

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Новочесноково с центром питания ПС Чесноково 35/10 кВ в Амурской области в связи со значительным износом электрооборудования

Исполнитель
студент группы 942-узб

подпись, дата

Н.В. Филатьева

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Филатьева Николая Викторовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ села Новочесноково с центром питания ПС Чесноково 35/10 кВ в Амурской области в связи со значительным износом электрооборудования

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Чесноково, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ, план расположения зданий рассматриваемой части села _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения поселка и источников питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Чесноково, выбор и проверка воздушных линий 10 кВ, расчет экономических показателей, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ с центром питания подстанция Чесноково, план расположения ТП села, подробная однолинейная схема подстанции Чесноково после реконструкции, подробная однолинейная схема электрической сети 10 кВ с центром питания подстанция Чесноково, план расположения оборудования ПС Чесноково после реконструкции

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания: _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: зав. кафедрой энергетики, профессор доктор. техн. наук Н.В. Савина

(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): _____
_____ (подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 127 стр., 18 рисунков, 53 таблицы, 126 формул, 21 источник, 3 приложения.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, УДЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ
КОЭФФИЦИЕНТ СОВМЕЩЕНИЯ МАКСИМУМОВ НАГРУЗКИ,
КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР,
ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

Актуальность работы заключается в том что вопрос реконструкции систем электроснабжения села Новочесноково в Амурской области давно остро стоит перед энерго-снабжающей организацией, а в настоящее время с появлением современного оборудования и материалов появляется возможность выполнить реконструкцию в минимальные сроки с минимальными затратами средств.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения села Новочесноково в Амурской области, с для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|--|----|
| Введение | 8 |
| 1 Характеристика села Новочесноково | 10 |
| 1.1 Краткое описание села Новочесноково | 10 |
| 1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности | 10 |
| 1.3 Характеристика потребителей электроэнергии села Новочесноково | 11 |
| 2 Анализ существующей системы электроснабжения села Новочесноково | 13 |
| 2.1 Источник питания и его анализ | 13 |
| 2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ села Новочесноково и ее анализ | 16 |
| 2.3 Оценка целесообразности реконструкции системы электроснабжения села Новочесноково и источника питания | 18 |
| 3 Расчет электрических нагрузок | 22 |
| 3.1 Цель расчета | 22 |
| 3.2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ существующих электроприемников | 22 |
| 4 Низковольтное электроснабжение | 31 |
| 4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения | 31 |
| 4.2 Выбор площади сечений и количества линий | 31 |
| 5 Проверка целесообразности реконструкции ТП | 35 |
| 5.1 Расчет электрических нагрузок ТП | 35 |
| 5.2 Компенсация реактивной мощности | 36 |
| 5.3 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП | 38 |
| 5.4 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП | 40 |
| 5.5 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП | 42 |
| 5.6 Расчет суммарной мощности нагрузки района | 45 |
| 6 Разработка варианта реконструкции системы электроснабжения села Новочесноково и его анализ | 47 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 6.1 | Расчет потокораспределения в сети 10 кВ | 50 |
| 6.2 | Выбор СИП напряжением 10 кВ | 61 |
| 7 | Выбор компенсирующих устройств ПС Чесноково | 64 |
| 8 | Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов подстанции Чесноково | 66 |
| 9 | Реконструкция распределительных устройств подстанции Чесноково | 68 |
| 10 | Расчет токов короткого замыкания | 69 |
| 10.1 | Расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах ПС Чесноково | 69 |
| 10.2 | Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ | 76 |
| 11 | Выбор оборудования подстанции Чесноково | 79 |
| 11.1 | Выбор и проверка выключателей 35 кВ | 81 |
| 11.2 | Выбор и проверка выключателей 10 кВ | 82 |
| 11.3 | Выбор и проверка разъединителей | 83 |
| 11.4 | Выбор и проверка трансформаторов тока | 84 |
| 11.5 | Выбор и проверка трансформаторов напряжения | 90 |
| 11.6 | Выбор гибких шин | 91 |
| 11.7 | Выбор и проверка жестких шин | 91 |
| 11.8 | Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ | 94 |
| 11.9 | Выбор трансформатора собственных нужд | 95 |
| 11.10 | Выбор ОПН 35 кВ | 95 |
| 11.11 | Выбор ОПН 10 кВ | 95 |
| 11.12 | Оперативный ток | 96 |
| 12 | Расчет заземляющего устройства | 97 |
| 13 | Молниезащита подстанции Чесноково | 100 |
| 14 | проверка линий 10 кВ | 102 |
| 14.1 | Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость | 102 |
| 14.2 | Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения | 103 |
| 15 | Защита силовых трансформаторов подстанции Чесноково | 104 |

| | |
|---|-----|
| 15.1 Газовая защита | 104 |
| 15.2 Защита от перегрузки | 104 |
| 15.3 Максимальная токовая защита | 105 |
| 15.4 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ | 106 |
| 16 Автоматика на ПС Чесноково | 107 |
| 16.1 Автоматический ввод резерва | 107 |
| 16.2 Автоматическое повторное включение | 108 |
| 16.3 Автоматическая частотная разгрузка | 108 |
| 17 Оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции подстанция Чесноково | 110 |
| 18 Безопасность и экологичность | 112 |
| 18.1 Безопасность | 112 |
| 18.2 Экологичность | 119 |
| 18.3 Чрезвычайные ситуации | 122 |
| Заключение | 125 |
| Библиографический список | 126 |
| Приложение А. Определение расчетных нагрузок фидеров ТП | 129 |
| Приложение Б. Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП | 131 |
| Приложение В. Выбор сечений проводников 10 кВ | 132 |

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва;

АПВ – автоматика повторного включения;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

ТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – понижающая электрическая подстанция;

СВ – секционный выключатель;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока;

ТО – токовая отсечка.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время при появлении современных материалов в электроэнергетике а так же современных технологий выполнения ремонтов появляется возможность выполнять реконструкцию и модернизацию электрических сетей как крупных городах так и в небольших поселках и селах с минимальными экономическими затратами, что является актуальным не только в центральной части России но и на дальнем востоке.

Данная работа посвящена реконструкции и модернизации системы электроснабжения небольшого села Новочесноково в Амурской области. В настоящее время в данном населенном пункте имеется проблема периодического выхода из строя электротехнического оборудования связанного со значительным износом. Эксплуатируемое в данном районе электрической сети оборудование уже длительный срок используется свыше срока заложенного в него заводом изготовителем, к такому оборудованию относятся как воздушные линии электропередачи, так и оборудование трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, так же к этому оборудованию можно отнести и источник питания данного населенного пункта ПС 35/10 кВ Чесноково. Решение данной проблемы в значительной степени позволит повысить уровень жизни населения и существенно изменить демографическую ситуацию связанную с оттоком населения.

Актуальность работы заключается в том что вопрос реконструкции систем электроснабжения села Новочесноково в Амурской области давно остро стоит перед энерго-снабжающей организацией, а в настоящее время с появлением современного оборудования и материалов появляется возможность выполнить реконструкцию в минимальные сроки с минимальными затратами средств.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения села Новочесноково в Амурской области, с для повышения надежности и эффективности электроснабжения потребителей

Задачи решаемые в данной работе:

1) определение недостатков в существующие системе электроснабжения и определение направлений для их решения.

2) Разработка мер по устранению низкой надежности электроснабжения потребителей данного населённого пункта

3) Выбор соответствующей схемы электроснабжения и оборудования для реализации новой схемы электроснабжения

Перечень использованного программного обеспечения (обеспеченного лицензией)

Операционная система MS Windows 10 Education, Pro

MS Office 2013/2016 PRO PLUS Academic

Kaspersky Endpoint Security 2010

Mathcad Education – University Edition

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА НОВОЧЕСНОКОВО

1.1 Краткое описание села Новочесноково

Село Новочесноково расположено в Михайловском районе Амурской области, Село является Административным центром Новочесноковского сельсовета. Село Новочесноково стоит на правом берегу реки Куприяниха (левый приток Амура), вблизи российско-китайской границы. Расстояние до Поярково (на запад) по автодороге — 30 км (через Шадрино и Красную Орловку). От села Новочесноково на восток идёт дорога к селу Высокое, а на юг — к селу Куприяново. Общая численность населения по состоянию на 2016 год – 565 человек. Площадь занимаемая селом составляет 3 км², при этом протяженность села с юга на север составляет 2,3 км. Основная занятость населения – сельское хозяйство и скотоводство

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Выбор электрических коммутационных аппаратов и проводников, проектирование конструкций распределительных устройств ПС и линий электропередачи должно выполняться с учетом климатических условий района в котором они будут установлены.

Число грозových часов в году необходимо для оценки грозových перенапряжений. Продолжительность зимних и летних дней в году учитывается при расчетах электрических нагрузок.

Рассмотрим климатические условия района расположения реконструируемых объектов и предполагаемых к реконструкции в селе Новочесноково.

Климат территории континентальный с муссонными чертами.

Среднегодовая температура +2 °С.

Абсолютный минимум температуры равен – 45,4°С.

Абсолютный максимум + 42°С.

Число часов грозовой активности: 40-60 час.

Наибольший скоростной нормативный напор ветра согласно ПУЭ равен 650 Па. Соответствующая скорость ветра составляет 32 м/с. Район по ветру – III. Преобладающее направление ветров – северо-западное.

Район по гололеду – III. Нормативная толщина стенки гололёда согласно ПУЭ для высоты 10 м равна 20 мм. Температура при образовании гололеда минус 5°C.

Почвы в районе расположения района горно- подзолистые. Глубина промерзания 2,20 м.

Указанные данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС Чесноково так и при выборе основного электротехнического оборудования системы электроснабжения напряжением 10 кВ.

1.3 Характеристика потребителей электроэнергии села Новочесноково

Основной состав потребителей в рассматриваемом районе электрических сетей это частный жилой сектор представленный коттеджами и небольшими частными домами, так же в нагрузке имеется незначительное количество многоэтажных многоквартирных домов. В качестве административных зданий выступает здание местной администрации, в качестве общественных зданий - средняя школа, различные магазины.

Учитывая то что в данном районе развито сельское хозяйство поэтому в нагрузке имеется значительно количество складских помещений, так же имеются различные мелкие частные предприятия и гаражи.

Проводим классификацию электроприемников которые расположены в рассматриваемом селе Новочесноково: по режимам работы относим их к потребителям с мало изменяющейся или практически неизменной нагрузкой, по роду тока все потребители рассматриваемого села относятся к потребителям промышленной частоты переменного тока, относим их так же к потребителям средней и малой мощности номинальным напряжением 0,4 кВ. По надежности электроснабжения основную часть занимают потребители третьей категории

(гаражи, частные дома), остальные вторую категорию, потребители первой категории и ее отдельной группы в нагрузке отсутствуют.

При выполнении реконструкции и модернизации электрической сети и источника питания следует отталкиваться от указанной категории надежности электроснабжения таким образом в основном для потребителей требуется один источник питания (потребителей третьей категории), для второй категории требуется наличие двух источников питания.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА НОВОЧЕСНОКОВО

2.1 Источник питания и его анализ

Для питания села Новочесноково имеется один источник питания ПС 35/10 кВ Чесноково, подробная однолинейная схема которой представлена на рисунке 1, рассмотрим ее подробно.

Данная ПС Чесноково по схеме подключения относится к транзитной и может получает питание как со стороны ПС 110 кВ Поярково так и со стороны Райчихинской ГРЭС как источников питания. Питание поступает по воздушным линиям электропередачи выполненным проводам марки АС 95/16. Протяженность питающей ВЛ со стороны ПС Поярково составляет 25,3 км, со стороны РГРЭС 69,5 км.

Схема распределительного устройства высокого напряжения выполнена как «одна секционированная система шин» при этом отсутствует секционный выключатель, что является существенным недостатком данного РУ.

Распределительное устройство низкого напряжения 10 кВ выполнено по схеме «две секции шин», на стороне НН на секционном выключателе как и на большинстве подобных ПС организована автоматика ввода резерва, что положительно сказывается на надежности электроснабжения при отключении одного из источников питания (трансформаторов).

Тип силовых трансформаторов установленных на ПС Чесноково: ТМН 4000/35/10 – трехфазные двух обмоточные трансформаторы с системой охлаждения в виде естественной циркуляции воздуха и масла и наличием устройства регулирования напряжения под нагрузкой – РПН, номинальная мощность составляет 4000 кВА, номинальное напряжение высокой стороны 35 кВ, низкой стороны 10 кВ. Технические характеристики данного оборудования представлены в таблице 1

Таблица 1 – Технические характеристики ТМН 4000/35/10

| Параметр | Значение |
|--|-----------------|
| Полная мощность | 4000 кВА |
| Номинальное линейное напряжение ВН | 35,0 кВ |
| Номинальное линейное напряжение обмотки НН | 10,5 кВ |
| Ток холостого хода | 0,9 % |
| Напряжение короткого замыкания | 7,5 % |
| Потери холостого хода | 5,6 кВт |
| Потери короткого замыкания | 33,5 кВт |
| Габаритные размеры | 4,02x3,35x3,8 м |
| Масса масла | 3,98 |
| Регулирование напряжения | РПН |

Приведенные в таблице 1 будут использоваться в дальнейших расчетах при расчете токов короткого замыкания а так же в части безопасности и экологичности.

Рассмотрим основные недостатки распределительных устройств на источнике питания ПС Чесноково: как указывалось ранее для РУВН это отсутствие секционирующего выключателя что негативно сказывается на режиме работы электрической сети и снижает гибкость при различных изменениях в схеме, дополнительно сюда можно отнести физический износ оборудования включая и сами силовые трансформаторы и остальное коммутационное, измерительное и иное оборудование.

Что касается выключателей то здесь имеется значительный износ дугогасительных контактов что может привести к выходу их из строя в случае отключения токов короткого замыкания и привести к развитию аварийной ситуации. Учитывая тот факт что данные выключатели являются маслонаполненными существует высокая вероятность возникновения пожара на данной ПС.

Разъединители так же периодически необходимо выводить в неплановый ремонт при возникновении нагревов контактных соединений.

Что касается распределительного устройства низкого напряжения то в данном случае имеется та же проблема с физическим износом, в данном случае

необходима замена данного РУ имеющего масляные выключатели как устаревший тип коммутационных аппаратов, с установкой новых современных ячеек с вакуумными выключателями.

2.2 Характеристика схемы электроснабжения 10 кВ села Новочесноково и ее анализ

В данном разделе работы проводим анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого участка сети, для этого на рисунке 2 представлено взаимное географическое расположение трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ и поопорная схема, на рисунке 3 подробная однолинейная схема существующей электрической сети.

От подстанции Чесноково получает питание два фидера № 1, № 6, питающие трансформаторные подстанции в рассматриваемого поселка, при этом общее количество ТП получающих питание от них составляет 12, имеются только одно-трансформаторные ТП.

Рассмотрим подробно характеристики фидера №1:

- Схема питания: магистральная разветвленная
- Общее количество подключённых ТП: 10 шт.
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 63-400 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 16,55 км
- Резервирование: отсутствует
- Тип опор ВЛ: деревянные

Рассмотрим подробно характеристики фидера №6:

- Схема питания: магистральная
- Общее количество подключённых ТП: 2 шт.
- Тип трансформаторов и их номинальная мощность: ТМ 100-160 кВА
- Суммарная протяженность участков ВЛ: 15,4 км
- Резервирование: отсутствует
- Тип опор ВЛ: деревянные

Обе магистрали выполнены воздушной линией электропередачи с использованием неизолированного провода марки АС сечением 50 мм².

Основные недостатки системы электроснабжения потребителей данных фидеров: материал используемого проводника ВЛ провод АС который в настоящее время практически не используется в современных системах электроснабжения т.к. существуют новые типы с лучшими характеристиками например СИП, при использовании провода АС высока вероятность повреждения ВЛ из за коротких трехфазных, двухфазных и однофазных замыканий (ввиду отсутствия изолирующей оболочки) вследствие природных условий либо человеческого фактора, так же к недостаткам данного типа проводника можно отнести большие потери напряжения по сравнению с СИП ввиду большего реактивного сопротивления. Следует отметить что используемые в настоящее время на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ силовые трансформаторы типа ТМ так же имеют множество недостатков по сравнению с современными сухими, к ним можно отнести следующие: необходимость периодического контроля наличия масла в расширительном и в основном баке, вероятность возникновения пожара вследствие разгерметизации, повышенный шум и потери мощности данного типа трансформаторов, необходимость периодического контроля состояния масла и.т.д. Современные типы трансформаторов типа ТСЛ, которые предполагается устанавливать на реконструируемых ТП в данной работе, лишены указанных недостатков, а так же имеют меньшую стоимость.

Дополнительно следует отметить неудовлетворительное состояние воздушных линий электропередачи, в некоторых случаях имеет место проседание грунта под опорами, загнивание оснований и подпорок, перекосы и.т.д., все указанные недостатки следует учесть при реконструкции системы электроснабжения с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

В данной системе электроснабжения требуется провести реконструкцию т.к. некоторые потребители имеющие первую и вторую категорию надёжности имеют всего один источник питания, к таким ТП относятся 564 (потребитель котельная – первая категория надежности), 508 (потребитель школы- вторая

категория надежности), 665 (потребитель больница – вторая категория надежности).

Выполним анализ существующей системы электроснабжения 10 кВ: схема питания трансформаторных подстанций не имеет резервирования что отрицательно сказывается на надежности, при этом состояние электрических сетей а в частности физический и моральный износ приводят к частым отключениям потребителей, можно сделать вывод о том что необходима замена устаревшего оборудования на более технологичное, современное которое имеет ряд преимуществ и позволит сделать задел для подключения дополнительных потребителей в будущем, сама схема питания ТП таких как 564, 508, 665 должна быть пересмотрена для удовлетворения надёжности электроснабжения потребителей первой и второй категории которые получают от них питание.

Низковольтная сеть к существующим ТП выполнена воздушными линиями с неизолированным проводом марки АС 30 лет назад, и в настоящее время срок их службы исчерпан, требуется реконструкция данных проводников на новые изолированные типа СИП, данная замена позволит повысить надежность электроснабжения и снизить потери энергии, исключить набросы.

2.3 Оценка целесообразности реконструкции системы электроснабжения села Новочесноково и источника питания.

В данной системе электроснабжения имеется значительное количество недостатков, в первую очередь это физический износ который приводит к периодическим отключениям потребителей в различных частях поселка, износ оборудования имеется не только в системе электроснабжения но и на источнике питания. Решением данной проблемы является замена оборудования на современные аналоги имеющие высокие эксплуатационные характеристики и низкую стоимость обслуживания.

Распределительное устройство низкого напряжения 10 кВ ПС Чистозово

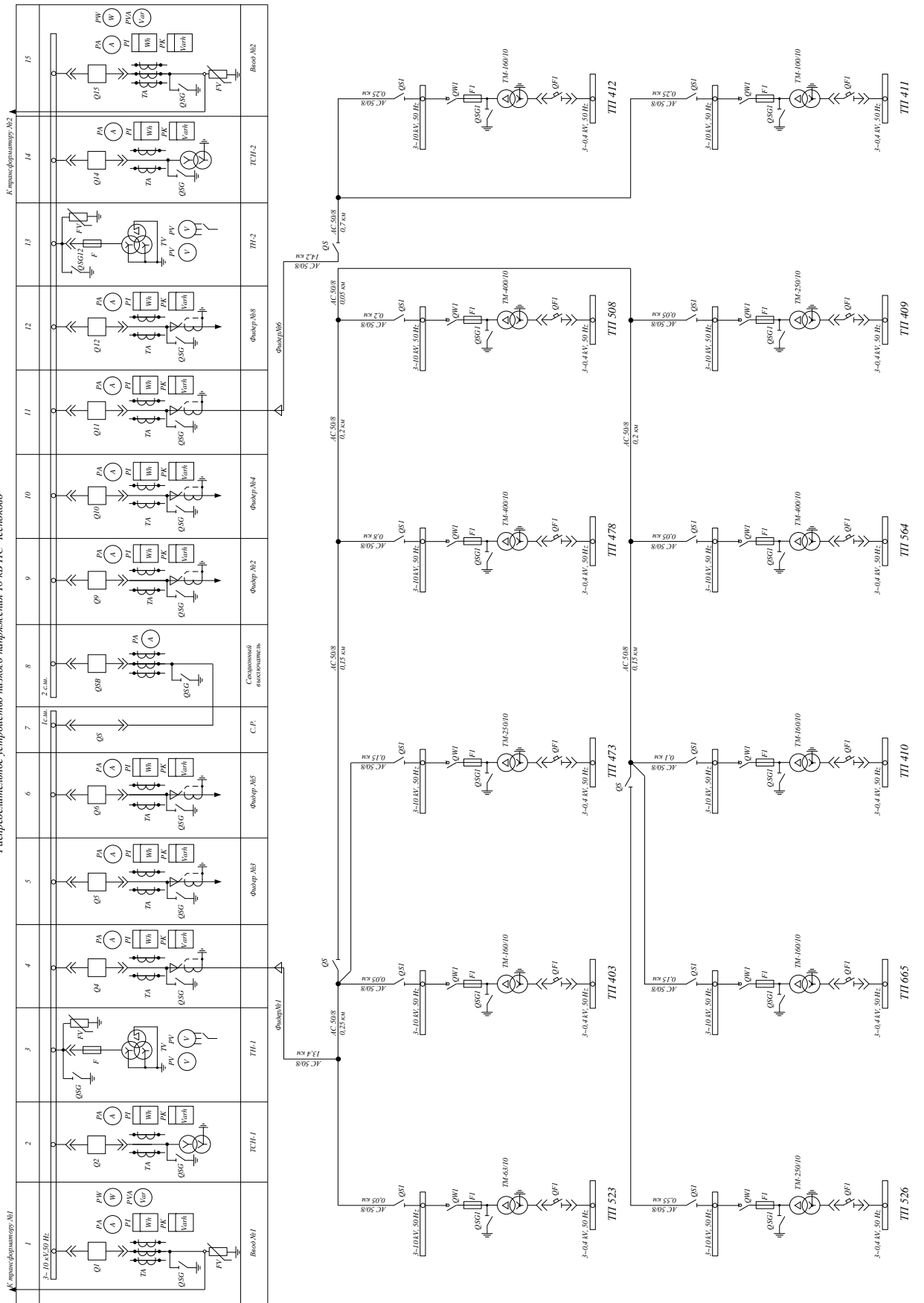


Рисунок 3 – Однолинейная существующая схема сети 10 кВ

Отключение питания на котельной может привести к полному отключению основного оборудования и как следствие прекращению теплоснабжения ответственных потребителей что недопустимо в настоящих условиях.

Изменение схемы питания указанных ТП и организация для них второго источника питания позволят обеспечить требуемую надёжность и качество электроснабжения.

На источнике питания необходимо так же провести модернизацию с заменой устаревшего оборудования на современное и более надежное.

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Цель расчета

Данный раздел посвящен определению фактических уровней нагрузки на трансформаторных ТП рассматриваемой электрической сети. На основании полученных данных далее будет выполняться проверка коэффициентов загрузки трансформаторов ТП и при необходимости приводиться выбор нового оборудования.

Полученные в данном разделе данные так же необходимы для дальнейших расчетов при реконструкции электрической сети т.к. они являются фундаментальными для дальнейших расчетов.

Порядок расчета предусматривает определение расчетных мощностей двигаясь снизу от потребителя вверх до источника питания.

При расчёте электрических нагрузок применяется метод удельных электрических нагрузок

3.2 Расчет электрических нагрузок 0,4 кВ существующих электроприемников

Расчет проводится с целью определения мощности нагрузки приведенной к шинам низкого напряжения ТП рассматриваемого района электрических сетей.

Результатом расчета является получение таких данных как расчетная активная, реактивная и полная мощность нагрузки.

Основой расчета являются справочные данные о единичной мощности нагрузки каждой группы потребителей в отдельности. Учитывая то что различные категории потребителей имеют различную мощность нагрузки следовательно при расчёте используется коэффициент совмещения максимумов нагрузки.

Для начала расчета в таблице 2 приводим данные о потребителях которые в настоящее время подключены к шинам низкого напряжения каждой ТП рассматриваемого района электрических сетей.

Таблица 2 – Данные о потребителях

| № ТП | Потребитель | Количество единиц |
|------|-------------------------|---------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| 523 | Склад | 3000 м ² |
| | Административное здание | 300 м ² |
| | Склад | 2000 м ² |
| 403 | Административное здание | 250 м ² |
| | Склад | 3000 м ² |
| | Склад | 5000 м ² |
| | Склад | 8000 м ² |
| 473 | Частный дом | 33 ед. |
| | Гараж | 33 ед. |
| | АЗС | 1 ед. |
| | Освещение улиц | 0,5 км |
| 409 | Частный дом | 25 ед. |
| | Гараж | 25 ед. |
| | Административное здание | 200 м ² |
| | Магазин | 100 м ² |
| | Магазин | 300 м ² |
| | Освещение улиц | 0,75 км |
| 564 | Котельная | 1 ед. |
| 508 | Частный дом | 26 ед. |
| | Гараж | 24 ед. |
| | Школа новая | 100 мест |
| | Школа старая | 100 мест |
| | Освещение улиц | 0,5 км |
| 665 | Больница | 100 мест |
| | Магазин | 400 м ² |
| | Частный дом | 11 ед. |
| | Гараж | 11 ед. |
| | Освещение улиц | 0,3 км |
| 478 | Частный дом | 37 ед. |
| | Гараж | 37 ед. |
| | Освещение улиц | 0,3 км |

Продолжение таблицы 2

| 1 | 2 | 3 |
|-----|-------------------------|---------------------|
| 526 | Частный дом | 33 ед. |
| | Гараж | 33 ед. |
| | Освещение улиц | 0,4 км |
| 410 | Частный дом | 28 ед. |
| | Гараж | 28 ед. |
| | Освещение улиц | 0,4 км |
| 412 | Частный дом | 16 ед. |
| | Гараж | 16 ед. |
| | Освещение улиц | 1,0 км |
| 411 | Частный дом | 5 ед. |
| | Гараж | 5 ед. |
| | Зерновой склад | 2800 м ² |
| | Зерновой склад | 3000 м ² |
| | Административное здание | 600 м ² |

Характеристика нагрузки приведена в таблице 3, 4.

Таблица 3 – Данные об удельной мощности частных домов

| Потребитель | Количество (шт.) | | | | | | | | | |
|--|------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| | 1-3 | 6 | 9 | 12 | 15 | 18 | 24 | 40 | 60 | 100 |
| Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт (tgφ = 0,2) | 14,5 | 8,6 | 7,2 | 6,5 | 5,8 | 5,5 | 4,7 | 3,9 | 3,3 | 2,6 |

Таблица 4 – Данные нагрузке остальных потребителей

| Потребитель | Удельная мощность | Коэффициент реактивной мощности tgφ |
|-------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|
| Гараж | 0,2 (кВт/ед.) | 0,62 |
| Административное здание | 0,054 (кВт/м ²) | 0,57 |
| Торговое помещение | 0,25 (кВт/м ²) | 0,75 |
| Складское помещение | 0,008 (кВт/м ²) | 0,38 |
| Школа | 0,17 (кВт/место) | 0,43 |
| Больница | 0,15 (кВт/место) | 0,43 |
| Освещение улиц | 2,0 (кВт/км) | 0,3 |

Проводим расчет электрических нагрузок на примере ТП №19, экспликация зданий подключенных к ТП представлена на рисунке 4, обозначение потребителей на плане представлено в таблице 5 [9].

Таблица 5 - Обозначение потребителей на плане и их количество

| № ТП | Номер фидера | Потребитель | Кол-во | Номер на плане |
|------|-----------------|-------------------------|--------|-------------------------------------|
| 409 | 1 | Частный дом | 10 | 16,17,18,19,20,21,22,23,24,25 |
| | | Гараж | 10 | |
| | | Магазин | 2 | 27,28 |
| | 2 | Частный дом | 17 | 1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15 |
| | | Гараж | 17 | |
| | | Административное здание | 1 | 26 |
| 3 | Освещение улицы | 0,75 км | - | |

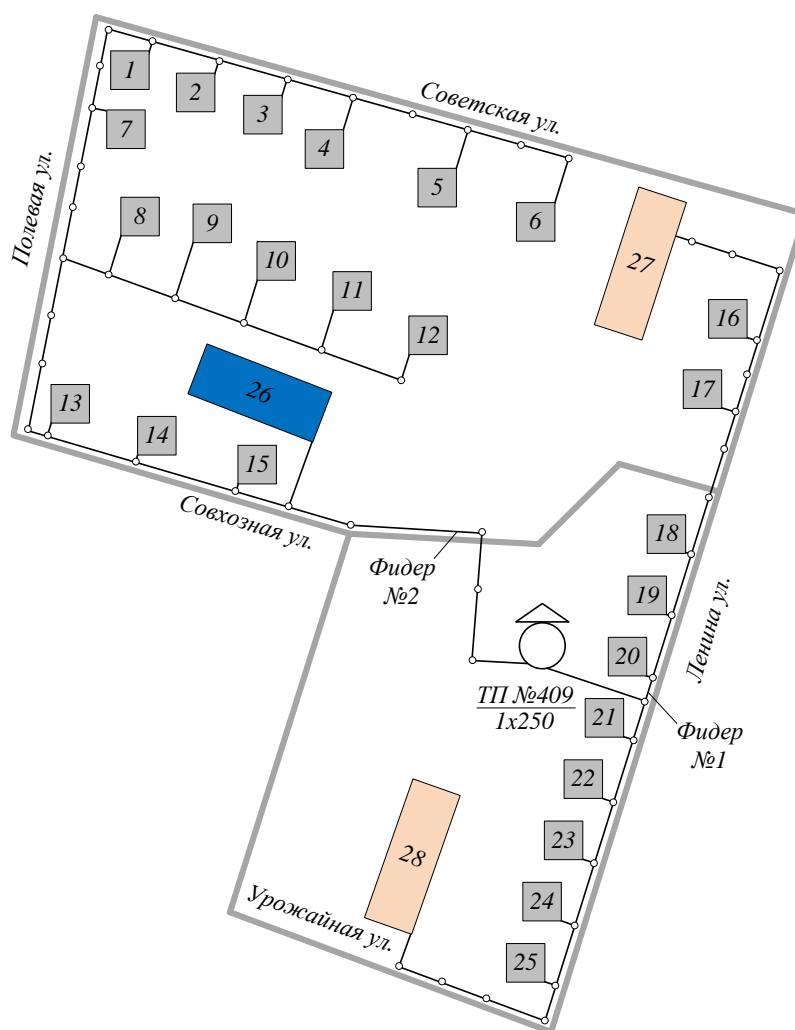


Рисунок 4 – План расположения зданий подключенных к шинам низкого напряжения ТП 409

В рассматриваемом районе электрических сетей городская нагрузка является смешанной и следовательно ее необходимо считать по определенной формуле которая учитывает долю каждого отдельного потребителя в максимуме нагрузки, данная формула выглядит следующим образом [9]:

$$P_{P0,4} = P_{max} + \sum P_{зdi} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – активная мощность потребителя с наибольшей нагрузкой;

$P_{зdi}$ – активная мощность остальных потребителей;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки остальных потребителей.

Активация мощность нагрузки для частных домов [9]:

$$P_{Pчд} = P_{чд.уд} \cdot n_{чд} \quad (2)$$

где $P_{чд.уд}$ – активная расчетная мощность нагрузки одного частного дома.

$n_{чд}$ – количество частных домов.

Реактивация мощность частных домов [9]:

$$Q_{Pчд} = P_{чд.уд} \cdot tg \varphi_{чд} \quad (3)$$

где $tg \varphi_{чд}$ – коэффициент реактивной мощности частных домов.

Для торговых помещений, магазинов активная расчетная мощность определяется как [9]:

$$P_{Pторг} = P_{торг.уд} \cdot M_{торг} \quad (4)$$

где $P_{торг.уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

$M_{торг}$ – площадь помещения (м²).

Реактивация мощность торгового помещения, магазина [9]:

$$Q_{Pторг} = P_{Pторг} \cdot tg \varphi_{торг} \quad (5)$$

где $tg\varphi_{торг}$ – коэффициент мощности торговых помещений (магазинов).

Для гаражей активная мощность определяется как [9]:

$$P_{Pgar} = P_{gar.уд} \cdot N_{gar} \quad (6)$$

где $P_{gar.уд}$ – удельная расчетная активная мощность (кВт/ед.);

N_{gar} – количество гаражей (ед.).

Реактивная мощность гаражей [9]:

$$Q_{Pgar} = P_{Pgar} \cdot tg\varphi_{gar} \quad (7)$$

где $tg\varphi_{gar}$ – коэффициент мощности для гаража.

Для административного здания [9]:

$$P_{Padm} = P_{adm.уд} \cdot M_{adm} \quad (8)$$

где $P_{adm.уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

M_{adm} – площадь административного помещения (м²).

Реактивная мощность административных зданий [9]:

$$Q_{Padm} = P_{Padm} \cdot tg\varphi_{adm} \quad (9)$$

где $tg\varphi_{adm}$ – коэффициент мощности для административного помещения.

Для освещения улиц [9]:

$$P_{Pocv} = P_{ocv.уд} \cdot L \quad (10)$$

где $P_{ocv.уд}$ – удельная расчетная активная мощность;

L – длина улицы (км).

Реактивная мощность освещения улиц [9]:

$$Q_{Pocv} = P_{Pocv} \cdot tg\varphi_{ocv} \quad (11)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{осе}$ – коэффициент мощности для осветительных установок .

Выполняем расчет нагрузок на примере фидера №1 ТП 409, проводим расчёт активной мощности нагрузки от частных домов:

$$P_{P_{чд}} = 7,2 \cdot 10 = 72,0 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной мощности частных домов:

$$Q_{P_{чд}} = 72,0 \cdot 0,2 = 14,4 \text{ (кВАр)}$$

Расчет активной мощности торговых помещений (магазинов):

$$P_{P_{торг}} = 0,25 \cdot (300 + 100) = 100,0 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной мощности торгового помещения (магазина):

$$Q_{P_{торг}} = 100 \cdot 0,75 = 75,0 \text{ (кВАр)}$$

Расчет активной мощности гаражей:

$$P_{P_{гараж}} = 0,2 \cdot 10 = 2,0 \text{ (кВт)}$$

Расчет реактивной мощности гаражей:

$$Q_{P_{гараж}} = 2,0 \cdot 0,62 = 1,2 \text{ (кВАр)}$$

Учитывая то что максимальное значение мощности имеется у торгового помещения следовательно при расчете общей нагрузки коэффициент совмещения максимума нагрузки должен применяться к остальным потребителям в частности к частным домам и гаражам [9]:

$$P_{P_{0,4}} = P_{чд} \cdot k_{y1} + P_{торг} + P_{гараж} \cdot k_{y2} \quad (12)$$

$$Q_{P_{0,4}} = Q_{чд} \cdot k_{y1} + Q_{торг} + Q_{гараж} \cdot k_{y2} \quad (13)$$

$$P_{P_{0,4}} = 72,0 \cdot 0,5 + 100,0 + 2,0 \cdot 0,5 = 137,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4} = 14,4 \cdot 0,5 + 75,0 + 1,2 \cdot 0,5 = 82,82 \text{ (кВАр)}$$

При этом полная расчетная мощность нагрузки фидера №1 ТП 409 определяется по следующей формуле [9]:

$$S_{P0,4} = \sqrt{P_{P0,4}^2 + Q_{P0,4}^2} \quad (14)$$

$$S_{P0,4} = \sqrt{137,0^2 + 82,82^2} = 160,09 \text{ (кВА)}$$

Для остальных фидеров данной и остальных ТП расчет проводится по аналогичным формулам, результаты расчета приведены в таблице 6

Таблица 6 - Определение расчетных нагрузок фидеров ТП

| Номер фидера | $P_{P0,4}$ (кВт) | $Q_{P0,4}$ (кВАр) | $S_{P0,4}$ (кВА) |
|---------------|------------------|-------------------|------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ТП-523 | | | |
| 1 | 24,0 | 9,12 | 25,67 |
| 2 | 24,1 | 10,69 | 26,36 |
| ТП-403 | | | |
| 1 | 64,0 | 24,32 | 68,47 |
| 2 | 70,75 | 28,19 | 76,16 |
| ТП-473 | | | |
| 1 | 80,5 | 18,77 | 82,66 |
| 2 | 128,8 | 34,55 | 133,35 |
| 3 (освещение) | 1,0 | 0,3 | 1,04 |
| ТП-409 | | | |
| 1 | 137,0 | 82,82 | 160,09 |
| 2 | 93,9 | 21,41 | 96,31 |
| 3 (освещение) | 1,5 | 0,45 | 1,57 |
| ТП-564 | | | |
| 1 | 77,79 | 58,09 | 97,09 |
| 2 | 77,79 | 58,09 | 97,09 |
| ТП-508 | | | |
| 1 | 124,8 | 26,05 | 127,49 |
| 2 | 17,0 | 7,31 | 18,51 |
| 3 | 17,0 | 7,31 | 18,51 |
| 4 (освещение) | 1,0 | 0,3 | 1,04 |
| ТП-665 | | | |
| 1 | 80,3 | 16,52 | 81,98 |

Продолжение таблицы 6

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|---------------|-------|-------|--------|
| 2 | 100,0 | 75,0 | 125,00 |
| 3 | 15,0 | 6,45 | 16,33 |
| 4 (освещение) | 0,6 | 0,18 | 0,9 |
| ТП-478 | | | |
| 1 | 80,3 | 16,52 | 81,98 |
| 2 | 73,0 | 14,81 | 74,49 |
| 3 | 123,2 | 25,56 | 125,82 |
| 4 (освещение) | 0,6 | 0,18 | 0,9 |
| ТП-526 | | | |
| 1 | 85,8 | 17,71 | 87,61 |
| 2 | 60,9 | 12,47 | 62,16 |
| 3 | 85,8 | 17,71 | 87,61 |
| 4 (освещение) | 0,8 | 0,24 | 1,21 |
| ТП-410 | | | |
| 1 | 112,0 | 23,24 | 114,39 |
| 2 | 52,2 | 10,69 | 53,28 |
| 3 (освещение) | 0,8 | 0,24 | 1,21 |
| ТП-412 | | | |
| 1 | 96,5 | 19,91 | 98,53 |
| 2 (освещение) | 2,0 | 0,6 | 2,09 |
| ТП-411 | | | |
| 1 | 24 | 9,12 | 25,67 |
| 2 | 70,9 | 22,4 | 74,35 |

Расчет так же приведен в приложении А

4 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

4.1 Выбор количества линий и трасс их прохождения

В рассматриваемой системе электроснабжения проблемы встречающиеся в низковольтном электроснабжении 0,4 кВ заключаются в устаревании и физическом износе оборудования, трасса прохождения линий электропередач и их количество может быть оставлено без изменений т.к. в их изменении нет необходимости.

4.2 Выбор площади сечений и количества линий

В данном разделе рассматривается расчет площади сечений и материала проводника для ВЛ 0,4 кВ которыми выполнено низковольтное электроснабжение села Новочесноково. В настоящее время сети 0,4 кВ выполнены в виде одно цепных линий электропередачи, при этом в данном разделе предусматривается выбор нового типа проводника в виде самонесущего изолированного провода типа СИП-2, количество линий оставляем без изменений.

Рассмотрим основные достоинства нового проводника типа СИП-2:

1) Благодаря своей конструкции и наличию изоляционной оболочки, обеспечивается высокая надежность передачи электрической энергии по сравнению с использованием неизолированных типов проводников.

2) Применение данного проводника в значительной степени снижает затраты на эксплуатацию линий электропередачи

3) На ВЛ с использованием данного типа проводника отсутствует постоянная необходимость в проверке изоляционных расстояний до кустарников и деревьев, соответственно отсутствует необходимость в периодической вырубке растительности вдоль ВЛ.

4) Данный тип проводника отлично показал себя при работе в условиях непогоды – гололеда и снегопада, учитывая то что материал оболочки не дает возможности накапливаться льду и снегу на поверхности соответственно это в

значительной степени снижает механические нагрузки на проводник и повышает надежность электроснабжения потребителей

5) Значительное количество приспособлений и фурнитуры ускоряют удешевляют и упрощают процесс реконструкции линий электропередачи при переводе ее на изолированный тип проводника.

6) При использовании СИП практически полностью исключается незаконное подключение сторонних потребителей к действующим линиям электропередачи.

7) Проводник типа СИП имеет значительно меньшее реактивное сопротивление и тем самым меньшие потери энергии и напряжения при сравнении с неизолированным типом проводников.

Рассмотрим расчет и выбор проводников СИП-2 применительно к нашей системе электроснабжения.

Выбор проводим по условию [11]:

$$I_p \leq I_{\text{од}} \quad (15)$$

где I_p – расчетный ток в сечении фидера;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_{P0,4} = \frac{S_{P0,4}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (16)$$

где $S_{P0,4}$ – расчетная мощность в сечении проводника с учетом всех подключенных к фидеру потребителей определена для каждого фидера в разделе расчета электрических нагрузок;

U_n – номинальное линейное напряжение.

Проводим выбор сечения проводника на примере фидера №1 ТП 409

Для головного участка:

$$I_p = \frac{160,09}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 231,34 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-2, принимаем минимальное сечение для данного типа проводника 3×70+1×50, паспортное значение токовой нагрузки для данного сечения составляет 240 А, проверяем условие:

$$231,34 \leq 240$$

Для остальных фидеров (кроме освещения улиц) сечение выбирается по аналогичному алгоритму, результаты расчета приведены в таблице 7

Таблица 7 – Выбор проводников 0,4 кВ

| Номер фидера | Расчетный ток (А) | Сечение принятого проводника | Длительный ток (А) |
|--------------|-------------------|------------------------------|--------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| ТП-523 | | | |
| 1 | 37,10 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 38,09 | 3×25+1×25 | 130 |
| ТП-403 | | | |
| 1 | 98,95 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 110,06 | 3×25+1×25 | 130 |
| ТП-473 | | | |
| 1 | 119,45 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 192,70 | | |
| ТП-409 | | | |
| 1 | 231,34 | 3×70+1×50 | 240 |
| 2 | 139,18 | 3×35+1×25 | 160 |
| ТП-564 | | | |
| 1 | 140,30 | 3×35+1×25 | 160 |
| 2 | 140,30 | 3×35+1×25 | 160 |
| ТП-508 | | | |
| 1 | 184,23 | 3×50+1×35 | 195 |
| 2 | 26,75 | 3×25+1×25 | 130 |
| 3 | 26,75 | 3×25+1×25 | 130 |
| ТП-665 | | | |
| 1 | 118,47 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 180,64 | 3×50+1×35 | 195 |
| 3 | 23,60 | 3×25+1×25 | 130 |

Продолжение таблицы 7

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|--------|--------|-----------|-----|
| ТП-478 | | | |
| 1 | 118,47 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 107,64 | 3×25+1×25 | 130 |
| 3 | 181,82 | 3×50+1×35 | 195 |
| ТП-526 | | | |
| 1 | 126,60 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 89,83 | 3×25+1×25 | 130 |
| 3 | 126,60 | 3×25+1×25 | 130 |
| ТП-410 | | | |
| 1 | 165,30 | 3×50+1×35 | 195 |
| 2 | 76,99 | 3×25+1×25 | 130 |
| ТП-412 | | | |
| 1 | 142,38 | 3×35+1×25 | 160 |
| ТП-411 | | | |
| 1 | 37,10 | 3×25+1×25 | 130 |
| 2 | 107,44 | 3×25+1×25 | 130 |

Таким образом в данном разделе проведен выбор проводников для линий электропередачи всех фидеров 0,4 кВ в рассматриваемой системе электроснабжения, все проводники прошли проверку следовательно они могут быть приняты к монтажу.

5 ПРОВЕРКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕКОНСТРУКЦИИ ТП

В данном разделе рассматривается вопрос целесообразности реконструкции трансформаторах подстанций 10/0,4 кВ рассматриваемого района электрических сетей, решение будет приниматься на основании расчетных данных о фактических коэффициентах загрузки трансформаторов. Так же следует отметить что данная работа рассматривает установку двух трансформаторов при реконструкции на следующих ТП: 508, 564, 665, данное решение связано с тем что в настоящее время данными источниками питания не обеспечивается требуемый уровень надежности электроснабжения категорий потребителей подключенных к шинам низкого напряжения, ТП 564 - потребитель котельная – первая категория надежности электроснабжения, ТП 508 – один из потребителей школа новая и старая – вторая категория надёжности электроснабжения, ТП 665 – один из потребителей больница – вторая категория надёжности электроснабжения. Далее для данных ТП в процессе реконструкции питающих линий электропередачи напряжением 10 кВ предусматривается подключение второй ВЛ.

5.1 Расчет нагрузок существующих ТП

Перед определением коэффициентов загрузки, необходимо определить мощность нагрузки на стороне низкого напряжения ТП используя данные о нагрузке каждого отходящего фидера:

Расчётная мощность нагрузки на шинах НН ТП допускается определять по следующей формуле [11]:

$$P_{НТП} = k \cdot \sum P_{P0,4} + P_{Pocв} \quad (17)$$

$$Q_{НТП} = k \cdot \sum Q_{P0,4} + Q_{Pocв} \quad (18)$$

где k – коэффициент совмещения максимумов нагрузки отдельных фидеров.

Проводим данный расчет на примере ТП 409:

$$P_{НТП} = 0,9 \cdot (137,0 + 93,9) + 1,5 = 207,81 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{НТП} = 0,9 \cdot (82,82 + 21,41) + 0,45 = 93,81 \text{ (кВАр)}$$

Полная мощность нагрузки соответственно [12]:

$$S_{НТП} = \sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НТП}^2} \quad (19)$$

$$S_{НТП} = \sqrt{207,81^2 + 93,81^2} = 230,76 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет для остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 8.

Расчет так же приведен в приложении В

Таблица 8 – Расчет нагрузок НН существующих ТП

| Номер ТП | $P_{НТП}$ (кВт) | $Q_{НТП}$ (кВАр) | $S_{НТП}$ (кВА) |
|----------|-----------------|------------------|-----------------|
| 523 | 43,29 | 17,83 | 46,83 |
| 43 | 121,28 | 47,26 | 130,17 |
| 473 | 188,37 | 47,99 | 194,41 |
| 409 | 207,81 | 93,81 | 230,76 |
| 564 | 140,02 | 104,56 | 174,76 |
| 508 | 142,92 | 36,60 | 148,06 |
| 665 | 175,77 | 88,17 | 200,98 |
| 478 | 248,85 | 51,20 | 254,06 |
| 526 | 209,25 | 43,10 | 213,64 |
| 410 | 147,78 | 30,54 | 150,90 |
| 412 | 96,50 | 19,91 | 98,53 |
| 411 | 85,41 | 28,37 | 90,02 |

Согласно полученным данным далее проводим компенсацию реактивной мощности на существующих ТП

5.2 Компенсация реактивной мощности

Расчёт требуемой мощности КУ (компенсирующих устройств) проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [6]:

$$Q_K = Q_{HTП} - P_{HTП} \cdot tg\varphi \quad (20)$$

где $tg\varphi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа Мин Энерго)

Требуемую мощность компенсирующих устройств для двух трансформаторных ТП, устанавливаемых на одну секцию шин 0,4 кВ определяем по формуле [6]:

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (21)$$

Номинальная мощность КУ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей [6]:

$$Q_{HECK} = Q_{HTП} - Q_{НОМ} \quad (22)$$

где $Q_{НОМ}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет на примере однитрансформаторной ТП 409, мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 93,81 - 207,81 \cdot 0,35 = 21,07 \text{ (квар)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности на данной ТП не требуется т.к. экономически целесообразно устанавливать компенсирующее устройства номинальной мощностью от 50 кВАр и выше иначе они не окупятся. Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 9.

Таблица 9 – Расчет компенсирующих устройств

| Номер ТП | $Q_{HTП}$ (кВАр) | Q_K (кВАр) | Установка КУ |
|----------|------------------|--------------|--------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 523 | 17,83 | 2,68 | Не требуется |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------------------------------------|--------|--------|--------------|
| 403 | 47,26 | 4,81 | Не требуется |
| 473 | 47,99 | -17,94 | Не требуется |
| 409 | 93,81 | 21,07 | Не требуется |
| 564 (установка 2-х трансформаторов) | 104,56 | 49,55 | Не требуется |
| 508 (установка 2-х трансформаторов) | 36,60 | -13,42 | Не требуется |
| 665 (установка 2-х трансформаторов) | 88,17 | 26,65 | Не требуется |
| 478 | 51,20 | -35,90 | Не требуется |
| 526 | 43,10 | -30,14 | Не требуется |
| 410 | 30,54 | -21,19 | Не требуется |
| 412 | 19,91 | -13,87 | Не требуется |
| 411 | 28,37 | -1,53 | Не требуется |

В ходе расчета было определено что на части трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ требуемая реактивная мощность имеет отрицательное значение следовательно установка УКРМ на них не требуется. При этом на части ТП имеется положительная требуемая реактивная мощность УКРМ которая в свою очередь не превышает экономически целесообразного значения 50 кВАр, следовательно на данных ТП так же установка этих устройств не требуется.

5.3 Расчет коэффициентов загрузки существующих ТП

В данном разделе проводится расчет фактических коэффициентов загрузки тех трансформаторных подстанций на которых установка второго трансформатора не предполагается.

Определение такого параметра как фактический коэффициент загрузки является важной задачей т.к. она позволяет определить в каком режиме работает силовой трансформатор, при этом если данный параметр имеет низкое значение следовательно оборудование не нагружено и эксплуатируется не целесообразно с экономической точки зрения – требуется пересмотр номинальной мощности трансформатора. При высоком значении данного параметра для трансформатора имеется систематическая перегрузка, что может привести к выходу его из строя и возникновением чрезвычайной ситуации что так же недопустимо.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы ТП рассчитывается как (без учета компенсации реактивной мощности) [6]:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НТП}^2}}{S_{НОМ} \cdot N} \quad (23)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

N – количество трансформаторов ТП.

Коэффициент загрузки для послеаварийного режима работы рассчитывается как (для двух трансформаторных ТП) [6]:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{НТП}^2 + Q_{НТП}^2}}{S_{НОМ}} \quad (24)$$

Значение данного параметра должно удовлетворять условию: $K_{3\phi} \leq 0,95$ (для потребителей третьей категории) для одно трансформаторной ТП, для двух трансформаторной ТП $0,5 \leq K_{3\phi} \leq 0,7$, для двух трансформаторной ТП в послеаварийном режиме $K_{ПА} \leq 1,4$

Проводим расчет на примере ТП 409:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{207,81^2 + 93,81^2}}{250 \cdot 1} = 0,92$$

Коэффициент загрузки не превышает допустимое значение следовательно замена оборудования не требуется, так же проводим данный расчет для остальных ТП на которых установка второго трансформатора не требуется, сводим результаты в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

| Номер ТП | N (шт.) | $S_{НОМ}$ (кВА) | $K_{3\phi}$ |
|----------|-----------|-----------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 523 | 1 | 63 | 0,74 |
| 403 | 1 | 160 | 0,81 |

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-----|---|-----|------|
| 473 | 1 | 250 | 0,78 |
| 409 | 1 | 250 | 0,92 |
| 478 | 1 | 400 | 0,64 |
| 526 | 1 | 250 | 0,85 |
| 410 | 1 | 160 | 0,94 |
| 412 | 1 | 160 | 0,62 |
| 411 | 1 | 100 | 0,9 |

Расчет показал что в рассматриваемом районе электрических сетей коэффициент загрузки одно трансформаторных ТП варьируется от 0,62 до 0,94 что приемлемо при подключении потребителей третьей категории как в данном случае, следовательно изменение трансформаторной мощности на указанных объектах не требуется

Далее проводим выбор трансформаторов для ТП где проводится реконструкция с установкой двух трансформантов.

5.4 Выбор и проверка числа и мощности трансформаторов на реконструируемых ТП

Проводим выбор количества типа и мощности силовых трансформаторов на ТП где проводится реконструкция для повышения надежности электроснабжения потребителей (ТП 508, 564,665)

В данной работе предусматривается на реконструируемых ТП устанавливать силовые трансформатора типа ТС имеющие принципиально новый тип изоляции по сравнению с маслonaполненными типа ТМ, рассмотрим основные достоинства данного оборудования:

1) Применяемая в данных силовых трансформаторах литая изоляция имеет высокую степень пожарной безопасности т.к. не поддерживает горение при экстремальных температурах

2) Отсутствует необходимость применения систем пожаротушения и установки маслоприёмника под трансформатором.

3) отсутствие загрязняющего фактора – трансформаторного масла переводит данный тип оборудования на более высокий класс экологической безопасности.

4) Трансформаторы считаются необслуживаемыми – отсутствует необходимость постоянного контроля уровня масла и проверки его утечек.

5) Трансформаторы данного типа имеют меньшие габариты по сравнению с аналогами типа ТМ ввиду отсутствия основного и расширительного бака и как следствие требуют меньше места для установки.

6) Высокая стойкость к электродинамическим нагрузкам при коротком замыкании, высокая охлаждающая способности современного типа изоляции.

7) Относительно низки потери мощности по сравнению с устаревшими аналогами типа ТМ.

8) Относительно низкий уровень шума и вибраций при работе трансформатора.

Проводим расчеты применительно к реконструируемым ТП.

Требуемая мощность силового трансформатора определяется по следующей формуле [16]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{HTП}^2 + Q_{HTП}^2}}{N \cdot k} \quad (25)$$

где k - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора (для двух трансформаторных ТП принимается равным 0,7).

Рассмотрим подробно пример расчета мощности трансформатора для ТП 508:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{142,92 + 36,6^2}}{2 \cdot 0,7} = 105,38 \text{ (кВА)}$$

По расчетным данным выбираем трансформатор типа ТСЛ-125/10/0,4, номинальной мощностью 125 кВА.

Далее проверяем выбранный трансформатор по фактическому коэффициенту загрузки:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{142,92 + 36,6^2}}{2 \cdot 125} = 0,59$$

Для послеаварийного режима работы

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{142,92 + 36,6^2}}{125} = 1,18$$

Полученный коэффициент загрузки удовлетворяет ранее указанным условиям, следовательно, номинальная мощность трансформатора выбрана верно, далее проводим расчет для остальных ТП где это необходимо, результаты расчета сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

| ТП | $S_{ТР}$ (кВА) | $S_{НОМ}$ (кВА) | $K_{3\phi}$ | $K_{ПА}$ |
|-----|----------------|-----------------|-------------|----------|
| 508 | 105,38 | 125 | 0,59 | 1,18 |
| 564 | 124,82 | 160 | 0,55 | 1,1 |
| 665 | 140,46 | 160 | 0,62 | 1,24 |

Расчет считается окончанным т.к. коэффициенты загрузки находятся в допустимом диапазоне.

5.5 Расчет нагрузок на стороне ВН ТП

При расчёте и выборе проводов линий электропередач питающих трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ а так же для выбора оборудования 10 кВ как на источнике питания так и на самих ТП требуется определить значение мощности нагрузки приведенной к шинам высокого напряжения каждой из ТП, которая представляет собой сумму мощности нагрузки на стороне низкого напряжения (определена ранее) и потерь мощности в силовых трансформаторах. Поэтому в данном разделе будет производиться расчет потерь активной, реактивной и полной мощности потерь в силовых трансформаторах всех ТП рассматриваемого района с паспортных данных оборудования таких как ток холостого хода, напряжение короткого замыкания а так же номинальная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ,

Паспортные данные трансформаторов которые используются в рассматриваемой системе электроснабжения приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Характеристики трансформаторов 6/0,4 кВ

| Тип трансформатора | Потери холостого хода ΔP_x (кВт) | Потери короткого замыкания ΔP_k (кВт) | Напряжение короткого замыкания u_k (%) | Ток холостого хода i_x (%) |
|--------------------|--|---|--|------------------------------|
| ТМ 63/10 | 0,2 | 1,27 | 4,5 | 1,8 |
| ТМ 100/10 | 0,26 | 2,25 | 4,5 | 1,6 |
| ТМ 250/10 | 0,58 | 4,2 | 4,5 | 1,2 |
| ТМ 400/10 | 0,82 | 5,5 | 4,5 | 1,0 |
| ТСЛ-125/10 | 0,48 | 1,84 | 4,0 | 1,8 |
| ТСЛ-160/10 | 0,6 | 2,7 | 6,0 | 1,5 |

Расчет потерь активной мощности в трансформаторах ТП определяем через паспортные данные и коэффициент загрузки по следующей формуле [16]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{3\Phi}^2 + \Delta P_x \quad (26)$$

Потери реактивной мощности [16]:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_{ТП}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \frac{i_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (27)$$

где u_k - напряжение короткого замыкания трансформатора (%)

i_x - ток холостого хода трансформатора (%)

Приводим расчет на примере ТП 409:

$$\Delta P_m = 4,2 \cdot 0,92^2 + 0,58 = 4,13 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,5 \cdot 230,76^2}{100 \cdot 250} + \frac{1,2 \cdot 250}{100} = 12,59 \text{ (кВАр)}$$

Определяем полную мощность потерь в трансформаторах [16]:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (28)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{4,14^2 + 12,59^2} = 13,25 \text{ (кВА)}$$

Определяем мощность нагрузки на шинах высокого напряжения данной ТП путём сложения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения и потерь мощности в трансформаторах [16]:

$$P_{ВНТП} = P_{НТП} + \Delta P_m \quad (29)$$

$$Q_{ВНТП} = Q_{НТП} + \Delta Q_m \quad (30)$$

$$S_{ВНТП} = S_{НТП} + \Delta S_m \quad (31)$$

где $P_{НТП}$ - расчетная активная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$Q_{НТП}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП;

$S_{НТП}$ - расчетная полная мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП.

Расчет проводим для ТП 409:

$$P_{ВНТП} = 207,81 + 4,14 = 211,94 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{ВНТП} = 93,81 + 12,59 = 106,4 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{ВНТП} = 230,76 + 13,25 = 244,01 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет для остальных ТП результаты сводим в таблицу 13.

Таблица 13 – Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП

| ТП | ΔP_m (кВт) | ΔQ_m (кВА) | ΔS_m (кВА) | $P_{ВНТП}$ (кВт) | $Q_{ВНТП}$ (кВАр) | $S_{ВНТП}$ (кВА) |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| 523 | 0,84 | 2,55 | 2,69 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 403 | 2,33 | 7,10 | 7,47 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 473 | 3,48 | 10,61 | 11,16 | 191,85 | 58,60 | 205,57 |
| 409 | 4,13 | 12,59 | 13,25 | 211,94 | 106,40 | 244,01 |
| 564 | 3,13 | 9,53 | 10,03 | 143,15 | 114,09 | 184,79 |
| 508 | 2,65 | 8,08 | 8,50 | 145,57 | 44,68 | 156,56 |
| 665 | 3,60 | 10,97 | 11,54 | 179,37 | 99,14 | 212,52 |
| 478 | 4,55 | 13,86 | 14,59 | 253,40 | 65,06 | 268,65 |
| 526 | 3,82 | 11,66 | 12,27 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 410 | 2,70 | 8,23 | 8,66 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 412 | 1,76 | 5,38 | 5,66 | 98,26 | 25,29 | 104,19 |
| 411 | 1,61 | 4,91 | 5,17 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |
| Суммарное значение | | | | 1841,85 | 714,81 | 2044,12 |

Расчет так же приведен в приложении Б

Полученные данные используем для определения расчетной мощности нагрузки на головных выключателях РУ НН ПС Чесноково.

5.6 Расчет суммарной мощности нагрузки района

В данном разделе проводим расчет суммарной мощности нагрузки района реконструкции в частности населенного пункта Новочесноково, полученные данные будут использоваться при выборе оборудования на ПС Чесноково на головных участках питающих линий электропередачи 10 кВ. При определении данной мощности применяется коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП который зависит от их количества трансформаторов и тем он меньше чем больше суммарное их количество. Суммарное количество трансформаторов после реконструкции составит 15 ед.

Расчет соответственно проводим для каждой мощности по следующей формуле [21]:

$$P_{рПС} = k \cdot \Sigma P_{ВНТП} \quad (32)$$

$$Q_{рПС} = k \cdot \Sigma Q_{ВНТП} \quad (33)$$

$$S_{pЛС} = \sqrt{P_{ВНТП}^2 + Q_{ВНТП}^2} \quad (34)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, при количестве трансформаторов от 11 до 20 принимаем равным 0,75

$P_{ВНТП}$, $Q_{ВНТП}$, - расчетная активная, реактивная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП.

$$P_{pЛС} = 0,75 \cdot 1841,85 = 1381,39 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pЛС} = 0,75 \cdot 714,81 = 536,11 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{pЛС} = \sqrt{1381,39^2 + 536,11^2} = 1533,08 \text{ (кВА)}$$

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе линейного оборудования 10 кВ и подстанционного оборудования 10 кВ на источнике питания ПС Чесноково

6 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛА НОВОЧЕСНОКОВО И ЕГО АНАЛИЗ

Как указывалось ранее в существующей системе электроснабжения села Новочесноково имеется ряд проблем связанных низкой надёжностью питания ответственных потребителей в частности котельная школы, больница имеют один источник питания в виде однострансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, при этом так же отсутствует и резервирование между смежными фидерами, поэтому в данном разделе предлагается выполнить реконструкцию данной системы электроснабжения и устранить данные проблемы, решением является:

- реконструкция с установкой двух трансформаторов на ТП 508, 564, 665
- строительство дополнительного участка ВЛ 10 кВ фидера №6 для организации второго питания указанных ТП.

Данные меры позволят повысить надёжность электроснабжения не только указанный потребителей но и всего района электрических сетей в частности благодаря организации резервирования между фидерами №1, №6

Поопорная схема электроснабжения а так же однолинейная схема электроснабжения села Новочесноково после реконструкции представлены на рисунке 5, 6 соответственно.

Как видно на рисунках от фидера №6 при реконструкции организована дополнительная отпайка которая подключается к ТП 508, 564, 665, на самих ТП в процессе реконструкции распределительное устройство выполняется с двумя вводами и секционными разъединителями которые могут включаться при необходимости в различных аварийных и ремонтных режимах.

На стороне низкого напряжения данных ТП так же имеется две секции шин объединённые секционным аппаратом, при это для ТП 564 на секционном автоматическом выключателе организована автоматика АВР для бесперебойного питания потребителей.

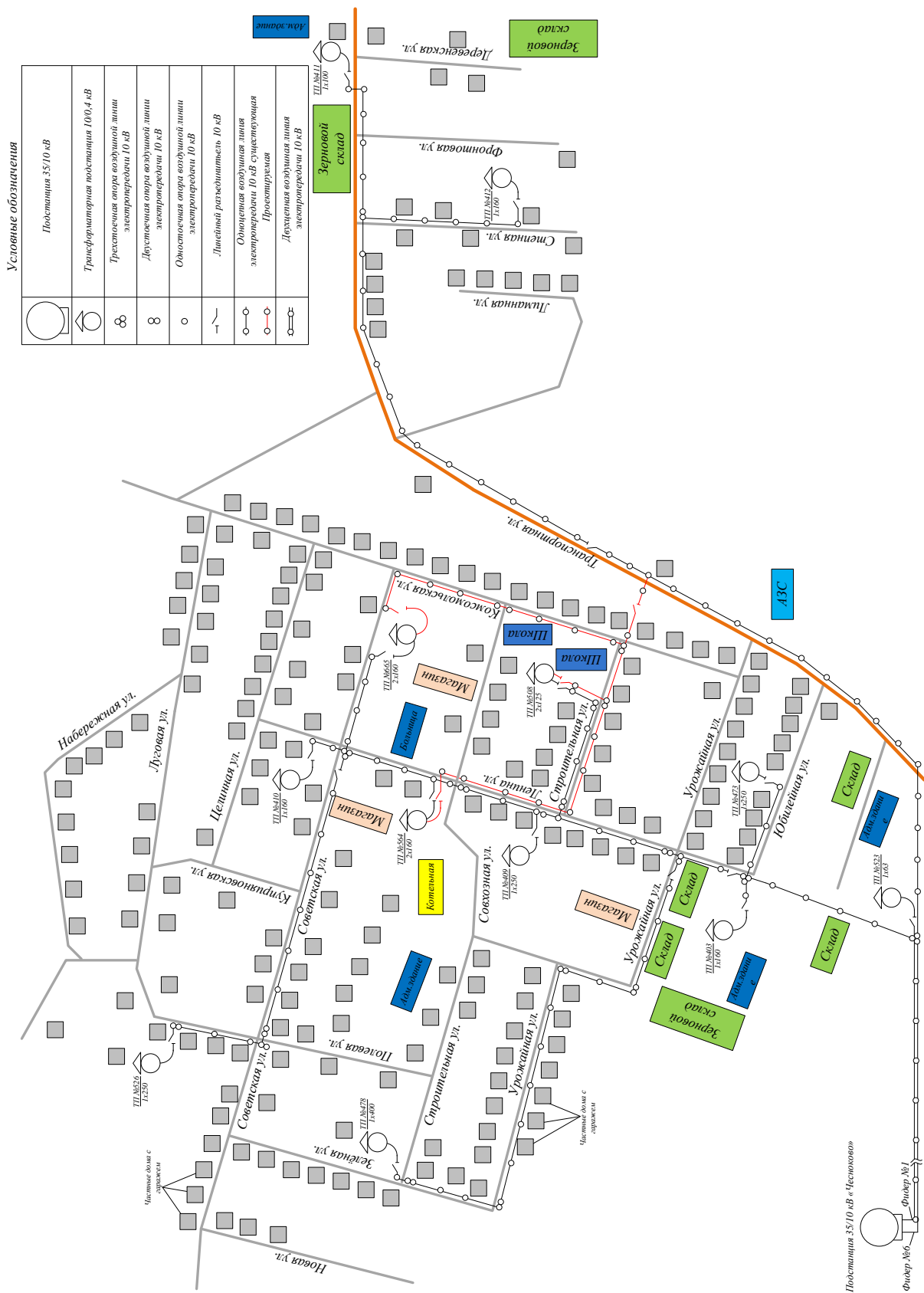


Рисунок 5 – Поопорная схема сети после реконструкции

6.1 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ

Для выбора линейного оборудования в частности проводников воздушных линий электропередачи необходимо знать нагрузки в электрической сети в частности токи в сечениях, для этого проводим расчет потокораспределения на всех участках рассматриваемой электрической сети. При определении потоков мощности выбирается режим работы с максимально возможными перетокам. Рассмотрим два ремонтных режима при которых питание всей системы электроснабжения выполняется от одного фидера, для наглядности на рисунке 7 представлен граф сети с указанием точек подключения ТП.

Проводим расчет первого режима работы при отключении головного выключателя фидера №6 ПС Чесноково, при этом секционные аппараты 10 кВ включены только на ТП 508

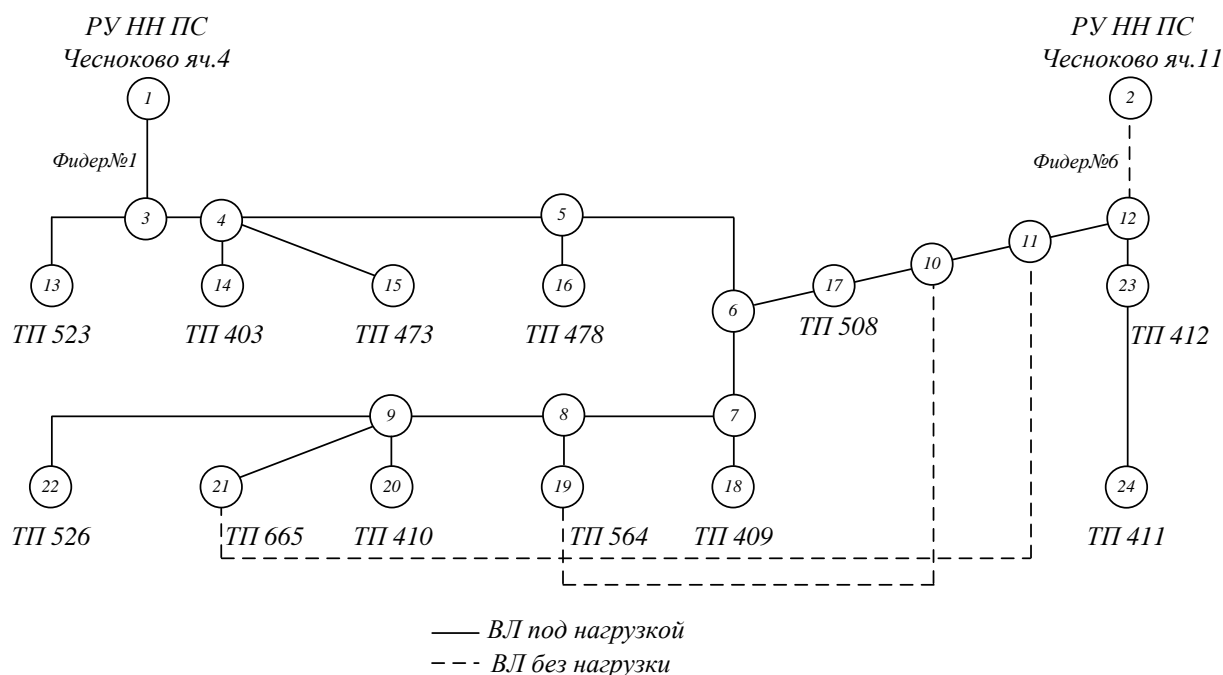


Рисунок 7 – Граф сети после реконструкции при отключении питания со стороны фидера №6 (секционирование на ТП 508)

Величина активной, реактивной и полной мощности в сечении зависит от количества подключенных от нее трансформаторных подстанций [21]:

$$P_{pij} = k \cdot \Sigma P_{ВНТПi} \quad (35)$$

$$Q_{pij} = k \cdot \Sigma Q_{ВНТПi} \quad (36)$$

$$S_{pij} = \sqrt{P_{pij}^2 + Q_{pij}^2} \quad (37)$$

где k - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП.

Для примера проводим расчет потоков мощности на участке 17-10 в данном случае со стороны ТП 508 получают питание ТП 411, 412 в таком случае потоки мощности будут соответственно равны [21]:

$$P_{p1710} = k \cdot (P_{ВНТП412} + P_{ВНТП411}) \quad (38)$$

$$Q_{p1710} = k \cdot (Q_{ВНТП412} + Q_{ВНТП411}) \quad (39)$$

При расчете учитывается только мощность на стороне высокого напряжения ТП, коэффициент совмещения нагрузок для двух трансформаторов будет равен 0,9, проводим расчет:

$$P_{p1710} = 0,9 \cdot (98,26 + 87,02) = 166,75 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p1710} = 0,9 \cdot (25,29 + 33,28) = 52,71 \text{ (кВАр)}$$

$$S_{pij} = \sqrt{166,75^2 + 52,71^2} = 174,88 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных участков для данного режима работы, результаты расчетов приведены в таблице 14

Таблица 14 – Расчет потоков мощности при отключении головного выключателя фидера №6 (секционирование на ТП 508)

| Участок | P_{pij} (кВт) | Q_{pij} (кВар) | S_{pij} (кВА) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|
| 1-3 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 3-4 | 1348,29 | 520,82 | 1495,94 |
| 4-5 | 1111,70 | 436,10 | 1238,54 |
| 5-6 | 921,65 | 387,31 | 1037,05 |
| 6-17 | 281,22 | 87,76 | 302,55 |
| 17-10 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 10-11 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 11-12 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 2-12 | — | — | — |
| 12-23 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 6-7 | 718,41 | 330,53 | 821,43 |
| 7-8 | 548,86 | 245,41 | 626,22 |
| 8-9 | 461,48 | 163,77 | 508,29 |
| 10-19 | - | - | - |
| 11-21 | - | - | - |
| 9-21 | 179,37 | 99,14 | 212,52 |
| 8-19 | 143,15 | 114,09 | 184,79 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

В ходе расчета определено что наиболее загруженным является головной участок, три участка находятся без нагрузки, далее проводим расчет режима работы сети при отключении головного выключателя фидера №1 ПС Чесноково, при этом секционные аппараты 10 кВ так же включены только на ТП 508, граф сети для данного режима представлен на рисунке 8

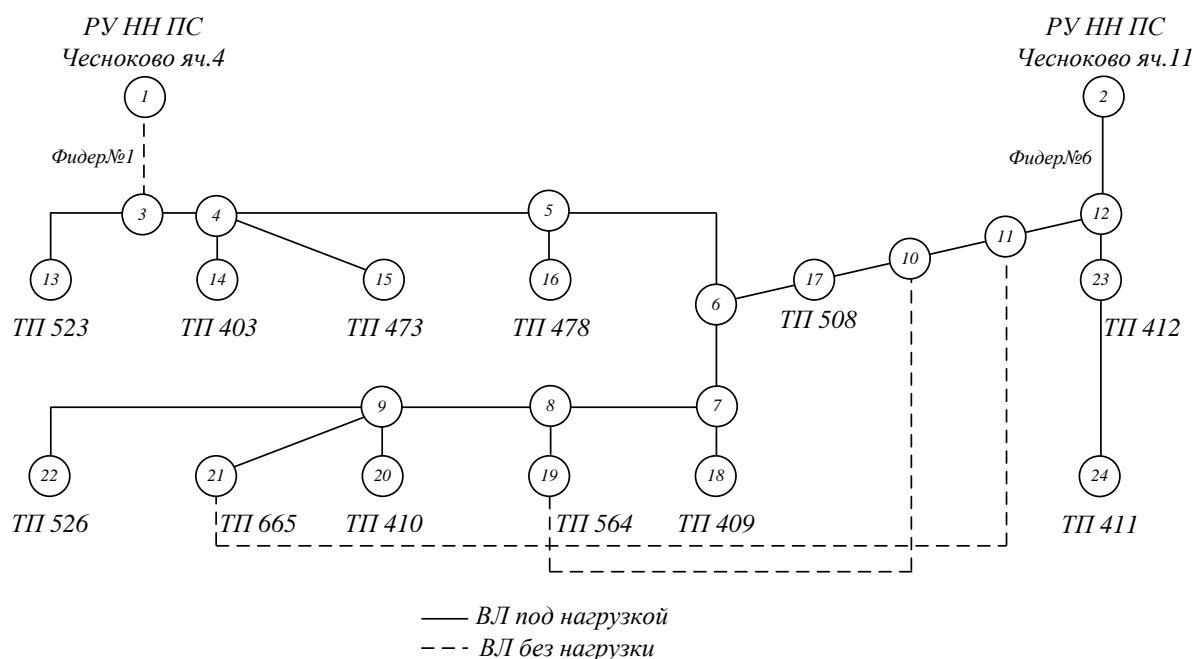


Рисунок 8 – Граф сети после реконструкции при отключении питания со стороны фидера №1 (секционирование на ТП 508)

Потоки мощности рассчитываются по аналогичным формулам при этом результаты расчета сводим в таблицу 15

Таблица 15 – Расчет потоков мощности при отключении головного выключателя фидера №1 (секционирование на ТП 508)

| Участок | P_{rij} (кВт) | Q_{rij} (кВАр) | S_{rij} (кВА) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1-3 | - | - | - |
| 3-4 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-5 | 305,65 | 113,34 | 333,82 |
| 5-6 | 521,04 | 168,64 | 562,17 |
| 6-17 | 1133,25 | 458,67 | 1266,13 |
| 17-10 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 10-11 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 11-12 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 2-12 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 12-23 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 6-7 | 782,69 | 343,38 | 887,51 |

Продолжение таблицы 15

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------|--------|--------|--------|
| 7-8 | 623,73 | 263,58 | 704,51 |
| 8-9 | 550,79 | 189,88 | 603,64 |
| 10-19 | - | - | - |
| 11-21 | - | - | - |
| 9-21 | 179,37 | 99,14 | 212,52 |
| 8-19 | 143,15 | 114,09 | 184,79 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

В данном режиме работы наиболее нагруженным является участок ВЛ 2-12, далее проводим расчет аналогичных ремонтных режимов работы однако секционирование сети выполняем теперь на распределительных устройствах высокого напряжения ТП 564, 665, результаты расчетов приведены на рисунках 9, 10, 11, 12 и в таблицах 16, 17, 18, 19.

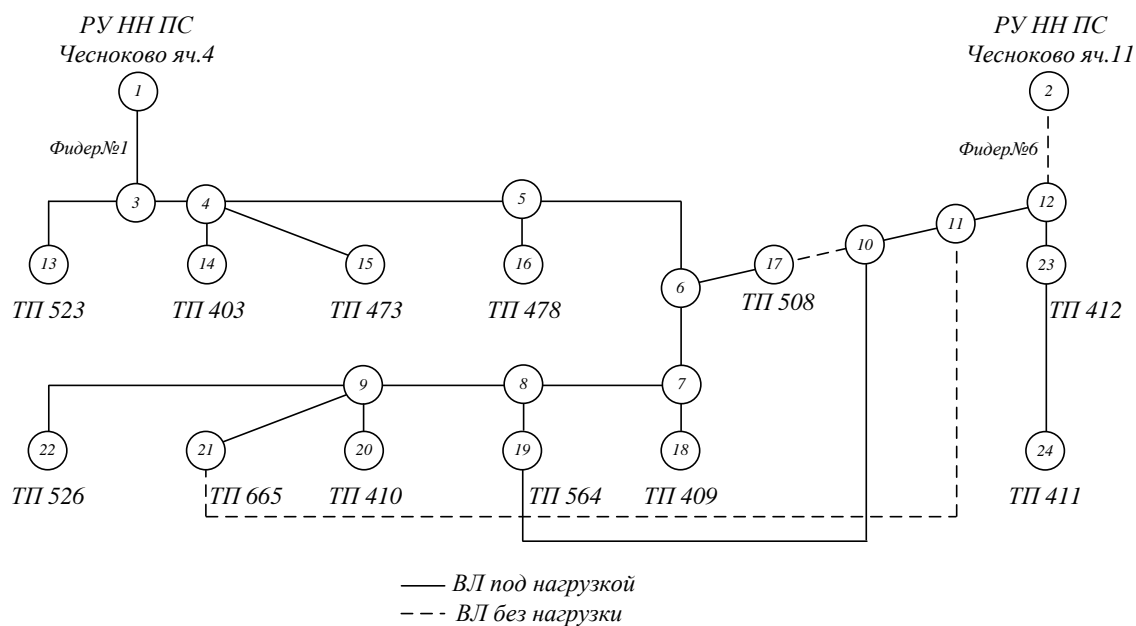


Рисунок 9 – Граф сети после реконструкции при отключении питания со стороны фидера №6 (секционирование на ТП 564)

Таблица 16 – Расчет потоков мощности при отключении головного выключателя фидера №6 (секционирование на ТП 564)

| Участок | P_{pij} (кВт) | Q_{pij} (кВАр) | S_{pij} (кВА) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|
| 1-3 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 3-4 | 1348,29 | 520,82 | 1495,94 |
| 4-5 | 1111,70 | 436,10 | 1238,54 |
| 5-6 | 921,65 | 387,31 | 1037,05 |
| 6-17 | 145,57 | 44,68 | 156,56 |
| 17-10 | - | - | - |
| 10-11 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 11-12 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 2-12 | - | - | - |
| 12-23 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 6-7 | 866,63 | 377,38 | 980,94 |
| 7-8 | 697,08 | 292,26 | 785,73 |
| 8-9 | 461,48 | 163,77 | 508,29 |
| 10-19 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 11-21 | - | - | - |
| 9-21 | 179,37 | 99,14 | 212,52 |
| 8-19 | 279,17 | 146,76 | 326,54 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

| | | | |
|------------------------|---------|--------|---------|
| 8-19 | 1135,07 | 406,61 | 1244,96 |
| Продолжение таблицы 17 | | | |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

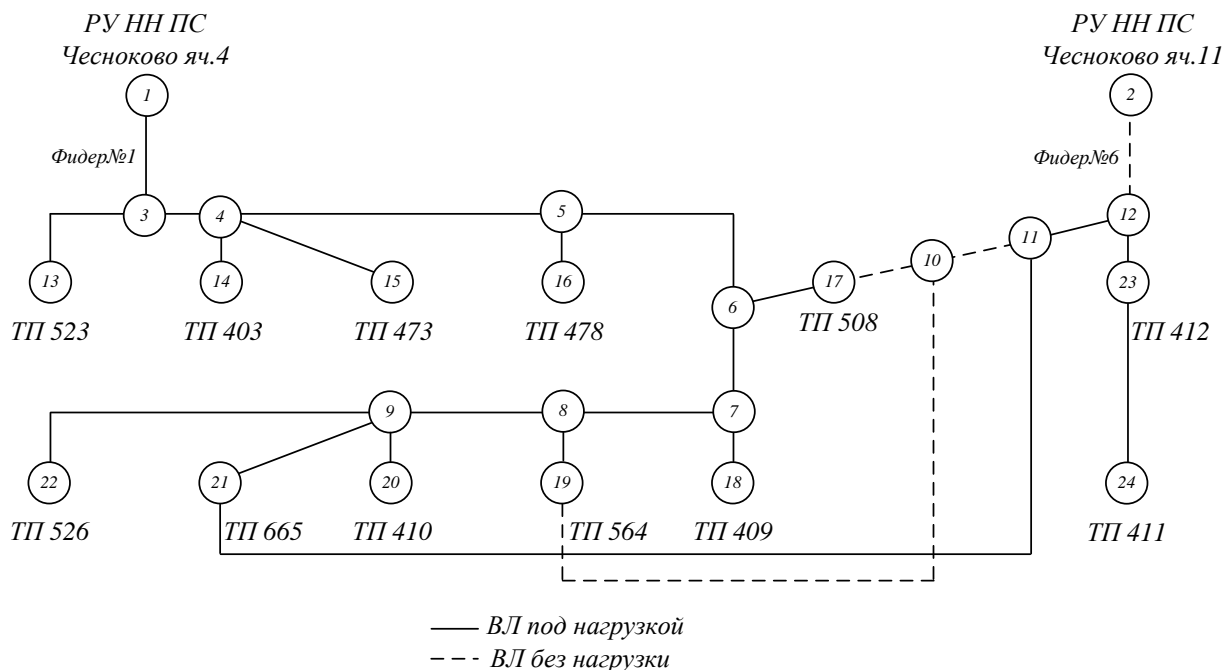


Рисунок 11 – Граф сети после реконструкции при отключении питания со стороны фидера №6 (секционирование на ТП 665)

Таблица 18 – Расчет потоков мощности при отключении головного выключателя фидера №6 (секционирование на ТП 665)

| Участок | P_{rij} (кВт) | Q_{rij} (кВАр) | S_{rij} (кВА) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1-3 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 3-4 | 1348,29 | 520,82 | 1495,94 |
| 4-5 | 1111,70 | 436,10 | 1238,54 |
| 5-6 | 921,65 | 387,31 | 1037,05 |

| | | | |
|------------------------|--------|--------|--------|
| 6-17 | 145,57 | 44,68 | 156,56 |
| Продолжение таблицы 18 | | | |
| 17-10 | - | - | - |
| 10-11 | - | - | - |
| 11-12 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 2-12 | - | - | - |
| 12-23 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 6-7 | 866,63 | 377,38 | 980,94 |
| 7-8 | 697,08 | 292,26 | 785,73 |
| 8-9 | 582,56 | 200,99 | 637,90 |
| 10-19 | - | - | - |
| 11-21 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 9-21 | 309,95 | 134,05 | 350,12 |
| 8-19 | 143,15 | 114,09 | 184,79 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

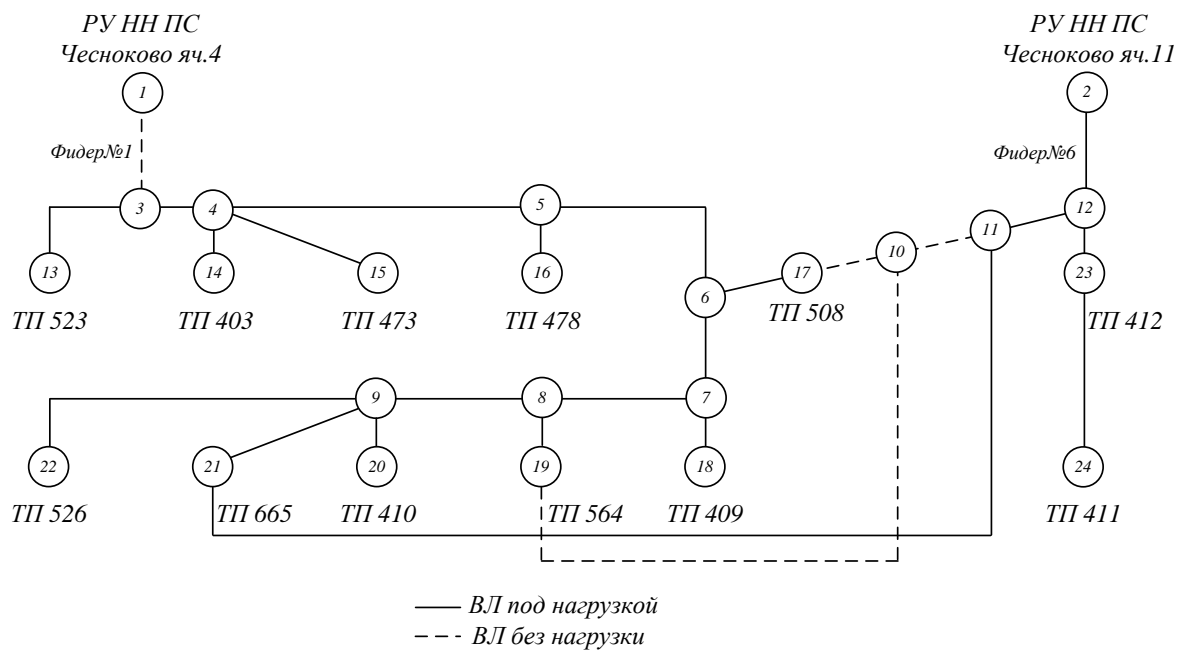


Рисунок 12 – Граф сети после реконструкции при отключении питания со стороны фидера №1 (секционирование на ТП 665)

Таблица 19 – Расчет потоков мощности при отключении головного выключателя фидера №1 (секционирование на ТП 665)

| Участок | P_{pij} (кВт) | Q_{pij} (кВАр) | S_{pij} (кВА) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|
| 1-3 | - | - | - |
| 3-4 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-5 | 305,65 | 113,34 | 333,82 |
| 5-6 | 521,04 | 168,64 | 562,17 |
| 6-17 | 145,57 | 44,68 | 156,56 |
| 17-10 | - | - | - |
| 10-11 | - | - | - |
| 11-12 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 2-12 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 12-23 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 6-7 | 777,30 | 238,27 | 835,08 |
| 7-8 | 946,86 | 323,39 | 1030,29 |
| 8-9 | 1061,38 | 414,66 | 1178,12 |
| 10-19 | - | - | - |
| 11-21 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 9-21 | 1107,90 | 417,83 | 1224,16 |
| 8-19 | 143,15 | 114,09 | 184,79 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

В результате проведенных расчетов были определены перетоки мощности в сечениях рассматриваемой системы электроснабжения при всех ремонтных режимах работы, далее необходимо из полученных значений выделить максимальные, окончательные данные сводим в таблицу 20:

Таблица 20 – Данные о максимальных потоках мощности на участках сети

| Участок | P_{pij} (кВт) | Q_{pij} (кВАр) | S_{pij} (кВА) |
|---------|-----------------|------------------|-----------------|
| 1-3 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 3-4 | 1348,29 | 520,82 | 1495,94 |
| 4-5 | 1111,7 | 436,1 | 1238,54 |
| 5-6 | 921,65 | 387,31 | 1037,05 |
| 6-17 | 1133,25 | 458,67 | 1266,13 |
| 17-10 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 10-11 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 11-12 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 2-12 | 1381,39 | 536,11 | 1533,08 |
| 12-23 | 166,75 | 52,71 | 179,44 |
| 6-7 | 866,63 | 377,38 | 980,94 |
| 7-8 | 946,86 | 323,39 | 1030,29 |
| 8-9 | 1061,38 | 414,66 | 1178,12 |
| 10-19 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 11-21 | 1242,43 | 492,18 | 1383,55 |
| 9-21 | 1107,9 | 417,83 | 1224,16 |
| 8-19 | 1135,07 | 406,61 | 1244,96 |
| 3-13 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 4-14 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 4-15 | 191,85 | 58,6 | 205,57 |
| 5-16 | 253,4 | 65,06 | 268,65 |
| 7-18 | 211,94 | 106,4 | 244,01 |
| 9-20 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 9-22 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 23-24 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |

На основании полученных максимальных значений далее проводим расчет токовых нагрузок во всех сечениях по следующей формуле [21]:

$$I_{pij} = \frac{S_{pij}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (40)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение ВЛ.

На примере участка 1-3

$$I_{p13} = \frac{1533,08}{\sqrt{3} \cdot 10,0} = 88,62 \text{ (A)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных участков ВЛ результаты приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Расчет потоков мощности и токов участков сети

| Участок | S_{pij} (кВА) | I_{pij} (А) | Участок | S_{pij} (кВА) | I_{pij} (А) |
|---------|-----------------|---------------|---------|-----------------|---------------|
| 1-3 | 1533,08 | 88,62 | 10-19 | 1383,55 | 79,97 |
| 3-4 | 1495,94 | 86,47 | 11-21 | 1383,55 | 79,97 |
| 4-5 | 1238,54 | 71,59 | 9-21 | 1224,16 | 70,76 |
| 5-6 | 1037,05 | 59,95 | 8-19 | 1244,96 | 71,96 |
| 6-17 | 1266,13 | 73,19 | 3-13 | 49,52 | 2,86 |
| 17-10 | 1383,55 | 79,97 | 4-14 | 137,64 | 7,96 |
| 10-11 | 1383,55 | 79,97 | 4-15 | 205,57 | 11,88 |
| 11-12 | 1383,55 | 79,97 | 5-16 | 268,65 | 15,53 |
| 2-12 | 1533,08 | 88,62 | 7-18 | 244,01 | 14,10 |
| 12-23 | 179,44 | 10,37 | 9-20 | 159,56 | 9,22 |
| 6-7 | 980,94 | 56,70 | 9-22 | 225,91 | 13,06 |
| 7-8 | 1030,29 | 59,55 | 23-24 | 95,19 | 5,50 |
| 8-9 | 1178,12 | 68,10 | - | - | - |

Таким образом определены все потоки мощности в ветвях схемы и токовые нагрузки, далее проводим выбор проводников для всех участков.

6.2 Выбор СИП напряжением 10 кВ

Сечения линий электропередач выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с проверкой:

- 1) по термической стойкости при коротких замыканиях;
- 2) по наибольшей потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется суммарный расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему допустимому току.

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым для выбранного типа проводника [21]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (41)$$

где I_p – расчетный ток в сечении.

В данной работе рассматривается полная замена голого провода АС которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа СИП-3. Это защищенный провод, представляющий собой одножильный многопроволочный проводник, покрытый защищенной оболочкой. Такой проводник изготавливается из алюминиевого сплава, защитный слой из сшитого полиэтилена.

Рассмотрим выбор сечения ВЛ на примере участка 1-3 максимальное расчетное значение тока в данном сечении составило 88,62 А

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3 1×35 сечение 35 мм² (минимальное значение сечения для данного типа проводника) с длительно допустимым током 200 А и проверяем условие:

$$88,62 \leq 200(\text{А})$$

Т.к. условие соблюдается следовательно проводник удовлетворяет требованиям по нагрузке, его принимаем. Аналогично проводится выбор марки и сечения проводников на остальных участках, результаты выбора приведены в таблице 22:

Таблица 22 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

| Участок | $I_{p_{ij}}$ (А) | Принятая марка проводника | Длительно допустимый ток (А) |
|---------|------------------|---------------------------|------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| 1-3 | 88,62 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 3-4 | 86,47 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 4-5 | 71,59 | СИП-3 1×35 | 200 |

| | | | |
|-----|-------|------------|-----|
| 5-6 | 59,95 | СИП-3 1×35 | 200 |
|-----|-------|------------|-----|

Продолжение таблицы 22

| 1 | 2 | 3 | 4 |
|-------|-------|------------|-----|
| 6-17 | 73,19 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 17-10 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 10-11 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 11-12 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 2-12 | 88,62 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 12-23 | 10,37 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 6-7 | 56,70 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 7-8 | 59,55 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 8-9 | 68,10 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 10-19 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 11-21 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 9-21 | 70,76 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 8-19 | 71,96 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 3-13 | 2,86 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 4-14 | 7,96 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 4-15 | 11,88 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 5-16 | 15,53 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 7-18 | 14,10 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 9-20 | 9,22 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 9-22 | 13,06 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 23-24 | 5,50 | СИП-3 1×35 | 200 |

Таким образом все выбранные проводники прошли проверку по длительно допустимому току следовательно их принимаем для последующей проверки. Так же данный расчет представлен в приложении В

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС ЧЕСНОКОВО

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [24]:

$$Q_K = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi_{np} \quad (42)$$

где $tg \cdot \varphi_{np}$ - предельный коэффициент мощности (согласно приказа министерства энергетики от 23 июня 2015 г. № 380)

$P_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная активная мощность нагрузки всех фидеров подключенных к шинам низкого напряжения ПС Чесноково

$Q_{p\Sigma}$ - суммарная расчетная реактивная мощность нагрузки всех фидеров подключенных к шинам низкого напряжения ПС Чесноково

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ определяем по формуле [24]:

$$Q_1 = \frac{Q_K}{2} \quad (43)$$

где Q_1 - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию.

Далее выбираем мощность компенсирующего устройства из стандартного ряда производимых промышленностью мощностей для данного типа устройств и определяем мощность которая будет потребляться из сети (некомпенсированная мощность) по следующей формуле [24]:

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{ном} \quad (44)$$

где $Q_{ном}$ - номинальная мощность принятых компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Предварительно проводим расчет мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС Чесноково от всех фидеров с использованием как данных контрольного замера так и расчетных данных фидеров 1, 6

$$P_{p\Sigma} = P_{\phi 16} + P_{\phi} \quad (45)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{\phi 16} + Q_{\phi} \quad (46)$$

где $P_{\phi 16}$, $Q_{\phi 16}$ - суммарная расчетная активная и реактивная мощность нагрузки фидеров 1,6 ПС Чесноково определенная ранее,

P_{ϕ} , Q_{ϕ} - суммарная расчетная мощность нагрузки остальных фидеров ПС Чесноково согласно данным контрольного замера

Проводим расчет:

$$P_{p\Sigma} = 1381,39 + 735,62 = 2117,01 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{p\Sigma} = 536,11 + 228,12 = 764,23 \quad (\text{кВАр})$$

Проводим расчет для ПС Чесноково, мощность компенсирующих устройств, требуемая (с учетом всех потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения):

$$Q_K = 764,23 - 2117,01 \cdot 0,4 = -82,57 \quad (\text{кВАр})$$

Расчет показывает что требуемая мощность компенсирующих устройств которые необходимо установить на ПС Чесноково является отрицательной это означает что вся необходимая реактивная мощность для потребителей может быть получена из сети и установка данных устройств не требуется.

Далее проводим расчет коэффициентов загрузки силовых трансформаторов на ПС Чесноково.

8 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЧЕСНОКОВО

Проверка коэффициентов загрузки силовых трансформаторов выполняется на основе расчетных данных определенных ранее.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы рассчитывается по следующей формуле [24]:

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}}{n_T \cdot S_{ном}} \quad (47)$$

где $P_{p\Sigma}$ - расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Чесноково согласно расчетным данным.

$Q_{p\Sigma}$ - расчетная реактивная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Чесноково согласно расчетным данным.

$S_{ном}$ - номинальная полная мощность силового трансформатора установленного на ПС Чесноково в настоящее время.

n_T - количество силовых трансформаторов.

$$K_{3\phi} = \frac{\sqrt{2117,01^2 + 764,23^2}}{2 \cdot 4000} = 0,28$$

Для после аварийного режима коэффициент загрузки определяется по следующей формуле:

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ном}} \quad (48)$$

$$K_{ПА} = \frac{\sqrt{2117,01^2 + 764,23^2}}{4000} = 0,56$$

Нормативное значение коэффициента загрузки для нормального режима работы ПС составляет 0,5-0,7, для послеаварийного соответственно 1-1,4, следовательно можно сделать вывод том что полученные коэффициенты имеют низкое значение и есть возможность отключения одного из трансформаторов и в период минимума нагрузки.

9 РЕКОНСТРУКЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ ПС ЧЕСНОКОВО

В данной работе рассматривается реконструкция распределительного устройства высокого напряжения ПС Чесноково с установкой дополнительного выключателя в перемычке, так же будет произведена замена всего оборудования данного РУ на современное.

Схема распределительного устройства низкого напряжения ПС изменяться не будет однако для него будет так же выбрано современное оборудования включающее современные ячейки КРУ с вакуумными выключателями.

Данные меры позволят так же повысить надежность электроснабжения всех потребителей подключенных к данной ПС и снизить эксплуатационные затраты

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

10.1 Расчет токов короткого замыкания в распределительных устройствах ПС Чесноково

Данный расчет проводился для выбора оборудования устанавливаемого на РУ 35 и 10 кВ ПС Чесноково. В качестве источников питания принимаются РУ 35 кВ ПС Поярково и РУ 35 кВ РГРЭС

Расчет токов КЗ начинается с выбора расчетного места КЗ. Место выбирается таким образом, чтобы выявить наиболее тяжелый случай короткого замыкания. Расчетные точки КЗ показаны на рисунке 13.

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки короткого замыкания 1 (шины высокого напряжения ПС Чесноково).

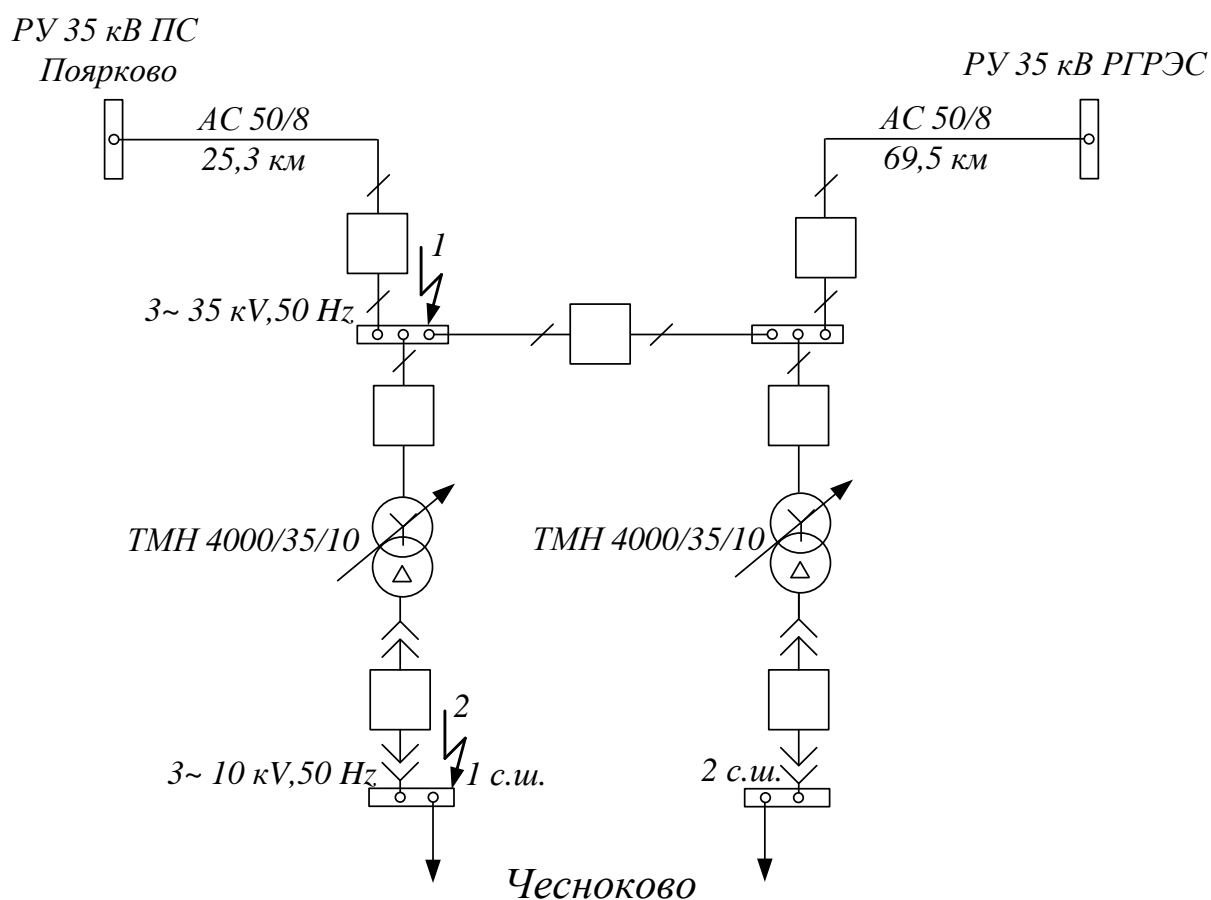


Рисунок 13 – Расчетные точки КЗ

На рисунке 14 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

При расчете токов короткого замыкания приняты следующие допущения: при определении сопротивления системы со стороны ВН ПС используются данные о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС Поярково и на РУ 35 кВ РГРЭС. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц.

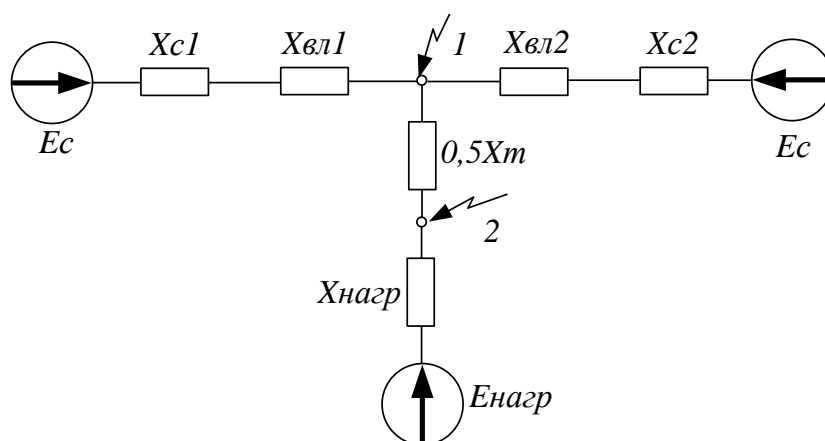


Рисунок 14 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность принимается произвольно $S_{\sigma} = 100$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 кВ принимается равным напряжению из среднего ряда напряжений (кВ) $U_{\sigma 35} = 37$,
- 3) базисное напряжение на стороне 10 кВ принимается равным напряжению из ряда средних напряжений (кВ) $U_{\sigma 10} = 10,5$.
- 4) Справочные ЭДС и сопротивление обобщенной нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (49)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления в относительных единицах приведенные к принятым базисным условиям (о.е.):

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ первого источника питания - ПС Поярково:

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_{кз}} \quad (50)$$

где $I_{кз}$ – ток трехфазного короткого замыкания на шинах 35 кВ соответствующего источника питания (МВА).

$$X_{c1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 5,8} = 0,27 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ РГРЭС:

$$X_{c2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,9} = 0,2 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Чесноково - ПС Поярково:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{cp}^2} \quad (51)$$

где $x_{уд}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 25,3 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,73 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление ВЛ ПС Чесноково – РГРЭС:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 69,5 \cdot \frac{3,2}{37^2} = 2,01$$

Определяем сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{\sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2}} \quad (52)$$

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{100}{\sqrt{2,12^2 + 0,76^2}} = 15,54 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов установленных на подстанции Чесноково по следующей формуле:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (53)$$

$$X_T = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4,0} = 1,88 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания

Проводим последовательное преобразование схемы замещения для определения расчетных значений результирующего сопротивления и ЭДС.

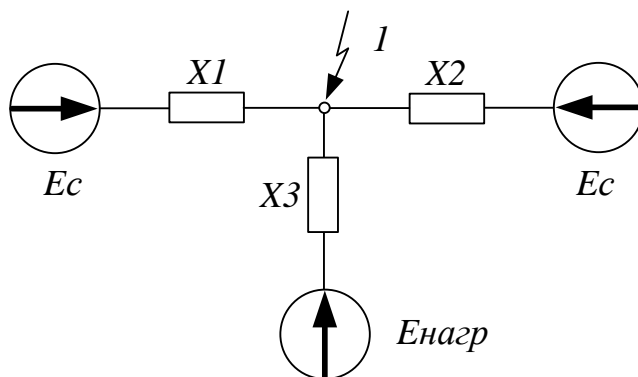


Рисунок 15 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{BII} \quad (54)$$

$$X1 = 0,27 + 0,73 = 1,0 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{B2} \quad (55)$$

$$X2 = 0,2 + 2,01 = 2,21 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = 0,5 \cdot X_T + X_H \quad (56)$$

$$X3 = 0,5 \cdot 1,88 + 15,54 = 16,48 \text{ (о.е.)}$$

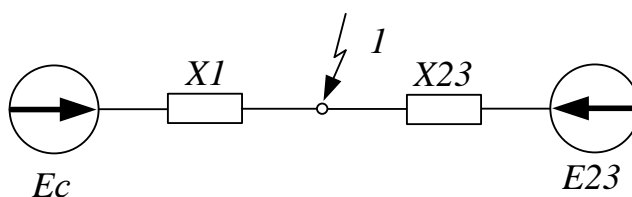


Рисунок 16 – Сворачивание схемы замещения

$$X23 = \frac{X2 \cdot X3}{X2 + X3} \quad (57)$$

$$X23 = \frac{2,21 \cdot 16,48}{2,21 + 16,48} = 1,94 \text{ (о.е.)}$$

$$E23 = \frac{E_c \cdot X3 + E_H \cdot X2}{X2 + X3}$$

$$E23 = \frac{1 \cdot 16,48 + 0,85 \cdot 2,21}{16,48 + 2,21} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

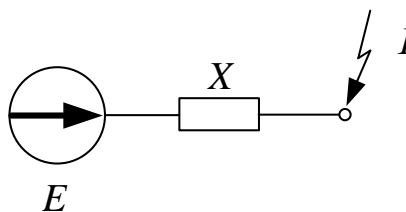


Рисунок 17 – Определение результирующего сопротивления и ЭДС

$$X = \frac{X1 \cdot X23}{X1 + X23} \quad (58)$$

$$X = \frac{1,0 \cdot 1,94}{1,0 + 1,94} = 0,65 \text{ (о.е.)}$$

$$E = \frac{E_c \cdot X_{23} + E_{23} \cdot X_1}{X_{23} + X_1}$$

$$E = \frac{1 \cdot 1,94 + 0,97 \cdot 1,0}{1,94 + 1,0} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Находим начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке 1:

$$I_{no} = \frac{E}{X} \cdot I_{635} = \frac{0,98}{0,65} \cdot 1,56 = 2,35 \text{ (кА)} \quad (59)$$

Находим значение апериодической составляющей тока короткого замыкания по следующей формуле:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-T_{OB}}{T_a}} \quad (60)$$

где

t_{OB} – время отключения выключателя с учетом работы защиты, в данном случае принимается 0,1 сек.

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным, принимаем равной 0,03).

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания на примере первой точки:

$$i_a = \sqrt{2} \cdot 2,35 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,12 \text{ (кА)}$$

Постоянную времени можно так же определить по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (61)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Результирующее активное сопротивление до точки короткого замыкания определяется аналогично индуктивному сопротивлению.

Значение ударного тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (62)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,35 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 3,44 \text{ (кА)}$$

Тепловой импульс КЗ:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (63)$$

где t_{OB} – время отключения с учетом максимального времени работы резервной защиты.

$$B_k = 2,35^2 \cdot (2 + 0,03) = 11,04 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет токов короткого замыкания для точки кз2 результаты расчета сводятся в таблицу 23:

Таблица 23 – Результаты расчета токов короткого замыкания

| Расчетная точка короткого замыкания | $I_{no}, (\text{кА})$ | $I_{at}, (\text{кА})$ | $I_{y\partial}, (\text{кА})$ | $B_k, (\text{кА}^2\text{с})$ |
|-------------------------------------|-----------------------|-----------------------|------------------------------|------------------------------|
| 1 | 2,35 | 0,12 | 3,44 | 11,04 |
| 2 | 4,62 | 0,2 | 11,21 | 42,68 |

Полученные данные используем в расчетах при проверке токоведущих частей и коммутационной аппаратуры.

10.2 Расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки ВЛ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН ТП 523, протяженность ВЛ от источника до ТП составляет 13,45 км. Схема замещения представлена на рисунке 18

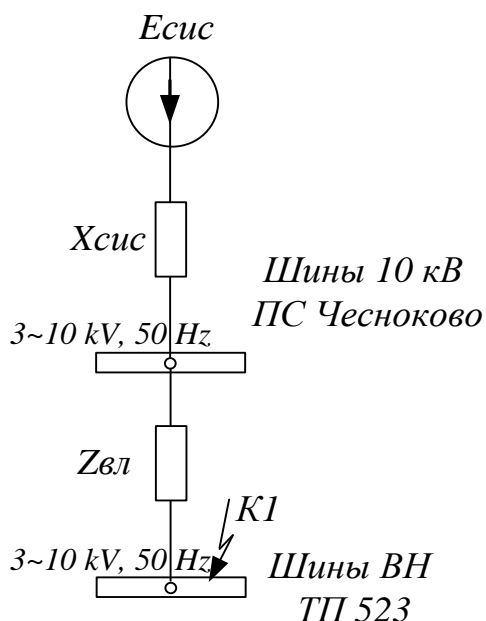


Рисунок 18 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления ВЛ:

$$X_{вл} = x_0 \cdot L \quad (64)$$

$$R_{вл} = r_0 \cdot L \quad (65)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление ВЛ.

$$X_{вл} = 0,17 \cdot 13,45 = 2,28 \text{ (Ом)}$$

$$R_{вл} = 1,26 \cdot 13,45 = 16,94 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Чесноково:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (66)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда, принимается равным 10,5 кВ.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Чесноково рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 4,62} = 1,31 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{вл} \quad (67)$$

$$X_p = 1,31 + 2,28 = 3,59 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{вл} = 16,94 \text{ (Ом)} \quad (68)$$

Определяем периодическую составляющая тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (69)$$

$$I_{по} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{16,94^2 + 3,59^2}} = 1,75 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (70)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{3,59}{314 \cdot 16,94} = 0,006$$

Выполняем расчет теплового импульса:

$$B_k = 1,75^2 \cdot (0,6 + 0,006) = 1,85 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ ближайшей ТП смежного фидера, результаты расчета сводим в таблицу 24.

Таблица 24 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

| Точка КЗ | $I_{по}$ (кА) | B_k (кА ² с) |
|----------------|---------------|---------------------------|
| Шины ВН ТП 523 | 1,75 | 1,85 |
| Шины ВН ТП 508 | 1,58 | 1,51 |

Полученные данные далее будут необходимы при проверке выбранных ВЛ по термической стойкости к токам КЗ.

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПОДСТАНЦИИ ЧЕСНОКОВО

Данная работа рассматривает не только реконструкцию системы электроснабжения села Новочесноково но так же и модернизацию источника питания для него, в связи с этим в данном разделе проводится выбор оборудования для данного объекта энергетики – ПС Чесноково.

Определяем максимальный рабочий ток РУ ВН подстанции Чесноково для выключателей 1Q1, 2Q1, разъединителей 1QS1, 1QS2, 2QS1, 2QS2 а так же трансформаторов тока 1ТА1, 2ТА1 - согласно графической части работы (расчетный ток определяется из условия работы двух силовых трансформаторов при питании от одной питающей линии а так же наличия транзитного тока) [6]:

$$I_{.м1} = \frac{2 \cdot S_{\text{нном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} + I_{\text{тр}} \quad (71)$$

где $S_{\text{нном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$I_{\text{тр}}$ – максимальный транзитный ток через РУВН согласно данным контрольного замера (А);

$$I_{.м1} = \frac{2 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} + 85,6 = 217,56 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий для выключателя QВ, разъединителей 1QS3, 2QS3 а так же трансформаторов тока 1ТА2 (расчетный ток определяется из условия работы одного силового трансформатора в послеаварийном режиме а так же наличия транзитного тока) [6]:

$$I_{.м2} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{нном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} + I_{\text{тр}} \quad (72)$$

$$I_{.м2} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} + 85,6 = 177,97 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток трансформаторных выключателей 1Q2, 2Q2, разъединителей 1QS5, 2QS5, трансформаторов тока 1ТА3, 2ТА3 (расчетный ток определяется из условия работы одного силового трансформатора в послеаварийном режиме) [6]:

$$I_{.м3} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (73)$$

$$I_{.м3} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 92,37 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток трансформаторных выключателей РУНН Q1, Q16, и трансформаторов тока для них (расчетный ток определяется из условия работы одного силового трансформатора в послеаварийном режиме)

$$I_{.м4} = \frac{1,4 \cdot S_{тном}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (74)$$

$$I_{.м4} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 307,92 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток секционного выключателя РУНН QSB трансформаторов тока для него (расчетный ток определяется как половина тока вводного выключателя)

$$I_{.м5} = \frac{I_{.м4}}{2} \quad (75)$$

$$I_{.м5} = \frac{307,92}{2} = 153,96 \text{ (A)}$$

Определяем максимальный рабочий ток РУНН для одного из выключателей отходящего фидера на примере фидера №1 – ток рассчитан ранее при выборе сечений проводников 10 кВ

$$I_{.м} = 88,62 \text{ (A)}$$

11.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ.

Принимаем по номинальному току и напряжению вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Результаты выбора показаны в таблицах 25, 26, 27.

Таблица 25 – Выбор выключателей 1Q1, 1Q2

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{м} = 217,56 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Номинальный ток включения | $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{н0} = 2,35 \text{ кА}$ | $I_{вкл} \geq I_{н0}$ |
| Наибольший пик тока включения | $i_{вкл} = 31 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения | $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{нт} = 2,35 \text{ кА}$ | $I_{откл} \geq I_{нт}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей | $i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$ | $i_{а} = 0,12 \text{ кА}$ | $i_{ан} \geq i_{а}$ |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 31 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | $5000 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$ |

Таблица 26 – Выбор выключателя QВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 630 \text{ А}$ | $I_{м} = 177,97 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Номинальный ток включения | $I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{н0} = 2,35 \text{ кА}$ | $I_{вкл} \geq I_{н0}$ |
| Наибольший пик тока включения | $i_{вкл} = 31 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения | $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$ | $I_{нт} = 2,35 \text{ кА}$ | $I_{откл} \geq I_{нт}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей | $i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$ | $i_{а} = 0,12 \text{ кА}$ | $i_{ан} \geq i_{а}$ |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 31 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | $5000 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_{к} = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \geq B_{к}$ |

Таблица 27 – Выбор выключателей 1Q2, 2Q2

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35$ кВ | $U_{номсети} = 35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 630$ А | $I_{м} = 92,37$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Номинальный ток включения | $I_{вкл} = 12,5$ кА | $I_{n0} = 4,12$ кА | $I_{вкл} \geq I_{n0}$ |
| Наибольший пик тока включения | $i_{вкл} = 31$ кА | $i_{уд} = 10,01$ кА | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения | $I_{откл} = 12,5$ кА | $I_{nt} = 4,12$ кА | $I_{откл} \geq I_{nt}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей | $i_{ан} = 7,9$ кА | $i_a = 0,21$ кА | $i_{ан} \geq i_a$ |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 31$ кА | $i_{уд} = 10,01$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 5000 кА ² с | $B_K = 51,43$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Все выключатели прошли проверку

11.2 Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

На напряжении 10 кВ для подстанции Чесноково первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 28, 29, 30.

Таблица 28 – Выбор вводного выключателя 10 кВ Q1, Q16

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{номсети} = 10$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 630$ А | $I_{м} = 307,92$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Номинальный ток включения | $I_{вкл} = 31,5$ кА | $I_{n0} = 4,62$ кА | $I_{вкл} \geq I_{n0}$ |
| Наибольший пик тока включения | $i_{вкл} = 128$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения | $I_{откл} = 31,5$ кА | $I_{nt} = 4,62$ кА | $I_{откл} \geq I_{nt}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей | $i_{ан} = 8,48$ кА | $i_a = 0,2$ кА | $i_{ан} \geq i_a$ |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 128$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 4800 кА ² с | $B_K = 42,68$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 29 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{ном.сети} = 10$ кВ | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 630$ А | $I_{м} = 153,96$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Номинальный ток включения | $I_{вкл} = 31,5$ кА | $I_{n0} = 4,62$ кА | $I_{вкл} \geq I_{n0}$ |
| Наибольший пик тока включения | $i_{вкл} = 128$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения | $I_{откл} = 31,5$ кА | $I_{nt} = 4,62$ кА | $I_{откл} \geq I_{nt}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей | $i_{ан} = 8,48$ кА | $i_a = 0,2$ кА | $i_{ан} \geq i_a$ |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 128$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 4800 кА ² с | $B_K = 42,68$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 30 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

| Номинальные параметры выключателя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{ном.сети} = 10$ кВ | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 630$ А | $I_{м} = 88,62$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Номинальный ток включения | $I_{вкл} = 31,5$ кА | $I_{n0} = 4,62$ кА | $I_{вкл} \geq I_{n0}$ |
| Наибольший пик тока включения | $i_{вкл} = 128$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{вкл} \geq i_{уд}$ |
| Номинальный ток отключения | $I_{откл} = 31,5$ кА | $I_{nt} = 4,62$ кА | $I_{откл} \geq I_{nt}$ |
| Номинальное значение апериодической составляющей | $i_{ан} = 8,48$ кА | $i_a = 0,2$ кА | $i_{ан} \geq i_a$ |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 128$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 4800 кА ² с | $B_K = 42,68$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Все выключатели прошли проверку

11.3 Выбор и проверка разъединителей.

На ОРУ 35 кВ, по напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Результаты выбора показаны в таблице 31, 32, 33.

Таблица 31 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ 1QS1, 1QS2, 2QS1, 2QS2

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35$ кВ | $U_{номсети} = 35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 1000$ А | $I_{м} = 217,56$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 63$ кА | $i_{y\delta} = 3,44$ кА | $i_{прскв} \geq i_{y\delta}$ |
| Термическая стойкость | 1875 кА ² с | $B_K = 11,04$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 32 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ 1QS3, 2QS3

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35$ кВ | $U_{номсети} = 35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 1000$ А | $I_{м} = 177,97$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 63$ кА | $i_{y\delta} = 10,01$ кА | $i_{прскв} \geq i_{y\delta}$ |
| Термическая стойкость | 1875 кА ² с | $B_K = 11,04$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Таблица 33 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ 1QS5, 2QS5

| Номинальные параметры разъединителя | | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------------------------|--------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35$ кВ | $U_{номсети} = 35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 1000$ А | $I_{м} = 92,37$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 63$ кА | $i_{y\delta} = 10,01$ кА | $i_{прскв} \geq i_{y\delta}$ |
| Термическая стойкость | 1875 кА ² с | $B_K = 11,04$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |

Разъединители прошли проверку

11.4 Выбор и проверка трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (76)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом. Сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (77)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление алюминия;

l - длина проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (78)$$

где $S_{\text{пр}}$ - мощность, потребляемая измерительными приборами;

I_2 - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 10 кВ приведен в таблицах 34, 35, 36, 37, 38, 39.

Таблица 34 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ 1ТА1, 2ТА1

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|-----------|-------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |

Таблица 35 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ 1ТА2

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|-----------|-------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ 1ТА3, 2ТА3

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|----------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Ваттметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Сумма | | 1,62 |

Таблица 37 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока трансформаторных выключателей 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|---------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Ртутный 201.8 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Ваттметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Варметр | СК3021-1 | 0,5 |
| Сумма | | 1,62 |

Таблица 38 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|-----------|-------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока выключателя 10 кВ отходящего фидера

| Прибор | Тип | Нагрузка фазы, ВА |
|------------|---------------|-------------------|
| Амперметр | Э-350 | 0,5 |
| Счетчик АЭ | Ртутный 201.8 | 0,12 |
| Счетчик РЭ | | |
| Сумма | | 0,62 |

Сопротивление приборов для 1ТА1, 2ТА1:

$$r_{\text{приб1}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов для 1ТА2

$$r_{\text{приб2}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов для 1ТА3, 2ТА3

$$r_{\text{приб3}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов для трансформаторов тока трансформаторных выключателей 10 кВ

$$r_{\text{приб4}} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов для трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

$$r_{\text{приб5}} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов для трансформаторов тока отходящего фидера 10 кВ

$$r_{\text{приб6}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,025 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка 1ТА1, 2ТА1:

$$Z_{21} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка 1ТА2

$$Z_{22} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка 1ТА3, 2ТА3

$$Z_{23} = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока трансформаторных выключателей 10 кВ

$$Z_{24} = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока секционного выключателя 10 кВ

$$Z_{25} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформаторов тока отходящего фидера 10 кВ

$$Z_{26} = 0,43 + 0,025 + 0,1 = 0,56 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблице 40, 41, 42.

Таблица 40 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ 1ТА1, 2ТА1

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|------------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 300 \text{ А}$ | $I_{м} = 217,56 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 125 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка | 30 Ом | 0,55 Ом | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Таблица 41 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ 1ТА2

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|------------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 200 \text{ А}$ | $I_{м} = 177,97 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 125 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка | 30 Ом | 0,55 Ом | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Таблица 42 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ 1ТА3, 2ТА3

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|------------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 100 \text{ А}$ | $I_{м} = 92,37 \text{ А}$ | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 125 \text{ кА}$ | $i_{уд} = 3,44 \text{ кА}$ | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 11,04 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка | 30 Ом | 0,59 Ом | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Трансформаторы тока 35 кВ прошли проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10. Сравнение параметров приведено в таблице 43, 44, 45.

Таблица 43 – Проверка ТТ 10 кВ для трансформаторных выключателей

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|-------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{номсети} = 10$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 400$ А | $I_{м} = 307,92$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 140$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 58800 кА ² с | $B_K = 42,68$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка | 15 Ом | 0,59 Ом | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Таблица 44 – Проверка ТТ 10 кВ для секционного выключателя

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|-------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{номсети} = 10$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 200$ А | $I_{м} = 153,96$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 140$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 58800 кА ² с | $B_K = 42,68$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка | 15 Ом | 0,55 Ом | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Таблица 45 – Проверка ТТ 10 кВ для выключателя отходящего фидера

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|-------------------------|---------------------------------|------------------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 10$ кВ | $U_{номсети} = 10$ кВ | $U_{ном} \geq U_{номсети}$ |
| Номинальный ток | $I_{ном} = 100$ А | $I_{м} = 88,62$ А | $I_{ном} \geq I_{м}$ |
| Условия проверки | | | |
| Предельный сквозной ток | $i_{прскв} = 140$ кА | $i_{уд} = 11,21$ кА | $i_{прскв} \geq i_{уд}$ |
| Термическая стойкость | 58800 кА ² с | $B_K = 42,68$ кА ² с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$ |
| Номинальная вторичная нагрузка | 15 Ом | 0,56 Ом | $Z_{2ном} \geq Z_2$ |

Трансформаторы тока 10 кВ прошли проверку

11.5 Выбор и проверка трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке [6]:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей;

S_2 - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 46.

Таблица 46 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции Чесноково

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, ВА |
|-------------|----------------|---------------------|---------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 2 | 2 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 2 | 4 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Варметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Сумма | | | 14,0 |

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 47.

Таблица 47 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|----------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ | $S_2 = 14,0 \text{ ВА}$ | $S_{2ном} \geq S_2$ |

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 10 кВ типа НАМИ 10 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 48.

Таблица 48 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

| Тип прибора | Прибор | Количество приборов | Потребляемая мощность, ВА |
|-------------|----------------|---------------------|---------------------------|
| Вольтметр | Э-335 | 4 | 2 |
| Варметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Ваттметр | СК3021-1 | 2 | 1,5 |
| Счетчик АЭ | Меркурий 201.8 | 11 | 4 |
| Счетчик РЭ | | | |
| Сумма | | | 58,0 |

Таблица 49 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

| Номинальные параметры ТН | | Расчетные данные | Условия выбора и проверки |
|--|----------------------------|-------------------------|---------------------------|
| Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2 | $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$ | $S_2 = 58,0 \text{ ВА}$ | $S_{2ном} \geq S_2$ |

ТН прошел проверку

11.6 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода АС-90/16 мм² так же как и отходящая линия. Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Расчетный ток ВН составляет 217,56 А, при этом длительно допустимый для провода АС 90/16 составляет 330,0 А, следовательно шины проходят проверку.

11.7 Выбор и проверка жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Чесноково. Максимальный рабочий ток составляет 307,92 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см²), длительно допустимы ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \cdot 1000 \quad (79)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{42,68}}{91} \cdot 1000 = 0,07 \text{ (см}^2\text{)}$$

где B_k – тепловой импульс.

C - коэффициент для алюминия.

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}} \quad (80)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}} = 1,12 \text{ (м)}$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника (см^2)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (81)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)}$$

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (82)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{11210^2}{0,4} = 54,41 \text{ (Н/м)}$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (83)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3)$$

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (84)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{11210^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 28,7 \text{ (МПа)}$$

где $i_{уд}$ - ударный ток КЗ на шинах 10 кВ рассчитанный ранее (А)

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

11.8 Выбор и проверка опорных изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети} \quad (85)$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч} \quad (86)$$

где $F_{загр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия, воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ подстанции Чесноково, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7} \quad (87)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{11210^2 \cdot 1,1}{0,4} \cdot 10^{-7} = 59,85 \text{ (Н)}$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции Чесноково.

11.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 50 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Чесноково.

Таблица 50 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

| Тип потребителя | Расчетная мощность потребителей (кВА) |
|---|---------------------------------------|
| Электродвигатели завода включающих пружин В-35 кВ | 1,38×5 |
| Обогрев приводов выключателей В-35 кВ | 1,6×5 |
| Электродвигатели завода включающих пружин В-10 кВ | 0,33×12 |
| Обогрев РУ 10 кВ | 4,0 |
| Освещение коридора РУ 10 кВ | 0,2 |
| Освещение ячеек РУ 10 кВ | 0,2 |
| Освещение РУ 35кВ | 2,0 |
| Цепи сигнализации | 0,1 |
| Расчетная полная мощность потребителей | 25,36 |

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Чесноково:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3} \quad (88)$$

$$S_P = \frac{25,36}{2 \cdot 0,7} = 18,14 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

11.10 Выбор ОПН 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|-------------------|------------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение | $U_{ном} = 35$ кВ | $U_{ном.сети} = 35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Условия проверки | | | |
| Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ) | 25,56 | 22,2 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУВН.

11.11 Выбор ОПН 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 52.

Таблица 52 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

| Номинальные параметры трансформатора тока | | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|---------------------|--------------------------|-----------------------------|
| Номинальное напряжение фазное | $U_{ном} = 5,77$ кВ | $U_{ном.сети} = 5,77$ кВ | $U_{ном} \geq U_{ном.сети}$ |
| Условия проверки | | | |
| Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{нр}$ (кВ) | 6,58 | 6,27 | $U_{нр} \geq U_{нр.сети}$ |

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУНН.

11.12 Оперативный ток

В качестве рода тока принимаем переменный промышленной частоты, при этом источником питания служат трансформаторы собственных нужд. Выключатели 35 кВ имеют встроенные выпрямители для преобразования переменного тока в постоянный, при этом выключатели 10 кВ имеют привод в виде электродвигателей завода пружин на переменном токе, цепи сигнализации так же питаются переменным током.

12 РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

В данном разделе рассмотрим подробно расчет системы заземления ПС Чесноково, размеры необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории $44,5 \times 36$ (м)

Определяем площадь контура заземления ПС Чесноково [28]:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (89)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (90)$$

$$F = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (91)$$

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{4,62^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)}$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания РУ ПС Чесноково (кА)

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (92)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1,$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (93)$$

$$F_{кор} = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем изначально расстояние между полосами $l_{nn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (94)$$

$$L_n = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (95)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (96)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)}$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} (m+1) \quad (97)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{2716} (11+1) = 1250,8 \text{ (м)}$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_6 = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} \quad (98)$$

$$n_6 = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74$$

Принимаем: $n_6 = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_6 = 4$ (м)

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления [28]:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_6 \cdot n_6} \right) \quad (99)$$

$$R_C = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,27 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \quad (100)$$

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (4,62 + 45)}} = 1,74$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H \quad (101)$$

$$R_H = 0,27 \cdot 1,74 = 0,482 \text{ (Ом)}$$

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного, следовательно, расчет считаем окончанным, данная схема заземления принимается для монтажа на ПС Чесноково в связи с реконструкцией.

13 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ЧЕСНОКОВО

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам:

Эффективная высота отдельно стоящего молниеотвода [28]:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (102)$$

Эффективная высота молниеотвода в данном случае [28]:

$$h_{эфн} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли) [28]:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (103)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (на примере М1-М2) [28]:

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (104)$$

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (29,0 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта-портала [28]:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}}\right) \quad (105)$$

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта [28]:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_c}\right) \quad (106)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 3,46 \text{ (м)}$$

Подробная схема молниезащиты показана в графической части работы.

14 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ

14.1 Проверка линий 10 кВ на термическую стойкость.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению:

$$S_T \leq S_{факт} \quad (107)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{c} \quad (108)$$

где B_{κ} - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ Чесноково – шины ВН ТП 523:

$$S_T = \frac{\sqrt{1,85}}{95} = 14,0 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{факт} \quad (109)$$

$$14,0 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для второй точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 508):

$$S_T = \frac{\sqrt{1,51}}{95} = 13,1 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (110)$$

$$13,1 \leq 35$$

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по потере напряжения

14.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (111)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет потери напряжения проводим на примере участка ПС Чесноково – ТП 523:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 44,15 \cdot 13,45 \cdot (1,26 \cdot 0,92 + 0,17 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 2,4 (\%)$$

По аналогичной формуле проводится расчет потери напряжения на каждом участке фидера, суммарное значение потери напряжения не должно превышать 5%, результаты расчета для обоих фидеров сводим в таблицу 53.

Таблица 53 – Расчет потерь напряжения

| Фидер | ΔU (%) |
|-------|----------------|
| 1 | 4,52 |
| 6 | 3,14 |

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

15 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЧЕСНОКОВО

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах подстанции Чесноково принимаем следующие:

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

15.1 Газовая защита

На силовых трансформаторных подстанции Чесноково применяются специальные газовые реле которые располагаются между основным баком трансформатора и расширительным баком.

Принцип работы газового реле заключается в прохождении через него потока масла либо потока газа при возникновении какой-либо неисправности в силовом трансформаторе. При возникновении повреждения внутри бака трансформатора происходит бурное газообразование после чего газ поднимаются к расширительному баку проходя через газовое реле.

Если поток газов незначительный то реле не отключает силовой трансформатор в противном случае при коротком замыкании через газовое реле проходит значительное количество газа и происходит отключение силового трансформатора газовой защитой.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов подстанции Чесноково

15.2 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на подстанции Чесноково с действием на отключение определяется следующим образом:

$$I_{C3} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (112)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого типа реле

$I_{номВН}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН согласно паспортным данным.

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 65,98 = 86,6 \text{ (А)}$$

Ток срабатывания для реле для трансформаторов:

$$I_{CP} = \frac{86,0}{(100/5)} = 4,33$$

15.3 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ подстанции Чесноково.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Чесноково:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (113)$$

$$I_{C3T} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 65,98 = 148,46 \text{ (А)}$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_u = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{I_{C3}} \quad (114)$$

$$k_u = \frac{4,62 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{148,46} = 1,88$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{148,46}{(100/5)} = 7,33 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

Питание цепей автоматики, управления и сигнализации при этом производится переменным током от шин собственных нужд подстанции через стабилизаторы напряжения.

15.4 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ

В данной работе рассматривается защита понижающих трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций от различных аварийных и нештатных ситуаций связанных с возникновением перенапряжений и коротких замыканий. Борьба с таким родом нештатных ситуаций будет производиться установкой различных типов защиты.

Рассмотрим виды нештатных ситуаций на комплектных трансформаторных подстанциях: это однофазные короткие замыкания между витками обмоток, однофазные короткие замыкания на землю, междуфазные короткие замыкания, внутренние повреждения такие как нагрев магнитопровода и пожар в стали.

Исходя из вышесказанного применяем данные защитные устройства на всех трансформаторах рассматриваемого района. Используя в качестве высоковольтных предохранителей типа ППН-10 которые устанавливаются совместно с выключателями нагрузки

16 АВТОМАТИКА НА ПС ЧЕСНОКОВО

На ПС Чесноково применяются различные типы автоматики в частности это:

- 1) Автоматический ввод резерва (АВР)
- 2) Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)
- 3) Автоматическое повторное включение (АПВ)
- 4) Автоматическая частотная разгрузка

Рассмотрим подробно некоторые из них

16.1 Автоматический ввод резерва

Автоматический ввод резерва применяется на шинах низкого напряжения рассматриваемой подстанции Чесноково, принцип работы данного устройства заключается в том что при отсутствии напряжения на какой-либо из секции шин происходит включение секционного выключателя действием автоматики ввода резерва.

Данная автоматика предназначена для повышения надежности электроснабжения всех потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения данной подстанции. Также следует отметить что обязательным условием работы данного устройства является то что данная автоматика должна быть связана с другими автоматическими устройствами в частности с различными защитами которые установлены на силовых трансформаторах так как в некоторых случаях автоматический ввод резерва должен запрещается например при коротком замыкании на шинах секции.

Автоматика ввода резерва может вводится в работу либо выводится из неё посредством специального ключа управления например при выводе в ремонт силового трансформатора секции запитываются через секционный выключатель и при этом соответственно автоматика ввода резерва выводится из работы. При этом коммутационные аппараты, которые включаются действием автоматического ввода резерва должны иметь соответствующий контроль исправности силовых цепей.

16.2 Автоматическое повторное включение

Данная автоматика применяется на воздушных линиях электропередач, суть её работы заключается в том что после отключения воздушной линии электропередач действием защиты от однофазных коротких замыканий через некоторое время подается импульс от данной автоматики на повторное включение коммутационного аппарата и подачу напряжения на воздушную линию электропередачи при этом следует отметить что в большинстве случаев повторное включение линии под напряжение является успешным и соответственно потребители электрической энергии практически не чувствует кратковременного отключения.

Однофазные короткие замыкания могут быть вызваны падением деревьев на провода либо по каким-то другим ситуациям при которых короткое замыкание само ликвидируется и соответственно появляется возможность повторного включения коммутационного аппарата и постановки под напряжение воздушной линии электропередач.

Время отсутствия напряжения регламентируется в зависимости от уровня напряжения воздушной линии электропередач и закладывается в автоматику повторного включения.

Таким образом после отключения коммутационного аппарата происходит специальная выдержка времени на то чтобы короткое замыкание само ликвидировались и только после этого происходит повторное включение.

Соответственно если при повторном включении короткое замыкание не устранилось происходит полное отключение воздушной линии электропередачи для исключения развития короткого замыкания.

16.3 Автоматическая частотная разгрузка

Данная автоматика предназначена для сохранения синхронной работы электрооборудования электростанций если происходит не баланс активной мощности в системе электроснабжения.

Смысл работы данной автоматики заключается в том что если мощность нагрузки в системе электроснабжения превышает мощность генерации то

происходит снижение частоты при этом электростанции при понижении частоты соответственно снижает выработку электрической энергии и таким образом происходит дальнейшее снижение частоты электрического тока.

Если не остановить данный процесс то происходит снижение частоты электрического тока с возможностью возникновения чрезвычайной ситуации и остановки генерирующего оборудования на электростанциях.

Поэтому для предотвращения данной ситуации и существует автоматическая частотная разгрузка работа которой заключается в отключении потребителей электрической энергии на подстанции при снижении частоты электрического тока до определённого предела.

Количество отключаемых потребителей зависит от уровня частоты в системе электроснабжения и тем самым количество отключаемых потребителей соответственно зависит от того насколько сильно произошло снижение частоты электрического тока. После отключения части потребителей если частота электрического тока в системе электроснабжения не изменилась соответственно происходит дальнейшее отключение потребителей поэтапно.

Данная автоматика применяется на большинстве подстанции и позволяет сохранять частоту электрического тока в допустимых пределах.

17 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ ЧЕСНОКОВО

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию распределительных устройств подстанции Чесноково с последующим расчетом издержек.

Определяем стоимость РУ подстанции Чесноково [30]:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (115)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2023 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (5 \cdot 0,79 + 12 \cdot 0,16) \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 93,17 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (116)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 12,21 \cdot 1,3 = 74,6 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в подстанции Чесноково:

$$K_{нс} = K_{py} + K_{пост} \quad (117)$$

$$K_{нс} = 93,17 + 74,6 = 167,77 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (125)$$

где $\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, о.е;

$K_{ПС}$ - капитальные вложения в подстанции Чесноково.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (126)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

$$I_{AM} = 167,77 \cdot \frac{1}{20} = 8,39 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (118)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций.

$$I_{ЭКС} = 167,77 \cdot 0,059 = 9,89 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных годовых затрат по следующей формуле:

$$З = I_{AM} + I_{ЭКС} + E \cdot K_{nc} \quad (119)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования (о.е.).

$$З = 8,39 + 9,89 + \frac{10,5}{100} \cdot 167,77 = 35,89 \text{ (млн. руб.)}$$

18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе проведен анализ состояния электрической сети номинальным напряжением 10 кВ и источника питания ПС 35/10 кВ Чесноково поселка Новочесноково в амурской области, и разработан вариант реконструкции данной сети и источника питания для повышения надежности и качества электроснабжения потребителей данного района. При выполнении работы решено значительное количество вопросов, связанных с расчётом электрической нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на некоторых из которых выполнена замена всего оборудования в связи с высоким коэффициентом загрузки. Проведен выбор современных воздушных линий электропередачи 10 кВ взамен устаревших. На самом источнике питания ПС 35/10 кВ Чесноково проведена глубокая модернизация всего электротехнического оборудования, включая силовые трансформаторы, выключатели 35 кВ, ячейки КРУ 10 кВ, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

18.1 Безопасность

При реконструкции системы электроснабжения напряжением 10 кВ и центра питания ПС Чесноково должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и

другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих

коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стой! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекалке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекалке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекалывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;
- муфты на перекладываемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

При работах на воздушных линиях электропередачи:

Подниматься на опору и работать на ней разрешается только после проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, особенно ее основания.

Для определения прочности деревянных опор должна проверяться степень загнивания древесины с откапыванием опоры на глубину не менее 0,5 м. Для определения прочности железобетонных опор и приставок должно проверяться отсутствие недопустимых трещин в бетоне, оседания или вспучивания грунта вокруг опоры, разрушения бетона опоры (приставки) с откапыванием грунта на глубину не менее 0,5 м.

Необходимость и способы укрепления опоры, прочность которой вызывает сомнение (недостаточное заглубление, вспучивание грунта, загнивание древесины, трещины в бетоне), должны определяться на месте производителем или ответственным руководителем работ.

Работы по укреплению опоры с помощью растяжек следует выполнять без подъема на опору, с телескопической вышки или другого механизма для подъема людей, с установленной рядом опоры, либо применять для этого специальные раскрепляющие устройства, для навески которых не требуется подниматься по опоре.

Подниматься по опоре разрешается только после ее укрепления.

Опоры, не рассчитанные на одностороннее тяжение проводов и тросов и временно подвергаемые такому тяжению, должны быть предварительно укреплены во избежание их падения.

До укрепления опор не допускается нарушать целостность проводов и снимать вязки на опорах.

Способы валки и установки опоры, необходимость и способы ее укрепления во избежание отклонения определяет ответственный руководитель работ. В случае применения оттяжек с крюками последние должны быть снабжены предохранительными замками.

При производстве работ с опоры, телескопической вышки, гидроподъемника без изолирующего элемента или другого механизма для подъема людей расстояние от работника, применяемого инструмента, приспособлений, канатов, оттяжек до провода (электропередачи, радиотрансляции, телемеханики), находящегося под напряжением до 1000 В, должно быть не менее 0,6 м.

При производстве работ, при которых не исключена возможность приближения к проводам (электропередачи, связи, радиотрансляции, телемеханики) на расстояние менее 0,6 м, эти провода должны быть отключены и заземлены на месте производства работ.

Работы по перетяжке и замене проводов на ВЛ напряжением до 1000 В и на линиях уличного освещения, подвешенных на опорах линий напряжением выше 1000 В, должны выполняться с отключением всех линий напряжением до и выше 1000 В и заземлением их с двух сторон участка работ. Работы следует выполнять по наряду-допуску бригадой в составе не менее двух работников; производитель работ должен иметь группу IV по электробезопасности.

18.2 Экологичность

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовых трансформаторах ПС Чесноково.

На ПС Чесноково при модернизации планируется замена устаревших силовых трансформаторов 35/10 кВ с установкой современных и

соответствующими маслоприемниками для них, тип принятого трансформатора: ТМН 4000/35/10 с размерами (м) 4,02×3,35×3,8 и массой масла 3,98 т.

При расчете маслоприемников учитываем следующие требования [22]:

1) Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформаторов на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн).

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [23].

3) Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [23].

4) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле [7]:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (120)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 3,98 тонны.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{трм} = \frac{3,98}{0,88} = 4,52 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{мл} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (121)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника/

$$S_{mn} = (4,02 + 2 \cdot 1) \cdot (3,35 + 2 \cdot 1) = 32,21 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (122)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (4,02 + 3,35) \cdot 2 \cdot 3,8 = 56,01 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\text{он}}) \cdot 10^{-3} \quad (123)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (32,21 + 56,01) \cdot 10^{-3} = 31,76 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (124)$$

$$V_{mmH_2O} = 4,52 + 0,8 \cdot 31,76 = 29,93 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} [7]:

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (125)$$

$$H_{mn} = \frac{29,93}{32,21} = 0,93 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [23]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [23]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная глубина маслоприемника [23]:

$$H_{nmi} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (126)$$

$$H_{nmi} = 0,93 + 0,05 + 0,25 = 1,23 \text{ (м)}$$

18.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность на ПС Чесноково предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на ПС Чесноково являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС Чесноково составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на ПС Чесноково обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;

- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);
- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на ПС Чесноково.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства

пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На ПС Чесноково применяются установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на ПС Чесноково является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ ПС Чесноково определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории ПС Чесноково необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Переносные огнетушители на ПС Чесноково размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной выпускной квалификационной работе был проведен анализ состояния электрических сетей села Новочесноково, определены недостатки схемы электроснабжения, разработаны мероприятия по устранению недостатков в частности замена изношенного оборудования на современное. Проведен расчет нагрузок как существующих так и вновь вводимы потребителей и определена мощность нагрузки на шинах каждой ТП, далее по результатам расчетов на основании данных о коэффициентах загрузки проведена замена трансформаторов на тех ТП где это было необходимо, определены мощности нагрузки на стороне ВН ТП и выбран новый проводник для ВЛ 10 кВ.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Андреев, Василий Андреевич. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст]: учеб.: рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. – 6-е изд., стер. –М.: Высш. шк., 2008. - 640 с.
- 3 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 4 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 5 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 6 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 7 Булгаков А.Б. Безопасность жизнедеятельности [Электронный ресурс] : сб. учеб.-метод. материалов для всех направлений подготовки бакалавров и специалистов /АмГУ, ИФФ; сост. А.Б. Булгаков, В.Н. Аверьянов, М. В. Гриценко. - Благовещенск : Изд- во Амур. гос. ун- та, 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9036.pdf
- 8 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. -90 с.
- 9 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 10 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

11 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

12 Китушин, В. Г. Надежность энергетических систем [Текст] : учеб.пособие / В. Г. Китушин. Ч. 1 : Теоретические основы. – Новосибирск : изд-во НГТУ, 2003. -255 с.

13 Козлов, Александр Николаевич. Собственные нужды тепловых, атомных и гидравлических станций и подстанций [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Н. Козлов, В. А. Козлов, А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 315 с.
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6924.pdf

14 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

15 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

16 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

17 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

18 Острейковский, В.А. Теория надежности [Текст] : учеб. : рек. УМО / В. А. Острейковский.-2-е изд., испр. . -М. : Высш. шк., 2008. - 464 с.

19 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : учеб.пособие : рек. УМО / А. М. Половко, С. В. Гуров. -2-е изд., перераб. и доп. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. -702 с.

20 Половко, А.М. Основы теории надежности [Текст] : практикум : рек. УМО / А. М. Половко, С. В. Гуров. - СПб. : БХВ-Петербург, 2006. - 558 с.

21 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

22 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

23 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

24 Савина, Н. В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. 177 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7062.pdf

25 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

26 Савина, Н.В. Надежность систем электроэнергетики [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н.В. Савина – Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2011. – 268 с., 1898 Кб. Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/3060.pdf

27 Савина, Н.В. Надежность электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учебное пособие / Н. В. Савина. – Благовещенск : Амурский гос. ун-т, 2014. – 194 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7031.pdf

28 Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : метод. указания к практическим занятиям / АмГУ, Эн. ф ; сост.: Н. В. Савина, П. П. Проценко. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 106 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7364.pdf

29 Требования к качеству электроэнергии установлены Межгосударственным стандартом ГОСТ 32144-2013 "Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества

электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения" (введен в действие Приказом Росстандарта от 22.07.2013 N 400-ст). Показатели и нормы качества электроэнергии приведены в разделе 4 ГОСТ 32144-2013.

30 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А Определение расчетных нагрузок фидеров ТП

| Номер фидера | $P_{P0,4}$ (кВт) | $Q_{P0,4}$ (кВАр) | $S_{P0,4}$ (кВА) |
|---------------|------------------|-------------------|------------------|
| ТП-523 | | | |
| 1 | 24,0 | 9,12 | 25,67 |
| 2 | 24,1 | 10,69 | 26,36 |
| ТП-403 | | | |
| 1 | 64,0 | 24,32 | 68,47 |
| 2 | 70,75 | 28,19 | 76,16 |
| ТП-473 | | | |
| 1 | 80,5 | 18,77 | 82,66 |
| 2 | 128,8 | 34,55 | 133,35 |
| 3 (освещение) | 1,0 | 0,3 | 1,04 |
| ТП-409 | | | |
| 1 | 137,0 | 82,82 | 160,09 |
| 2 | 93,9 | 21,41 | 96,31 |
| 3 (освещение) | 1,5 | 0,45 | 1,57 |
| ТП-564 | | | |
| 1 | 77,79 | 58,09 | 97,09 |
| 2 | 77,79 | 58,09 | 97,09 |
| ТП-508 | | | |
| 1 | 124,8 | 26,05 | 127,49 |
| 2 | 17,0 | 7,31 | 18,51 |
| 3 | 17,0 | 7,31 | 18,51 |
| 4 (освещение) | 1,0 | 0,3 | 1,04 |
| ТП-665 | | | |
| 1 | 80,3 | 16,52 | 81,98 |
| 2 | 100,0 | 75,0 | 125,00 |
| 3 | 15,0 | 6,45 | 16,33 |
| 4 (освещение) | 0,6 | 0,18 | 0,9 |
| ТП-478 | | | |
| 1 | 80,3 | 16,52 | 81,98 |
| 2 | 73,0 | 14,81 | 74,49 |
| 3 | 123,2 | 25,56 | 125,82 |
| 4 (освещение) | 0,6 | 0,18 | 0,9 |
| ТП-526 | | | |
| 1 | 85,8 | 17,71 | 87,61 |
| 2 | 60,9 | 12,47 | 62,16 |
| 3 | 85,8 | 17,71 | 87,61 |
| 4 (освещение) | 0,8 | 0,24 | 1,21 |
| ТП-410 | | | |
| 1 | 112,0 | 23,24 | 114,39 |

| | | | |
|---------------|------|-------|-------|
| 2 | 52,2 | 10,69 | 53,28 |
| 3 (освещение) | 0,8 | 0,24 | 1,21 |
| ТП-412 | | | |
| 1 | 96,5 | 19,91 | 98,53 |
| 2 (освещение) | 2,0 | 0,6 | 2,09 |
| ТП-411 | | | |
| 1 | 24 | 9,12 | 25,67 |
| 2 | 70,9 | 22,4 | 74,35 |

ПРИЛОЖЕНИЕ Б Определение расчетных мощностей 10 кВ ТП

| ТП | ΔP_m (кВт) | ΔQ_m (кВА) | ΔS_m (кВА) | $P_{ВНТП}$ (кВт) | $Q_{ВНТП}$ (кВАр) | $S_{ВНТП}$ (кВА) |
|--------------------|-----------------------|-----------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|---------------------|
| 523 | 0,84 | 2,55 | 2,69 | 44,13 | 20,38 | 49,52 |
| 403 | 2,33 | 7,10 | 7,47 | 123,61 | 54,36 | 137,64 |
| 473 | 3,48 | 10,61 | 11,16 | 191,85 | 58,60 | 205,57 |
| 409 | 4,13 | 12,59 | 13,25 | 211,94 | 106,40 | 244,01 |
| 564 | 3,13 | 9,53 | 10,03 | 143,15 | 114,09 | 184,79 |
| 508 | 2,65 | 8,08 | 8,50 | 145,57 | 44,68 | 156,56 |
| 665 | 3,60 | 10,97 | 11,54 | 179,37 | 99,14 | 212,52 |
| 478 | 4,55 | 13,86 | 14,59 | 253,40 | 65,06 | 268,65 |
| 526 | 3,82 | 11,66 | 12,27 | 213,07 | 54,76 | 225,91 |
| 410 | 2,70 | 8,23 | 8,66 | 150,48 | 38,77 | 159,56 |
| 412 | 1,76 | 5,38 | 5,66 | 98,26 | 25,29 | 104,19 |
| 411 | 1,61 | 4,91 | 5,17 | 87,02 | 33,28 | 95,19 |
| Суммарное значение | | | | 1841,85 | 714,81 | 2044,12 |

ПРИЛОЖЕНИЕ В Выбор сечений проводников 10 кВ

| Участок | I_{pij} (А) | Принятая марка проводника | Длительно допустимый ток (А) |
|---------|---------------|---------------------------|------------------------------|
| 1-3 | 88,62 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 3-4 | 86,47 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 4-5 | 71,59 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 5-6 | 59,95 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 6-17 | 73,19 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 17-10 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 10-11 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 11-12 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 2-12 | 88,62 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 12-23 | 10,37 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 6-7 | 56,70 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 7-8 | 59,55 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 8-9 | 68,10 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 10-19 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 11-21 | 79,97 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 9-21 | 70,76 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 8-19 | 71,96 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 3-13 | 2,86 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 4-14 | 7,96 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 4-15 | 11,88 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 5-16 | 15,53 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 7-18 | 14,10 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 9-20 | 9,22 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 9-22 | 13,06 | СИП-3 1×35 | 200 |
| 23-24 | 5,50 | СИП-3 1×35 | 200 |