительных сетей, щитах и сборках собственных нужд, в

приводах коммутационных аппаратов в цепях вторичной коммутации закрытых и открытых распределительных устройств подстанций;

- ж) подготовка рабочих мест, допуск рабочих к работе, надзор за их работой, приемка рабочих мест после окончания работ;
- з) обеспечение надежного и бесперебойного электроснабжения потребителей при экономичной работе электрических сетей;
- и) оперативное обслуживание распределительных пунктов, трансформаторных подстанций и линий электропередачи распределительных электросетей с обеспечением установленного режима работы по напряжению и нагрузке;
- к) выявление поврежденного оборудования и производство необходимых оперативных переключений для восстановления электроснабжения потребителей в электросетях 6-10 кВ, а также выполнение ремонтно-эксплуатационных работ для локализации аварии в электросетях 0,4-10 кВ, а именно:
  - замена перекидок от КТП до первой опоры ЛЭП 0,4 кВ;
  - замена вязок проводов на штыревых изоляторах ЛЭП 0,4-10 кВ;
  - замена рубильников, автоматов 0,4 кВ и предохранителей 0,4-6 кВ;
  - шунтирование поврежденных разъединителей, автоматов;
  - обрезка оборванных проводов на ЛЭП 0,4-10 кВ;
  - снятие с проводов линий 0,4-10 кВ набросов, ветвей деревьев;
  - ликвидация схлестывания проводов на ЛЭП 0,4-10 кВ;
  - подтяжка контактов в ТП, РП;
- л) производство переключений в электросетях для изменения режима работы, по выводу в ремонт и вводу в работу оборудования, подготовка рабочих мест и допуск бригад к работе

в электроустановках, которые находятся в оперативном управлении ОВБ, наблюдение за работающими, принятие рабочих мест после ремонта;

м) производство периодических и внеплановых осмотров РП, ТП, выполнение замеров нагрузки и напряжения, запись показаний электросчетчиков в ТП, РП и подстанциях без дежурного персонала;

н) выполнение отдельных ремонтно-эксплуатационных работ в электроустановках 0,4-10 кВ. при неполной загрузке персонала ОВБ оперативной работой, а именно:

- внеплановые обходы и осмотры ЛЭП 0,4-10 кВ, верховые осмотры В Л, проверка габаритов, чистка изоляторов, расчистка трассы ВЛ от деревьев и кустарников, замена предупредительных плакатов, при необходимости, нумерация опор;

- осмотр ТП, РП, доливка масла в оборудование, подтягивание и проверка контактов, чистка изоляторов, выполнение необходимых замеров в ТП, РП, замена перегоревших предохранителей;

- устранение на ЛЭП 0,4 кВ повреждений ответвлений к вводу в здание, замена отдельных изоляторов при условии целостности проводов, устранение схлестывания и подтяжка отдельных проводов, замена вязок;

о) ведение оперативной и технической документации [7],[8].

### **1.2.1 Получение команд, разрешений**

Получение команд и разрешений производится посредством телефонной связи или лично, если команда или разрешение выдаётся на оборудование, находящееся в одном здании с диспетчерской.

При получении команды электромонтёр ОВБ обязан повторить команду дословно, подтверждая тем самым что команда услышана

полностью. После повторения электромонтёр обязан сказать, что понял команду и приступает к выполнению, или, в случае, если команда не понятна или неверна, должен указать на это в краткой и точной форме. Выполнять непонятные или заведомо неверные команды диспетчера запрещено [3].

Перед получением команды электромонтёр обязан:

- а) дать подтверждение о готовности к производству работ по разрешённой оперативной или диспетчерской заявке;
- б) проверить состояние схем электроустановки;
- в) зачитать оперативные наименования на коммутационном аппарате, с которым будет производиться работа;
- г) проверить состояние личных защитных средств и средств защиты от поражения электрическим током и электрической дугой.

При предоставлении какой-либо информации диспетчеру доклад должен быть кратким, ясным и понятным, исключая двойное толкование сказанного. При передаче информации электромонтёр обязан называть полные оперативные названия электрооборудования, при описании повреждений и аварий – давать точные сведения о конкретных повреждённых элементах и характерах повреждений.

### **1.2.2 Отслеживание и регистрация изменений в схеме сетей**

Регистрация изменений в схеме сетей производится в оперативном журнале бригадой, которой данные изменения были выполнены.

При работе на электроустановках, находящихся в удалении от диспетчерской ОВБ используют только поопорные схем сетей в силу специфики работы. Информация об актуальном состоянии схемы сетей ОВБ получает только от диспетчера, тем самым, не имея возможности для полной и всеобъемлющей оценки последствий изменений в схеме сетей, так как поопорные схемы не могут отображать положение коммутационных аппаратов, что видно из рисунка 4.

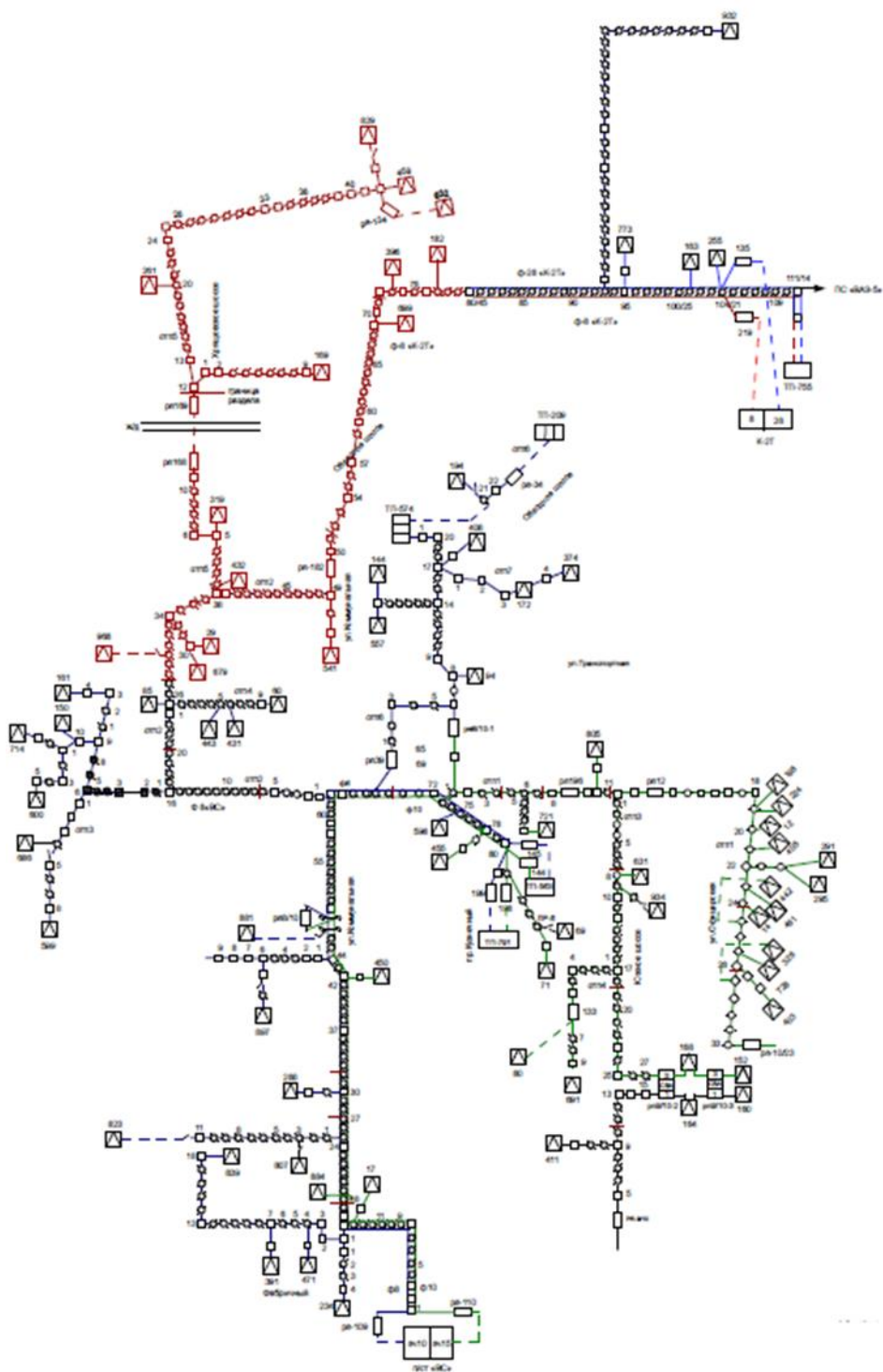


Рисунок 4 – схема поопорная Ф-8, 10 ВС, Ф 8,28 К-2Т

### 1.2.3 Ведение оперативного журнала ОВБ

Ведение оперативного журнала регламентировано так же, как у дежурного диспетчера. Однако, принято записывать меньше информации – а

именно: команды диспетчера, произведённые изменения в схеме, допуск по нарядам и распоряжениям, закрытие нарядов и распоряжений, установка переносных заземлений (ПЗ).

Ведение журнала происходит в течении смены, однако, ввиду высокой оперативной занятости записи не всегда своевременно вносятся. Записи сменных электромонтёров вносятся в конце дня согласно правилам внесения пропущенных записей.

#### **1.2.4 Действия в случае обнаружения аварийной ситуации**

Об аварийной ситуации ОВБ узнаёт двумя способами: от диспетчера и во время осмотров.

Во время осмотров, как правило, выявляются либо значительные дефекты, либо предаварийные состояния, которые необходимо ликвидировать немедленно для предотвращения развития аварии.

От дежурного диспетчера ОВБ получают информацию о телеметрии и краткий пересказ сообщений очевидцев в отношении уже совершившихся аварий.

Распределительные сети ЗАО «ЭиСС» расположены на территории города Тольятти, в промышленной зоне города Тольятти, на землях сельскохозяйственного назначения и в близлежащих посёлках, общей площадью 243,68 км<sup>2</sup>. На этой площади расположены 51 фидер с 1117 потребителями. Это создаёт проблему, когда дорога до аварийной линии может занимать значительное время, порой больше времени поиска, устранения и введения линии в работу.

#### **1.2.5 Принятие, исполнение, учёт входящих заявок**

Заявки ОВБ принимает обрабатывает и исполняет в виде поступающих нарядов от начальников служб.

При поступлении наряда он регистрируется в журнале регистрации нарядов, ему присваивается номер и далее он передаётся дежурному



диспетчеру для регистрации уже дежурным диспетчером в оперативном журнале дежурного диспетчера.

После закрытия наряда-допуска он хранится в течении 30 суток с момента закрытия, за исключением нарядов, при работе по которым произошла чрезвычайная ситуация или несчастный случай – такой наряд приобщается к делу расследования чрезвычайной ситуации или несчастного случая и храниться вместе с делом о расследовании.

При получении наряда-допуска дежурный ОВБ оценивает характер работ, состав бригады, выполняющий работу, участок работы и меры безопасности. Выверка участка работы и необходимых мер безопасности производится по мнемосхеме диспетчерской, если бригада находится на месте постоянного базирования. Если наряд поступает, когда ОВБ находится в удалении от диспетчерской, участок и необходимые меры безопасности выверяются по поопорным схемам, используя телефонную связь для консультаций диспетчера о текущем состоянии тех или иных коммутационных аппаратов. Запрещён допуск без выверки необходимых мер безопасности. При выявлении недостаточности мер безопасности ОВБ не имеют права допускать по такому наряду. Так же, ОВБ может затребовать внесение дополнительных пунктов в необходимые меры безопасности, отказываясь допускать бригаду без внесения дополнительных пунктов. Это создаёт ситуацию, когда для эффективной самостоятельной работы необходимо длительное практическое обучение при работе непосредственно на схеме сетей «в полях».

### **1.3 Дежурные электромонтёры по обслуживанию подстанций 110/35/6, 110/10, 35/6 кВ**

На должность дежурного электромонтёра по обслуживанию подстанций назначается лицо со среднетехническим образованием, прошедшее профессиональную подготовку, соответствующую характеру работ и имеющие 4 группу допуска по электробезопасности [9].

Должностные обязанности:

- а) Обслуживание подстанций напряжением 35, 110 кВII степени сложности;
- б) обеспечение установленного режима по напряжению, нагрузке, температуре и другим параметрам; проведение оперативных и режимных переключений в распределительных устройствах подстанций (ПС); подготовка рабочих мест, допуск работников к работе, осуществление надзора за их работой, приёмка рабочего места во время проведения работ на ПС; проведение оперативных переключений при ликвидации аварийных ситуаций, осмотр оборудования ПС;
- в) выполнение небольших по объёму кратковременных работ по ликвидации неисправностей на щитах и сборках собственных нужд, в приводах коммутационных аппаратов, цепях вторичной коммутации аппаратов, цепях вторичной коммутации закрытых и открытых распределительных устройств ПС;
- г) определение параметров аккумуляторных батарей;
- д) устранение неисправностей осветительной сети и арматуры с заменой ламп и предохранителей;
- е) привлечение к работам по ремонту оборудования в составе бригад по ремонту оборудования;
- ж) наблюдение за состоянием территории, уборка снега, травы; подкрашивание оборудования, восстановление надписей;
- з) наблюдение за чистотой на ОПУ и КРУН;
- и) выявление неисправных предохранителей в трансформаторах собственных нужд и в трансформаторах напряжения, производство их замены.

Дежурные электромонтёры по обслуживанию подстанций подразделяются на электромонтёров, несущих дежурство на подстанциях с высшим напряжением 110 кВи на дежурных электромонтёров.

Дежурные электромонтёры по обслуживанию подстанций, несущие дежурство на подстанциях с высшим напряжением 110 кВ работают по 4-х сменному непрерывному графику строго на подстанциях, к которым приписаны по штатному расписанию.

ОВБ дежурных электромонтёров по обслуживанию подстанций несут основную службу на ПС 110/35/6 ВС, а также на всех подстанциях 35/6 и 35/10 кВ, выезжая туда по оперативным и аварийным заявкам.

### **1.3.1 Получение команд и разрешений**

Получение команд и разрешений происходит посредством телефонной связи согласно[3]. Перед получением команды или разрешения дежурный электромонтёр по обслуживанию подстанций подходит к оборудованию или коммутационному аппарату, указанным дежурным диспетчером и зачитывает полное оперативное наименование, нанесённое на это оборудование или коммутационный аппарат. При подтверждении верности оперативного названия оборудования или коммутационного дежурный электромонтёр получает команду произвести операции с этим оборудованием или коммутационным аппаратом, при этом дежурный диспетчер обязан произнести полное оперативное название оборудования или коммутационного аппарата. Выполнять команды, в которых оперативные названия коммутационных аппаратов и оборудования называется не полностью запрещено. При отсутствии или повреждении надписей, неполноты надписей необходимо передать дефект перед получением команды на работу на данной оборудовании или коммутационном аппарате.

### **1.3.2 Отслеживание и регистрация изменений в схеме сетей 6-10 кВ**

Дежурные электромонтёры по обслуживанию подстанций изменяет схему, согласно указаниям дежурного диспетчера, только непосредственно в точке питания фидеров – отходящих ячейках секций шин 6 кВ и 10 кВ.

Коммутация выключателя отходящей ячейки может происходить двумя способами: в ручном режиме и автоматикой.

В ручном режиме органами управления выключателя оперирует дежурный электромонтёр по обслуживанию подстанций по указанию диспетчера или в случае нештатной ситуации на подстанции (например, пожар).

В автоматическом режиме органами управления выключателя оперирует релейная защита и автоматика, это отключения в случае срабатывания релейной защиты и АПВ.

Все изменения заносятся в оперативный журнал подстанции.

Так же изменения положения коммутационных аппаратов на подстанциях отмечают на оперативных схемах подстанций. На рисунках 5 и 6 показаны отличия однолинейной схем подстанции от оперативной схемы подстанции.

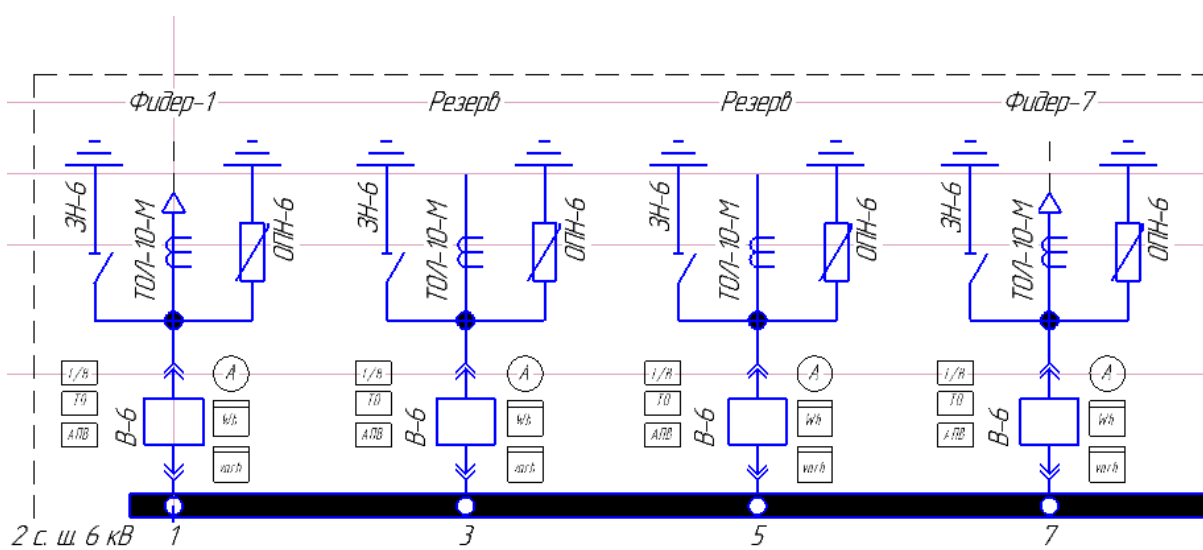


Рисунок 5 – Часть однолинейной схемы подстанции 110/35/6 «СК»

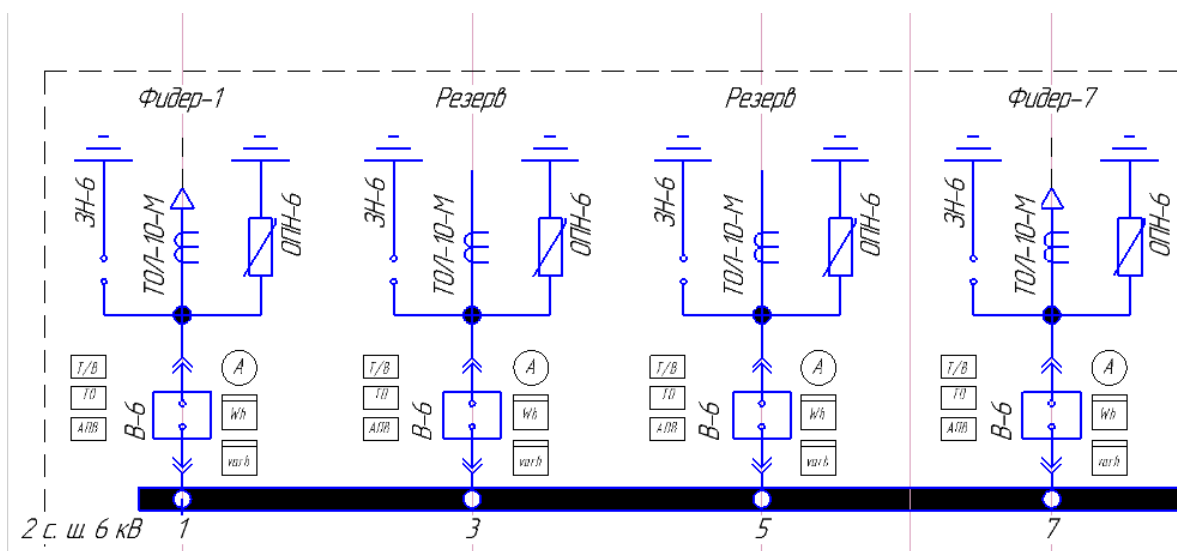


Рисунок 6 – Часть оперативной схемы подстанции 110/35/6 «СК»

Как видно из рисунков 5 и 6, разъединители на схеме заменены на незамкнутую контактную перемычку, такая же добавлена на выключатели. На этой перемычке дежурные электромонтёры по подстанциям указывают положение «включено» – «отключено» коммутационного аппарата посредством соединения контактов линией или рисования поперечной линии между контактами карандашом.

### 1.3.3 Ведение оперативного журнала

Ведение журнала не отличается от таковых в пунктах 1.1.3 и 1.2.3.

Исключение составляет то, что на каждой подстанции ведётся свой оперативный журнал. Таким образом, ОВБ дежурных электромонтёров по обслуживанию подстанций ведёт журнал подстанции 110/35/6 кВ постоянного базирования и всех подстанций 35/6 кВ, 35/10 кВ.

Вся информация по поступившим командам, сигналам, допускам, фиксируется только в журнале той подстанции, к которой относилась информация или действие. При прибытии на подстанцию 35/6 кВ, 35/10 кВ дежурный электромонтёр по обслуживанию подстанций указывает время прибытия и убытия.

### **1.3.4 Действия в случае обнаружения аварийной ситуации**

Обнаружение аварийной ситуации на отходящих фидерах 6-10 кВ производится посредством сигнализации на щите управления на подстанциях 110/35/6 кВ и по сообщению диспетчера, которому приходят сигналы с подстанций 35/6 кВ, 35/10 кВ посредством телесигнализации.

При обнаружении предупредительного или аварийного сигнала дежурный электромонтёр по обслуживанию подстанций фиксирует время, выпавшие блинкера и изменения положения коммутационных аппаратов в оперативном журнале, затем квитирует все выпавшие блинкера и после сообщает всю полноту информации дежурному диспетчеру – какие блинкера выпали, какие квитированы удачно, какие выпали повторно, срабатывание АПВ.

Далее все действия происходят под руководством дежурного диспетчера согласно его команд и указаний.

После 5 аварийных отключений начальник службы подстанций подаёт заявку на текущий ремонт такой ячейки.

### **1.3.5 Принятие, исполнение, учёт входящих заявок**

Принятие, исполнение, учёт входящих заявок происходит аналогично пункта 1.2.5 с учётом того, что регистрация нарядов-допусков в журнале регистрации нарядов и распоряжений производится для каждой подстанции в своём журнале.

Так же, после проведения ремонта или технического обслуживания оборудования подстанции осуществляется запись в журнал ремонта оборудования. В этой записи указывается характер работ и разрешение на ввод оборудования в работу за подписью ответственного лица.

Журналы ремонта оборудования, оперативные и иные журналы, которые относятся к подстанциям 35/6 кВ и 35/10 кВ хранятся в месте постоянного базирования ОВБ дежурных по обслуживанию подстанций.

#### **1.4 Инженер по режимам и ремонтам электрических сетей**

На должность инженера по режимам и ремонтам электрических сетей назначается лицо, имеющее высшее техническое образование и стаж работы от 2х лет. В административном порядке инженер по режимам подчиняется начальнику ОДС[10].

Обязанности инженера по режимам и ремонтам электрических сетей:

- а) обеспечение безопасного, надёжного и экономичного режима работы электроснабжения;
- б) осуществление работы по сбору, систематизации, обработке, анализу исходных данных и подготовке оперативного прогноза по величинам предполагаемых электрических нагрузок на предстоящий период;
- в) анализ динамики величин физической электрической нагрузки (по уровням напряжения), суточных и сезонных графиков нагрузки за характерные периоды года;
- г) учёт и запись в ведомости нагрузок 110/35/6 кВ;
- д) составление ежегодной карты нагрузок на зимний и летний максимумы по точкам поставки и передачи электроэнергии по классам напряжений, по фидерам подстанций в соответствии с нормальным, ремонтным и аварийным режимами работы электросети;
- е) подготовку списков наименее и наиболее загруженных трансформаторов, фидеров по подстанциям 110/35/6 кВ;
- ж) анализ показателей работы электрических сетей в целом и отдельных объектов (подстанций, линий электропередачи и тому подобное), надёжности и экономичности;
- з) анализ работы, определение факторов режимного характера, которые влияют или могут в дальнейшем повлиять на динамику показателей аварийности и экономичности работ оборудования, электрических сетей;

- и) своевременную корректировку нормальных, ремонтных и аварийных режимов работы электроснабжения;
- к) организацию и производство замеров нагрузок на подстанциях 110/35/6 кВ, 110/10 кВ, 35/6 кВ, 35/10 кВ, ТП, РП;
- л) осуществление мониторинга схемы электроснабжения, потребляемой мощности по точкам поставки в соответствии с нормальным, ремонтным и аварийным режимами работы электросети;
- м) сбор и систематизация данных мониторинга схем электроснабжения, внесение их в соответствующие учётные регистры, базу данных; обеспечение, хранение и передачу необходимому кругу пользователей соответствующей информации, в том числе и об объёмах и режимах потребления отдельных групп (категорий) потребителей и отдельных энергоёмких потребителей;
- н) участие в разработке и пересмотре эксплуатационных инструкций, схем и других документов;
- о) постоянное информирование начальника ОДС об обстановке текущего дня и о работе за прошедшие сутки;
- п) исполнение заданий руководства, касающиеся производственной деятельности;
- р) подготовка необходимых справок, отчётов по анализу и прогнозу энергопотребления, фактическим величинам мощности за прошедший период;
- с) разработка и корректировка схемы нормального и аварийного режимов работы;
- т) разработка и корректировка схем электроснабжения, режимов работы электросети в соответствии с графиками ППР службы подстанций, службы ЛЭП и службы РЗАиТ на текущий год



ежемесячно, ежедневно с приложением программ перевода нагрузок;

- у) составление графиков отключения потребителей при введении ограничений энергопотребления и списка абонентов, подлежащих отключению и ограничению при заданных величинах снижения энергопотребления;
- ф) составление отчётности по результатам применения графиков отключения;
- х) составление и отправка отчётности в Минэнерго РФ.

Все данные по нагрузкам и уровням напряжений инженер по режимам и ремонту линий электропередачи получает из программы «Альфа-центр», рабочие поля программы показаны на рисунках 7 и 8.

На рисунке 7 указано рабочее окно программ, где открыт режим выгрузки потребляемой и принимаемой мощности на фидере с интервалом снятия показаний в 30 минут в течении суток. Показания снимаются отдельно для каждого фидера, на котором установлены приборы учёта и средства связи с программным обеспечением.

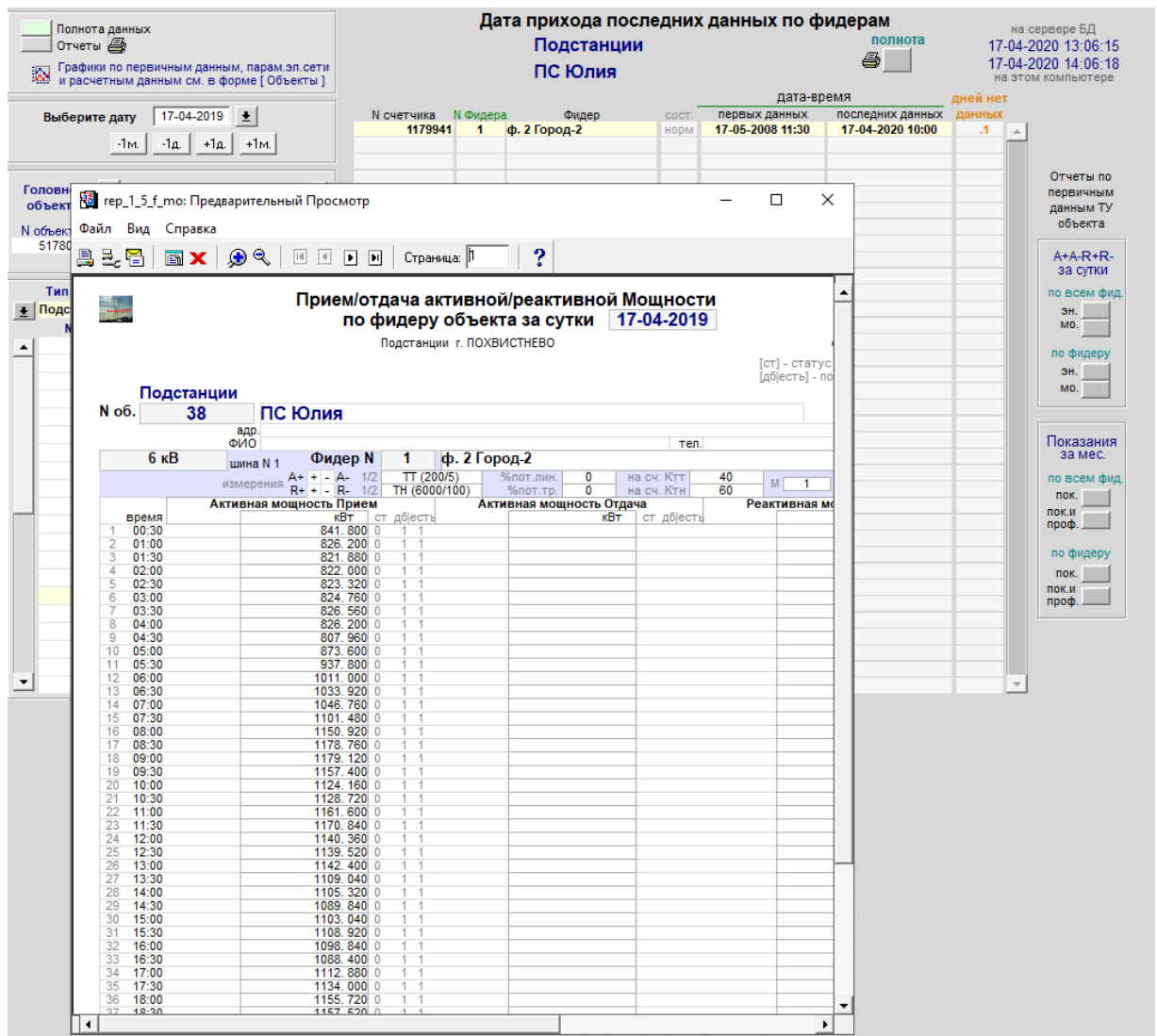


Рисунок 7 – Рабочее поле программы «Альфа-центр», режим выгрузки мощности за сутки по фидерам с интервалом в 30 минут

На рисунке 8 показано рабочее поле режима мониторинга потребления электроэнергии подстанций организации от питающих подстанций с интервалом в 30 минут. За этими данными инженер по режимам и ремонтам электрических сетей следит постоянно в течении рабочего дня, сообщая по мере необходимости об изменениях в нагрузках начальнику ОДС и корректируя режимы работы электросети.

Все данные за прошедшие дни сохраняются в программе, их можно посмотреть в рабочих полях окон программы «Альфа-центр». Для обработки

статистики предусмотрена возможность выгрузки данных за необходимый период в программу Excel. Далее вся статистика обрабатывается вручную.

тип Подстанции	Подстанции	Подстанции	Подстанции	Подстанции	Подстанции	Подстанции
ОбСК	МОНИТОРИНГ	МОНИТОРИНГ	МОНИТОРИНГ	МОНИТОРИНГ	МОНИТОРИНГ	МОНИТОРИНГ
гр. Баланс АЗ (кВтч) по СК	АЗОТ+ЗТСК+КЗТ	АЗОТ+СК+КЗТ	АЗОТ+ЛБ+ВАС	АЗОТ	ВАС	СБ+ВС+СК+КЗТ+ВАЗ3+Е
48	32.8 7	16 893.6 0	21 128.8 0	21 153.0 7	9 845.0 0	2 816.0 7
47	128.0 7	17 176.5 0	21 448.5 0	21 483.0 7	9 955.0 0	2 904.0 7
46	56.8 7	18 233.9 0	23 149.1 0	23 199.0 7	10 395.0 0	2 904.0 7
45	191.2 7	19 040.4 1	24 349.2 1	24 442.0 7	10 870.0 0	2 992.0 7
44	368.0 7	19 637.7 0	24 989.7 0	24 981.0 7	10 945.0 0	2 948.0 7
43	263.2 7	20 359.2 0	25 796.0 0	25 872.0 7	11 440.0 0	3 300.0 7
42	46.4 7	20 986.5 0	26 572.1 0	26 565.0 7	11 825.0 0	3 520.0 7
41	163.2 7	21 294.6 0	26 939.4 0	27 071.0 7	11 935.0 0	3 696.0 7
40	76.8 7	21 733.3 0	27 464.3 0	27 390.0 7	12 210.0 0	3 852.0 7
39	324.8 7	22 095.7 0	27 842.9 0	27 874.0 7	12 430.0 0	3 852.0 7
38	576.0 7	22 708.2 0	28 380.2 0	28 336.0 7	12 760.0 0	3 896.0 7
37	625.6 7	23 241.3 0	28 951.7 0	29 128.0 7	13 200.0 0	3 872.0 7
36	885.6 7	24 164.6 0	29 923.0 0	30 041.0 7	13 805.0 0	3 872.0 7
35	895.2 7	24 742.4 0	30 579.2 1	30 778.0 7	14 190.0 0	3 960.0 7
34	817.6 7	25 143.9 0	31 102.3 0	31 097.0 7	14 465.0 0	3 960.0 7
33	852.0 7	25 566.0 0	31 534.0 0	31 625.0 7	14 905.0 0	3 916.0 7
32	781.6 7	25 549.5 0	31 675.9 0	31 713.0 7	14 905.0 0	3 828.0 7
31	819.2 7	25 507.9 1	31 728.7 1	31 889.0 7	14 905.0 0	3 696.0 7
30	1 094.4 7	26 035.3 0	32 068.9 0	32 153.0 7	15 345.0 0	3 696.0 7
29	478.4 7	25 622.0 1	31 743.6 1	31 867.0 7	15 455.0 1	3 652.0 7
28	470.4 7	25 792.3 0	31 745.9 0	31 735.0 7	15 675.0 0	3 740.0 7
27	953.6 7	26 185.0 0	32 183.4 0	32 263.0 7	15 675.0 0	3 652.0 7
26	859.2 7	25 808.6 0	31 813.4 0	31 944.0 7	15 400.0 0	3 852.0 7
25	747.2 7	26 058.7 0	32 087.5 0	32 109.0 7	15 565.0 0	3 740.0 7
24	344.0 7	25 496.9 1	32 104.9 1	32 087.0 7	15 015.0 0	3 564.0 7
23	337.6 7	25 782.2 1	32 660.6 1	32 681.0 7	15 125.0 0	3 520.0 7
22	226.4 7	26 893.2 0	34 102.8 0	34 155.0 7	15 895.0 0	3 608.0 7

Рисунок 8 – Мониторинг общих нагрузок электросетевой организации в программе «Альфа-центр»

## 1.5 Техник оперативно-диспетчерской службы

На должность техника назначается лицо, имеющее среднетехническое образование [11].

Должностные обязанности:

- согласовывает с потребителями отключение электроэнергии согласно заявок служб;
- корректирует оперативные, поопорные схемы, мнемосхему под руководством дежурного диспетчера;
- ведёт контроль за своевременным устранением дефектов электрооборудования;

- г) принимает участие в разработке и пересмотре эксплуатационных инструкций, схем и других документов;
- д) постоянно информирует начальника ОДС об обстановке текущего дня и о работе за прошедшие и на последующие сутки;
- е) выполняет работы по заданиям руководства, касающиеся производственной деятельности;
- ж) организывает взаимный обмен списками лиц, имеющих право ведения оперативных переговоров и переключений, списков персонала для проезда на территорию предприятий потребителей, ежегодно до 25 декабря;
- з) принимает участие в разработке и пересмотре инструкций о взаимоотношениях с потребителями.

Одна из основных задач техника ОДС заключается именно в согласовании плановых отключений электроэнергии с потребителями. Согласование происходит накануне, по текущим заявкам за сутки, по крупным – за несколько дней.

Согласование аварийной заявки производится непосредственно перед отключением электрооборудования.

### **1.6 Начальник оперативно-диспетчерской службы**

На должность начальника ОДС назначается лицо с высшим техническим образованием и стажем работы не менее 5 лет, причём 3 из них – в должности диспетчера [12].

Обязанности начальника ОДС:

- а) организует работу оперативно-диспетчерской службы по круглосуточному оперативному управлению работой объектов электрических сетей (подстанций, линий передачи электрической энергии, распределительных пунктов и тому подобных);
- б) подготавливает графики дежурств диспетчерского персонала по оперативно-диспетчерской службе;

- в) осуществляет общий контроль приёмки-сдачи оперативных дежурств, процесса оперативного управления в районе электрических сетей и оказывает помощь дежурным диспетчерам ОДС при возникновении напряжённой оперативной обстановки;
- г) осуществляет контроль ведения непрерывного оперативного контроля режима работы сетей, подстанций и основных сетевых объектов, параметров передаваемой электрической энергии;
- д) осуществляет контроль оперативных переключений;
- е) осуществляет контроль разработки режимов работы основной сети и отдельных объектов сетей на предстоящий период и составление рабочих схем основной сети при нормальных, аварийных режимах, послеаварийных ремонтных режимах работы;
- ж) утверждает у ответственного за электрохозяйство, рассматривает, организует проработку на вывод в ремонт (отключение) оборудования электрических сетей в части подготовки требований по выполнению необходимых режимных мероприятий, обеспечивающих устойчивую работу основной сети, бесперебойное и качественное электроснабжение потребителей;
- з) организует проведение постоянной работы с персоналом службы и персоналом других подразделений с целью поддержания его в постоянной оперативной готовности;
- и) участвует в работе комиссий по расследованию аварий и несчастных случаев, проверке знаний у оперативного персонала;
- к) осуществляет подбор кандидатов для последующего обучения и выдвижения на должность диспетчера оперативно-диспетчерской службы;
- л) обеспечивает подготовку оперативных схем включения и другой оперативной, технической документации для вводимых в работу

- сетей, подстанций, участвует в их комплексном опробовании оборудования и их дальнейшей эксплуатации;
- м) утверждает у ответственного за электрохозяйство вывод в эксплуатацию оборудования, находящегося в диспетчерском ведении других сетевых организаций;
  - н) проводит противоаварийные и противопожарные тренировки диспетчерскому персоналу службы и оперативному персоналу других подразделений;
  - о) участвует в подготовке и реализации мероприятий по ограничению и отключению потребителей от электрической энергии;
  - п) контролирует своевременную разработку и пересмотр должностных, по охране труда, производственных инструкций, оперативных схем, режимных указаний для персонала службы, программ подготовки диспетчерского персонала службы;
  - р) контролирует состояние охраны труда, трудовой и производственной (диспетчерской) дисциплин в службе, обеспечивает своевременное устранение выявленных нарушений.

### **1.7 Взаимодействия со службами ЛЭП, подстанций, КТП и сетей 0,4 кВ, РЗАиТ, ИТ и АИИСКУЭ**

Взаимодействие со службами происходит в текущем порядке работ в течении смены. Дежурный диспетчер передаёт дефекты руководителям служб, которые обнаруживает в ходе работы. Дефекты заносятся в журнал дефектов, при передаче ответственному лицу дежурный диспетчер делает запись с указанием даты и времени, а также фамилии ответственного лица, который принял дефект. По устранению дефекта начальник службы производит отписку в журнале дефектов об её устранении.

Также в ходе смены диспетчер консультируется по вопросам, входящим в зону ответственности начальников и мастеров служб.

Так же, при ремонте ячеек на подстанциях, настройке и ремонте релейной защиты дежурному диспетчеру необходимо получать устное подтверждение от мастеров и начальников служб ПС и РЗАиТ о разрешении на ввод в работу оборудования после ремонта.

### **1.8 Получение, учёт и работа со схемами ТП, РП, КТП, ЛЭП**

Согласно [5], оперативные и иные схемы должны находиться на рабочем месте оперативного персонала.

После утверждения проекта или принятия оборудования от сторонней организации схемы выверяются, уточняются и утверждаются в проектном отделе. Далее схемы на бумажных носителях (распечатанные) передаются в ОДС.

В ОДС схемы сортируются по категориям (ЛЭП по напряжению, РП, ТП, КТП, сети 0,4 кВ, подстанции) и помещаются в соответствующие папки. Уточнение схем непосредственно на местах ведётся путём исправления на бумажных носителях, до момента накопления критических изменений или отыскания серьёзных неточностей и получения новой схемы.

Так же стоит отметить, что получение актуальных контактов связи потребителей происходит через отдел транспортировки энергоресурсов (ТЭС). Они собирают весь пакет документов, включая контактные данные, структурируют и передают далее необходимым отделам. Однако, дальнейшие изменения контактных данных этот отдел не отслеживает.

### **1.9 Общая процесс работы распределительной сети 6-10 кВ**

Процесс оперативного управления и эксплуатации распределительной сети является непрерывным.

Он заключается в круглосуточном мониторинге уровня напряжения в точке начала отходящей линии и на присоединениях потребителей. На основании этого начинается первичная корректировка режима работы, но обычно она заключается в регулировке коэффициентов трансформации силовых трансформаторов на питающих подстанциях и у потребителей.

Начальники служб подают заявки на производство работ, согласно своим графикам, выявленным дефектам, аварийности. Заявки утверждаются ответственным за электрохозяйство и передаются в ОДС. В ОДС поступившие заявки проверяют на возможность исполнения, согласно текущему режиму работы сети и оперативной загруженности персонала. При невозможности выполнить заявку в текущие дату и время по причине загруженности оперативного персонала или особенностей режима работы сети, заявку могут перенести или отменить по инициативе ОДС. Заявки согласовываются техником с потребителями и записываются в журнал заявок с указанием смены дежурного диспетчера, на смену которого выпали дата и время выполнения заявки. Для подготовки рабочего места согласно заявке, зачастую необходимы дополнительные оперативные переключения. Эти переключения записываются в журнал заявок как оперативная заявка от начальника ОДС, и выполняется либо накануне даты и времени заявки, либо непосредственно перед заявкой. Это ещё один этап корректировки режима.

Аварии в сети вынуждают запитывать потребителей на смежных с аварийным участках (по необходимости и возможности) по резервным и аварийным схемам, что тоже является важной частью корректировки режима.

Все эти корректировки режима работы сети происходят под руководством начальника ОДС и контролем инженера по режимам и ремонтам электрической сети. Они составляют, рассчитывают и утверждают нормальные, аварийные и резервные режимы. Так же инженер по режимам и ремонтам электрической сети постоянно наблюдает за нагрузками в сети и уровнями напряжения, передавая оперативные заявки на изменение схемы сети согласно текущей ситуации, однако считая нормальным режимом ранее утверждённый.

Таким образом, процесс управления режимами распределительной сети 6-10 кВ заключается в своевременном выполнении ремонтных и монтажных заявок, предотвращении, ликвидации и устранения последствий аварий, при



этом осуществляя надёжное, бесперебойное электропитание остальных потребителей согласно нормам качества электроэнергии.

### **1.10 Выводы по разделу 1**

Распределительные сети 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС» являются сетью I степени сложности [14].

Общий анализ работы выявил следующие проблемы:

- а) большая площадь расположения распределительной сети при отсутствии на поопорных схемах точных расположений электрооборудования;
- б) длина дороги бригады ОВБ службы ЛЭП на большинстве участков занимает длительное время, отыскание места повреждения или осмотр ЛЭП осуществляется по пути, который порой длиннее фидера в разы, что тоже занимает длительное время;
- в) сбор статистики по переключениям оборудования, по дате и времени изменения положения коммутационных аппаратов, по изменению схемы сети затруднён;
- г) мониторинг нагрузок по текущему режиму работы, а также обработка статистических данных ведётся вручную непрерывно в течение рабочего дня, и прогнозируя на ночь согласно статистики предыдущих периодов и опыта работы;
- д) расчёт режимов работы ведётся в меньших вариациях, чем они существуют в сети, ввиду сложности просчётов и ограничений по уставкам релейной защиты на подстанциях с высшим напряжением 110 и 35 кВ;
- е) влияние человеческого фактора на ведение оперативных переключений, оперативных записей, учета бригад и установленных переносных заземлений;

- ж) в случае необходимости запитывания потребителей по схемам, не используемым в утверждённых режимах необходима работа не только дежурного диспетчера, но также начальника ОДС и инженера по режимам и ремонту электрической сети, что затруднительно в ночное время и ведёт к увеличению времени аварийного простоя линии;
- з) расположение электрооборудования на частной территории затрудняет доступ при осмотрах и отыскании места повреждения на линиях;
- и) бригаде ОВБ службы ЛЭП затруднительно верно и точно оценивать последствия команд дежурного диспетчера на переключения коммутационных аппаратов на линиях при большой оперативной загруженности.

Выявленные проблемы не являются критическими, они во многом стараются быть нивелированы инструкциями и правилами, но возрастание сложности сети, а, следовательно, потока информации, необходимого для эффективных эксплуатации и оперативного управления всё равно создают высокую нагрузку на оперативный персонал.

Так же, были выявлены общие для различных типов аварий действия персонала и команды. Которые возможно перенести в чёткие алгоритмы для автоматизации процессов.

## **2 Предложения по модернизации распределительных сетей 6-10 кВ ЗАО ЭиСС в активно-адаптивную сеть**

Активно-адаптивная сеть предполагает, что любой активные элемент управляется в режиме реального времени из пункта управления посредством физических или радио сетей [15]. Таким образом, необходимы следующие классические уровни оборудования:

- а) Аппаратный уровень – на этом уровне находятся коммутационные элементы подстанций и различные датчики;
- б) Сеть первого уровня – это сеть внутри подстанций между аппаратным уровнем и сервером подстанции;
- в) Уровень подстанций – на этом уровне находятся сервера подстанций с определённым ПО, которое собирает данные со своих аппаратных уровней, систематизирует и отправляет в обработанном виде на следующий уровень;
- г) Сеть второго уровня – это сеть между серверами подстанций и центральным пунктом управления (ЦПУ);
- д) Центральный пункт управления – это верхушка пирамиды управления активно-адаптивной сетью, сюда стекаются данные со всех подконтрольных пунктов, здесь информация обрабатывается, на основе информации выдаются команды управления.

Наглядно данная схема представлена на рисунке 9.

Недостатком данной схемы является её быстроедействие. Основная проблема в том, что органы измерения находятся непосредственно на местах (группа датчиков на аппаратном уровне), так же, как и органы коммутации, а органы управления – в центральном пункте управления. Таким образом, сигнал о неисправности идёт сначала по сети 1го уровня на сервер подстанции, там обрабатывается, и отправляется в ЦПУ. Там на основании сравнения данных с допустимыми пределами формируется и отправляется

команда на отключение коммутационного аппарата. Хотя это и происходит всё со скоростью сигнала, однако проблема в том, что отправлять данные в незашифрованном виде нельзя в связи с угрозой перехвата и подмены. Необходимо использовать шифрование[17].

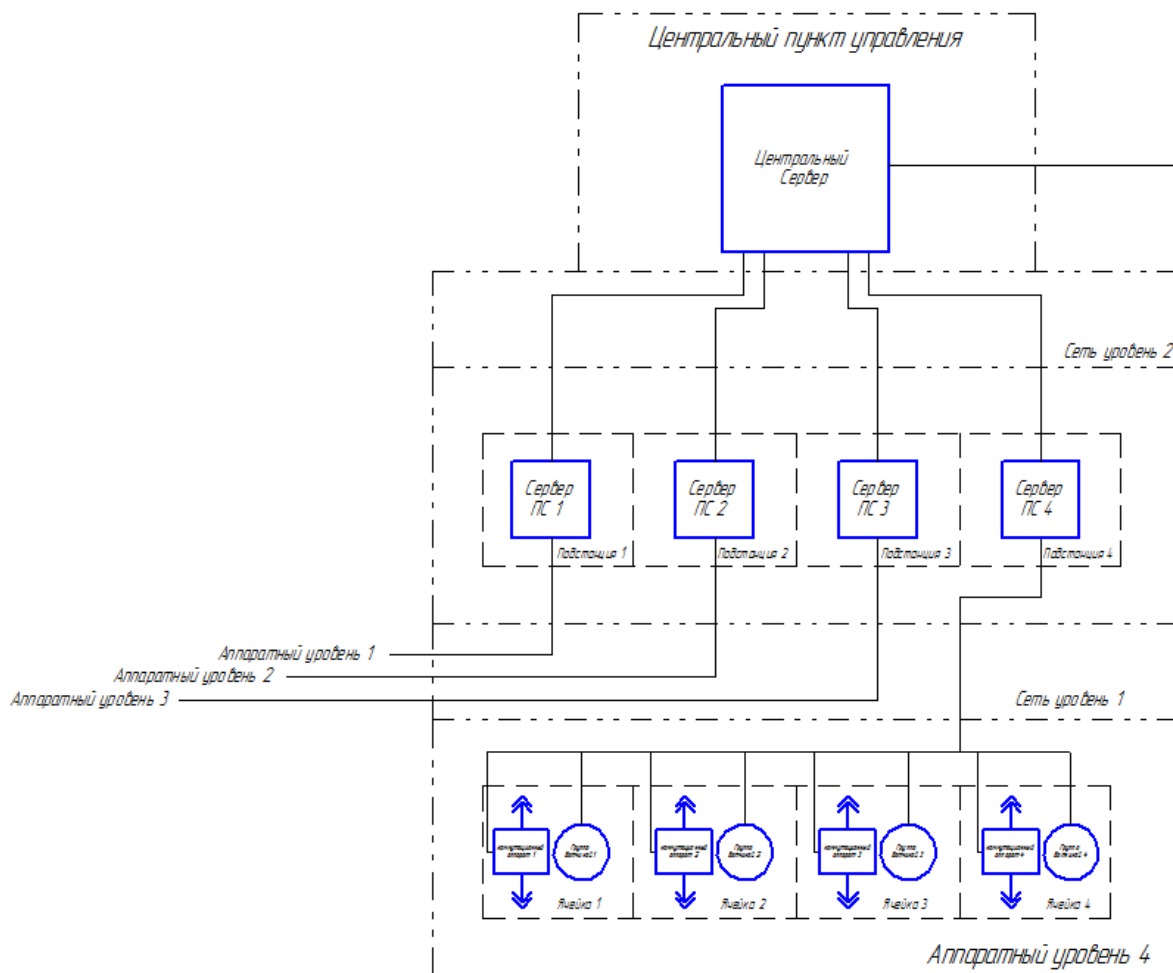


Рисунок 9 – схема «3 уровня, 2 сети»

Проблема шифрования и быстродействия остро стоит в сфере энергетики[16]. Схемы западных коллег предполагают именно упрощение сети и уход от аппаратов защиты на местах, возлагая эту функцию на ПО[17]. В этом случае задержка сигнала очень критична для быстродействия защиты электросети, и шифрование формата IEC 62351 показали себя в плане быстродействия не с лучшей стороны [18]. Применение таких методов, как

гомоморфное шифрование и иные специфические виды шифрования улучшают ситуацию, но она всё равно не так хороша в плане надёжности, как устройства РЗА [19].

В данном случае предлагается использовать немного более громоздкую схему – на коммутационных аппаратах подстанций необходимо устанавливать микропроцессорные приборы РЗиА последнего и предпоследнего поколения типа «ЭКРА БЭ2505А 0XXX», которые имеют возможность объединяться в сеть посредством витой пары и коннекторов RJ-45. Применении на аппаратном уровне данных приборов позволяет использовать в управляющих сетях end-to-end шифрование, когда уникальные ключи шифрования формируются непосредственно на передатчике и приёмнике сигнала. Задержка сигнала (пинг) будет присутствовать размером вплоть до нескольких секунд, но это не будет критичным для сигналов управления, а быстроедействие отключения аварий будут обеспечивать микропроцессорные аппарат РЗиА на местах.

Так же на аппаратный уровень добавятся коммутационные аппараты пунктов секционирования и реклоузеров комплектных трансформаторных подстанций.

## **2.1 Подготовка сетей 6-10 кВ для модернизации**

Подготовка распределительных сетей 6-10 кВ подразумевает, что все коммутационные аппараты будут заменены на устройства с телеуправлением. Такими устройствами предлагается использовать реклоузеры. Реклоузер — устройство автоматического управления и защиты воздушных ЛЭП на основе вакуумных выключателей под управлением специализированного микропроцессора[33]. На данный момент реклоузеры начинают активно внедряться [20] и в силу своих особенностей отлично подходят для управления режимами работ распределительных сетей 6-10 кВ[21].

Реклоузер, используемый в сетях ЗАО «ЭиСС» показан на рисунке 10, это аппарат ZW32 фирмы «TESTAR».

Выключатели предназначены для работы в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинальным напряжением 12 или 24 кВ.

Основные функции:

- а) Проведение токов в нормальном режиме работы;
- б) Защиты электрических цепей и потребителей от токов короткого замыкания и токов перегрузки;
- в) Оперативных включений и отключений электрических цепей;
- г) Автоматическое отключение поврежденных участков;
- д) Автоматическое повторное включение;
- е) Автоматический ввод резервного питания;
- ж) Проведение самодиагностики;

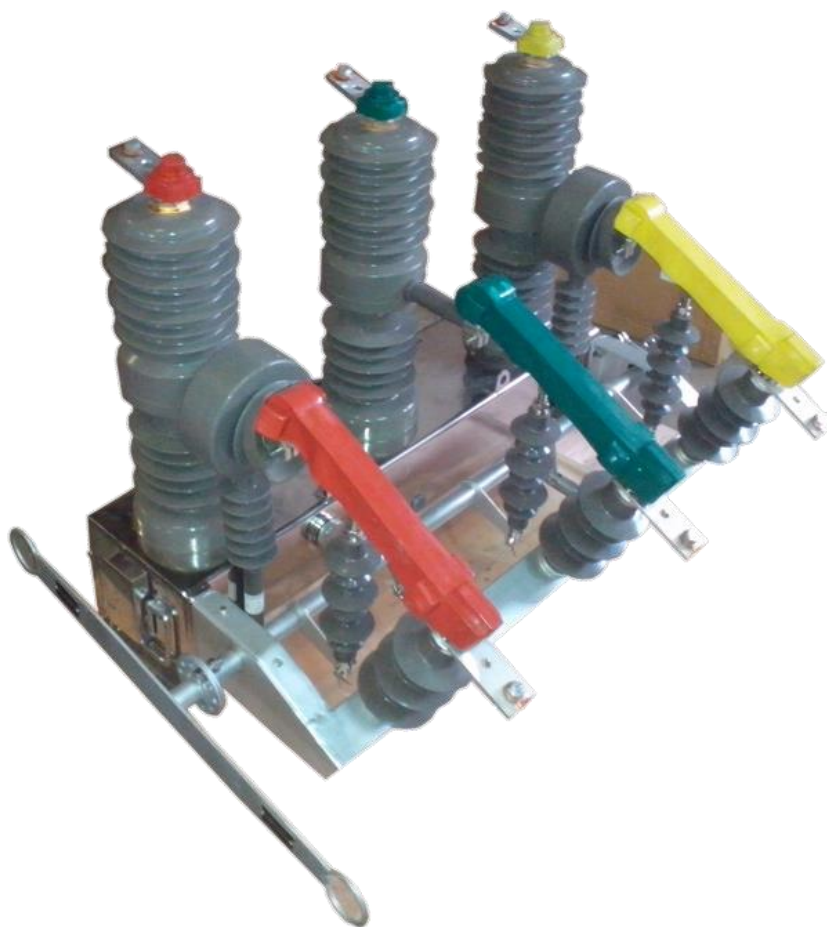


Рисунок 10 – Реклоузер

- з) Передача информации о состоянии выключателя и параметрах передаваемой электрической энергии при совместной работе с щитом управления.

Однако, на данный момент комплекты релейной защиты в данных устройствах не используются, так как такая защита с используемыми микропроцессорными устройствами релейной защиты будет не селективна.

Предлагается их использовать в дальнейшем для построения активно-адаптивной сети в силу возможности телеуправления этими аппаратами из центрального пункта управления (ЦПУ).

Все пункты секционирования на линиях необходимо заменить на реклоузеры, так же необходимо установить реклоузеры на шлейфа отпаяк на КТП и вводов в ТП потребителей. Это позволит управлять из ЦПУ не только секционированием сети, но отключать отдельно потребителей III категории электроснабжения и вводы потребителей II категории электроснабжения из ЦПУ.

Так же, при эксплуатации реклоузеров на линиях с релейной защитой была выявлена проблема, что МТО реклоузера бесполезно при наличии МТЗ на ячейке подстанции. На данный момент реально эта функция не используется, предлагается так же её не использовать, а вывести сигнал с трансформаторов тока на сигнал по телеуправления в ЦПУ.

Помимо технического оснащения линий необходимо подготовить IT-инфраструктуру: установить сервера на подстанциях и ЦПУ, проложить линии оптической связи и настроить канал радиосвязи (Internet), объединить в сеть в строгой иерархии коммутационные аппараты, устройства РЗА, сервера на подстанциях и в ЦПУ. Так же необходимо написать соответствующее программное обеспечение, используя искусственный интеллект и нейросети, о которых речь пойдёт ниже.

Модернизация ячеек подстанций секций шин 6-10 кВ представляет большую трудность в связи с невозможностью единовременного отключения питания всех потребителей на данной секции шин. Предполагается монтаж

новых секций шин с необходимыми устройствами МПРЗиА параллельно с работающими секциями, затем после электротехнических испытаний и измерений новых секций осуществляется переподключение фидеров на новую секцию согласно графика работ. На весну 2020 года модернизация закончена на подстанции 110/35/6 «СК» и подстанции 35/6 «ВАЗ-5». Подстанция 110/10 «Автозаводская» была введена в эксплуатацию уже с необходимыми приборами МПРЗиА. Таким образом, необходимо произвести модернизацию на следующих подстанциях: 35/6 «Северная», 35/6 «Южная», 35/6 «ВАЗ-4», 110/35/6 «СБ», 110/10 «Технопарк», 110/6 «Выселки», 35/6 «Нижний Шлюз», 35/6 «Дачная», 110/35/6 «ВС», 110/6 «К-2Т», а также замена подстанций 35/6 «К-2» и 35/10 «ВАЗ-6М» на РП соответственно 6 и 10 кВ.

Так же в конечный план необходимо включить систему управляемого «умного» освещения территорий подстанций [27]

## **2.2 Требования к работе искусственного интеллекта**

Искусственный интеллект (ИИ) — свойство интеллектуальных систем выполнять творческие функции, которые традиционно считаются прерогативой человека; наука и технология создания интеллектуальных машин, особенно интеллектуальных компьютерных программ[22]. ИИ будет отвечать за сбор и хранение первичных данных, общую работу взаимодействия связки оператора – машины, автоматически управлять сетью на основе производимых всем управляющим комплексом вычислений.

Вторым важным звеном в управлении активно-адаптивной сетью выступает нейронная сеть.

Нейронная сеть (также искусственная нейронная сеть, ИНС) — математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма[23]. Нейронная сеть необходима для сортировки входящих



данных, выполнения структуризации, вычисления зависимостей, составления прогнозов по работе сети на основании предыдущих периодов, выполнение классификации полученных данных, общего адаптивного управления.

Наиболее эффективно будет использовать сеть радиально-базисных функций ввиду того, что обучение данной сети является смешанным, что является важным фактором использования нейросетей в электроэнергетике. На первом этапе сеть обучается учителем до момента, когда сможет начать эффективное самообучение в заданных учителям рамках, улучшая алгоритмы расчётов[24].

Работая в тандеме, ИИ и нейросеть смогут эффективно выполнять задачи по удержанию экономичного и надёжного режима электроснабжения потребителей, улучшая алгоритмы вычисления с четкой и нечёткой логикой. Устанавливать границы показателей качества электроэнергии, а также основные сценарии и разрешения на корректировку должна оперативно-диспетчерская служба. За наполнение базы данных – проектный отдел и группа эксплуатации электрических сетей.

В совокупности ИИ и нейросеть хоть и осуществляют управление совместно, у них должны быть различные функции – нейросеть отвечает за сравнение и анализ входящих данных с различных датчиков и камер, выдавая сигналы с рекомендациями ИИ и/или диспетчеру, то есть в основном отвечая за нечёткую логику. Получая данные с осциллограмм аварийных ситуаций, фотографии, теплограммы, дефектограммы и прочее с камер и различных приборов, нейросеть будет всё эффективнее и быстрее определять характер и степень повреждения линии при аварии, что во много раз ускорит отыскание места повреждения.

ИИ в свою очередь действует в рамках чёткой логики, получая от нейросети и диспетчера уже конкретные данные, которые удовлетворяют нахождение только в одной из двух категорий.

Такого типового программного обеспечения не существует, к тому же нейросеть необходимо обучать на конкретных данных. Для заказа написания

ПО необходимо составлять техническое задание. В рамках данной работы написание полноценного технического задания невозможно, описание основных блоков ИИ и разделов системы будет описано ниже.

### 2.2.1 Блок управления

Первым и основным блоком является Блок управления. Он получает эталонные данные, на основании которых он даёт команды блоку анализа и блоку выдачи нарядов. По факту, данный блок является просто интерфейсом между ядром программы и оператором программы, преобразуя входящие сигналы информации в сигналы команд нижестоящим блокам. Так же блок управления согласует регламентные и вне регламентные отключения, отстраивая аварийные ситуации от плановых отключений.

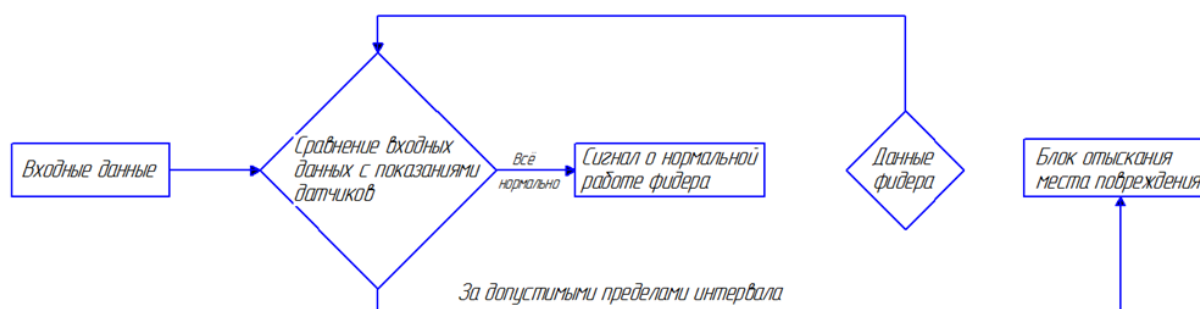


Рисунок 11 – Блок анализа

Получая набор входящих эталонных данных, блок анализа сравнивает их с показаниями датчиков фидера, как показано на рисунке 11. Если данные фидера укладываются в предельно допустимый интервал эталонных данных, система отправляет сигнал о нормальной работе фидера. Данные с датчиков фидера сравниваются непрерывно-дискретно с установленным временным интервалом. Как только какой-то показатель выходит за пределы допустимого интервала модуль сравнения данных выдаёт сигнал об аварии и отправляет сигнал в блок отыскания места повреждения.

Основными показателями будут являться сила тока и напряжение. Второстепенными – частота для введения АЧР и нагрузки по всем

присоединениям. Получая данные с пунктов секционирования, система анализирует показания этих величин для определения повреждений линии, таких как металлическое симметричное и не симметричное короткое замыкание, замыкание на землю, обрыв провода, в том числе обрыв с КЗ и землёй. За определение конкретного вида повреждения отвечает нейросеть, обучаясь различать данные осциллограмм аварий и показания датчиков.

Так же в этом блоке должны рассчитываться и отслеживаться на основании нагрузок данные о графике временного ограничения потребления и графике аварийного ограничения. Эти данные должны рассчитываться по вводу от регионального диспетчерского управления (РДУ). Вводными являются данные по мощности, которые необходимо освободить в течении максимум 20 минут. Расчёт должен производиться с учётом текущей схемы адаптивного режима и являться приоритетным перед остальными. Данные по тому, какие фидера и потребители будут отключены в случае введения одного из режимов должны быть доступны непрерывно и рассчитывать в режиме реального времени непрерывно.

Так же в блоке управления должны присутствовать возможности по заданию параметров текущего режима, параметров для ручной коррекции режима, в том числе с отложенным исполнением. Исполнение корректировок режима по параметрам, введённым вручную должно подтверждаться начальником ОДС и инженером по режимам и ремонтам электрических сетей.

### **2.2.2 Блок отыскания места повреждения и предотвращения развития аварий**

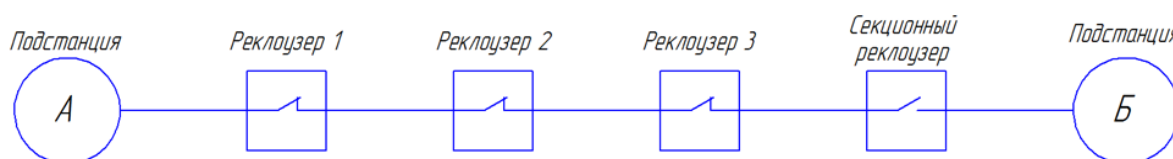


Рисунок 12 – Схема секционирования сети, пример

На рисунке 12 указан пример схемы для объяснения работы программных блоков отыскания места повреждения, дронов и выдачи нарядов. На схеме имеется подстанции А и Б, выдающие напряжение в сеть 6 кВ. Так же, со стороны подстанции А фидер секционирован тремя реклоузерами, включенными по нормальной схеме. Между фидерами присутствует секционный реклоузер, отключенный по нормальной схеме. Таким образом, получаются 4 интересующих нас участка с координатами А-1, 1-2, 2-3, 3-РС.

При получении входного сигнала аварии и аварийного отключения фидера от короткого замыкания на подстанции А блок отыскания места повреждения начинает работу, как показано на рисунке 13. Анализируя датчики реклоузера-1 блок считывает либо положительный сигнал срабатывания датчиков тока, либо отрицательный. При отсутствии сигнала срабатывания датчика высокого тока реклоузера один блок определяет повреждение на участке А-1 и отправляет сигнал реклоузеру один на отключение. При несрабатывании реклоузера-1 выводится ошибка, при срабатывании отправляется сигнал на включение секционному реклоузеру. При несрабатывании секционного реклоузера отправляется сигнал ошибки, при срабатывании – загружаются координаты А-1 в блок дронов, выводится сообщение о неисправности на этом участке.

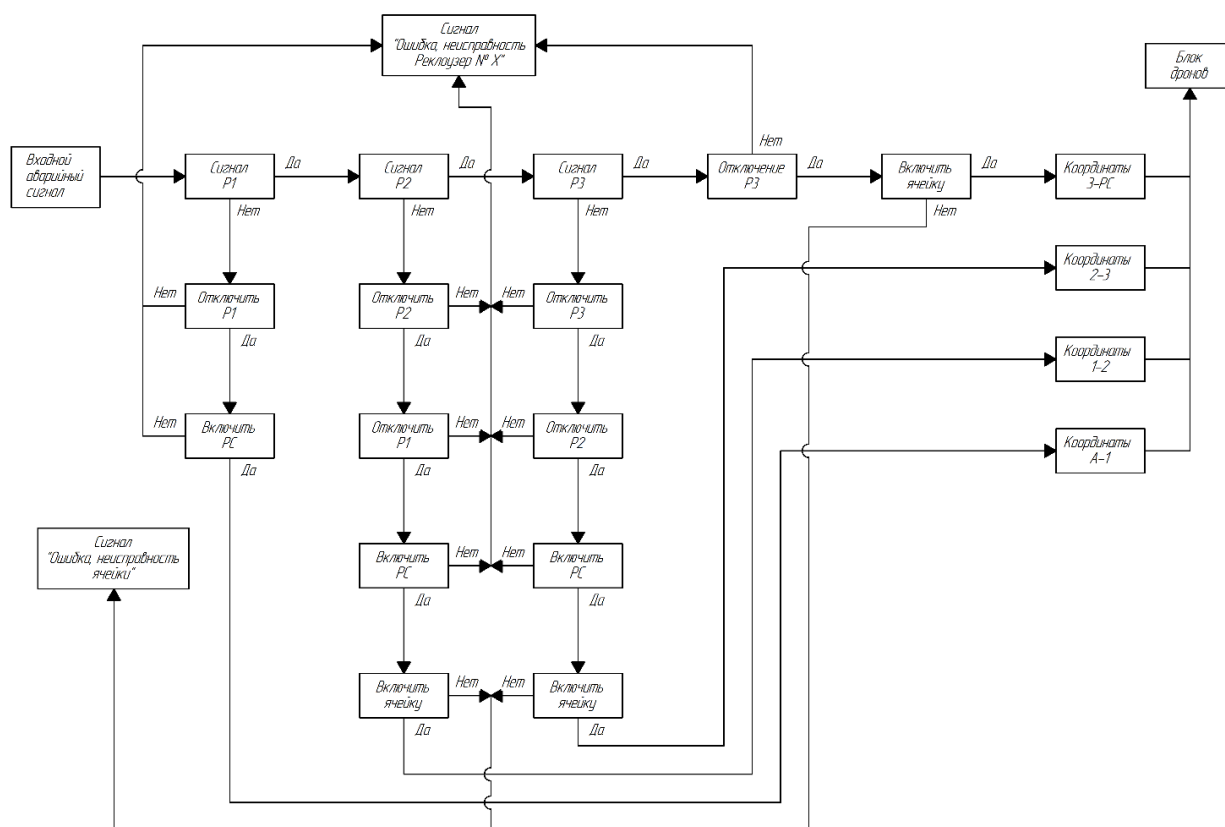


Рисунок 13 – Блок отыскания места повреждения

При получении сигнала с реклоузера-1 блок считывает сигнал с реклоузера-2. При отсутствии сигнала с реклоузер-2 блок отправляет сигнал на его отключение, затем на отключение реклоузера-1, затем включение секционного реклоузера. При несрабатывании хоть одного выводится ошибка, при срабатывании всех отправляется команда микропроцессорном устройству РЗиА (МРЗиА) на подстанции сквитировать (квитирование – подтверждение о приёме или передаче информации, в релейной защите означает съём аварийного или предупредительного сигнала, возвращение реле в исходное состояние) ошибки и включить выключатель ячейки. При несрабатывании выключателя выводится ошибка, при включении блоку дронов отправляются координаты 1-2.

При получении сигнала с реклоузера-1 и реклоузера-2 блок считывает сигнал с реклоузера-3. При отсутствии сигнала с реклоузера-3 блок отправляет сигнал на его отключение, затем на отключение реклоузера-2,

включение секционного реклоузера. При несрабатывании хоть одного выводится ошибка, при срабатывании всех отправляется команда микропроцессорном устройству РЗиА (МРЗиА) на подстанции сквитировать ошибки и включить выключатель ячейки. При несрабатывании выключателя выводится ошибка, при включении блоку дронов отправляются координаты 2-3.

При получении сигналов срабатывания датчиков тока с реклоузера-1, реклоузера-2 и реклоузера-3 блок отправляет сигнал на отключение реклоузера-3, при несрабатывании его выводится ошибка. При срабатывании реклоузера-3 отправляется команда микропроцессорном устройству РЗиА (МРЗиА) на подстанции сквитировать ошибки и включить выключатель ячейки. При несрабатывании выключателя выводится ошибка, при включении блоку дронов отправляются координаты 3-РС.

Данный процесс при отсутствии ошибок является быстродействующим, даже учитывая пинг в 10-20 секунд, на отыскание повреждённого участка уйдёт не более 2-х минут против минимум получаса при традиционной работе ОВБ ЗАО «ЭиСС». Это означает, что необходимые переключения и запитывание потребителей, находящихся на отключенных, смежных с аварийным, участках, произойдёт так же намного быстрее.

Второй функцией данного блока является отыскания места однофазного и многофазного замыкания на землю.

Так как с определением земли на секции шин, трансформаторе напряжения и отходящих линий существует проблема. Когда земля определяется не строго на аппарате защиты конкретного участка, а на смежных, то алгоритм поиска будет осуществляться не полностью в автоматическом режиме в силу особенностей. Для описания данного блока возьмём за пример ЗРУ-6 кВ подстанции «СК», показанное на рисунке 14. Примем что все фидера на 2 секции шин секционированы согласно рисунка 12. На рисунке 15 отображён алгоритм поиска земли в сети 6 кВ при появлении сигнала «Земля в сети 6 кВ» на МПРЗиА ячейки № 7.

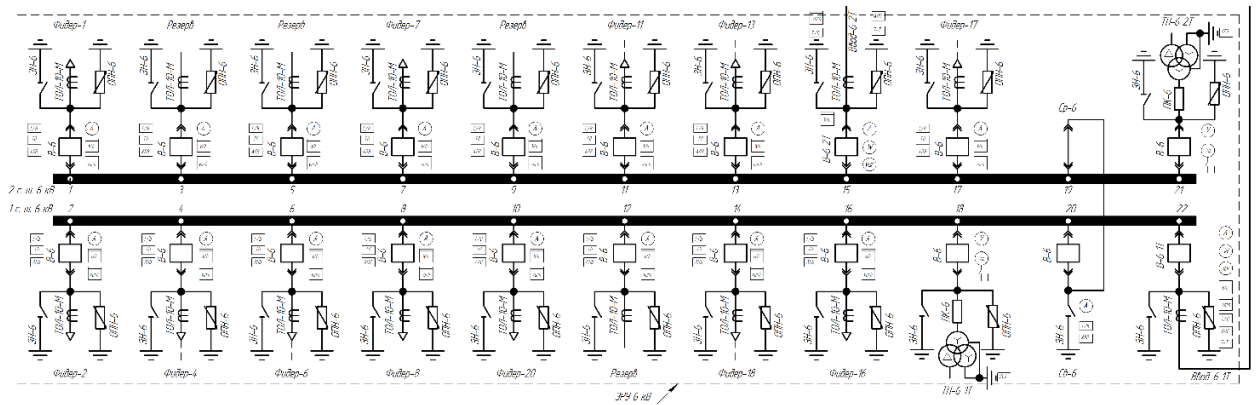


Рисунок 14 – ЗРУ 6 кВ подстанции «СК»

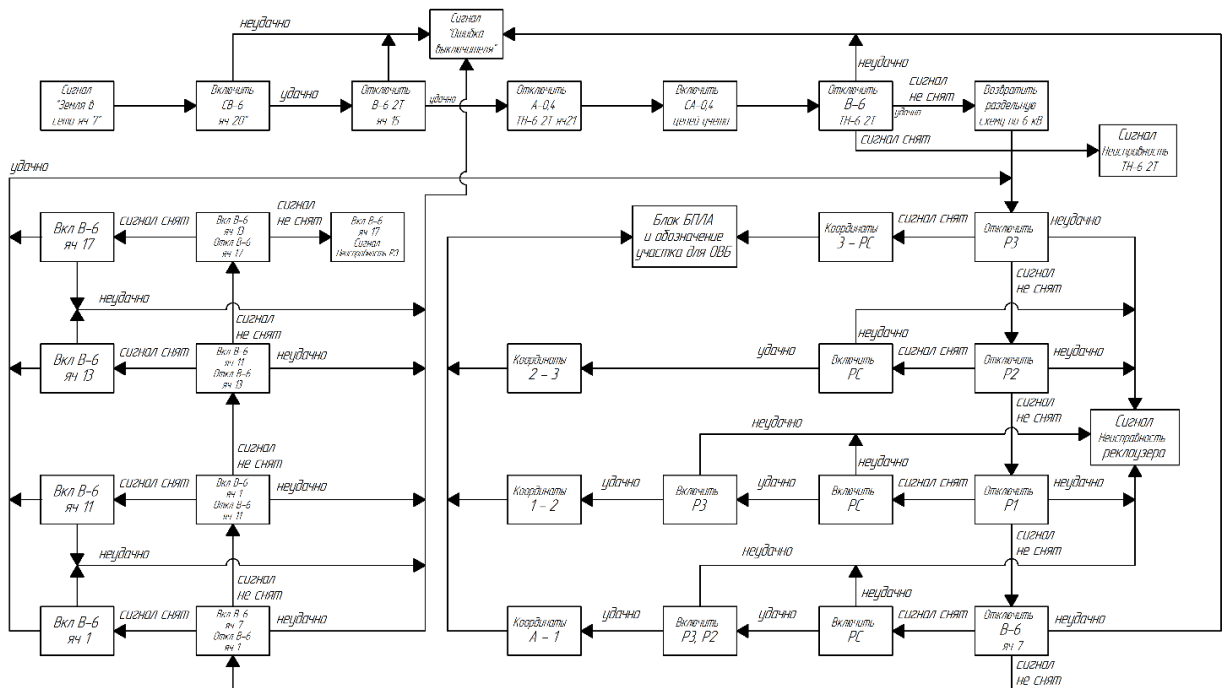


Рисунок 15 – Алгоритм отыскания и замыкания на землю в сети 6 кВ

При появлении предупредительного сигнала «Земля в сети 6 кВ» на ячейке №7 ИИ начинает алгоритм поиска замыкания на землю.

Начало алгоритма происходит с проверки ТН-6 кВ 2 секции шин, для этого в автоматическом режиме включается секционный выключатель 6 кВ в ячейке № 20 и отключается В-6 2Т в ячейке 15. Затем, ИИ выдаёт команду дежурному на подстанции отключить автомат 0,4 кВ на ТН 2 секции шин, получает подтверждение через интерфейс дежурного электромонтёра

подстанции и только затем включить секционный автомат 0,4 кВ цепей учёта. Получив подтверждение о включении секционного автомата цепей учёта ИИ продолжает выполнять алгоритм в автоматическом режиме. Отключается В-6 ТН 2Т в ячейке № 21, сигналы квитуются. При удачном квитировании и проверки контроля изоляции (проверяются фазные и линейные напряжения по 6 кВ) подаётся сигнал дежурному диспетчеру о том, что на подстанции СК ТН 2Т на повреждении.

Если сигнал не квитировался, то возвращается аналогичным алгоритмом с участием дежурного электромонтёра нормальная схема электроснабжения потребителей.

Далее в автоматическом режиме отключается реклоузер 3 фидера 7, квитуются сигналы. При удаче фиксируются координаты участка 3 – РС и отправляются в блок БПЛА, а также бригаде ОВБ. При неудачном квитировании отключается реклоузер 2. При удачном квитировании включается секционный реклоузер и отправляются координаты участка 2-3 в блок БПЛА и бригаде ОВБ. При неудачном квитировании отключается реклоузер 1. При удачном квитировании включается секционный реклоузер, реклоузер 3 и отправляются координаты 1-2 в блок БПЛА и бригаде ОВБ. При неудачном квитировании отключается В-6 ячейки № 7. При удачном квитировании включается секционный реклоузер, реклоузеры 3 и 2, отправляются координаты А-1 в блок БПЛА и бригаде ОВБ. При неудачном квитировании схема фидера возвращается в нормальный режим, и начинают поочерёдно кратковременно отключаться остальные ячейки секции шин, которые были в работе в данный момент.

При удачном квитировании сигнала при отключении одной из ячеек на отходящем фидере этой ячейки проводится алгоритм поиска повреждённого участка. Если при последовательном поочерёдном отключении всех ячеек сигнал земля в сети не пропал, то тогда ИИ отправляет сигнал дежурному диспетчеру о неисправности релейной защиты на подстанции, считая что фидера в работе и всё нормально, далее до отписки начальника службы РЗиА



считая защиту от ЗОЗЗ выведенной и на местах и рассчитывая самостоятельно токи нулевой последовательности. В данном случае ИИ будет резервировать релейную защиту.

Так же в данном блоке необходим интерфейс, выводящий нагрузки по всем фидерам пофазно, отслеживая в режиме реального времени изменения нагрузки по фазам. Это необходимо для немедленного обнаружения обрыва провода ВЛ 6 кВ без замыкания на землю.

### **2.2.3 Блок работы беспилотных летательных аппаратов**

Блок работы БПЛА отвечает за вывод дронов на маршрут, автопилотирование и отслеживание энергетического ресурса машин, находящихся в режиме ожидания.

Для эффективной работы необходимо по 2 дрона на каждый фидер подстанции, й основной и 1 резервный. Однако, инфраструктуру под такое количество машин будет сложно построить на ограниченной территории подстанций, необходимо учитывать допуски по приближениям к конструкциям и частям электроустановок, находящихся под напряжением. Оптимально будет иметь 1 основную машину на подстанцию и две резервных.

Открытым остаётся вопрос по энергопитанию дронов – использовать машины с двигателем внутреннего сгорания, или электрические. Этот вопрос необходимо просчитывать при разработке детального проекта.

В качестве полезной нагрузки на дроны необходимо установить камеры высокого разрешения, тепловизоры и электронно-лучевые дефектоскопы. Это позволит максимально полно проводить осмотры ВЛ и присоединений.

Алгоритм вывода дрона на маршрут показан на рисунке 16.

При получении координат производится запуск двигателя основной машины, если этого не происходит, то выводится ошибка с указанием машины и запускаются двигатели резервной. Если ни одна из машин не

смогла запустить двигатели, то формируется заявка начальнику службы, отвечающему за эксплуатацию и техническое обслуживание БПЛА.

При удачном запуске интерфейс работы с дронами проводит тест носимого оборудования и запрашивает у дежурного диспетчера подтверждение вылета по полученным координатам. Дежурный диспетчер может разрешить вылет, запретить, или внести корректировку в координаты.

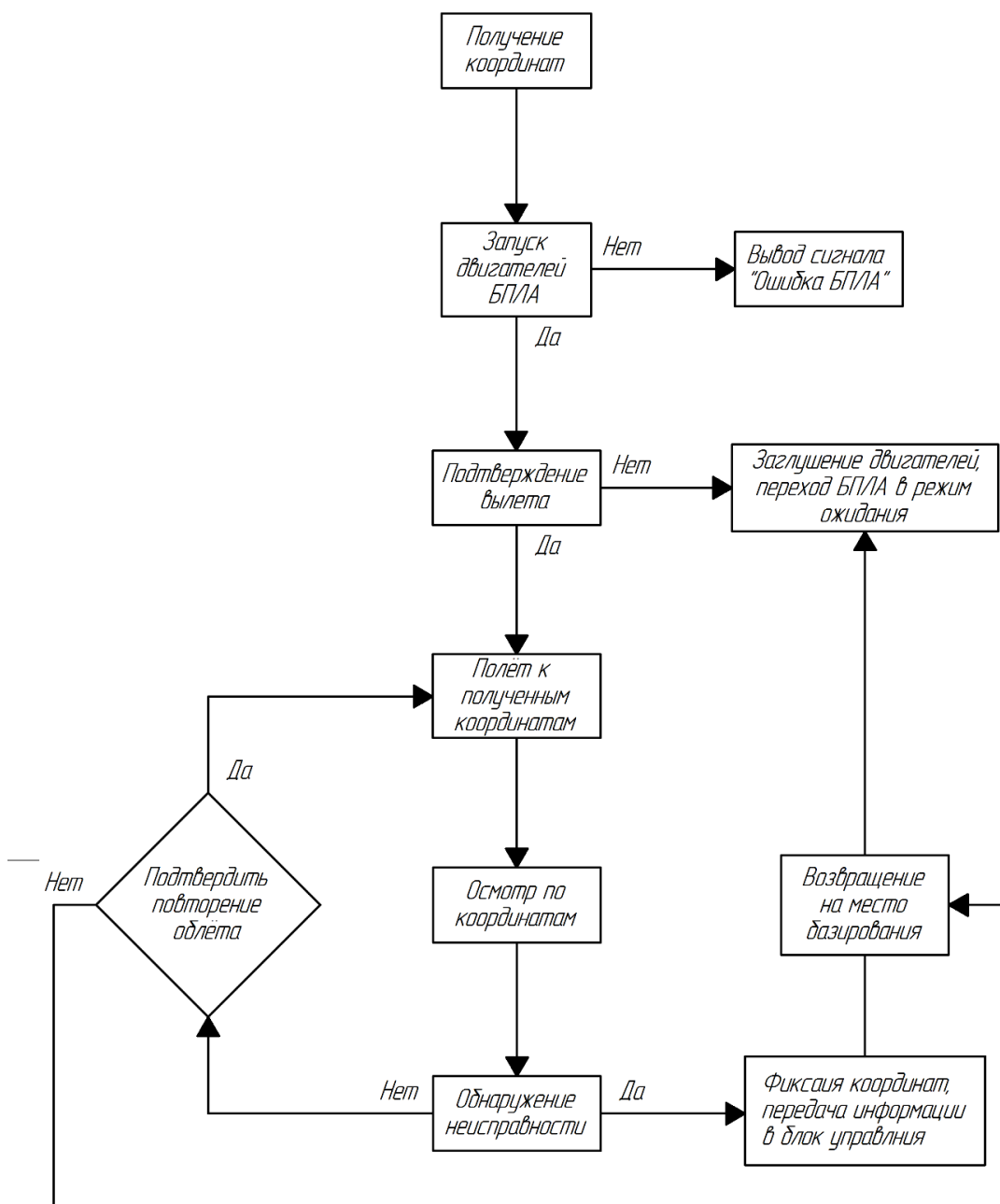


Рисунок 16 – Алгоритм вывода дрона на маршрут

При подтверждении вылета БПЛА направляется в крейсерском режиме к точке начала координат повреждённого участка, достигнув её, с подтверждения дежурного диспетчера включается необходимое носимое оборудование и производится облёт повреждённого участка. Видеоряд с оборудования в режиме реального времени отправляется в интерфейс управления БПЛА дежурному диспетчеру, так же видеоряд обрабатывается нейросетью. При нахождении неисправности нейросетью все данные фиксируются, нейросеть определяет степень повреждения, необходимое оборудование для ремонта, отправляет данные в блок выдачи нарядов и переключений для формирования наряда (в не рабочее время) или начальнику службы ЛЭП (в рабочее время). В случае, если нейросеть не смогла обнаружить или распознать повреждение, блок запрашивает разрешение на повторный облёт. Так же диспетчер может прервать осмотр вручную. При подтверждении окончания осмотра участка дрон возвращается на место постоянного базирования и уходит в режим ожидания.

Так как для БПЛА весом выше 250 граммов необходимы регистрация и получение разрешения на вылет от ФСБ и Росавианадзора (или местных органов самоуправления) [25], необходимо разработать маршруты и составить полётные карты для каждого из фидеров.

Маршрут должен пролегать строго в охранной зоне ВЛ, на высоте не более чем 20 метров от верхних габаритов опор. Согласование и утверждение маршрутов необходимо производить раз в год.

Для осуществления полётов в автоматическом режиме необходимо согласовать разрешение с ФСБ и Росавианадзором на не ограниченное количество вылетов по статичным утверждённым маршрутам с уведомлениями о вылете. При подтверждении вылета БПЛА должно формироваться уведомление о маршруте, номере БПЛА, осуществляющем вылет, предельные высоты по маршруту. По окончании полёта так же формируется и отправляется в автоматическом режиме уведомление о номере борта, времени нахождения в воздухе, записи геолокации полёта.

#### **2.2.4 Блок выдачи нарядов и ведения переключений**

Данный блок необходим для формирования нарядов в автоматическом режиме и ручных переключений.

При поступлении заявки нейросеть оценивает участок и указанные технические мероприятия по подготовке рабочего места. На основании полученных данных формируется наряд согласно утверждённой структуры с учётом работников, находящихся на рабочих местах, в отпусках, на дежурстве в выходные и праздничные дни.

Так же данный блок запрещает автоматическое переключение коммутационных аппаратов, отключенных (включенных) по наряду или вручную.

Все действия по подготовке рабочего места допускающим, производителям работ и ответственным руководителям ИИ выдаёт автоматически через интерфейсы взаимодействия, не выдавая следующей команды до подтверждения выполнения предыдущей.

При выполнении переключений в сети вручную ИИ должен выдавать рекомендации по текущему режиму и по оптимальному расчётному режиму работы сети.

#### **2.3 Ведение оперативных журналов**

Ведение оперативных журналов должно быть интегрировано в интерфейсы пользователей как журнал событий. Записи ведутся в автоматическом режиме, отмечая все взаимодействия внутри системы управления. Ответственные лица, а также лица, находящиеся на дежурстве могут вносить дополнительные записи, или комментировать записи, сделанные системой в течении их смены.

Все события должны быть разбиты по категориям. Для разбития по категориям удобнее всего будет система пиктограмм и различия по цвету текста или фона события.

Необходимо в интерфейсе журнала заложить систему поиска по ключевым словам, фамилиям дежурных, номеров нарядов и распоряжений, оперативных наименований оборудования, операций с оборудованием, даты и времени. Вывод результатов должен быть в хронологической последовательности, направленной назад в прошлое. То есть ближайшие события вверху списка, наиболее отдалённые – в конце. Это позволит собирать статистику и делать выборку по любому из элементов, формируя результаты согласно запросам.

#### **2.4 Интеграция геоинформационной системы**

Геоинформационная система (географическая информационная система, ГИС) — система сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных (географических) данных и связанной с ними информации о необходимых объектах[26].

Подразумевается, что поопорные схемы будут объединены с картографической системой Yandex или Google, создавая удобный интерактивный инструмент управления и мониторинга активно-адаптивной сети. Используя данную ГИС, можно будет получить информацию о любом объекте сети, состоянии коммутационного оборудования, показатели качества электроэнергии в точках установки оборудования отслеживания показателей качества электроэнергии.

Так же необходимо в выпадающем меню объекта сделать выноски журнала событий – ремонты, изменения оперативного названия, операции с коммутационными аппаратами.

С помощью ГИС будут отслеживаться передвижения БПЛА, ремонтных бригад и бригад ОВБ.

Изменения в интерактивную схему в ГИС вносятся уполномоченными лицами согласно установленным правам пользователей.

Так же интеграция ГИС позволит в полной мере раскрыть функцию расчёта расстояния до места повреждения в МПРЗиА. Эта функция

адекватно работает только на прямых линиях, без ответвлений. С ответвлениями возможны точки по указанным расстояниям не только на основной линии, но и на отпайках. ИИ ГИС будет указывать эти точки сразу на карте, что совместно с БПЛА упростит отыскание места повреждения.

## **2.5 Система доступа к системе управления на рабочем месте**

В качестве системы доступа предлагается создавать аккаунты пользователей внутри системы. Доступы пользователей будут осуществляться через интерфейсы взаимодействия на персональных компьютерах с предустановленным ПО, смартфонах и планшетах с установленными приложениями.

Для быстрого доступа при пересменке дежурных на местах и доступа к помещениям можно использовать RFID-системы доступа, например, в виде браслетов или карточек [28]. Это позволит входить в систему под своими аккаунтами простым прикосновением чипа к считывающему устройству. Также это отменяет необходимость каждый раз вводить пароль при подтверждении своего действия дежурным диспетчером, подтверждение происходит также путём прикладывания чипа к считывающему устройству.

## **2.6 Разграничение прав пользователей**

Разграничение прав пользователей необходимо для сохранения иерархии административного и оперативного управления активно-адаптивной сетью.

Всего необходимо 5 категорий пользователей:

- 1) Ответственный за электрохозяйство. Данный пользователь имеет полные администраторские права в системе управления активно-адаптивной сетью: изменение схемы; указание на недостатки; визирование изменений; выдача распоряжений на переключения, включения и отключения оборудования; выдача распоряжений дежурному диспетчеру непосредственно в ГИС и так далее.

- 2) Начальники служб. Данные пользователи могут предлагать изменения в схеме для внесения в график, могут указывать недостатки на схеме ГИС и отписывать об их устранении в своей зоне ответственности, запрашивать отключение и включение оборудования.
- 3) Начальник ОДС. Начальник ОДС имеет такие же права, как ответственный за электрохозяйство за исключением внесения изменений в электрическую схему сетей.
- 4) Дежурный диспетчер. Права данного пользователя ограничиваются только оперативным управлением оборудования и сети, за исключением внесения указаний на недостатки, обнаруженные в ходе смены.
- 5) Оперативный персонал. Это электромонтёры бригад ОВБ и дежурные электромонтёры подстанций. Права данных пользователей жёстко ограничены лишь выполнением заданий, полученных в ходе смены, а также внесением указаний на недостатки, обнаруженных в ходе смены.

Разграничение прав пользователей необходимая мера предосторожности, что бы управление сетью оставалось в руках оперативного персонала, а эксплуатация – в руках группы по эксплуатации.

## **2.7 Интеграция техучёта**

Интеграция техучёта удобна тем, что при использовании нейросетей их можно научить обрабатывать заявки в автоматическом режиме. Это включает как выдачу нарядов в автоматическом режиме, так и необходимые отключения при подготовки рабочего места.

Так же при интеграции техучёта возможно наладить автоматическое СМС-оповещение потребителей при аварии на их участках сети – это снизит нагрузку на диспетчерскую при вне регламентных отключениях.

## **2.8 Формирование отчётов об авариях**

Данную опцию будет удобно использовать при расследовании аварий. После ликвидации аварии система формирует отчёт где будут указаны:

- а) время возникновения аварии;
- б) показания приборов перед, вовремя, и после возникновения аварии;
- в) выдержки из оперативных журналов, указывающие на впавшие виды защит, действия персонала;
- г) фото- и видеоматериалы, собранные в ходе поиска и устранения аварийной ситуации.

Такая отчётность позволяет не хранить полные оперативные журналы с авариями, а только необходимую статистику. Также автоматический сбор позволяет максимально полно оценить ситуацию по каждой аварии.

## **2.9 Бесперебойная подача электроэнергии для работы системы управления**

Для работы оборудования системы управления активно-адаптивной сетью необходим резервируемый источник питания переменного тока 220 В.

Предлагается использовать существующую систему – питание оборудования осуществлять с ТСН подстанций. Для резервирования этих двух источников питания на территориях подстанций установлены КТП, которые могут быть запитаны через кольцо с другой подстанции. Так же необходимо установить бесперебойные источники питания, электрически не связанные с оперативными цепями подстанции. Запаса электроэнергии в этих источниках должно хватать на свёртывание системы из активно-адаптивной в обычную распределительную сеть, то есть не менее часа.

## **2.10 Дублирование искусственного интеллекта и системы управления активно-адаптивной сети**

Дублирование системы необходимо на тот случай, если какая-то из частей или вся сеть не сможет функционировать в автоматическом режиме



из-за перебоев в электропитании или потери связи между отдельными компонентами сети. На этот случай система инициирует отключение той части, где обнаружена неисправность, с указанием записи в журналах событий времени и причины отключения. Далее работа ведётся как в обычной распределительной сети 6-10 кВ.

Такая функция позволит сохранить высокую надёжность электроснабжения как при нормальной работе активно-адаптивной сети, так и при отказе её части или полном отказе системы.

### **2.11 Перспективы развития активно-адаптивной сети**

У активно-адаптивной сети есть хорошая перспектива развития в сеть с распределённой генерацией и тарифами, предполагающими покупку электроэнергии у населения. На данный момент существуют перспективные разработки антенн нанометрового диапазона, однако, как указано в [29], свободное распространение таких источников электроэнергии просто невозможно.

### **2.12 Выводы по разделу 2**

Все указанные предложения носят показательный характер – проект разработки активно-адаптивной сети на основе существующих сетей – долгая и кропотливая работа, учитывающая все нюансы.

Однако, даже по предварительному исследованию можно сказать, что главным образом изменится время реагирования на аварийную ситуацию. Отыскание, локализация, перезапитывание смежных участков будет происходить намного быстрее, чем при классической распределительной сети, а следовательно – увеличатся показатели надёжности электроснабжения.

### **3 Надёжность электроснабжения в распределительных сетях 6-10 кВ ЗАО ЭиСС**

Согласно ГОСТ 27.002-2015, надёжность - это свойство объекта сохранять во времени способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования [30]. В случае с электроэнергетикой это означает, что все элементы сети должны в заданный период времени (обычно, межремонтный интервал) работать без сбоев, обеспечивая потребителей электроэнергией без внезапных перерывов. Но, так как отказ любого элемента сети – величина вероятностная, то всегда существует вероятность больше нуля и меньше единицы, что где-то в системе произойдёт авария. Расчётами этих вероятностей и занимается теория надёжности.

Как и в предыдущих работах, рассматриваться будут распределительные сети 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС».

Для каждого объекта надёжности устанавливают набор параметров, по которым можно судить, способны они выполнять свою функцию или нет. Для распределительных сетей 6-10 кВ характерны следующие показатели надёжности: безотказность, ремонтпригодность, долговечность, комплексные показатели, экономические показатели [31]. Остановимся подробнее на каждом.

Безотказность – это способность сети за всё время работы (или в выбранном промежутке времени) сохранять работоспособность. Так как сети 6-10 кВ построены из восстанавливаемых элементов (воздушные и кабельные линии), то критерием безотказности будет параметр потока отказов. На данный параметр влияют степень износа элементов сети, погодные и климатические условия, доступность элементов сети для внешнего воздействия (наезд на опору, наброс на провода и так далее).

Ремонтопригодность – способность сети к определению повреждений, их устранение путём аварийного ремонта; предупреждение путём капитального, текущего ремонтов и технического обслуживания. У ремонтпригодности существуют следующие показатели: среднее время восстановления линии при отказе, средняя продолжительность преднамеренных отключений, средняя периодичность ремонтов, средние трудозатраты на капитальный ремонт и техническое обслуживание.

Долговечность – способность сети сохранять работоспособность при установленной системе планово-предупредительных и капитальных ремонтов до критического состояния элементов, когда дальнейшая эксплуатация этих элементов не представляется возможным. Критический срок для ВЛ на деревянных опорах имеет срок 30 лет без полной замены элементов линии, для ВЛ на железобетонный и железных опорах – 50 лет без полной замены элементов линии. В данном случае полная замена элементов линии – это когда при капитальном ремонте старые опоры с арматурой и изоляторами демонтируется полностью, а на их месте монтируются новые опоры, новая линейная арматура, новые изоляторы и провод, в этом случае критический срок от постройки линии будет обнуляться. Для кабельных линий критический срок эксплуатации определяется в основном старением изоляции, в среднем составляет 30 лет.

Износ ВЛ имеет 5 форм:

а) экономический – внедрение более эффективных линий с большей пропускной способностью или меньшими удельными потерями при передаче электроэнергии;

б) технический – элемент сети теряют способность передавать электроэнергию установленного качества в результате ужесточения (повышения) показателей качества электроэнергии;

в) социальный – при ужесточении социальных требований (безопасность животных, персонала, населения) дальнейшая эксплуатация

элементов сети, не удовлетворяющая новым требованиям, должна быть прекращена;

г) экологический – при ужесточении экологического законодательства дальнейшая эксплуатация элементов сети, не удовлетворяющая новым положениям в законах, должна быть прекращена;

д) физический – это старение, разрушение под влиянием коррозии и старения элементов сети, при котором дальнейшая эксплуатация не представляется возможным.

Как правило, критический срок эксплуатации определяется в основном физическим износом, однако остальные тоже являются важными критериями долговечности.

Комплексные показатели характеризуют сразу несколько показателей, описанных выше. Комплексные показатели характеризуются коэффициентами:

а) коэффициент технического использования – доля времени, когда вл находилась в работе по отношению ко всем видам перерыва в электроснабжении (преднамеренные отключения (регламентные) и непреднамеренные, аварийные (вне регламентные));

б) коэффициент готовности – показывает вероятность элементов сети быть работоспособными в заданный момент времени, исключая время регламентных отключений;

в) коэффициент простоя из-за отказов;

г) коэффициент простоя при ремонтах.

Экономические показатели – это показатели различных затрат и потерь при неисполнении надёжности или при её повышении. Данные показатели предполагают технико-экономический расчёт при всех видах ремонта элементов сети, при простоях элементов сети, при отказе от элементов сети, при модернизации элементов сети. Важным показателем является недоотпуск электроэнергии потребителям.

Такое множество расчетных параметров позволяют с высокой долей вероятности рассчитать вероятность безотказной работы или математическое ожидание отказа, но это очень объёмная и трудная работа, к тому же, исходя из характера исследования, необходимыми величинами будут являться статистические данные по времени простоя элементов сети при вне регламентных отключениях и недоотпуск электроэнергии потребителям.

### **3.1 Расчёт показателей надёжности в распределительных сетях 6-10 кВ ЗАО ЭиСС**

Как сказано выше, для определения изменения надёжности при применении активно-адаптивной интеллектуальной сети вместо классических распределительных сетей достаточно показателей недоотпуска электроэнергии потребителям и время простоя элементов сети при вне регламентных отключениях, так как они прямо зависят друг от друга. Чем больше простой – тем больше недоотпуск.

Достоверные статистические данные присутствуют за последние 5 лет – период с 2015 года до 2019. За 2020 статистика только нарабатывается, но были взяты целые года для удобства. Проблемы сбора статистики были озвучены в предыдущих исследованиях.

За период с 2015 по 2019 года произошло 476 вне регламентных отключений на 51 фидере с общим временем простоя элементов сети 781 час 56 минут [32]. Однако, стоит отметить, что простой не всегда затрагивает фидер целиком весь период аварийного отключения электроэнергии, так как в процессе определения места повреждения и ремонта посредством оперативно-выездной бригады могут запитываться смежные с аварийными участки. Возможно это только при свободных мощностях на линиях, посредством которых выполняется резервирование, а также при наличие соответствующих уставок релейной защиты.

Так как сбор статистики затруднён, невозможно разобрать каждый конкретный случай, работа велась со сводными ведомостями по вне регламентным отключениям.

Время при вне регламентном отключении складывается из следующих составляющих:

а) определение характера отказа – как правило, по данным релейной защиты на местах или посредством телеметрии;

б) принятие решения о дальнейших действиях – повторное включение, отправление оперативно-выездной бригады на осмотр или отыскание, отправление оперативно-выездной бригады для запитывания потребителей по резервной схеме;

в) дорога оперативно-выездной бригады по одной из команд

г) непосредственно устранение аварии.

Первые два пункта занимают времени, необходимого для получения информации диспетчером, получения команды оперативно-выездной бригадой и выезда бригады. Занимает это, как правило, не более 10 минут в самых сложных случаях (например, когда необходимо взять дополнительные ремонтные комплекты или специфический инструмент).

Вторые два пункта в силу расположения сетей на значительной площади занимают всё оставшееся время простоя в результате вне регламентного отключения.

Таким образом, получается, что первые три пункта являются подготовительными. Эмпирическим путём, анализируя работу ОВБ за текущий период, было выяснено, что в среднем от времени простоя в результате вне регламентного отключения 70% занимает перемещение оперативно-выездной и ремонтных бригад, а оставшиеся 30 - непосредственно на сам ремонт. Из 70% времени перемещения 85% - это перемещение до ремонта, а 15% - перемещения после ремонта.

Перемещения до ремонта включают в себя: дорога до участка аварии, определение характера повреждения и точного участка аварии,

перезапитывание смежных участков и подготовка рабочего места для ремонтной бригады.

Перемещения после ремонта включают в себя сборку нормальной схемы электроснабжения после проведения ремонта.

Согласно полученным статистическим данным, время простоя  $t_r$  и недоотпуск электроэнергии  $W_r$  были следующими:

- 2015 год — 233 часа 26 минут, недоотпуск электроэнергии составил 39928кВт·ч;
- 2016 год — 103 часа 52 минуты, недоотпуск электроэнергии составил 32635 кВт·ч;
- 2017 год — 201 час 59 минут, недоотпуск электроэнергии составил 79785 кВт·ч;
- 2018 год — 144 часа 47 минут, недоотпуск электроэнергии составил 57173 кВт·ч;
- 2019 год — 97 часов 52 минуты, недоотпуск электроэнергии составил 52840 кВт·ч.

Общее время простоя  $t_{\text{общ}}$  вычислим как сумму за 5 лет по формуле 1, общий недоотпуск электроэнергии  $W_{\text{общ}}$  как сумму за 5 лет по формуле 2:

$$t_{\text{общ}} = \sum t_r \quad (1)$$

$$t_{\text{общ}}=233:26+103:52+201:59+144:47+97:52=781 \text{ ч } 56 \text{ мин}$$

$$W_{\text{общ}} = \sum W_r \quad (2)$$

$$W_{\text{общ}}=39928+32635+79785+57173+52840=262361 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Расчёт времени  $t_d$ , необходимого на дорогу, произведём по формуле 3:

$$t_{д}=t_{г}\cdot 0.7 \quad (3)$$

$$t_{д2015}=233:26\cdot 0.7=163 \text{ ч } 24 \text{ мин } 12 \text{ с}$$

$$t_{д2016}=103:52\cdot 0.7=72 \text{ ч } 42 \text{ мин } 24 \text{ с}$$

$$t_{д2017}=201:59\cdot 0.7=151 \text{ ч } 29 \text{ мин } 15 \text{ с}$$

$$t_{д2018}=144:47\cdot 0.7=101 \text{ ч } 20 \text{ мин } 54 \text{ с}$$

$$t_{д2019}=97:52\cdot 0.7=68 \text{ ч } 30 \text{ мин } 24 \text{ с}$$

$$t_{д.общ}=781:56\cdot 0.7=557 \text{ ч } 27 \text{ мин } 09 \text{ с}$$

Данные по времени простоя сведены в таблицу 1 и рисунок 17 с разбитием по годам.

Данные по недоотпуску электроэнергии сведены в таблицу 2 с разбитием по годам.

В таблицы 1 и 2 сведены общие данные без учёта участков и фидеров.

Таблица 1 – Время аварийного простоя элементов сети по годам

Год	Общее время простоя, ч	Дорога, ч	Устранение неисправности, ч
2015	233:26:00	163:24:12	70:01:48
2016	103:52:00	72:42:24	31:09:36
2017	201:59:00	151:29:15	50:29:45
2018	144:47:00	101:20:54	43:26:06
2019	97:52:00	68:30:24	29:21:36
Всего	781:56:00	557:27:09	224:28:51



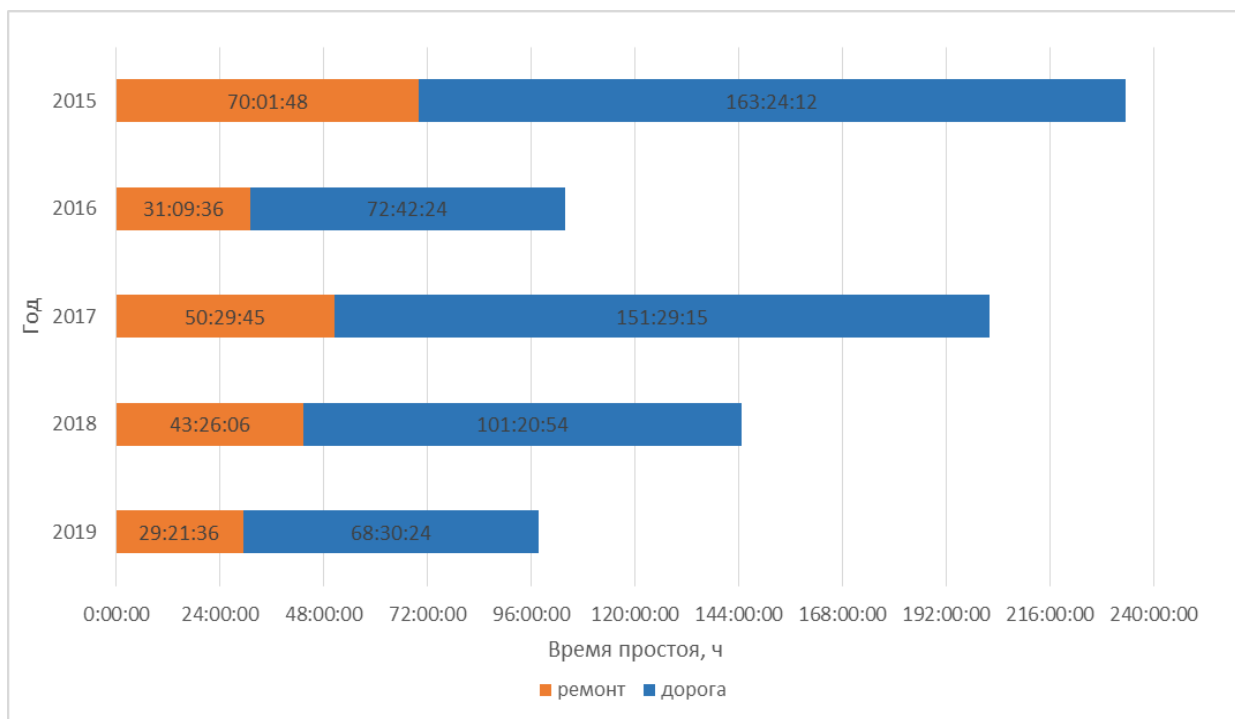


Рисунок 17 – Распределение времени простоя на дорогу и устранение неисправности.

Таблица 2 – Недоотпуск электроэнергии при аварийных отключениях

Год	Недоотпуск электроэнергии, кВт·ч	Время простоя,ч
2015	39928	233:26:00
2016	32635	103:52:00
2017	79785	201:59:00
2018	57173	144:47:00
2019	52840	97:52:00
Всего	262361	781:56:00

Так как отключения происходили на разных участках, порой на одном и том же фидере, с различными нагрузками, прямой зависимости недоотпущенного количества электроэнергии нет, она только статистическая, на основе этих данных невозможно предположить сколько будет недоотпущено в будущем.

### 3.2 Расчёт показателей надёжности при применении активно-адаптивной сети ЗАО ЭиСС

При введении в работу активно-адаптивной интеллектуальной сети изменится главный показатель — для определения места повреждения и запитывания смежных с аварийным участком участие человека не потребуется. Данные действия будут происходить в автоматическом режиме, за время, необходимое для обмена сигналами между компонентами управления, сигнализации и коммутации сети.

Рассматривая ситуацию, что за данные 5 лет использовалась бы активно-адаптивная интеллектуальная сеть, получаем что:

- время, которое ОВБ затрачивала на передвижение к аварийному фидеру, время отыскания участка аварии и запитывание смежных участков уменьшается на время работы искусственного интеллекта и прохождение сигналов между компонентами сети;
- из предыдущего пункта следует, что общее время простоя уменьшается, а, следовательно, уменьшается и недоотпуск электроэнергии.

Предполагая, что беспилотные летательные аппараты, построенные под конкретную задачу (осмотр ВЛ), могут развивать скорость до 40 км/ч в режиме полёта к участку, то время дороги  $t_d$  сокращается на 90%. Расчёт времени дороги для активно-адаптивной сети производим по формуле 4:

$$t_{д.А} = t_d \cdot 0.1 \quad (4)$$

$$t_{д.А2015} = 163:24:12 \cdot 0.1 = 16 \text{ ч } 20 \text{ мин } 25 \text{ с}$$

$$t_{д.А2016} = 72:42:24 \cdot 0.1 = 07 \text{ ч } 16 \text{ мин } 14 \text{ с}$$

$$t_{д.А2017} = 151:29:15 \cdot 0.1 = 15 \text{ ч } 08 \text{ мин } 56 \text{ с}$$

$$t_{д.А2018}=101:20:54 \cdot 0.1=10 \text{ ч } 08 \text{ мин } 05 \text{ с}$$

$$t_{д.А2019}=68:30:24 \cdot 0.1=06 \text{ ч } 51 \text{ мин } 02 \text{ с}$$

$$t_{д.А.общ}=557:27:09 \cdot 0.1=55 \text{ ч } 44 \text{ мин } 43 \text{ с}$$

Тогда время простоя для активно-адаптивной сети будет складываться из нового времени дороги  $t_{д.А}$  и времени ремонта  $t_p$ . Рассчитаем по формуле 5:

$$t_{п.А}=t_{д.А}+t_p \quad (5)$$

$$t_{п.А2015}=16:20:25+70:01:48=86 \text{ ч } 22 \text{ мин } 13 \text{ с}$$

$$t_{п.А2016}=07:16:14+31:09:36=38 \text{ ч } 25 \text{ мин } 50 \text{ с}$$

$$t_{п.А2017}=15:08:56+50:29:45=65 \text{ ч } 38 \text{ мин } 14 \text{ с}$$

$$t_{п.А2018}=10:08:05+43:26:06=53 \text{ ч } 34 \text{ мин } 11 \text{ с}$$

$$t_{п.А2019}=06:51:02+29:21:36=36 \text{ ч } 12 \text{ мин } 38 \text{ с}$$

$$t_{п.А.общ}=55:44:43+224:28:51=280 \text{ ч } 13 \text{ мин } 34 \text{ с}$$

Таким образом, при использовании активно-адаптивной сети за 5 лет время простоя сократилось бы с 781 часа 56 минут до 280 часов 14 минут. Коэффициент уменьшения простоя  $K_y$  рассчитаем, как отношение нового времени простоя и старого по формуле 6:

$$K_y = \frac{t_{п.А.общ}}{t_{д.А.общ}} \quad (6)$$

$$K_y = \frac{280:14}{781:66} = 0,36$$

Данный коэффициент необходим, чтобы рассчитать количество недоотпущенной электроэнергии за 5 лет при использовании активно-адаптивной сети. Расчёт недоотпущенной электроэнергии произведём по формуле 7:

$$W_{общ.А} = W_{общ} \cdot K_y \quad (7)$$

$$W_{общ.А} = 262361 \cdot 0,36 = 94449,96 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Недоотпуск электроэнергии сократится с 262361 кВт·ч до 94449,96 кВт·ч, что в условиях минимизации экономических потерь является несомненным плюсом.

### 3.3 Выводы по разделу 3

Сокращение времени простоя с 781 часа 56 минут до 280 часов 14 минут и недоотпуска электроэнергии с 262361 кВт·ч до 94449,96 кВт·ч несёт в себе серьёзный экономический потенциал для проведения модернизации. В свете полученных результатов были выявлены не только технические улучшения, но и улучшения экономических показателей. Таким образом, при внедрении активно-адаптивной интеллектуальной распределительной сети 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС» улучшает один из главных показателей надёжности — уменьшает недоотпуск электроэнергии потребителям, уменьшает время простоя в случае аварий, что несомненно делает компанию более конкурентоспособной на рынке электричества в городе Тольятти.

## Заключение

Рассмотрев деятельность ОДС и ОВБ, а также дежурного персонала подстанций по управлению режимами работ распределительных сетей 6-10 кВ ЗАО «ЭиСС» были выявлены действия, схожие для различных типов аварий и работ. На основе них были составлены чёткие алгоритмы отыскания места повреждения, а также даны общие рекомендации по работе ИИ.

Рассмотрев должностные обязанности и действия персонала в различных ситуациях, были определены границы ответственности отдельных частей программы, действия ИИ в определённых ситуациях, взаимодействия персонала и интерфейсов активно-адаптивной сети.

Так же был предварительно просчитан положительный эффект от внедрения активно-адаптивной сети – это увеличение показателей надёжности, что в условиях рыночной экономики и конкуренции на рынке является значимым эффектом.

Таким образом, были выполнены основные задачи данного магистерского исследования. Хотя и возникают множество нюансов – например, работоспособность телеметрии и телеуправления в условиях нестабильности радиосвязи, которая находится в ведении операторов мобильной связи. Однако, если события не форсировать, а модернизировать сети поэлементно, вводя технологии в управление режимами работы последовательно и после технологической обкатки и устранения выявленных недостатков – это не отразится критически на работоспособности системы в целом, но увеличит период перехода от обычных распределительных сетей к активно-адаптивной сети.

Создание активно-адаптивной распределительной сети на базе уже существующей распределительной сети 6-10 кВ возможно при условии совместной работы по написанию технического задания ответственных лиц, эксплуатирующих распределительную сеть и лиц, ответственных за процесс создания ПО.

## Список используемых источников

1. Положение по оперативно-диспетчерской службе ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
2. Должностная инструкция диспетчера оперативно-диспетчерской службы ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
3. Инструкция по производству оперативных переключений на подстанциях и в электросетях ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
4. Инструкция о порядке ведения оперативного журнала ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
5. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М. : ЭНАС, 2017. – 192 с.
6. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
7. Должностная инструкция электромонтёра оперативно-выездной бригад 4 разряда оперативно-выездной бригады по сетям группы по оперативной работе и эксплуатации ЛЭП и КТП служб линий электропередач ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
8. Должностная инструкция электромонтёра оперативно-выездной бригад 5 разряда оперативно-выездной бригады по сетям группы по оперативной работе и эксплуатации ЛЭП и КТП служб линий электропередач ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
9. Должностная инструкция электромонтёра 4 разряда по обслуживанию подстанций 110/35/6 кВ, 110/10 кВ, 35/ 6 кВ, 35/10 кВ ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
10. Должностная инструкция инженера по режимам и ремонтам линий электропередач оперативно-диспетчерской службы ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».

11. Должностная инструкция техника оперативно-диспетчерской службы ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
12. Должностная инструкция начальника оперативно-диспетчерской службы ЗАО «Энергетика и Связь Строительства».
13. ГОЭЛРО [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%9E%D0%AD%D0%9B%D0%A0%D0%9E>
14. ЕДИНЫЙ ТАРИФНО - КВАЛИФИКАЦИОННЫЙ СПРАВОЧНИК РАБОТ И ПРОФЕССИЙ РАБОЧИХ. ВЫПУСК 9. РАЗДЕЛЫ: "ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ, ОБСЛУЖИВАНИЕ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭНЕРГИИ"; "РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ И СЕТЕЙ" (утв. Постановлением Госкомтруда СССР, ВЦСПС от 16.01.85 N 18/2-55) (ред. от 13.12.90) [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://zakonbase.ru/content/part/120364?print=1>
15. Шакарян, Ю. Г. Основные положения концепции интеллектуальной электроэнергетической системы России с активно-адаптивной сетью // Энергия единой сети [Электронный ресурс] / Ю. Г. Шакарян, Ю. И. Моржин, Ю. А. Дементьев, Р. Н. Бердников, - Москва: Научно-технический центр Федеральной сетевой компании Единой энергетической системы, 2012. №4, с. 4-11. – Режим доступа: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies\\_aas.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/ies_aas.pdf)
16. Бурусов В. В. Проблемы защиты данных управления киберфизических распределительных сетей 6-10 кВ // В. В. Бурусов, Р. Ф. Ахтямов, А. А. Капитанова, Э. Н. Кулуев. Студенческие Дни науки в ТГУ»: научно-практическая конференция (Тольятти, 1–30 апреля 2019 года) : сборник студенческих работ / отв. за вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. – 1 оптический диск, с. 178-181.

17. Cleveland F (2006) IEC TC57 security standards for the power system's information infrastructure. In: Proceedings of IEEE PES transmission and distribution conference and exhibition, Dallas, USA, 21–24 May 2006, pp 1079–1087.
18. Zhang J., Li J., Chen X., Ni M., Wang T., Luo J. A security scheme for intelligent substation communications considering real-time performance//Journal of Modern Power Systems and Clean Energy. 27 November 2018. Available at <https://doi.org/10.1007/s40565-019-0498-5>
19. He XZ, Pun MO, Jay Kuo CC (2012) Secure and efficient cryptosystem for smart grid using homomorphic encryption. In: Proceedings of IEEE power and energy society innovative smart grid technologies, Washington DC, USA, 16–20 January 2012, pp 1–8.
20. Бурусов В.В., Капитанова А.А., Ахтямов Р.Ф. Использование реклоузеров как автоматизированное управление распределительными сетями 6-10 кВ / Международный научно-практический журнал «Экономика и социум» №11(54) 2018 - ISSN 2225-1545.
21. Бурусов В. В. Применение реклоузеров в управлении режимами работы распределительных сетей 6-10 кВ // В. В. Бурусов. «Молодежь. Наука. Общество»: Всероссийская студенческая научно-практическая междисциплинарная конференция (Тольятти, 5 декабря 2018 года) : электронный сборник студенческих работ / отв. за вып. С.Х. Петерайтис. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2018. – 1 оптический диск, с. 673-674.
22. Искусственный интеллект [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%98%D1%81%D0%BA%D1%83%D1%81%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9\\_%D0%B8%D0%BD%D1%82%D0%B5%D0%BB%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82#cite\\_note-macarti-2](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%98%D1%81%D0%BA%D1%83%D1%81%D1%81%D1%82%D0%B2%D0%B5%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%B8%D0%BD%D1%82%D0%B5%D0%BB%D0%BB%D0%B5%D0%BA%D1%82#cite_note-macarti-2)



23. Нейронная сеть [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B5%D0%B9%D1%80%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F\\_%D1%81%D0%B5%D1%82%D1%8C](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%9D%D0%B5%D0%B9%D1%80%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D0%B5%D1%82%D1%8C)
24. Yee, Paul V. and Haykin, Simon. Regularized Radial Basis Function Networks: Theory and Applications. – John Wiley, 2001.
25. Порядок получения разрешения на использование воздушного пространства для гражданских БПЛА [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://yug.gkovd.ru/site/index.php/strukturnye-podrazdeleniya/16-rostovskij-zts-es-orvd/64-poryadok-polucheniya-razresheniya-na-ispolzovanie-vozdushnogo-prostranstva-dlya-grazhdanskikh-bpla>
26. Геоинформационная система [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%D0%B8%D0%BD%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F\\_%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0](https://ru.wikipedia.org/wiki/%D0%93%D0%B5%D0%BE%D0%B8%D0%BD%D1%84%D0%BE%D1%80%D0%BC%D0%B0%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D0%B0%D1%8F_%D1%81%D0%B8%D1%81%D1%82%D0%B5%D0%BC%D0%B0)
27. Ахтямов Р.Ф., Капитанова А.А., Бурусов В.В. Системы уличного освещения в умных городах / Международный научно-практический журнал «Экономика и социум» №11(54) 2018 - ISSN 2225-1545
28. Radio Frequency IDentification [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/RFID>
29. Бурусов В. В. Нанометровые антенны как угроза энергобезопасности // В. В. Бурусов, О. В. Самолина. Энергоэффективность и энергобезопасность производственных процессов (ЭЭПП-2019): V Всероссийская научно-техническая конференция студентов, магистрантов, аспирантов (Тольятти, 12–13 ноября 2019 года) : сборник трудов / отв. за вып. В.В. Вахнина. – Тольятти: Изд-во ТГУ, 2019. – 1 оптический диск, с. 24 – 27.

- 30.ГОСТ 27.002-2015 Надёжность в технике. Термины и определения [электронный ресурс], - Режим доступа: [https://standartgost.ru/g/ГОСТ\\_27.002-2015](https://standartgost.ru/g/ГОСТ_27.002-2015)
- 31.Савоськин Н. Е. Надёжность электрических систем: Учебное пособие [электронный ресурс], - Режим доступа: <http://window.edu.ru/resource/964/36964/files/stup190.pdf>
- 32.Журнал аварийных отключений ЗАО «ЭиСС»
- 33.Реклоузеры — применение, достоинства и недостатки, разновидности[электронный ресурс], - Режим доступа: <https://pue8.ru/elektricheskie-seti/652-reklouzery-primeneniye-dostoinstva-i-nedostatki-raznovidnosti.html>