

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

«Развитие западного района Урайских электрических сетей с реконструкцией подстанции «Диспетчерская» 110/10 кВ»

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

ЮУрГУ – 13.03.02.2020. 30905280 ПЗ ВКР

Руководитель, доцент

_____ / Д.В. Коробатов /

« ____ » _____ 2020 г.

Автор работы

студент группы П-471

_____ / А.Е. Рукавишников /

« ____ » _____ 2020 г.

Нормоконтролёр, доцент

_____ / Д.В. Коробатов /

« ____ » _____ 2020 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
(Национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»
Направление 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

_____ / И.М. Кирпичникова /

« ____ » _____ 2020 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу бакалавра

Рукавишников Александр Евгеньевич

Группа П-471

1. Тема выпускной квалификационной работы «Развитие западного района Урайских электрических сетей с реконструкцией подстанции «Диспетчерская» 110/10 кВ» утверждена приказом по университету от « 27 » мая 2020 г. № _____

2. Срок сдачи студентом законченной работы « ____ » _____ 2020 г.

3. Исходные данные к работе

Дана схема электрической сети. В выпускном проекте рассматривается реконструкция подстанции Диспетчерская.

В таблице 1 представлены данные о мощностях в узлах до реконструкции в максимальном режиме.

Таблица 1 – Нагрузки в узлах до реконструкции подстанции

| Номер | Название | Тип | Uном, кВ | P, МВт | Q, МВАр |
|-------|-------------------|----------|----------|--------|---------|
| 0 | 1 Урьевская | Базисный | 110 | - | - |
| 1 | 2 Прогресс | Обычный | 110 | 0 | 0 |
| 2 | 4 Нефтянник | Обычный | 110 | 18 | 10 |
| 3 | 3 Покачевская | Обычный | 110 | 31 | 12 |
| 4 | 5 Роса | Обычный | 110 | 27 | 10 |
| 5 | 6 Нонг-Еганская | Обычный | 110 | 27 | 14 |
| 6 | 7 Фотон | Обычный | 110 | 30 | 10 |
| 7 | 8 Ладья | Обычный | 110 | 36 | 13 |
| 8 | 9 Локосово | Обычный | 110 | 48 | 24 |
| 9 | 10 Диспетчерская | Обычный | 110 | 20 | 9 |
| 10 | 11 Нефтепроводная | Обычный | 110 | 43 | 21 |
| 11 | 12 Лангепас | Обычный | 110 | 23 | 9 |
| 12 | 14 Лас-Еганская | Обычный | 110 | 15 | 6 |
| 13 | 15 Нивагальская | Обычный | 110 | 18 | 7 |
| 14 | 16 Качалка | Обычный | 110 | 16 | 6 |
| 15 | 17 Северопоточная | Обычный | 110 | 15 | 6 |
| 16 | 0 Таврическая | Обычный | 110 | -70 | -28 |
| 17 | 19 отпаечная | Обычный | 110 | 0 | 0 |
| 18 | 20 отпаечная | Обычный | 110 | 0 | 0 |
| 19 | 21 отпаечная | Обычный | 110 | 0 | 0 |
| 20 | 23 отпаечная | Обычный | 110 | 0 | 0 |
| 21 | 24 отпаечная | Обычный | 110 | 0 | 0 |
| 22 | 25 Каюковская | Обычный | 110 | 34 | 19 |

Данные для линий представлены в таблице 2.

Таблица 1–Нагрузки в узлах до реконструкции подстанции

| Номер | Название | Nн | Nк | г, Ом | х, Ом | g, мкСм | b, мкСм |
|-------|-----------------------------------|----|----|-------|-------|---------|---------|
| 1 | 1 Урьевская - 2 Прогресс | 0 | 1 | 1,03 | 2,68 | 0 | 71 |
| 2 | 2 Прогресс - 4 Нефтянник | 1 | 2 | 0,76 | 1,32 | 0 | 33 |
| 3 | 2 Прогресс - 3 Покачевская | 1 | 3 | 0,17 | 0,3 | 0 | 7 |
| 4 | 1 Урьевская - 11 Нефтепроводная | 0 | 10 | 0,07 | 0,14 | 0 | 8 |
| 5 | 1 Урьевская - 12 Дангибас | 0 | 11 | 0,7 | 1,01 | 0 | 24 |
| 6 | 14 Лас-Еганская - 15 Нивагальская | 12 | 13 | 1,67 | 2,92 | 0 | 73 |
| 7 | 0 Таврическая - 7 Фотон | 16 | 6 | 0,24 | 0,62 | 0 | 16 |
| 8 | 2 Прогресс - 19 отпаечная | 1 | 17 | 1,29 | 2,26 | 0 | 56 |
| 9 | 19 отпаечная - 5 Роса | 17 | 4 | 0,08 | 0,15 | 0 | 4 |
| 10 | 20 отпаечная - 19 отпаечная | 18 | 17 | 1,47 | 2,57 | 0 | 64 |
| 11 | 20 отпаечная - 6 Нонг-Еганская | 18 | 5 | 2,63 | 3,8 | 0 | 91 |
| 12 | 7 Фотон - 20 отпаечная | 6 | 18 | 1,43 | 2,5 | 0 | 62 |
| 13 | 14 Лас-Еганская - 21 отпаечная | 12 | 19 | 2,81 | 4,91 | 0 | 122 |
| 14 | 21 отпаечная - 16 Качалка | 19 | 14 | 0,07 | 0,12 | 0 | 3 |
| 15 | 21 отпаечная - 17 Северопоточная | 19 | 15 | 1,81 | 3,17 | 0 | 79 |
| 16 | 1 Урьевская - 23 отпаечная | 0 | 20 | 0,07 | 0,19 | 0 | 5 |
| 17 | 23 отпаечная - 8 Ладья | 20 | 7 | 1,18 | 2,06 | 0 | 51 |
| 18 | 23 отпаечная - 24 отпаечная | 20 | 21 | 0,22 | 0,57 | 0 | 15 |
| 19 | 24 отпаечная - 10 Диспетчерская | 21 | 9 | 0,22 | 0,32 | 0 | 8 |
| 20 | 1 Урьевская - 14 Лас-Еганская | 0 | 12 | 1,27 | 3,3 | 0 | 88 |
| 21 | 1 Урьевская - 25 Каюковская | 0 | 22 | 1,71 | 4,44 | 0 | 118 |
| 22 | 1 Урьевская - 9 Локосово | 0 | 8 | 0,29 | 0,76 | 0 | 20 |
| 23 | 24 отпаечная - 9 Локосово | 21 | 8 | 0,17 | 0,45 | 0 | 3 |

Подстанция Урьевская является балансирующим и базисным узлом, в таблице 3 задаются напряжения в режимах максимальных, минимальных нагрузок и в послеаварийном режиме.

Таблица 3 – Напряжения балансирующего узла

| U п/ст | | |
|------------------------|-----------------------|-----------------------|
| U _{МАКС} , кВ | U _{МИН} , кВ | U _{ПАВ} , кВ |
| 119 | 116 | 112 |

Подстанция Диспетчерская питается от двух линий. С учетом перспективного роста нагрузок на подстанции потребление будет составлять 38 МВА.

4. Перечень вопросов, подлежащих разработке

- 1) Расчет и анализ режимов существующей электрической сети, прилегающей к развивающемуся промышленному объекту;
- 2) Выбор технически и экономически приемлемого варианта развития схемы питания электроэнергией сетевого района с реконструкцией подстанции «Диспетчерская»;
- 3) Разработка открытого распределительного устройства 110кВ с комбинированными коммутационными аппаратами, совмещающими в себе функции «выключатель-разъединитель»;
- 4) Расчет токов короткого замыкания и выбор оборудования подстанции 110/10 кВ;
- 5) Расчет релейной защиты объекта подстанции 110/10 кВ, элементов автоматизации;
- 6) Вопросы охраны труда;
- 7) Расчет экономической части проекта;
- 8) Углубленная проработка вопроса, связанная с выбором оборудования для управления по цифровому каналу.

5. Перечень графического материала

- 1) Схема электрических соединений – 1 лист формата А1;
- 2) Схемы и карты характерных режимов электрической сети – 1 л формата А1;
- 3) Схемы электрических соединений открытого распределительного устройства напряжением 110/10 кВ – 1 лист формата А1;
- 4) План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ – 1 лист формата А1;
- 5) Плакат Цифровизация на примере малого Сакского РЭС (МСРЭС)– 1 лист формата А1.

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов

| Раздел | Консультант | Подпись | |
|--------|-------------|--------------------------------|-----------------------------|
| | | Задание выдал (консультант) | Задание принял (студент) |
| - | - | - | - |
| - | - | - | - |
| - | - | - | - |

7. Дата выдачи задания

« ____ » _____ 2020 г.

Руководитель работы

(подпись)

Задание принял к исполнению

(подпись студента)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

| Наименование этапов выпускной квалификационной работы | Дата завершения этапа | Отметка руководителя о выполнении |
|--|-----------------------|-----------------------------------|
| Расчет и анализ режимов существующей электрической сети | | |
| Выбор технически и экономически приемлемого варианта развития | | |
| Расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования и ошиновки подстанции 110/10 кВ | | |
| Разработка открытого распределительного устройства с комплектными элементами на 110/10 кВ | | |
| План и разрезы открытого распределительного устройства 110/10 кВ | | |
| Релейная защита и автоматизация подстанции | | |
| Вопрос углубленной проработки, связанный с выбором оборудования для управления по цифровому каналу | | |
| Оформление пояснительной записки | | |
| Разработка чертежей | | |

Заведующий кафедрой _____ / И.М. Кирпичникова /

Руководитель работы _____ / Д.В. Коробатов /

Студент _____ / А.Е. Рукавишников /

АННОТАЦИЯ

Рукавишников А.Е. – Развитие западного района Урайских электрических сетей с реконструкцией подстанции «Диспетчерская» 110/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, ЭФ, П-471, 2020 г., стр. 110, илл. 22, табл. 55. Список литературы – 34 наименований. Чертежей – 5 листов формата А1.

В выпускной квалификационной работе произведен анализ существующей схемы сети с помощью программы NetWORKS [1].

Релейная защита и автоматика подстанции выполнена с применением современных микропроцессорных устройств фирмы «Бреслер», это предприятие было организовано на основе лаборатории кафедры ТОЭ Чувашского государственного университета.

Обеспечение безопасности при ее эксплуатации выполнено с учетом нормативных документов и правил.

Определены экономические показатели реконструируемой подстанции: капитальные вложения, эксплуатационные издержки и фонд заработной платы. Определен срок окупаемости проекта, а также себестоимость передачи электроэнергии.

В дипломном проекте рассмотрен вопрос применения комбинированных коммутационных аппаратов.

Также рассмотрен вопрос об изменении конфигурации существующей сети 10 кВ, с применением цифровых технологий, на примере Сакского РЭС ГУП РК «Крымэнерго».

| | | | | | | | | |
|------------------|---------------------|-----------------|----------------|-------------|---|-------------|-------------|---------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | | | |
| <i>Разраб.</i> | <i>Рукавишников</i> | | | | <i>Развитие западного района Урайских электрических сетей с реконструкцией подстанции «Диспетчерская» 110/10 кВ</i> | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |
| <i>Пров.</i> | <i>Коробатов</i> | | | | | | 7 | 110 |
| <i>Н. контр.</i> | <i>Коробатов</i> | | | | <i>ЮУрГУ Кафедра ЭССиСЭ</i> | | | |
| <i>Утв.</i> | <i>Кирличникова</i> | | | | | | | |

ОГЛАВЛЕНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 10 |
| 1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ | 11 |
| 1.1 Назначение подстанции | 11 |
| 1.2 Описание подстанции | 12 |
| 2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ РАЙОНА | 13 |
| 2.1 Баланс активных и реактивных мощностей..... | 13 |
| 2.1.1 Баланс активной мощности..... | 13 |
| 2.1.2 Баланс реактивной мощности..... | 15 |
| 2.2 Расчет характерных режимов работы существующей сети | 16 |
| 2.2.1 Режим максимальных нагрузок | 17 |
| 2.2.2 Режим минимальных нагрузок | 21 |
| 2.2.3 Послеаварийный режим | 23 |
| 2.3 Анализ работы трансформаторов существующей сети..... | 24 |
| 3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ..... | 27 |
| 4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ | 28 |
| 4.1 Выбор схемы распределительного устройства ВН 110 кВ | 28 |
| 4.2 Выбор схемы распределительного устройства 10 кВ | 29 |
| 5 РАСЧЕТ ТОКОВ НА ВВОДЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА 110 кВ..... | 31 |
| 5.1 Расчет токов нагрузок на присоединениях подстанции в длительном (нормальном) и в аварийном (утяжеленном) режимах | 31 |
| 5.2 Расчёт токов короткого замыкания..... | 32 |
| 6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ | 35 |
| 6.1 Выбор коммутационной аппаратуры на ВН | 35 |
| 6.2 Выбор коммутационной аппаратуры на шинах НН | 37 |
| 6.3 Выбор трансформаторов тока..... | 40 |
| 6.4 Выбор трансформаторов напряжения | 43 |
| 6.5 Выбор токоведущих частей | 45 |
| 6.5.1 Выбор проводов сборных шин распределительного устройства 110 кВ..... | 46 |
| 6.5.2 Выбор ошиновки на низкой стороне трансформатора 10 кВ..... | 47 |
| 6.5.3 Выбор высокочастотных заградителей | 49 |
| 6.6 Выбор ограничителей перенапряжения | 50 |
| 7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПОДСТАНЦИИ..... | 52 |
| 7.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики объектов реконструиру- емой подстанции «Диспетчерская»..... | 52 |
| 7.1.1 Релейная защита трансформатора 110/10/10..... | 53 |
| 7.1.2 Релейная защита вводного и секционного выключателя 10 кВ..... | 54 |
| 7.1.3 Релейная защита и автоматика секций шин 10 кВ | 54 |
| 7.1.4 Релейная защита и автоматика кабельных линий 10 кВ | 55 |
| 7.2 Выбор типоисполнения терминалов РЗиА | 56 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 7.2.1 | Выбор производителя..... | 56 |
| 7.2.2 | Выбор терминалов на стороне НН | 57 |
| 7.2.3 | Выбор терминалов на стороне ВН..... | 59 |
| 7.3 | Расчет уставок релейной защиты и автоматики | 60 |
| 7.3.1 | Расчет уставок релейной защиты трансформатора 110 кВ | 60 |
| 7.3.2 | Расчет уставок устройства резервирования отказа выключателя..... | 70 |
| 7.3.3 | Расчет уставок автоматического ввода резерва секционного выключателя на стороне 10 кВ | 71 |
| 8 | ЦИФРОВИЗАЦИЯ НА ПРИМЕРЕ МАЛОГО САКСКОГО РЭС (МСРЭС) . | 72 |
| 8.1 | Концепция цифрового РЭС..... | 72 |
| 8.2 | Проект в малом Сакском РЭС | 73 |
| 8.3 | Технологические предпосылки | 74 |
| 8.4 | Автокластерная распределительная сеть | 76 |
| 8.4.1 | Особенности автокластерной сети | 77 |
| 8.5 | Предложение по масштабированию МСРЭС | 77 |
| 8.5.1 | Стоимость основных активов | 77 |
| 8.5.2 | Сценарии развития Сакского РЭС..... | 79 |
| 9 | БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... | 80 |
| 9.1 | Краткая характеристика объекта | 80 |
| 9.2 | Характеристика подстанции, как источник потенциальных опасностей для людей..... | 80 |
| 9.3 | Требования безопасности к компоновке ОРУ 110/10 кВ..... | 81 |
| 9.4 | Электробезопасность и средства защиты от поражения электрическим током. | 82 |
| 9.5 | Молниезащита подстанций..... | 83 |
| 9.6 | Пожарная безопасность..... | 85 |
| 9.7 | Экологичность проекта | 86 |
| 9.8 | Назначение и расчет заземляющих устройств..... | 86 |
| 9.9 | Освещение на открытом распределительном устройстве | 89 |
| 10 | ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ | 91 |
| 10.1 | Расчет ожидаемой продолжительности выполнения работ | 92 |
| 10.2 | Расчет параметров событий сетевого графика | 94 |
| 10.3 | Расчет параметров работ сетевого графика | 96 |
| 10.4 | Расчет трудоемкости работ | 98 |
| 10.5 | Расчет сметной стоимости работ | 99 |
| 10.6 | Расчет потерь мощности через трансформаторы | 102 |
| 10.7 | Определение себестоимости передачи электроэнергии..... | 103 |
| 10.8 | Срок окупаемости..... | 105 |
| | ЗАКЛЮЧЕНИЕ | 108 |
| | БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 109 |
| | ПРИЛОЖЕНИЯ | |

ВВЕДЕНИЕ

Развитие энергетики и электрификации в значительной мере определяет уровень развития всего хозяйства страны. Энергетика и электрификация обеспечивает выполнение задачи широкой комплексной механизации и автоматизации производственных процессов, что позволяет усилить темпы роста производительности общественного труда, улучшить качество продукции и облегчить условия труда. На базе использования электроэнергии ведется техническое перевооружение промышленности, внедрение новых технологических процессов и осуществление коренных преобразований в организации производства и управлении им. Поэтому в современной технологии и оборудовании промышленных предприятий велика роль электрооборудования, т.е. совокупности электрических машин, аппаратов, приборов и устройств, посредством которых производится преобразование электрической энергии в другие виды энергии и обеспечивается автоматизация технологических процессов.

В 90-х годах прошлого века «большая» энергетика достигла критического уровня износа основного оборудования (до 70%), как в отношении объектов генерации, так и сетевого комплекса. Долгое время не было капитальных вложений в ввод новых мощностей и развитие (реновацию) старых.

В начале XXI века в электрических сетях России началось внедрение новых технических средств для обеспечения высокой надежности и повышения качества электроснабжения: воздушных линий с изолированными проводами, однофазных кабелей высокого напряжения, вакуумных и элегазовых выключателей, оптических каналов связи, цифровых реле (терминалов) управления и защиты электроустановок.

В дипломном проекте также рассматривается реконструкция с увеличением мощности и применением современного коммутационного оборудования ПС «Диспетчерская» Урайских ЭС «Тюменьэнерго». ПС расположена в Урайском районе и предназначена для надёжного и бесперебойного снабжения имеющихся потребителей и подключение вновь вводимых промышленных производств: «Деревообрабатывающего завода»; «Фабрики по производству химических удобрений», суммарной мощностью более 14 МВт.

Силовое оборудование, устройства релейной защиты и автоматики, измерительные приборы уже давно исчерпали свой эксплуатационный ресурс и нуждаются в замене.

Предлагаемая реконструкция подстанции позволит за счет применения более современного оборудования повысить качество и надежность электроснабжения потребителей и улучшить условия труда обслуживающего персонала. Реконструкция ПС «Диспетчерская» Урайских электрических сетей производится в связи с подключением новых производственных мощностей, износом основного оборудования ПС (реновацией), с целью обеспечения надёжности и безаварийного электроснабжения.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 10 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА И СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ

1.1 Назначение подстанции

ПС «Диспетчерская» являясь крупным сетевым объектом РЭС «Урайских ЭС» «Тюменьэнерго», питается двумя отпаечными ВЛ 110 кВ от транзита ВЛ 110 кВ ПС «Урьевская» 220/110/35 - ПС «Локосово» 1, 2 цепь. С шин ПС «Диспетчерская» на напряжении 10 кВ (от четырёх секций) осуществляется распределение электрической энергии по 16 КВЛ – 10 кВ. По степени надёжности электроснабжения относятся к 1 и 2 категории.

К потребителям относятся: «Ремонтно – механический завод»; «Хлебокомбинат» и вновь вводимые: «Деревообрабатывающий завод»; «Фабрика по производству химических удобрений», а также распределительная сеть 10/0,4 кВ населённых пунктов (сёл) Урайского района.

Схема питающей сети изображена на рисунке 1.1.

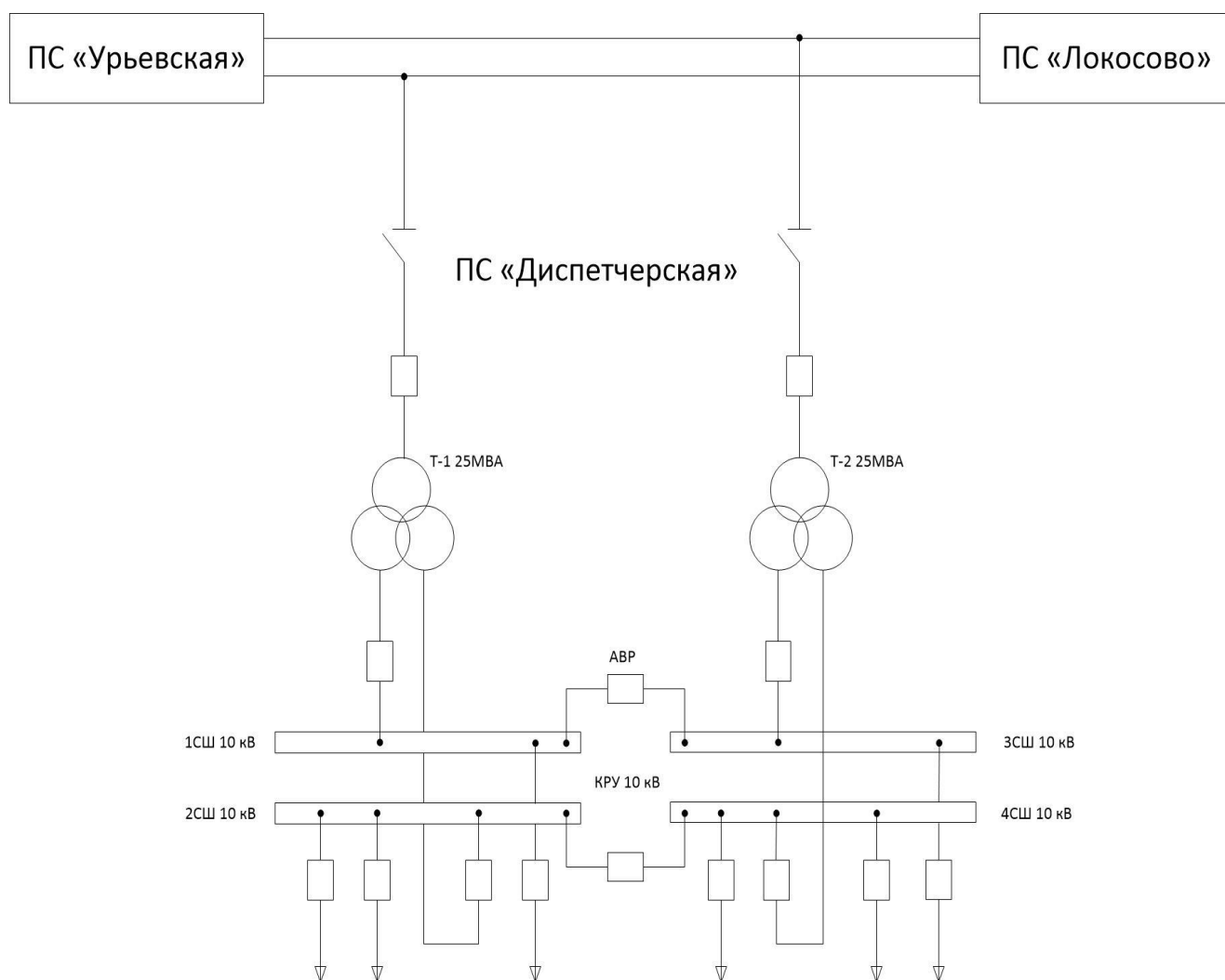


Рисунок 1.1 – Схема питающей сети 110 кВ

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 11 |

1.2 Описание подстанции

ПС «Диспетчерская» находится на территории Урайского РЭС. Выполнено по классической схеме ОРУ – 110 кВ (2 секции и ремонтная перемычка), 2 трансформатора ТРДТН 25 МВА расположенных на ОРУ – 110 кВ и отдельно стоящего здания с ЗРУ – 10 кВ комплектного исполнения, в здании находятся: КРУ – 10 кВ, РУ – 0,4 кВ, АКБ, ОПУ, щит управления ПС.

На ОРУ-110кВ выполнены кабельные лотки для разводки силовых и контрольных кабелей к установленному оборудованию, маслосборники под силовыми трансформаторами, подземный резервуар для аварийного слива масла из-под трансформаторов ёмкостью 60 м³. Ограждение ОРУ-110 кВ комбинированное: из бетонных и металлических секций, включает в себя двое распашных ворот и две калитки.

ЗРУ – 10 кВ состоит из двух зданий. Старая часть выполнена в одноэтажном здании, в котором размещены: КРУ – 10 кВ, помещение телемеханики и кладовая. Новая часть - двухэтажная, в ней на первом этаже размещены помещения: аккумуляторной батареи, конденсаторной установки, теплового узла и приточной вентиляции АКБ, камеры трансформаторов собственных нужд и дугогасящих катушек. На втором этаже находятся щитовое и служебное помещения, помещение конденсаторной установки и вытяжной вентиляции АКБ. Для прокладки силовых и контрольных кабелей используются кабельные каналы и пакеты труб, для спуска кабелей со второго этажа на первый в новом здании ЗРУ – 10 кВ предусмотрена кабельная шахта.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 12 |

2. АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ СЕТИ РАЙОНА

2.1 Баланс активных и реактивных мощностей

2.1.1 Баланс активной мощности

В каждый момент времени в систему должно поступать от генераторов электростанций столько электроэнергии, сколько в этот момент необходимо всем потребителям с учетом потерь при передаче, то есть баланс по активным мощностям при неизменной частоте записывается как:

$$\sum P_{Г} = \sum P_{П}, \quad (2.1)$$

где $\sum P_{Г}$ - суммарная генерируемая активная мощность электростанций;

$\sum P_{П}$ - суммарное потребление мощности.

Заметим, что баланс активных мощностей обеспечивается за счет обменной мощности с соседними энергосистемами через балансирующий узел. Этот узел генерирует необходимое количество активной мощности при дефиците ее в сетевом районе либо потребляет ее при избытке. В данном случае базисным узлом будет являться подстанция «Урьевская».

Потребление активной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum P_{Н}$, собственных нужд (с.н.) электрических станций $\sum P_{СН}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta P_{Л}$ и трансформаторах $\sum \Delta P_{Т}$:

$$\sum P_{П} = \sum P_{Н} + \sum P_{СН} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{Т}, \quad (2.2)$$

Суммарные потери активной мощности в линиях можно принять 2 ... 3%, в трансформаторах 1,2 ... 1,5% от мощности всех нагрузок, расход активной мощности на с.н. приближенно оценивается 4 ... 8% от установленной мощности генераторов электростанции [2].

Так как в проекте заданы нагрузки на подстанциях, приведенные с высокой стороны, то для упрощения расчета примем потери в трансформаторах и на собственные нужды подстанций равными 0. В расчёте будем учитывать только потери в линиях и автотрансформаторах связи.

Суммарная генерируемая активная мощность складывается из активной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и активной мощности, поступающей из соседних систем (таблица 2.1).

Таблица 2.1 – Генерация в узлах сети

| Дисп.наименование | P, МВт | Q, МВАр |
|-------------------|--------|---------|
| Урьевская | 333,07 | 138,24 |

Суммарная генерируемая активная мощность:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 13 |

$$\sum P_{\Gamma} = 333,7 \text{ МВт.}$$

Мощности нагрузок в узлах сети заданы для максимального режима (таблица 2.2).

Таблица 2.2 – Значение нагрузок в узлах сети

| Дисп.наим. п/ст | P, МВт | Q, МВАр |
|-------------------|--------|---------|
| 4 Нефтянник | 18 | 10 |
| 3 Покачевская | 31 | 12 |
| 5 Роса | 27 | 10 |
| 6 Нонг-Еганская | 27 | 14 |
| 7 Фотон | 30 | 10 |
| 8 Ладья | 36 | 13 |
| 9 Локосово | 48 | 24 |
| 10 Диспетчерская | 20 | 9 |
| 11 Нефтепроводная | 43 | 21 |
| 12 Лангепас | 23 | 9 |
| 14 Лас-Еганская | 15 | 6 |
| 15 Нивагальская | 18 | 7 |
| 16 Качалка | 16 | 6 |
| 17 Северопоточная | 15 | 6 |
| 25 Каюковская | 34 | 19 |
| Сумма | 401 | 176 |

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum P_{\text{Н}} = 401 \text{ МВт.}$$

Рассчитаем активные потери в ЛЭП:

$$\sum \Delta P_{\text{Л}} = 0,02 \cdot \sum P_{\text{Н}}, \quad (2.3)$$

$$\sum \Delta P_{\text{Л}} = 0,02 \cdot 401 = 8,02, \text{ МВт.}$$

В итоге получаем суммарную потребляемую активную мощность:

$$\sum P_{\text{П}} = \sum P_{\text{Н}} + \sum P_{\text{Л}}, \quad (2.4)$$

$$\sum P_{\text{П}} = 401 + 8,02 = 409,02 \text{ МВт.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой (-Pс), либо потребляемой (+Pс) балансирующим узлом:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 14 |

$$P_C = \sum P_G - \sum P_{\Pi}, \quad (2.5)$$

$$P_C = 333,07 - 409,2 = -75,95, \text{ МВт.}$$

Баланс активной мощности можно восполнить за счет перетока мощности с ПС «Таврическая».

2.1.2 Баланс реактивных мощностей

Балансу реактивной мощности в системе соответствует равенство:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum Q_G + \sum Q_3 \pm Q_{КУ} \pm Q_C, \quad (2.6)$$

где $\sum Q_G$ - суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанции при коэффициенте мощности не ниже номинального;

$\sum Q_3$ - мощность, генерируемая линиями (зарядная);

$Q_{КУ}$ - реактивная мощность компенсирующих устройств;

Q_C - величина обменной реактивной мощности, определяется договорным коэффициентом мощности соседней энергосистемы.

Потребление реактивной мощности в системе складывается из нагрузок потребителей $\sum Q_H$, собственных нужд электрических станций $\sum Q_{СН}$, потерь мощности в линиях $\sum \Delta Q_L$ и трансформаторах $\sum \Delta Q_T$.

Потери реактивной мощности для воздушных линий ориентировочно можно брать 4 ... 6% при 110 кВ, 10 ... 15% при 220 кВ от модуля полной передаваемой по линии мощности. Потери реактивной мощности в трансформаторах составляют, примерно, 5 ... 9% от полной мощности, проходящей через трансформатор.

Также как и с активной мощностью будем учитывать только потери в линиях.

Суммарная генерируемая реактивная мощность складывается из реактивной мощности, вырабатываемой на собственных электростанциях и реактивной мощности, поступающей из соседних систем.

$$\sum Q_G = 166,24, \text{ МВАр.}$$

Суммарная нагрузка потребителей:

$$\sum Q_H = 176 \text{ МВАр.}$$

Потери реактивной мощности в ЛЭП:

$$\sum \Delta Q_L = 0,06 \cdot (|\sum S_H|), \quad (2.7)$$

$$\sum \Delta Q_L = 0,06 \cdot (|\sqrt{401^2 + 176^2}|) = 26,28 \text{ МВАр.}$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 15 |

Реактивную мощность, генерируемую воздушными одноцепными линиями, при напряжении сети ($U=110$ кВ) примем приблизительно $Q_3 = 35$ кВАр/км, тогда получаем:

$$\sum Q_3 = l \cdot Q_3, \quad (2.8)$$

где l - сумма всех линий, $l = 381,94$ км, для 110 кВ.

$$\sum Q_3 = 381,94 \cdot 0,035 = 13,37 \text{ МВАр.}$$

В итоге получаем суммарную потребляемую реактивную мощность:

$$\sum Q_{\Pi} = \sum \Delta Q_{\text{H}} + \sum Q_{\text{Л}} + \sum Q_3, \quad (2.9)$$

$$\sum Q_{\Pi} = 176 + 26,28 - 13,37 = 188,91 \text{ МВАр.}$$

Итогом расчета баланса активной мощности является определение необходимой обменной мощности, генерируемой ($-Q_c$), либо потребляемой ($+Q_c$) балансирующим узлом:

$$Q_c = \sum Q_{\Gamma} - \sum Q_{\Pi}, \quad (2.10)$$

$$Q_c = 166,24 - 188,91 = -22,67 \text{ МВАр.}$$

Баланс реактивной мощности можно восполнить за счет перетока мощности с ПС «Таврическая».

Переток мощности составил:

$$P_c + jQ_c = 75,95 + 22,7 \text{ МВА.}$$

2.2 Расчет характерных режимов работы существующей сети

Состояние электрической сети в любой момент времени называется режимом сети и характеризуется следующими параметрами режима: активной и реактивной мощностями в элементах сети; частотой; напряжением у потребителя и в узловых точках сети; величиной токов протекающих по участкам сети; потерями мощности и падениями напряжения в элементах сети.

Задача расчета режима сети заключается в нахождении его параметров с целью определения условий, в которых работает оборудование сети и ее потребители. По результатам расчета оценивается экономичность работы сети, предлагаются эффективные способы снижения потерь энергии, устанавливаются напряжения на подстанциях и мероприятия по поддержанию их в допустимых пределах.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 16 |

Характер режима сети определяется тремя основными факторами: графиками нагрузок отдельных подстанций, режимами работы генерирующих источников, условиями обмена мощностью рассматриваемой энергосистемы с соседними. Для ряда систем можно выделить влияние одного определяющего фактора. В рассматриваемой сети определяющим фактором будем считать нагрузки подстанций.

Проведем расчет существующей сети, применяя программный комплекс NETWORKS [1], для следующих характерных режимов:

- режим максимальных нагрузок;
- режим минимальных нагрузок;
- послеаварийный режим.

Назначение БУ в расчетных стационарных режимах электрической сети заключается в покрытии расчетного (с учетом полных потерь в продольных и поперечных элементах схемы замещения электрической сети) дефицита или «снятия» избытка активной и реактивной мощностей из рассматриваемой электрической сети с определенными объемами нагрузочной и генерируемой мощностей в расчетных узлах схемы замещения сети. Как правило, в БУ назначается только задаваемый уровень (модуль) напряжения.

В качестве БУ при расчетах режимов Когалымских электрических сетей приняты шины 110 кВ ПС «Урьевская» ПАО «ФСК ЕЭС» ОАО «Тюменская магистральная сетевая компания» (далее ОАО «ТМСК»).

Для рассматриваемой схемы ПС Урьевская является балансирующим узлом.

2.2.1 Режим максимальных нагрузок

Режим максимальных нагрузок происходит в зимний период, когда потоки мощности достигают наибольших значений, нагрузки потребителей в этот период указаны в таблице 2.2.

Перечень и параметры ЛЭП рассматриваемого района приведены в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Перечень и параметры ЛЭП

| Диспетчерское наименование | Уном, кВ | Марка | L, км | Идоп, А |
|-----------------------------------|----------|-------------|-------|---------|
| 1 Урьевская - 2 Прогресс | 110 | 2хАС-185/29 | 13 | 510 |
| 2 Прогресс - 4 Нефтянник | 110 | 2хАС-120/19 | 6,2 | 390 |
| 2 Прогресс - 3 Покачевская | 110 | 2хАС-120/19 | 1,4 | 390 |
| 1 Урьевская - 11 Нефтепроводная | 110 | 3хАС-150/24 | 1 | 450 |
| 1 Урьевская - 12 Лангепас | 110 | 2хАС-95/16 | 4,65 | 330 |
| 14 Лас-Еганская - 15 Нивагальская | 110 | 2хАС-120/19 | 13,7 | 390 |
| 0 Таврическая - 7 Фотон | 110 | 2хАС-185/29 | 3 | 510 |
| 2 Прогресс - 19 отпаечная | 110 | 2хАС-120/19 | 10,6 | 390 |
| 19 отпаечная - 5 Роса | 110 | 2хАС-120/19 | 0,69 | 390 |
| 20 отпаечная - 19 отпаечная | 110 | 2хАС-120/19 | 12,03 | 390 |
| 20 отпаечная - 6 Нонг-Еганская | 110 | 2хАС-95/16 | 17,5 | 330 |
| 7 Фотон - 20 отпаечная | 110 | 2хАС-120/19 | 11,7 | 390 |

Продолжение таблицы 2.3

| Диспетчерское наименование | Уном, кВ | Марка | L, км | Идоп, А |
|----------------------------------|----------|-------------|-------|---------|
| 14 Лас-Еганская - 21 отпаечная | 110 | 2хАС-120/19 | 23,02 | 390 |
| 21 отпаечная - 16 Качалка | 110 | 2хАС-120/19 | 0,58 | 390 |
| 21 отпаечная - 17 Северопоточная | 110 | 2хАС-120/19 | 14,83 | 390 |
| 1 Урьевская - 23 отпаечная | 110 | 2хАС-185/29 | 0,92 | 510 |
| 23 отпаечная - 8 Ладья | 110 | 2хАС-120/19 | 9,64 | 390 |
| 23 отпаечная - 24 отпаечная | 110 | 2хАС-185/29 | 2,77 | 510 |
| 24 отпаечная - 10 Диспетчерская | 110 | 2хАС-95/16 | 1,49 | 330 |
| 1 Урьевская - 14 Лас-Еганская | 110 | 2хАС-185/29 | 16 | 510 |
| 1 Урьевская - 13 Каюковская | 110 | 2хАС-185/29 | 21,5 | 510 |
| 1 Урьевская - 9 Локосово | 110 | 2хАС-185/29 | 3,7 | 510 |
| 24 отпаечная - 9 Локосово | 110 | АС-185/29 | 1,1 | 510 |

Проверим сечение проводов линии электропередачи по плотности тока:

$$j = \frac{I_{\text{расч}}}{F}, \quad (2.11)$$

где j - плотность тока, $\frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$;

$I_{\text{расч}}$ - наибольший расчётный ток, протекающий по линии, [А];

F - сечение сталеалюминиевого провода, [мм²].

Рассмотрим пример расчёта плотности тока для линии «Урьевская-Прогресс»:

$$j = \frac{166,22}{185} = 0,898 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2},$$

Расчёт плотности тока для всех остальных линий сделаем аналогичным образом и занесём полученные данные в таблицу

В таблице 2.4 приведена токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме.

Таблица 2.4 – Токовая загрузка ЛЭП в максимальном режиме

| Диспетчерское наименование | Исходные данные | | На одну цепь | | | | |
|---------------------------------|-----------------|---|------------------|---------|----------------------|---------------------|----------------------|
| | | | До реконструкции | | | После реконструкции | |
| | Марка | n | I, А | Идоп, А | j, А/мм ² | I, А | j, А/мм ² |
| 1 Урьевская - 2 Прогресс | 2хАС-185/29 | 2 | 166,22 | 510 | 0,898 | 166,22 | 0,898 |
| 2 Прогресс - 4 Нефтянник | 2хАС-120/19 | 2 | 50,25 | 390 | 0,419 | 50,25 | 0,419 |
| 2 Прогресс - 3 Покачевская | 2хАС-120/19 | 2 | 81,4 | 390 | 0,678 | 81,4 | 0,678 |
| 1 Урьевская - 11 Нефтепроводная | 3хАС-150/24 | 2 | 77,38 | 450 | 0,516 | 77,38 | 0,516 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР

Лист

18

Продолжение таблицы 2.4

| | | | | | | | |
|-----------------------------------|-------------|---|--------|-----|-------|--------|-------|
| 1 Урьевская - 12 Лангепас | 2хАС-95/16 | 2 | 59,87 | 330 | 0,63 | 59,87 | 0,63 |
| 14 Лас-Еганская - 15 Нивагальская | 2хАС-120/19 | 2 | 47,11 | 390 | 0,393 | 47,11 | 0,393 |
| 0 Таврическая - 7 Фотон | 2хАС-185/29 | 2 | 182,83 | 510 | 0,988 | 182,83 | 0,988 |
| 2 Прогресс - 19 отпаечная | 2хАС-120/19 | 2 | 36,42 | 390 | 0,303 | 36,42 | 0,303 |
| 19 отпаечная - 5 Роса | 2хАС-120/19 | 2 | 70,63 | 390 | 0,589 | 70,63 | 0,589 |
| 20 отпаечная - 19 отпаечная | 2хАС-120/19 | 2 | 33,97 | 390 | 0,283 | 33,97 | 0,283 |
| 20 отпаечная - 6 Нонг-Еганская | 2хАС-95/16 | 2 | 74,4 | 330 | 0,783 | 74,4 | 0,783 |
| 7 Фотон - 20 отпаечная | 2хАС-120/19 | 2 | 106,78 | 390 | 0,89 | 106,78 | 0,89 |
| 14 Лас-Еганская - 21 отпаечная | 2хАС-120/19 | 2 | 80,89 | 390 | 0,674 | 80,89 | 0,674 |
| 21 отпаечная - 16 Качалка | 2хАС-120/19 | 2 | 42,32 | 390 | 0,353 | 42,32 | 0,353 |
| 21 отпаечная - 17 Северопоточная | 2хАС-120/19 | 2 | 39,69 | 390 | 0,331 | 39,69 | 0,331 |
| 1 Урьевская - 23 отпаечная | 2хАС-185/29 | 2 | 166,4 | 510 | 0,899 | 189,81 | 1,026 |
| 23 отпаечная - 8 Ладыя | 2хАС-120/19 | 2 | 93,08 | 390 | 0,776 | 93,09 | 0,776 |
| 23 отпаечная - 24 отпаечная | 2хАС-185/29 | 2 | 74,06 | 510 | 0,4 | 97,53 | 0,527 |
| 24 отпаечная - 10 Диспетчерская | 2хАС-95/16 | 2 | 53,26 | 330 | 0,561 | 91,37 | 0,962 |
| 1 Урьевская - 14 Лас-Еганская | 2хАС-185/29 | 2 | 166,02 | 510 | 0,897 | 166,02 | 0,897 |
| 1 Урьевская - 13 Каюковская | 2хАС-185/29 | 2 | 94,47 | 510 | 0,511 | 94,47 | 0,511 |
| 1 Урьевская - 9 Локосово | 2хАС-185/29 | 2 | 109,23 | 510 | 0,59 | 123,92 | 0,67 |
| 24 отпаечная - 9 Локосово | АС-185/29 | 1 | 42,3 | 510 | 0,229 | 13,44 | 0,073 |

В таблице 2.4 видно, что по ЛЭП протекают небольшие потоки мощности, также расчётные токи не превышают допустимых значений токов, поэтому перегрева проводов не возникает.

Для алюминиевых проводов, нормальное значение экономической плотности тока составляет 1 (А/мм²), при $T > 5000$ часов/год (число часов максимума нагрузки в течении года). Данное значение не превышает ни на одной из ЛЭП, это значит, что замена проводов нам не потребуется. На рисунке 2.1 представлены параметры сети в максимальном режиме нагрузки.

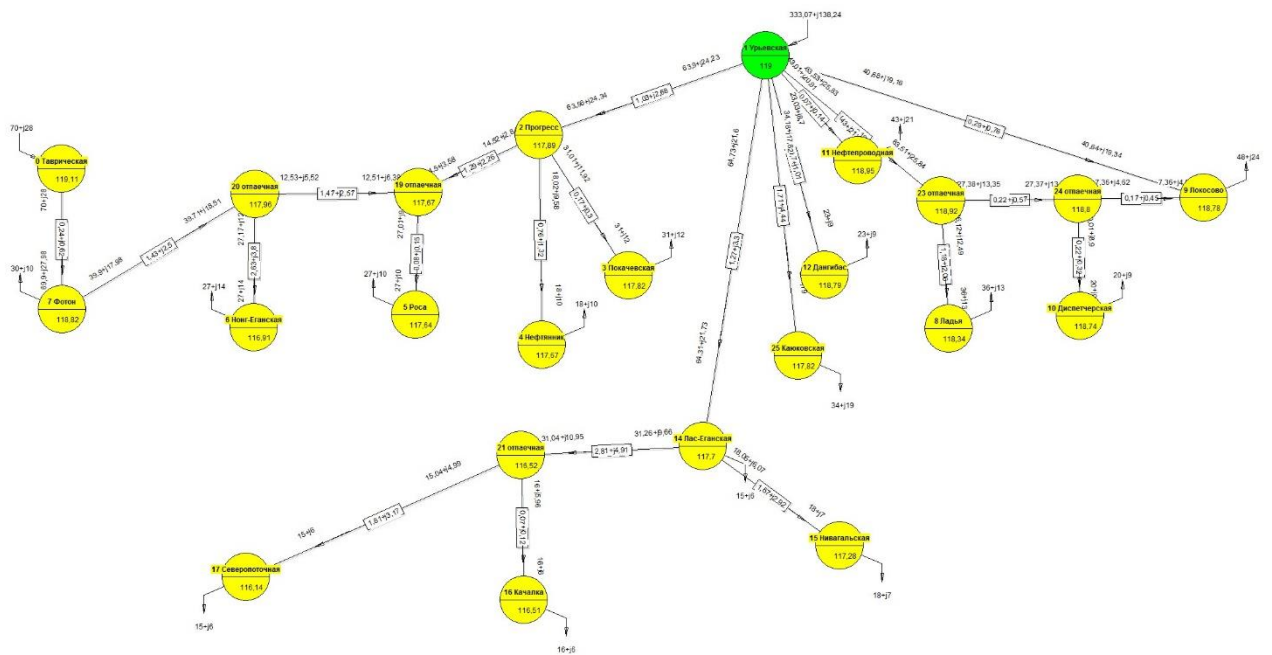


Рисунок 2.1 – Карта режима максимальных нагрузок

Согласно ГОСТу, допустимое напряжение на подстанции с нерегулируемым напряжением должно находиться в пределах $\pm 5\%$ от номинального, а для подстанций с РПН $\pm 15\%$. В таблице 2.5 приведены напряжения ПС для максимального режима нагрузок.

Таблица 2.5 – Напряжение на подстанциях в максимальном режиме

| Название ПС | U, кВ |
|-------------------|--------|
| 1 Урьевская | 119 |
| 2 Прогресс | 117,89 |
| 4 Нефтянник | 117,67 |
| 3 Покачевская | 117,82 |
| 5 Роза | 117,64 |
| 6 Нонг-Еганская | 116,91 |
| 7 Фотон | 118,82 |
| 8 Ладья | 118,34 |
| 9 Локосово | 118,78 |
| 10 Диспетчерская | 118,74 |
| 11 Нефтепроводная | 118,95 |
| 12 Лангепас | 118,79 |
| 14 Лас-Еганская | 117,7 |
| 15 Нивагальская | 117,28 |
| 16 Качалка | 116,51 |
| 17 Северопоточная | 116,14 |
| 0 Таврическая | 119,11 |
| 19 отпаечная | 117,67 |

Продолжение таблицы 2.5

| Название ПС | U, кВ |
|---------------|--------|
| 20 отпаечная | 117,96 |
| 21 отпаечная | 116,52 |
| 23 отпаечная | 118,92 |
| 24 отпаечная | 118,8 |
| 25 Каюковская | 117,82 |

Результаты расчета максимального режима:

После развития сети произошли незначительные изменения U на ПС Диспетчерская, Ладья и Локосово.

- максимальное напряжение: $U_{max} = 118,95$ кВ на «Нефтепроводная»;
- минимальное напряжение: $U_{min} = 116,4$ кВ на п/ст «Северопоточная».

Т.к. в сети в основном установлены трансформаторы с РПН, сеть проходит по допустимым напряжениям, т.к. они не превышают 15% от номинального.

2.2.2 Режим минимальных нагрузок

В летний период нагрузка уменьшается, которая необходима потребителям, из-за этого увеличиваются напряжения, что может привести к аварийной ситуации. Минимальное напряжение в БУ составляет 116 кВ. Данные о нагрузках приведены в таблице 2.6.

Таблица 2.6 – Значение нагрузок в узлах сети в минимальном режиме

| Диспетчерское наименование ПС | P, МВт | Q, МВАр |
|-------------------------------|--------|---------|
| 4 Нефтянник | 13 | 7 |
| 3 Покачевская | 21 | 8 |
| 5 Роса | 27 | 10 |
| 6 Нонг-Еганская | 19 | 10 |
| 7 Фотон | 21 | 7 |
| 8 Ладья | 25 | 9 |
| 9 Локосово | 34 | 17 |
| 10 Диспетчерская | 24 | 11 |
| 11 Нефтепроводная | 30 | 15 |
| 12 Лангепас | 16 | 7 |
| 14 Лас-Еганская | 11 | 4 |
| 15 Нивагальская | 12 | 5 |
| 16 Качалка | 11 | 4 |
| 17 Северопоточная | 11 | 4 |
| 25 Каюковская | 24 | 13 |
| Сумма | 299 | 131 |

Результаты расчета минимального режима приведены на рисунке 2.2 и сведены в таблице 2.7.

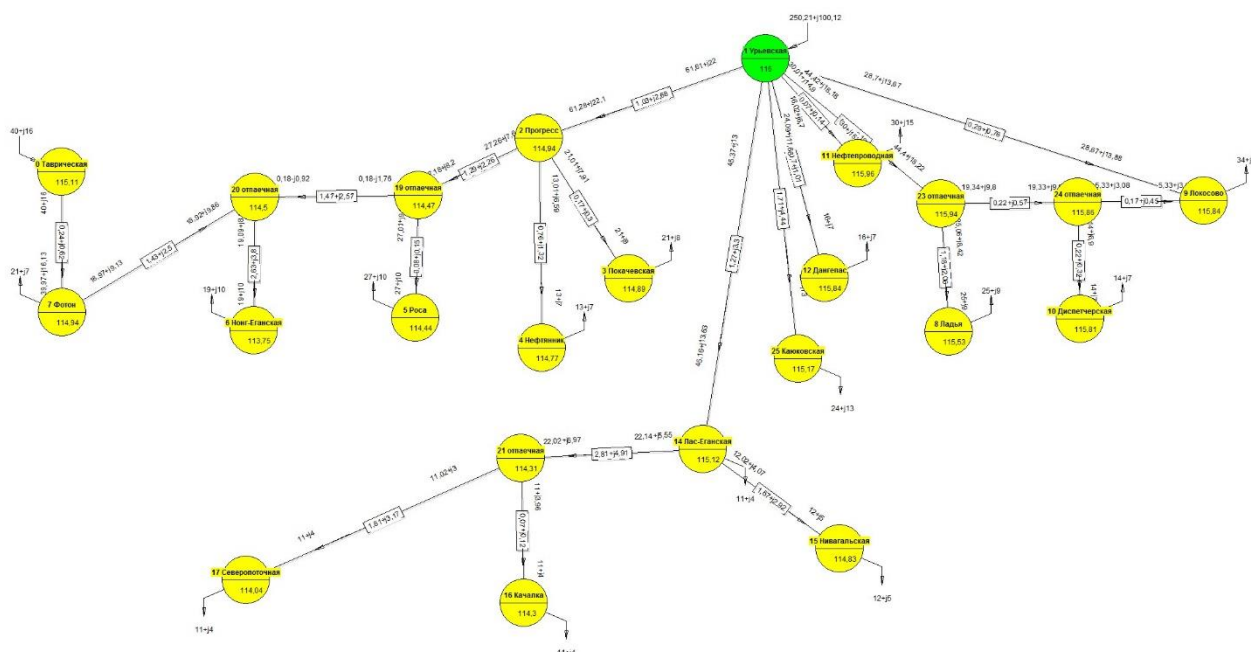


Рисунок 2.2 – Карта режима минимальных нагрузок

Таблица 2.7 – Напряжение на подстанциях в минимальном режиме

| Название ПС | U, кВ |
|-------------------|--------|
| 1 Урьевская | 116 |
| 2 Прогресс | 114,94 |
| 4 Нефтяник | 114,77 |
| 3 Покачевская | 114,89 |
| 5 Роза | 114,44 |
| 6 Нонг-Еганская | 113,75 |
| 7 Фотон | 114,94 |
| 8 Ладья | 115,53 |
| 9 Локосово | 115,84 |
| 10 Диспетчерская | 115,81 |
| 11 Нефтепроводная | 115,96 |
| 12 Лангепас | 115,84 |
| 14 Лас-Еганская | 115,12 |
| 15 Нивагальская | 114,83 |
| 16 Качалка | 114,3 |
| 17 Северопоточная | 114,04 |
| 0 Таврическая | 115,11 |
| 19 отпаечная | 114,47 |
| 20 отпаечная | 114,5 |
| 21 отпаечная | 114,31 |

Продолжение таблицы 2.7

| | |
|---------------|--------|
| 23 отпаечная | 115,94 |
| 24 отпаечная | 115,86 |
| 25 Каюковская | 115,17 |

– максимальное напряжение: $U_{max} = 115,96$ кВ на п/ст «Нефтепроводная»;

– минимальное напряжение: $U_{min} = 113,75$ кВ на п/ст «Нонг – Еганская».

Из расчёта режима минимальных нагрузок делаем вывод, что потоки мощности, протекающие по ветвям, уменьшились, что можно наблюдать при сравнении карт режимов.

2.2.3 Послеаварийный режим

В этом разделе будем рассматривать послеаварийные режимы, которые будем получать, изменяя исходную схему, последовательно отключая цепи линий. Расчёт послеаварийного режима нужен для того, чтобы выявить максимальные мощности, протекающие по линиям, нагрузки ПС будут соответствовать максимальному режиму нагрузки. Для расчёта будем использовать программу NetWorks.

Случай с одновременным отключением двух цепей у двухцепной линии рассматриваться не будет, для этих линий наибольший ток будет достигать при отключении одной цепи. Чтобы определить необходимость реконструкции исходных линий, необходимо сравнить наибольшие токи с допустимыми в этих линиях.

Вычислим коэффициент загрузки линии:

$$k = \frac{I_{нб.пав}}{I_{доп}} \leq 1, \quad (2.12)$$

Величина данного коэффициента показывает то, насколько продуктивно используется оборудование на линии.

В качестве примера возьмём расчет линии Урьевская – Прогресс при отключении одной цепи двухцепной линии:

$$k = \frac{336,42}{510} = 0,66 \leq 1.$$

Далее занесём в таблицу 2.8 токовую загрузку ЛЭП в послеаварийном режиме для всех остальных аварийных ситуаций.

Таблица 2.8 – Токовая нагрузка ЛЭП в послеаварийном режиме

| Диспетчерское наименование | Исходные данные | | На одну цепь | | |
|----------------------------|-----------------|-----------|--------------|--------|------------|
| | Откл. линия | Марка ЛЭП | n | Идоп | Инб.пав, А |
| 1-2 | АС-185/29 | 2 | 510 | 336,42 | 0,66 |
| 2-4 | АС-120/19 | 2 | 390 | 100,97 | 0,26 |
| 2-3 | АС-120/19 | 2 | 390 | 162,96 | 0,42 |
| 1-11 | 2хАС-150/24 | 2 | 450 | 116,12 | 0,26 |
| 1-12 | АС-95/16 | 2 | 330 | 120,1 | 0,36 |
| 14-15 | АС-120/19 | 2 | 390 | 95,01 | 0,24 |
| 0-7 | АС-185/29 | 2 | 510 | 364,79 | 0,72 |
| 2-19-20-7 | АС-120/19 | 2 | 390 | 78,24 | 0,20 |
| | АС-120/19 | 2 | 390 | 141,79 | 0,36 |
| | АС-120/19 | 2 | 390 | 62,87 | 0,16 |
| | АС-95/16 | 2 | 330 | 151,16 | 0,46 |
| | АС-120/19 | 2 | 390 | 211,97 | 0,54 |
| 14-21-17,21-16 | АС-120/19 | 2 | 390 | 165,59 | 0,42 |
| | АС-120/19 | 2 | 390 | 85,68 | 0,22 |
| | АС-120/19 | 2 | 390 | 81,09 | 0,21 |
| 1-23-24,23-8,24-10 | АС-185/29 | 2 | 510 | 314,62 | 0,62 |
| | АС-120/19 | 2 | 390 | 187,5 | 0,48 |
| | АС-185/29 | 2 | 510 | 128,15 | 0,25 |
| | АС-95/16 | 2 | 330 | 183,13 | 0,55 |
| 1-14 | АС-185/29 | 2 | 510 | 336,64 | 0,66 |
| 1-13 | АС-185/29 | 2 | 510 | 191,95 | 0,38 |
| 1-9 | АС-185/29 | 2 | 510 | 179,05 | 0,35 |

По результатам расчета послеаварийного режима можно утверждать, что все линии в исходной схеме проходят по току, а также по условию нагрева, поэтому замена на провода большего сечения не потребуется.

2.3 Анализ работы трансформаторов существующей сети

Реконструкция ПС нужна при превышении коэффициентов аварийной перегрузки и коэффициентов загрузки выше нормальных установившихся значений. Аварийную перегрузку мы будем принимать равной 140%, продолжительностью до 6 часов и не более 5 суток подряд. Коэффициент загрузки примем равным не выше 70% [4].

Необходимо обеспечить электроснабжения при различных послеаварийных ситуациях. В нашем случае это условие выполняется, если:

$$\frac{S_{ав}}{n_m \cdot S_m} \leq k_3, \quad (2.13)$$

$$\frac{S_{ав}}{(n_m - n_{отк}) \cdot S_m} \leq k_{ав}, \quad (2.14)$$

где n_m, S_m - количество и единичная мощность трансформаторов, установленных на подстанции;

$n_{отк}$ - количество отключенных трансформаторов.

$S_{ав}$ определяется по наибольшей нагрузке с учетом возможного резервирования по сети низшего напряжения:

$$S_{ав} = S_{нб} - S_{рез}, \quad (2.15)$$

где $S_{нб}$ - наибольшая нагрузка;

$S_{рез}$ - нагрузка резерва.

Наибольшая нагрузка в нормальном режиме:

$$S_{нб} = k_m \cdot S_{н(max)}, \quad (2.16)$$

где k_m - коэффициент совмещения максимума;

$S_{н(max)}$ - нагрузка в максимальном режиме, МВА.

При проектировании можно принять: $k_m = 1, S_{рез} = 0$.

Для примера рассмотрим расчет коэффициентов $k_{ав}$ и $k_з$ трансформаторов, установленных на ПС «Диспетчерская» (ТРДН-25000-110/10/10) перед заменой трансформаторов с учётом вновь подключаемых потребителей:

$$\underline{S}_{ав} = \underline{S}_{ПС} = 34 + j16(\text{МВА});$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{34^2 + 16^2}}{(2 - 1) \cdot 25} = 1,52 > 1,4;$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{34^2 + 16^2}}{2 \cdot 25} = 0,76 > 0,7.$$

При аварии трансформатор загружается на 152%, превышая тем самым допустимый коэффициент загрузки, вследствие чего возникает необходимость провести реконструкцию данной ПС.

Проведём расчёт для всех остальных ПС, результаты проставим в таблицу 2.9.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 25 |

Таблица 2.9 – Коэффициенты загрузки и перегрузки трансформаторов

| Дисп наим | S, МВА | п, шт | Марка | кз, % | кав, % |
|-------------------|--------|----------|---------------------|-------|--------|
| 4 Нефтянник | 21 | 2 | ТДН-25000/110/35 | 0,82 | 0,41 |
| 3 Покачевская | 33 | 2 | ТДН-40000/110/35/6 | 0,84 | 0,42 |
| 5 Роса | 29 | 2 | ТДН-40000/110/35 | 0,72 | 0,36 |
| 6 Нонг-Еганская | 30 | 2 | ТДН-40000/110/35 | 0,76 | 0,38 |
| 7 Фотон | 32 | 2 | ТДН-40000/110/35/6 | 0,8 | 0,4 |
| 8 Ладья | 38 | 2 | ТДН-25000/110/35 | 0,96 | 0,48 |
| 9 Локосово | 54 | 3 | ТРДН-40000/110/6 | 0,9 | 0,45 |
| 10 Диспетчерская | 38 | 2 | ТРДН-25000/110/10 | 1,52 | 0,76 |
| 11 Нефтепроводная | 48 | 3 | ТДН-40000/110/35/10 | 0,8 | 0,4 |
| 12 Лангепас | 25 | 2 | ТДН-25000/110/35/10 | 1 | 0,5 |
| 14 Лас-Еганская | 16 | 2 | ТДН-40000/110/35 | 0,98 | 0,49 |
| 15 Нивагальская | 19 | 2 | ТДН-25000/110/35 | 0,4 | 0,2 |
| 16 Качалка | 18 | 2 | ТДН-25000/110/35 | 0,76 | 0,38 |
| 17 Северопоточная | 17 | 2 | ТДН-25000/110/35/6 | 0,7 | 0,35 |
| 13 Каюковская | 39 | 2 | ТДН-40000/110/35/6 | 0,66 | 0,33 |

Итогом расчётов стало то, что на всех ПС кроме ПС «Диспетчерская» трансформаторы работают с допустимыми коэффициентами в послеаварийных режимах.

3 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОДСТАНЦИИ

Проведение реконструкции ПС «Диспетчерская» необходимо выполнить с заменой силовых трансформаторов следующие по мощности, как не проходящие по условиям перегрузки.

Определим необходимую мощность трансформаторов:

$$S_T \geq \frac{S_{ав}}{(n_T - n_{отк}) \cdot k_{ав}}, \quad (2.17)$$

$$S_T \geq \frac{\sqrt{34,4^2 + 16,2^2}}{(2 - 1) \cdot 1,4} = 27,15(\text{МВА}).$$

Берём к установке два трансформатора ТРДН-40000/110. Паспортные данные приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Паспортные данные трансформатора ТРДН-40000/110

| Тип | $S_{НОМ}$, МВА | Каталожные данные | | |
|----------------|-----------------|-------------------|------------------|-----------|
| | | $U_{ВННОМ}$, кВ | $U_{НННОМ}$, кВ | u_K , % |
| ТРДН-40000/110 | 40 | 115 | 6,3 | 10,5 |

Продолжение таблицы 3.1

| Каталожные данные | | | Расчетные данные | | |
|------------------------|------------------------|----------------------|------------------|------------|-------------------------|
| $\Delta P_{к.з}$, кВт | $\Delta P_{х.х}$, кВт | $\Delta I_{х.х}$, % | R_T , Ом | x_T , Ом | $\Delta Q_{х.х}$, кВар |
| 172 | 36 | 0,65 | 1,4 | 34,7 | 260 |

Трансформатор имеет устройство РПН $\pm 9 \times 1,78$ % для изменения U в обмотке ВН.

Найдем коэффициенты загрузки и перегрузки:

$$k_3 = \frac{\sqrt{34,4^2 + 16,2^2}}{2 \cdot 40} = 0,48 < 0,7,$$

$$k_{ав} = \frac{\sqrt{34,4^2 + 16,2^2}}{1 \cdot 40} = 0,95 < 1,4$$

Выбранный трансформатор удовлетворяет условиям проверки.

4 ВЫБОР ГЛАВНОЙ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИИ

4.1 Выбор схемы открытого распределительного устройства на стороне 110 кВ

Существующая схема распределительного устройства 110 кВ одна рабочая секционированная СШ не удовлетворяет современным требованиям надежности и безопасности, данную схему рекомендуется использовать для подстанции 110 кВ и ниже с мощностью трансформаторов до 25 МВА [5]. После реконструкции на ПС будут установлены трансформаторы мощностью 40 МВА, значит использование существующей схемы считаем не целесообразным.

Современные технологии позволили разработать совмещенный коммутационный аппарат, который совмещает в себе функции «выключателя – разъединителя». В «выключателе-разъединителе» функция разъединителя встроена в самом выключателе, поэтому при проектировании появилась реальная возможность создания подстанций с уменьшением количества разъединителей с механическим ручным приводом.

Данные комбинированные устройства объединяют в единой конструкции несколько аппаратов высокого напряжения:

- выключатель с приводом;
- выдвижной элемент с моторным приводом;
- неподвижные контакты;
- трансформаторы тока;
- трансформаторы напряжения;
- заземлитель;
- ограничитель перенапряжений;
- устройство синхронизации для операций включения/отключения при коммутации конденсаторных батарей, реакторов, трансформаторов и длинных воздушных линий.

На реконструируемой части подстанции ОРУ–110 кВ установим данные комбинированные устройства. Так как их применение обеспечивает высокую степень заводской готовности оборудования, снижение времени и стоимости монтажа и обслуживания, уменьшение требуемых площадей, фундаментов и пространства.

Согласно стандарту ОАО «ФСК ЕЭС» по применению «выключателей-разъединителей» в различных схемах распределительного устройства выключатели-разъединители рекомендуется применять в следующих схемах распределительных устройств [6]:

- блок линия-трансформатор;
- одна рабочая секционированная выключателем-разъединителем система шин;
- одна рабочая секционированная по числу трансформаторов система шин с подключением трансформаторов к секциям через развилку из выключателя-разъединителя;
- два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий;

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 28 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | | |

- трансформаторы-шины с присоединением линий через 2 выключателя-разъединителя.

Для реконструируемой подстанции применим схему 110-4Н - «Два модульных блока с выключателями – разъединителями и ремонтной перемычкой со стороны линий» (рисунок 4.1), которая применяется для тупиковых подстанций. Данная схема рассчитана на два присоединения, но существует возможность её расширения до схемы с одной или двумя системами сборных шин. В нормальном режиме разъединители в неавтоматической перемычке отключены, остальные выключатели-разъединители включены.

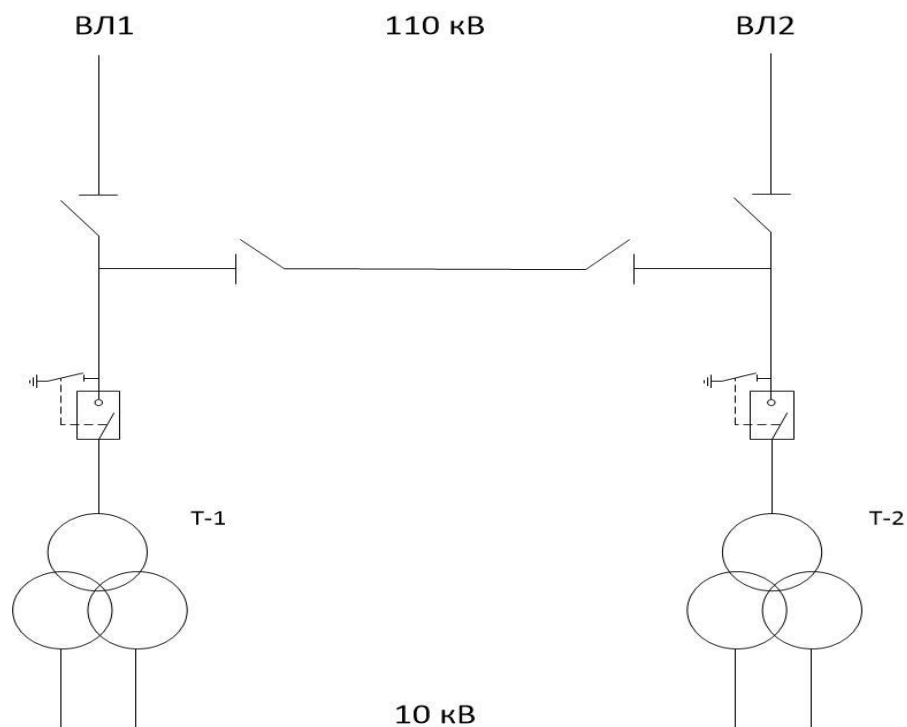


Рисунок 4.1 – Схема РУ 110-4Н

4.2 Выбор схемы распределительного устройства 10 кВ

Распределительное устройство низкого напряжения будет выполнено по схеме две одиночные секционированные системы шин. Секционные выключатели расположены между 1 и 3, 2 и 4 секциями. В нормальном режиме они отключены и стоят на автоматическом вводе резерва (АВР).

По данной схеме возможно электроснабжение потребителей первой и второй категории.

Достоинства данной схемы – простота, наглядность, экономичность, достаточно высокая надежность, возможность АВР при потере рабочего питания.

Недостатки – к недостаткам можно отнести нарушение категорийности по питанию потребителей 1 и 2 категории будет только при выводе в ремонт.

Схема распределительного устройства приведена на рисунке 4.2.

| | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|
| | | | | | <i>Лист</i> |
| | | | | | |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> |

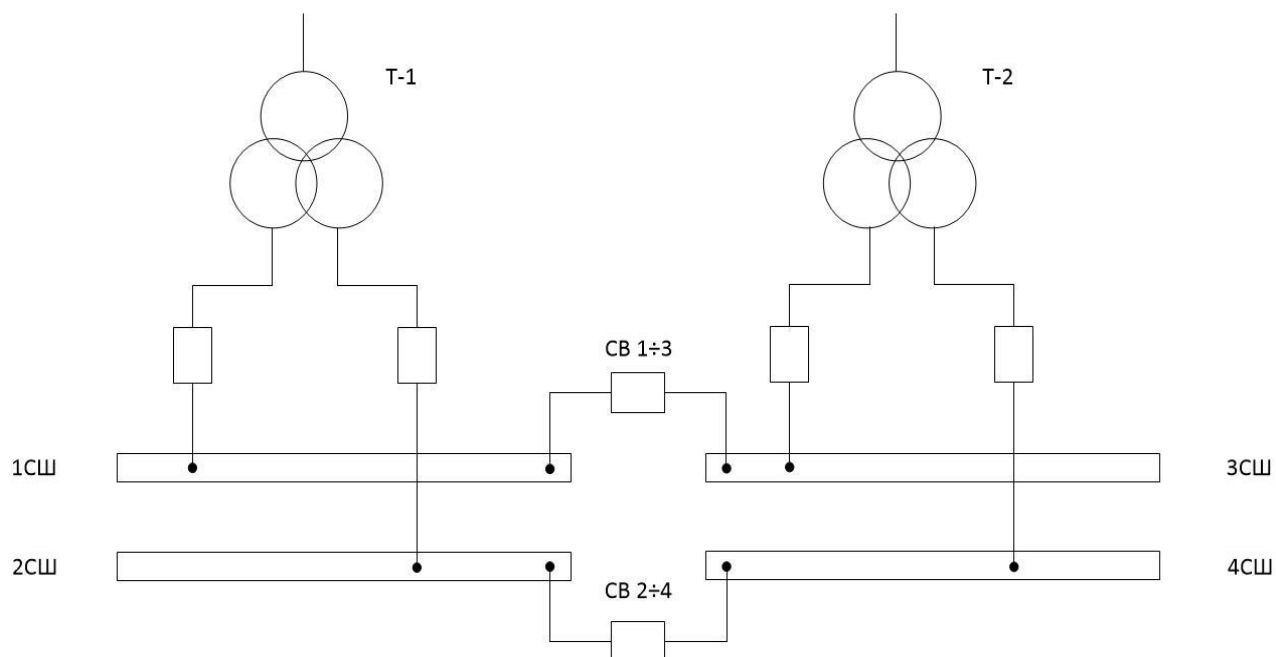


Рисунок 4.2 – Схема распределительного устройства 10 кВ

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР

Лист

30

5 РАСЧЕТ ТОКОВ НАГРУЗОК ПС «ДИСПЕТЧЕРСКАЯ»

5.1 Расчет токов нагрузок на присоединениях подстанции в длительном (нормальном) и в аварийном (утяжеленном) режимах

Все электрические аппараты, токоведущие части и изоляторы должны быть выбраны по условиям продолжительной работы и проверены по условиям короткого замыкания.

Продолжительный режим имеет место, когда электроустановка находится в нормальном или утяжеленном режимах.

Нормальный режим предусмотрен планом эксплуатации. В этом режиме функционируют все элементы данной электроустановки, без вынужденных отключений и без перегрузок.

Утяжеленный режим – это режим плановых профилактических и капитальных ремонтов, а также режим, в котором часть элементов электроустановки вышла из строя или выведена в ремонт вследствие аварийного отключения.

Таким образом, расчетными токами продолжительного режима являются: $I_{НОМ}$ – наибольший ток нормального режима, $I_{МАХ}$ – наибольший ток утяжеленного режима.

Определим расчетные токи продолжительного режима работы для каждого присоединения на стороне ВН и НН.

Полная мощность со стороны высокого напряжения, питающая подстанцию.

$$S_{ВН} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{34,4^2 + 16,2^2} = 38 \text{ МВА},$$

Рабочий ток питающих линий:

$$I_{\text{раб.пит.л}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}n}, \quad (5.1)$$

$$I_{\text{раб.пит.л}} = \frac{38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 119 \cdot 10^3 \cdot 2} = 92,18 \text{ А},$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность нагрузки подстанции, ВА;

$U_{\text{ВН}}$ – высшее напряжение подстанции, кВ;

n – количество питающих линий.

Максимальный ток питающих линий в аварийном режиме:

$$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3}U_{\text{ВН}}(n-1)}, \quad (5.2)$$

$$I_{\text{авар.пит.л}} = \frac{38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 119 \cdot 10^3 \cdot (2-1)} = 184,36 \text{ А}.$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 31 |

Рабочий ток на стороне низкого напряжения от трансформатора до шин 10 кВ:

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{\frac{S_{\text{НАГР}}}{2}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}} \cdot 2}, \quad (5.3)$$

где $S_{\text{НАГР}}$ – мощность нагрузки подстанции на стороне НН, ВА;
 $U_{\text{НН}}$ – среднее напряжение подстанции на низкой стороне, В.

$$I_{\text{норм.НН}} = \frac{\frac{38 \cdot 10^6}{2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 522,36 \text{ А.}$$

Максимальный ток на стороне низкого напряжения трансформатора:

$$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}} \cdot 2}, \quad (5.4)$$

$$I_{\text{авар.л.НН}} = \frac{38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 2} = 1044,73 \text{ А.}$$

Рабочий ток отходящих линий 10 кВ:

$$I_{\text{раб.отх}} = \frac{S_{\text{НАГР}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}} \cdot n_{\text{отх}}}, \quad (5.5)$$

где $n_{\text{отх}}$ – количество отходящих линий 10 кВ, равное 16.

$$I_{\text{раб.отх}} = \frac{38 \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot 16} = 130,6 \text{ А.}$$

5.2 Расчет токов короткого замыкания

Током короткого замыканием (ТКЗ) называется нарушение нормальной работы электрической установки, вызванное замыканием фаз между собой, а также замыканием фаз на землю с глухозаземлёнными нейтралями. Как правило, короткие замыкания сопровождаются увеличением токов в поврежденных фазах до значений, превосходящих в несколько раз номинальное значение.

Протекание токов КЗ приводит к резкому увеличению температуры в проводниках и контактах, что вызывает их повышенный нагрев. Нагрев может ускорить старение и разрушение изоляции, вызвать выгорание контактов, потерю механической прочности шин и проводов и т.п. Протекание токов КЗ сопровождается также значительными электродинамическими усилиями между проводниками. Если не принять должных мер, под действием этих усилий токоведущие части, и их изоляция могут быть разрушены.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 32 |

Таким образом, проводники и аппараты должны без повреждений переносить в течение заданного расчетного времени нагрев токами КЗ, т.е. должны быть термически стойкими и должны быть сконструированы так, чтобы выдерживать без повреждений усилия, возникающие при КЗ, т.е. должны обладать электродинамической стойкостью.

Расчёты токов КЗ необходимы:

- для оценки и выбора главных схем станций, подстанций и т.д.;
- выбора и проверки электрических аппаратов и проводников;
- проектирования и настройки устройств релейной защиты и автоматики;
- анализа аварий в электроустановках и электрических системах;
- анализа устойчивости работы энергосистем.

На рисунке 5.1 приведена электрическая схема для расчета тока короткого замыкания на реконструируемой подстанции.

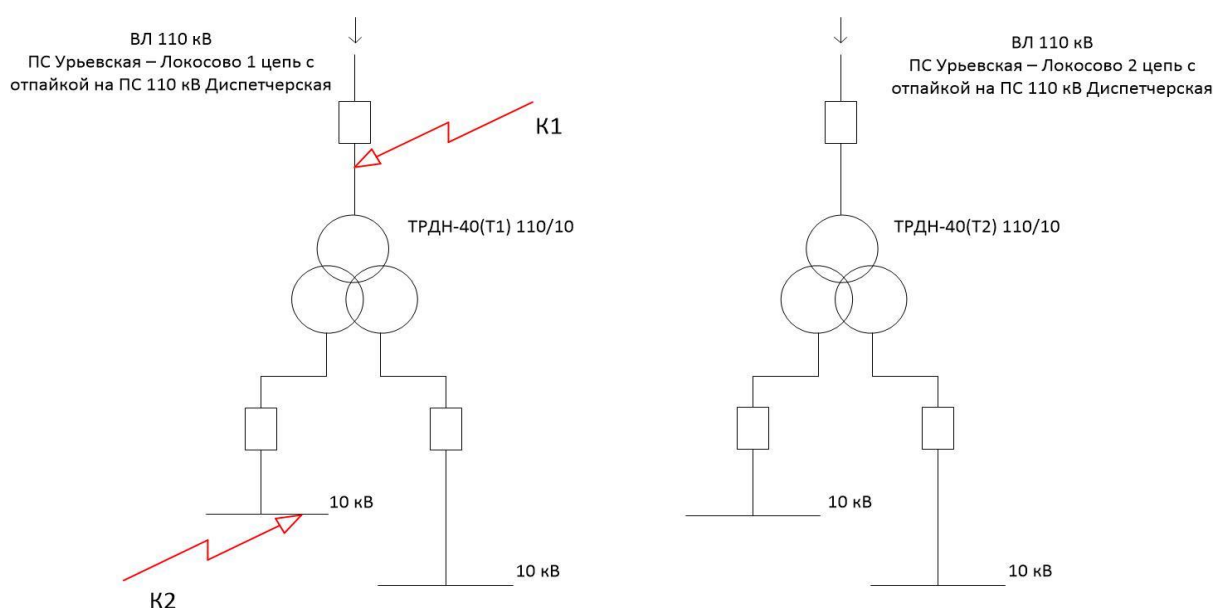


Рисунок 5.1 - Электрическая схема для расчета токов короткого замыкания

Согласно данным Тюменского РДУ, мы знаем ток трехфазного короткого замыкания на высокой стороне в точке подключения отпайки подстанции «Диспетчерская» ВЛ 110 кВ ПС Урьевская - 1 и 2 цепь (точка К-1, рисунок 5.1) $I_{п,0} = 21370$ А на каждой цепи.

Рассчитаем амплитудное значение ударного тока короткого замыкания на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y, \quad (5.6)$$

где $k_y = 1,7$ принимаем ударный коэффициент при КЗ на присоединении распределительного устройства повышенного напряжения подстанции [7],

$I_{п,0}$ - величина тока КЗ на стороне 110 кВ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 21,37 \cdot 1,7 = 51,22 \text{ кА.}$$

Проведем расчет токов КЗ на низкой стороне (точка К-2, рисунок 5.1).

Расчет будем производить в программе «ТоКо», разработанной на кафедре ЭС-СиС. На рисунке 5.2 приведена схема подстанции в программе «ТоКо». Результаты расчета представлены в таблице 5.1.

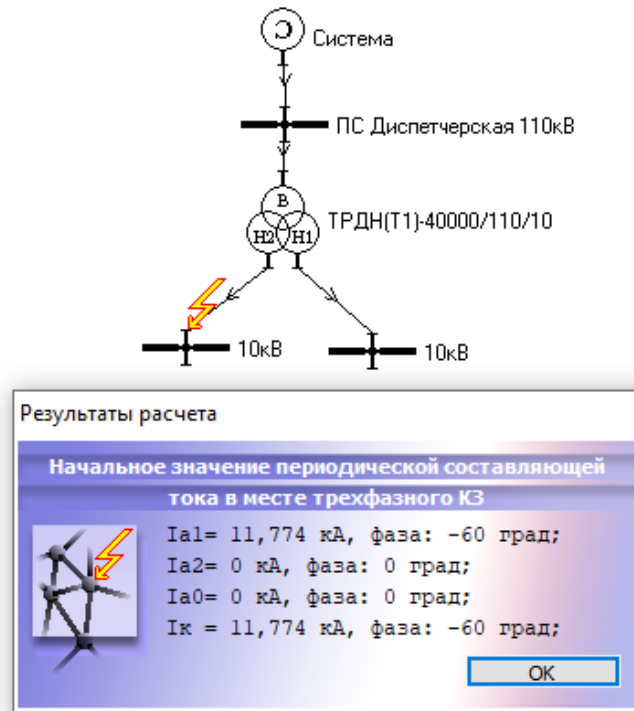


Рисунок 5.2 – Электрическая схема для расчета токов короткого замыкания

Рассчитаем ударный ток КЗ на стороне НН:

Амплитудное значение ударного тока короткого замыкания:

$$i_{yHH} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_y,$$

где $k_y = 1,8$ принимаем для системы, связанной со сборными шинами 10 кВ через трансформатор [4],

$I_{п,0}$ - величина тока КЗ на шинах 10 кВ.

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 11,77 \cdot 1,8 = 29,88 \text{ кА.} \quad (5.7)$$

Таблица 5.1 - Значения токов короткого замыкания

| Точка К-1 | | Точка К-2 | |
|----------------|-------------------------|----------------|-------------------------|
| Ток КЗ | На каждой секции шин ВН | Ток КЗ | На каждой секции шин НН |
| $I_{п,0}$, кА | 21,37 | $I_{п,0}$, кА | 11,774 |
| i_y , кА | 51,22 | i_y , кА | 29,88 |

6. ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

6.1 Выбор коммутационной аппаратуры на стороне высокого напряжения

К выключателям высокого напряжения предъявляются следующие требования:

- надёжное отключение любых токов (номинальных и ТКЗ);
- наименьшее время отключения (включения);
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- ремонтнопригодность, взаимозаменяемость, размещение на открытом воздухе;
- взрыво и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

На реконструируемой подстанции выключатели на шинах 110 кВ будут устанавливаться на ОРУ.

Установим комбинированный выключатель, выбирая его по цепи самого мощного присоединения, т.е. по цепи трансформатора.

Учитывая условия выбора выключателей [4], выбираем комбинированный элегазовый «выключатель-разъединитель» LTB DCB 145, производства АВВ [8]:

Рассчитаем апериодическую составляющую полного тока короткого замыкания.

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{3,\min} + t_{c.в}, \quad (6.1)$$

где $t_{3,\min}$ – минимальное время действия релейной защиты ($t_{3,\min}=0,01$ с) [4];

$t_{c.в}$ – собственное время отключения выключателя [8].

$$\tau = 0,01 + 0,02 = 0,03 \text{ с.}$$

Определим апериодическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{п,0} e^{-\frac{\tau}{T_a}} \text{ кА}, \quad (6.2)$$
$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 21,37 \cdot e^{-\frac{0,03}{0,05}} = 16,51 \text{ кА.}$$

где T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания $T_a = 0,05$ с, [7].

Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, определяется как:

$$W_K = I_{п(КЗ)}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (6.3)$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 35 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | |

$$B_K = 21,37^2 \cdot (0,14 + 0,05) = 86,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в}}$,

$t_{\text{рз}}$ – время действия основной защиты трансформатора [4],

$t_{\text{отк.в}}$ - полное время отключения выключателя [8].

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в}} = 0,1 + 0,04 = 0,14 \text{ с.}$$

Полную проверку выключателя сведем в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Выбор выключателя-разъединителя на стороне ВН

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|--------------------------------------|---|
| | Тип выключателя-разъединителя LTB DCB 145 |
| $u_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ | $u_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{max}} = 184,36 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 3150 \text{ А}$ |
| $I_{\text{П,т}} = 21,37 \text{ кА}$ | $I_{\text{НОМ.ОТКЛ.}} = 40 \text{ кА}$ |
| $I_{\text{А,т}} = 16,51 \text{ кА}$ | $i_{\text{А,НОМ}} = 28,85 \text{ кА}$ |
| $i_{\text{уд}} = 51,22 \text{ кА}$ | $i_{\text{ДИН}} = 102 \text{ кА}$ |
| $B_K = 86,77 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |

Из расчетов видно, что выключатель типа LTB DCB 145 удовлетворяет всем условиям проверки.

Так как на ВН схема РУ имеет ремонтную перемычку, то необходимо выбрать разъединители на ремонтную перемычку, а также разъединители на линии 110 кВ с ручным приводом.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

по номинальному напряжению на неавтоматическую перемычку:

$$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{уст}}, \quad (6.4)$$

где $u_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение разъединителя, кВ;

$u_{\text{уст}}$ – напряжение установки, кВ.

По номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{МАХ}}, \quad (6.5)$$

где $I_{\text{НОМ}}$ – номинальный ток разъединителя, А;

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 36 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | |

$I_{\text{МАХ}}$ – максимальный расчетный ток продолжительного режима, протекающий через разъединитель, А.

Осуществляется проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (6.6)$$

где $i_{\text{дин}}$ – предельный сквозной ток короткого замыкания (амплитуда), определяемый по каталогу, кА;

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток короткого замыкания по расчету, кА.

Проверка на термическую стойкость:

$$I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq V_{\text{К}}, \quad (6.7)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости разъединителя, кА;

$t_{\text{ТЕР}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, с;

$V_{\text{К}}$ – тепловой импульс по расчету, кА² с.

С учетом этих требований выбираем разъединитель фирмы АВВ с двумя заземляющими ножами SDF 123/1600 на приходящие линии и на ремонтную перемычку. Для установки их в качестве линейных разъединителей и разъединителей ремонтной перемычки.

Таблица 6.2 – Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|---|---|
| | Разъединитель SDF 123/1600 |
| $u_{\text{УСТ}} = 110 \text{ кВ}$ | $u_{\text{НОМ}} = 126 \text{ кВ}$ |
| $I_{\text{МАХ}} = 184,36 \text{ А}$ | $I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$ |
| $I_{\text{П,т}} = 21,37 \text{ кА}$ | – |
| $i_{\text{А,т}} = 16,51 \text{ кА}$ | – |
| $I_{\text{П,0}} = 21,37 \text{ кА}$ | – |
| $i_{\text{уд}} = 51,22 \text{ кА}$ | $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$ |
| $V_{\text{К}} = 86,77 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $I^2_{\text{ТЕР}} \cdot t_{\text{ТЕР}} = 402 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |

Итак, во всех цепях распределительного устройства высшего напряжения принимаем к установке разъединители типа SDF 123/1600.

6.2 Выбор коммутационной аппаратуры на шинах НН

Произведем выбор вводного и секционного выключателя на шинах 10 кВ. Учитывая условия выбора [4], выбираем вакуумный выключатель ВР2-10-31,5/1600 [9]:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{Н.выкл}} \geq U_{\text{НОМ}},$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 37 |

где $U_{Н.выкл}$ - номинальное напряжение выключателя [9].

2. По номинальному току:

$$I_{Н.выкл} \geq I_{max \text{ цепи}},$$

где $I_{Н.выкл}$ - номинальный ток выключателя [9];

$I_{max \text{ цепи}}$ - максимальный ток цепи со стороны низкого напряжения трансформатора, $I_{max \text{ цепи}} = 1044 \text{ А}$ посчитанный в п. 5.1;

$$1600 \text{ А} \geq 1044,7 \text{ А},$$

$$I_{Н.выкл} \geq I_{Н.цепи},$$

где $I_{Н.цепи}$ - номинальный ток цепи на отходящие линии, $I_{Н.цепи} = 522 \text{ А}$, посчитанный в п. 5.1:

$$1600 \text{ А} \geq 522 \text{ А},$$

3. На номинальный ток отключения по формуле:

$$I_{Н.откл} \geq I_{П(КЗ)},$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 11,77 \text{ кА}.$$

4. На возможность отключения аperiodической составляющей

Время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з, \min} + t_{с.в},$$

где $t_{з, \min}$ - минимальное время действия релейной защиты ($t_{з, \min} = 0,01$);

$t_{с.в}$ - собственное время отключения выключателя (по каталогу).

$$\tau = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}.$$

Определим аperiodическую составляющую тока КЗ в момент расхождения контактов:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} I_{пт} e^{-\frac{\tau}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 11,77 \cdot e^{-\frac{0,045}{0,05}} = 6,74 \text{ кА},$$

где T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, в соответствии с таблицей П 6.2 [7], $T_a = 0,05 \text{ с}$;

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------------|------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | Лист |
| | | | | | | 38 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

$$i_{a_{\text{НОМ}}} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{н}}\%}{100\%} \cdot I_{\text{НОМ.ВЫКЛ.}} = \sqrt{2} \cdot \frac{35}{100} \cdot 31,5 = 15,55 \text{ кА},$$

где β – допустимое относительное содержание аperiodической составляющей в отключаемом токе, задано ГОСТ Р 52565-2006 [10] в виде кривой $\beta_{\text{н}} = f(\tau)$, приведенной на рис. 3.1 [4].

$$i_{a\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}},$$

$$6,74 \text{ кА} \leq 15,5 \text{ кА}.$$

5. На электродинамическую устойчивость по формуле:

$$i_y \leq i_{\text{дин.}},$$

$$29,88 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}.$$

Проверка на термическую стойкость по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}},$$

где $B_{\text{к}}$ – расчетный тепловой импульс,

$I_{\text{тер}}$ – предельный ток термической стойкости, $I_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}$ [6];

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$ [8].

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания, определяется как:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{П(КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к}} = 11,77^2 \cdot (0,155 + 0,05) = 28,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

где $t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{отк.в}}$;

$t_{\text{рз}}$ – время действия основной защиты трансформатора [4],

$t_{\text{отк.в}}$ – полное время отключения выключателя [8];

$$t_{\text{отк}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с}.$$

Тогда получаем:

$$28,41 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | Лист |
| | | | | | | 39 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | |

Все расчетные и каталожные данные сводим в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор вводных и секционных выключателей шин 10 кВ

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|--------------------------------------|---|
| | Выключатель ВР2-10-31,5/1600 У2 |
| $u_{уст} = 10 \text{ кВ}$ | $u_{ном} = 10 \text{ кВ}$ |
| $I_{MAX} = 1044,73 \text{ А}$ | $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ |
| $I_{п,т} = 11,77 \text{ кА}$ | $I_{ном.откл.} = 31,5 \text{ кА}$ |
| $i_{A,т} = 6,747 \text{ кА}$ | $i_{A,ном} = 18,8 \text{ кА}$ |
| $i_{уд} = 29,88 \text{ кА}$ | $i_{дин} = 80 \text{ кА}$ |
| $В_K = 28,41 \text{ кА}^2 \text{ с}$ | $I^2_{тер} \cdot t_{тер} = 31,52 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \text{ с}$ |

Таким образом, выключатель ВР2-10-1600/3150 У2 производства концерна «Высоковольтный Союз» [9] удовлетворяет условиям проверки.

6.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока (ТТ) предназначен для уменьшения первичного тока до величин, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [7].

Выбор ТТ при проектировании РУ заключается в выборе типа трансформатора, определении ожидаемой нагрузки и сопоставлении её с номинальной, проверке на электродинамическую и термическую стойкость. Класс точности намечают в соответствии с назначением трансформатора тока: класс точности 0,5 – применяем для присоединения счётчиков денежного расчёта; класса 1 – для всех технических измерительных приборов; 10Р или 5Р – для релейной защиты.

Выбор и сравнение трансформаторов тока приведён в табл. 6.

На стороне высокого напряжения выбираем встроенные ТТ типа ТГ-145 производства АВВ с элегазовой изоляцией [11]. На низкой стороне 10 кВ в ячейках КРУ ТТ типа ТПЛК-10 [12].

Таблица 6.4 - Выбор и проверка трансформаторов тока

| ТГ-145 | | |
|---------------------------|---------------------------------|--|
| Условие выбора и проверки | Расчётные данные | Каталожные данные |
| $U_{уст} \leq U_H$ | $U_{уст} = 110$ кВ | $U_H = 110$ кВ |
| $I_{раб.макс} \leq I_H$ | $I_{раб.макс} = 184,36$ А | $I_H = 1600$ А |
| $B_k \leq I_T^2 t_T$ | $B_k = 86,77$ кА ² с | $I_T^2 t_T = 40 \cdot 3 = 4800$ кА ² с |
| $i_y \leq i_{пр.с}$ | $i_y = 51,22$ кА | $i_{пр.с} = 100$ кА |
| ТПЛК-10 У3 | | |
| $U_{уст} \leq U_H$ | $U_{уст} = 10$ кВ | $U_H = 12$ кВ |
| $I_{раб.макс} \leq I_H$ | $I_{раб.макс} = 1044,73$ А | $I_H = 1500$ А |
| $B_k \leq I_T^2 t_T$ | $B_k = 28,41$ кА ² с | $I_T^2 t_T = 402 \cdot 3 = 4800$ кА ² с |
| $i_y \leq i_{пр.с}$ | $i_y = 29,88$ кА | $i_{пр.с} = 74,5$ кА |

Для проверки трансформаторов тока по вторичной нагрузке, пользуясь каталожными данными приборов, определяем нагрузку по фазам (рисунок 6.1, таблица 6.5). Производим проверку по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТГ-145.

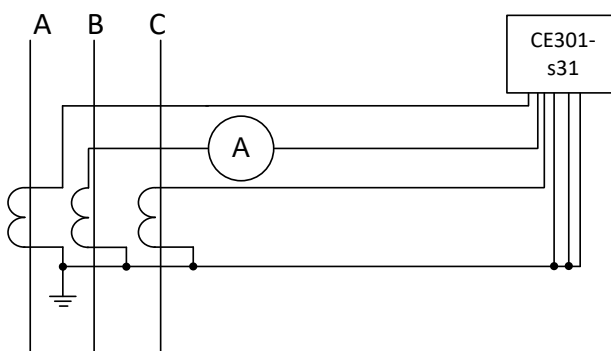


Рисунок 6.1 – Схема включения приборов

Таблица 6.5 – Вторичная нагрузка ТТ

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А | | |
|---------------------------------------|-----------|---------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | ЦП-А72х3 | - | 0,1 | - |
| Счётчик активной и реактивной энергии | СЕ301-С31 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| РЗиА | | 5 | 5 | 5 |
| Итого | | 5,1 | 5,2 | 5,1 |

Из таблицы 6.5 видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фазы В. Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,2}{25} = 0,208 \text{ Ом},$$

где $S_{\text{приб}}$ - мощность прибора в одной фазе, $S_{\text{приб}} = 5,2 \text{ МВА}$ (таблица 6.5);

I_2 – вторичный ток трансформатора тока.

При выборе ТТ по вторичной нагрузке:

- индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$ [4];
- вторичная нагрузка r_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$ (принимается 0,05 Ом при двух-трёх приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [4]):

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (6.8)$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 [11]:

$$Z_{2\text{ном}} = 0,5 \text{ Ом}.$$

Сопротивление контактов при двух приборах принимаем $r_{\text{конт}} = 0,05 \text{ Ом}$ [4], тогда допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} = 0,5 - 0,208 - 0,05 = 0,2 \text{ Ом}.$$

Для подстанций с высшим напряжением 110 кВ принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина $l = 5 \text{ м}$ [4], так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$ [4].

Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0273 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,2} = 1,18 \text{ мм}, \quad (6.9)$$

где ρ – удельное сопротивление провода с алюминиевыми жилами, 0,0273 Ом·мм²/м [4];

$l_{\text{расч}}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее 2,5 мм², поэтому устанавливаем АКРВГ сечением 2,5 мм² [13].

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 42 |

Производим проверку по вторичной нагрузке трансформаторов тока ТПЛК-10 (рисунок 6.2, таблица 6.6).

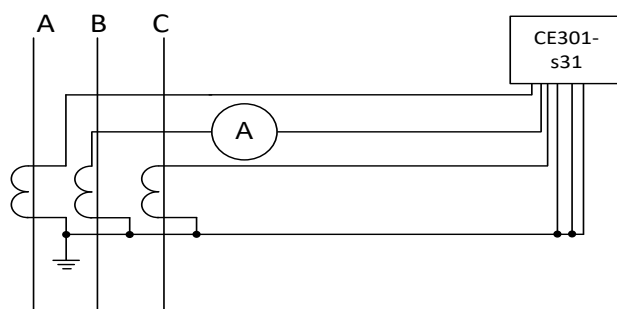


Рисунок 6.2 - Схема включения приборов

Таблица 6.6 – Вторичная нагрузка ТТ

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А | | |
|---------------------------------------|-----------|---------------|--------|--------|
| | | Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | ЦП-А72х3 | - | 0,1 | - |
| Счётчик активной и реактивной энергии | СЕ301-S31 | 0,1 | 0,1 | 0,1 |
| РЗиА | | 5 | 5 | 5 |
| Итого | | 5,1 | 5,2 | 5,1 |

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,2}{25} = 0,208 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока в классе точности 0,5 составляет 0,8 Ом. Сопротивление контактов принимаем 0,1, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = 0,8 - 0,208 - 0,1 = 0,492 \text{ Ом.}$$

К установке принимаем кабель с алюминиевыми жилами, ориентировочная длина $l = 5\text{ м}$ [4], так как трансформаторы тока соединены в неполную звезду, то $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} l$ [4].

Тогда сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho l_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0273 \cdot \sqrt{3} \cdot 5}{0,492} = 0,48 \text{ мм}^2,$$

где ρ – удельное сопротивление провода с алюминиевыми жилами, $0,0273 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{м}$ [4];

$l_{расч}$ – расчётная длина соединительных проводов, учитывающая схемы включения приборов и трансформаторов тока.

В качестве соединительного провода по условию механической прочности применяем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами и округляем до ближайшего стандартного сечения, но при этом сечение не должно быть менее $2,5 \text{ мм}^2$, поэтому устанавливаем АКРВГ сечением $2,5 \text{ мм}^2$ [13].

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения (ТН) предназначены для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения. Трансформаторы, предназначенные для присоединения счётчиков, должны отвечать классу точности 0,5. Для присоединения щитовых измерительных приборов используют трансформаторы классов 1,0 и 3,0; для релейной защиты – 5Р.

Трансформаторы напряжения выбирают [4]: по напряжению, по конструкции и схеме соединения обмоток, по классу точности, по вторичной нагрузке:

$$S_{2\Sigma} \leq S_n, \quad (6.10)$$

где S_n - номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_{2\Sigma}$ - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединённых к трансформатору напряжения, В·А;

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \phi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \phi_{\text{приб}})^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}. \quad (6.11)$$

Для ОРУ 110 кВ выбираем трансформатор напряжения типа НДЕ-М-110 У1 производства ОАО «Электрозавод» наружной установки, с номинальной мощностью в классе точности 0,5 $S_{2н}=120\text{ВА}$ [14]. Подсчёт нагрузки производим в таблице 6.7.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 44 |

Таблица 6.7 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор | Тип | Потр. мощность | $\cos \phi$ | $\sin \phi$ | Кол-во приоб | Суммарная мощность ΣS |
|---------------------------------------|-----------|----------------|-------------|-------------|--------------|-------------------------------|
| Ваттметр | ЦП-ВТ72 | 1,5 | 1 | 0 | 1 | 1,5 |
| Вольтметр | ЦП-В72х3 | 2 | 1 | 0 | 3 | 6 |
| Счётчик активной и реактивной энергии | СЕ301-S31 | 11 | 0,38 | 0,925 | 3 | 33 |
| РзиА | | 5 | 1 | 0 | | 5 |

Рассмотрим выбор трансформатора на $U=110$ кВ:

$$100\text{ВА} > \sqrt{(1,5 \cdot 1 \cdot 1 + 6 \cdot 3 \cdot 1 + 33 \cdot 3 \cdot 0,38 + 5 \cdot 1)^2} = 62,12 \text{ ВА.}$$

Следовательно, выбранный трансформатор напряжения НДЕ-М-110 У1 проходит по условиям проверки.

Рассмотрим выбор трансформатора напряжения на шинах 10 кВ. Примем к установке трехфазный трансформатор напряжения типа НТМИ–10–УХЛ1 с номинальной мощностью в классе точности 0,5 $S_{2н} = 200 \text{ В}\cdot\text{А}$ [15].

$$S_{2н} > S_{2\Sigma},$$

$$200 \text{ В}\cdot\text{А} > 62,12 \text{ В}\cdot\text{А.}$$

т.е. условие проверки по классу точности выполняется.

Выбор трансформаторов напряжения сведён в таблицу 6.8.

Таблица 6.8 – Выбор трансформаторов напряжения на ВН и НН

| Тип ТН | $S_{2\Sigma}, \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{н}, \text{ В}\cdot\text{А}$ |
|--------------|---------------------------------------|---------------------------------|
| НДЕ-М-110 У1 | 62,12 | 100 |
| НТМИ–10–УХЛ1 | 62,12 | 200 |

Таким образом, трансформаторы будут работать в выбранном классе точности.

6.5 Выбор токоведущих частей

6.5.1 Выбор проводов сборных шин РУ 110 кВ

Максимальный ток на стороне высокого напряжения $I_{\max}=184,36 \text{ А}$ (п. 5.1).

Учитывая, что сборные (жесткие) шины будут расположены в РУ открытого типа выберем по справочнику для каждой фазы шин сталеалюминевый провод АС–120/19 с номинальным сечением 120 мм² и суммарным допустимым током:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{мах}},$$

$$390 \text{ А} \geq 184,36 \text{ А}.$$

Проверка на термическую стойкость при КЗ.

Для вычисления $\theta_{\text{к}}^{\circ}$ предварительно определим начальную температуру проводов:

$$\theta_{\text{н}}^{\circ} = \theta_{\text{ср}}^{\circ} + (\theta_{\text{дл.доп}}^{\circ} - \theta_{\text{ср.н}}^{\circ}) \cdot \left(\frac{I_{\text{наиб}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 = 30^{\circ} + (70^{\circ} - 25^{\circ}) \cdot \left(\frac{260}{330} \right)^2 = 57,9^{\circ} \text{С}.$$

Зная $\theta_{\text{н}}^{\circ}$ и материал провода по кривым для определения температуры нагрева проводников определим начальное значение удельного теплового импульса $A_{\text{н}} = 0,5 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2}{\text{мм}^4}$. Конечное значение удельного теплового импульса определим по выражению:

$$A_{\text{к}} = A_{\text{н}} + \frac{B_{\text{к расч}}}{q^2} = 0,5 \cdot 10^4 + \frac{86,77 \cdot 10^6}{120^2} = 1,103 \cdot 10^4 \frac{\text{А}^2 \cdot \text{с}}{\text{мм}^4},$$

Зная $A_{\text{к}}$, по той же кривой определим конечную температуру:

$$Q_{\text{к}}^{\circ} = 128^{\circ} < 200^{\circ} = Q_{\text{доп}}^{\circ}$$

Таким образом, провода сборных шин РУ 110 кВ удовлетворяют условию проверки по термической стойкости.

Проверка проводов фаз сборных шин на электродинамическое действие тока КЗ.

В результате электродинамических воздействий происходит движение провода, которое приводит к двух или трёхфазному перекрытию или замыканию на заземлённые конструкции.

В нашем примере ток трехфазного КЗ на шинах $I_{\text{п,0}}=21,37$ кА, следовательно, необходимо произвести проверку на “схлестывание”, которая выполняется при двухфазном коротком замыкании.

1) рассчитываем усилие, действующее на 1 метр погонной длины токопровода, по формуле:

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(I^{(2\Phi)})^2}{a},$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 46 |

$$f = 2 \cdot 10^{-7} \cdot \frac{\left(\frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 21370\right)^2}{4} = 17,125 \text{ Н/м},$$

где, a – расстояние между фазами.

Определим силу тяжести 1 м погонной длины токопровода:

$$g = 1,1 \cdot 9,8 \cdot m = 1,1 \cdot 9,8 \cdot 1,884 = 20,31 \text{ Н},$$

где m – масса 1 метра токопровода.

Определим отношения:

$$\frac{f}{g} = \frac{17,125}{20,31} = 0,84 ,$$

$$\frac{\sqrt{h}}{t_{\text{ЭК}}} = \frac{\sqrt{2,5}}{0,15} = 10,54 ,$$

где $h = 2,5$ м – максимальная стрела провеса провода в пролете;

$t_{\text{ЭК}}$ – время действия релейной защиты;

Допустимое отклонение провода:

$$b_{\text{доп}} = \frac{D-d-a_{\text{доп}}}{2} = \frac{3-0,45}{2} = 1,275 \text{ м},$$

где D – диаметр провода, при расщепленных проводах, $D = a$;

d – расстояние между проводами в фазе;

$a_{\text{доп}}$ – допустимое расстояние между соседними фазами в момент их наибольшего сближения (для ОРУ 110кВ согласно ПУЭ $a_{\text{доп}} = 0,45$ м).

Таким образом,

$$b = 0,75 < b_{\text{доп}} = 1,275 \text{ м},$$

Проверка по условиям коронного разряда

В данном случае эта проверка не производится, т.к. сечение выбранных проводов сборных шин больше минимально допустимого по условию коронирования [3].

6.5.2 Выбор ошиновки на низкой стороне трансформатора 10 кВ.

Выберем токопровод, по которому электроэнергия передается от трансформатора 110/10 кВ в КРУ – 10 кВ.

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 47 |

1) Определим экономически выгодное сечение токопровода (материал – алюминий):

$$S_{\text{эконом}} = \frac{I_{\text{раб}}}{i_{\text{эк}}}, \quad (6.12)$$

где $S_{\text{эконом}}$ - экономически выгодное сечение провода,
 $i_{\text{эк}}$ - экономическая плотность тока (для нагрузки металлургической промышленности $i_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$);

$I_{\text{раб}}$ – максимальный рабочий ток нормального режима, рассчитанный в п.5.1.

$$S_{\text{эконом}} = \frac{522}{1} = 522 \text{ мм}^2,$$

Выбираем токопровод 3×АС-185/29.

1) Условие выбора по продолжительному нагреву:

$$I_{\text{раб.утяж.}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.13)$$

где $I_{\text{раб.утяж.}}$ – максимальный рабочий ток токопровода, 1044 А (п. 5.1).

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для провода выбранного сечения, $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$.

Пусть на каждую фазу токопровода идут линии АС – 185, таким образом, токопровод будет представлять собой линию 3×АС-185/29.

$$I_{\text{раб.утяж.}} = 1044 \text{ А} < 3 \cdot I_{\text{доп}} = 3 \cdot 510 = 1530 \text{ А}.$$

2) Проверка по электродинамической стойкости:

Для обеспечения электродинамической стойкости шинпровода при токах короткого замыкания расчетное механическое напряжение не должно превосходить допустимого $\sigma_{\text{доп}}$.

$$\sigma_{\text{расч.}} \leq \sigma_{\text{доп.}}, \quad (6.14)$$

Для алюминия $\sigma_{\text{доп.}} = 70 \text{ МПа}$.

Так как в нашем случае на каждую фазу идет две линии, то возникают электродинамические силы двух видов: усилие от взаимодействия токов различных фаз и усилие от взаимодействия токов в проводниках одной фазы.

$$\sigma_{\text{расч.}} = \sigma_1 + \sigma_2, \quad (6.15)$$

где σ_1 – напряжение на шине в результате взаимодействия токов различных фаз,

σ_2 – напряжение в проводниках одной фазы.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 48 |

$$\sigma_1 = \sqrt{3} \frac{l^2}{\xi a W_1} \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^{-7}, \quad (6.16)$$

где $i_{уд}$ – ударный ток короткого замыкания, $i_{уд} = 29,88$ кА (п. 5.2);
 a – расстояние между фазами, $a = 1$ м,
 l – длина пролета токопровода, $l = 0,5$ м,
 ξ – постоянная величина, $\xi = 10$,
 W – момент сопротивления поперечного сечения, $м^3$.

$$W_1 = 2W,$$

$$W = \frac{\Pi d^3}{32}, \quad (6.17)$$

где d – диаметр проводника, $d = 18,8$ мм.

$$\sigma_2 = \frac{ql^2}{12W} = \frac{ql^2 \cdot 8}{\Pi d^3 \cdot 3}$$

где q – сила взаимодействия между проводниками одной фазы на 1 м длины.

$$q = 0,82 \frac{i_{уд}^2}{l_2} \cdot 10^{-7}, \quad (6.18)$$

где l_2 – расстояние между проводниками одной фазы, $l_2 = 0,15$ м.

$$\sigma_2 = 2,17 \frac{l^2}{\Pi d^3 \cdot l_2} \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^{-7},$$

$$\sigma_{расч.} = \sigma_1 + \sigma_2 = l^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^{-7} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 32}{\xi a 2 \Pi d^3} + \frac{2,17}{\Pi d^3 l_2} \right),$$

$$\sigma_{расч.} = \frac{l^2 \cdot i_{уд}^2 \cdot 10^{-7}}{\Pi d^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{\xi a} + \frac{2,17}{l_2} \right),$$

$$\sigma_{расч.} = \frac{29,88^2 \cdot 10^6 \cdot 10^{-7} \cdot 0,5^2}{3,14(0,0188)^3} \cdot \left(\frac{\sqrt{3} \cdot 16}{10 \cdot 1} + \frac{2,17}{0,15} \right) = 18,4 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{расч.} = 18,4 \text{ МПа} < \sigma_{доп} = 70 \text{ МПа}.$$

Таким образом, выбираем токопровод 3×АС-185/29 для соединения выводов трансформаторов с шинами КРУ-10 кВ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 49 |

6.5.3 Выбор высокочастотных заградителей 110 кВ

Назначение: “ВЧ” обработки: связь и ВЧТО (автоматика), телеотключение и ДФЗ (защита ВЛ).

Высокочастотные заградители устанавливаются в комплекте с конденсаторами связи на линиях электропередач при входе на подстанцию.

Выбор высокочастотных заградителей осуществляется по следующим условиям:

1) по напряжению

$$U_{уст} \leq U_n, \quad (6.19)$$

2) по номинальному току:

$$I_{НОМ} \geq I_{МАХ}, \quad (6.20)$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток заградителя, А;

$I_{МАХ}$ – ток, протекающий в линии в утяжеленном режиме, А;

3) проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}, \quad (6.21)$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости заградителя, кА;

$i_{уд}$ – ударный ток трехфазного КЗ на стороне ВН, кА;

Производится проверка на термическую стойкость:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K, \quad (6.22)$$

где $I_{ТЕР}$ – ток термической стойкости заградителя, кА;

$t_{ТЕР}$ – допустимое время действия тока термической стойкости, с;

B_K – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания на стороне ВН, кА²с.

С учетом выполнения этих условий принимаем к установке на питающих линиях напряжением 110 кВ высокочастотный заградитель типа ВЗ-200-1,0-12 У1. Каталожные данные заградителя представлены в [16]. В качестве защитного устройства мы используем ограничитель перенапряжения нелинейный типа ОПН без искровых промежутков, обеспечивающий эффективную защиту от перенапряжений. Сравнение расчетных и каталожных данных приведено в таблице 6.8.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 50 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

Таблица 6.8 – Выбор высокочастотных заградителей

| Расчетные данные | Каталожные данные |
|--------------------------------|---|
| | ВЗ-200-1,0-12 У1 |
| $U_{уст} = 110$ кВ | $U_n = 110$ кВ |
| $I_{МАХ} = 182,53$ А | $I_{НОМ} = 200$ А |
| $i_{уд} = 51,22$ кА | $i_{ДИН} = 102$ кА |
| $ВК = 86,77$ кА ² с | $I_{2ТЕР} \cdot t_{ТЕР} = 402 \cdot 1 = 1600$ кА ² с |

Как видно из таблицы 6.8, условия выполняются.

6.6 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты от грозовых перенапряжений в сети высокого напряжения устанавливаем ОПН на высокой стороне силовых трансформаторов и на шинах 110 кВ у измерительных трансформаторов тока [3].

Частичное разземление нейтралей силовых трансформаторов 110-220 кВ применяется в качестве эффективной меры ограничения токов однофазного короткого замыкания. Кроме того, разземление нейтралей силовых трансформаторов в ряде случаев способствует организации релейной защиты.

Разземление нейтрали силового трансформатора приводит к необходимости защиты изоляции нейтрали от воздействующих на нее в процессе эксплуатации грозовых (и коммутационных) перенапряжений, для чего в нейтраль устанавливаются специальные ОПН, обозначаемые ОПНН.

Наибольшее рабочее напряжение ОПНН для сети 110 кВ составляет не менее $U_{нро} = 60$ кВ, а энергоемкость одного импульса тока пропускной способности 2000 мкс - $W_{уд} = 2,5-3$ кДж/кВ. Таким образом для защиты изоляции нейтрали силового трансформатора примем к установке ОПНН-П 110/56/10 УХЛ1 [17]. Основные технические характеристики приведены в таблице 6.9.

Таблица 6.9

| | |
|--|-----------------------|
| Характеристики | ОПНН-П-110/56/10-УХЛ1 |
| Класс напряжения сети, кВ | 110 |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.) | 56 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |
| Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А | 550 |
| - с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ | 5,3 |
| Остающееся напряжение, не более, кВ, при коммутационном импульсе тока с длительностью фронта 30 мкс и более, и при амплитуде тока: | |
| 500 А | 152 |
| 1000 А | 158 |
| 2000 А | 166 |

Для защиты обмотки 110 кВ измерительного трансформатора напряжения от грозовых (и коммутационных) перенапряжений рабочее напряжение ОПН в сети 110 кВ примем к установке ОПНП-110/83/10-УХЛ1 [17]. Основные технические характеристики выбранного ОПН приведены в таблице 6.10.

Таблица 6.10

| Характеристики | ОПНП-110/83/10-УХЛ1 |
|--|---------------------|
| Класс напряжения сети, кВ | 110 |
| Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ограничителя, кВ (действ.) | 83 |
| Номинальный разрядный ток, кА | 10 |
| Пропускная способность: -20 прямоугольных импульсов тока длительностью 2 мс с амплитудой, А | 550 |
| - с удельной поглощаемой энергией одного импульса, кДж/кВ | 2,8 |
| Остающееся напряжение при импульсном токе 8/20 мкс с амплитудой 5000 А, не более, кВ | 222 |

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА НА ПОДСТАНЦИИ

7.1 Выбор видов релейной защиты и автоматики объектов реконструируемой подстанции «Диспетчерская»

Виды релейной защиты и автоматики выбираются для всех объектов проектируемой подстанции. Для данной подстанции 110/10 кВ, со схемой ВН два блока с выключателями и ремонтной перемычкой со стороны линий и РУ 10 кВ - две секционированные системы шин, выберем виды РЗА для следующих объектов:

- трансформатор 110/10 кВ;
- вводной и секционный выключатель 10 кВ;
- система шин 10 кВ;
- линия 10 кВ (кабельная - воздушная).

Релейная защита и автоматика подстанции выполняется в объеме, предусмотренном ПУЭ и нормами ОАО «ФСК ЕЭС», а также должна обеспечивать требуемый уровень защиты всех присоединений.

Релейная защита данного проекта выполняется на микропроцессорной элементной базе.

7.1.1 Релейная защита трансформатора 110/10/10

Согласно пункту 3.2.53 /3/ для трансформаторов применяется газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, от понижения уровня масла, и струйное реле.

По пункту 3.2.54 /3/ для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени, которая действует на отключение выключателя трансформатора. Согласно пункту 3.2.55 /3/ в зону ее действия входят соединения трансформатора со сборными шинами, ячейка 110 кВ, шинный мост 10 кВ и ввод 10 кВ.

В соответствии с пунктом 3.2.56 /3/ на дифференциальную и газовую защиты трансформаторов, не возлагаются функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара с данной мощностью трансформатора.

Согласно пункту 3.2.59 /3/ для защиты трансформаторов от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусмотрена защита с действием на отключение – максимальная токовая защита. По пункту 3.2.61 /3/ она устанавливается со стороны питания и со стороны каждой секции;

По пункту 3.2.69 /3/ на трансформаторах предусмотрена максимальная токовая защита от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Из пункта 3.2.18 /3/ предусматривается устройство резервирования при отказе выключателей (УРОВ) для осуществления ближнего резервирования.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 53 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | | |

По пункту 3.3.61 /3/ трансформаторы с РПН распределительных подстанций для поддержания или заданного изменения напряжения оснащаются системой автоматического регулирования коэффициента трансформации.

Выбор автоматики произведён на основании пункта 3.3.2 из ПУЭ.

Таблица 7.1 – Выбор защит и автоматики трансформатора 110 кВ

| Вид защиты корпуса | Тип защиты |
|---|-----------------------------------|
| От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла | Газовая защита |
| От повреждений на выводах, и от внутренних повреждений (от всех видов замыкания на корпус) | ДЗТ $\Delta t = 0$ |
| От токов, обусловленных внешними многофазными КЗ | МТЗ |
| От токов, обусловленных перегрузкой | ЗП |
| Защита устройства РПН | Газовая защита, Струйное реле РПН |
| Ближнее резервирование | УРОВ |
| От однофазных КЗ обмотки ВН | ТЗНП, земляная защита |

7.1.2 Релейная защита вводного и секционного выключателя 10 кВ

Согласно НТП 9.14.2 на вводных ячейках предусматривают:

- максимальную токовую защиту с возможностью комбинированного пуска по напряжению;
- дуговую защиту;
- защиту минимального напряжения (групповая);
- УРОВ.

Также согласно 3.2.128 /3/ защиту шин следует выполнять так, чтобы при повреждении системы или секции шин обеспечивалось селективное отключение системы (секции) без выдержки времени.

Т.к. дополнительная функция МТЗ защиты трансформатора реализует только отключение с выдержкой времени, обеспечивающей селективность, то для работы логики защиты шин 10 кВ необходимо защитить ввод.

О необходимости наличия защит шин указано в пункте 3.3.2 /3/.

Выбранные защиты и автоматику для вводного выключателя представим в ниже приведённой таблице 7.2.

Таблица 7.2 - Защита и автоматика вводного выключателя

| Вид защиты | Тип защиты |
|-------------------------------------|----------------------------|
| От многофазных КЗ | МТЗ с пуском по напряжению |
| Минимального напряжения (групповая) | ЗМН |
| Ближнее резервирование | УРОВ |
| Дуговая защита (групповая) | Отдельное устройство |

Согласно пункту 3.2.129 /3/ на секционном выключателе 10 кВ должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита от многофазных КЗ.

Согласно пункту НТП 9.14.2 на секционном выключателе предусматривают:

- максимальную токовую защиту;
- дуговую защиту;
- УРОВ.

Для общего повышения надежности предусматривается УРОВ, согласно пункту 3.2.18, для осуществления ближнего резервирования.

Выбор автоматики секционного выключателя произведён на основании пункта 3.3.2 из ПУЭ.

Таблица 7.3 - Выбор защит и автоматики секционного выключателя

| Вид защиты | Тип защиты |
|--------------------------|------------------------|
| От многофазных замыканий | МТЗ $\Delta t = const$ |
| Ближнее резервирование | УРОВ |
| Дуговая защита | Отдельное устройство |

7.1.3 Релейная защита и автоматика секций шин 10 кВ

Согласно НТП пункту 9.14.3 на каждой секции шин должна быть предусмотрена:

- дуговая защита шин, реагирующая на появление электрической дуги в ячейках КРУ. Защита действует без выдержки времени на отключение питающих элементов секции шин 10 кВ (вводного и секционного выключателей). Кроме того, если электрическая дуга возникла в ячейке ввода, дуговая защита действует с выдержкой времени порядка 0,5 секунды на отключение трансформатора, питающего данную секцию;

- логическая защита шин (ЛЗШ), для выполнения которой используется обмен информацией между защитами питающих элементов (вводных и секционных выключателей) и защитами фидеров. Принцип действия ЛЗШ на каждом питающем элементе: если сработали токовые реле питающего элемента и не сработали токовые реле ни на одном фидере, следовательно, это КЗ на секции шин, при этом ЛЗШ действует без выдержки времени на отключение питающего элемента;

- неселективная сигнализация от замыканий на землю, реагирующая на напряжение $3U_0$. Защита срабатывает при возникновении замыкания на землю в любой точке электрически связанной сети 10 кВ и действует на сигнал с выдержкой времени 9 секунд.

По пункту 3.3.25 /3/ на двухтрансформаторных понижающих подстанциях при раздельной работе трансформаторов предусматриваться устройства АПВ(автоматическое повторное включение) шин низшего напряжения в сочетании с устройствами АВР(автоматический включение резерва); при внутренних повреждениях трансформаторов должно действовать АВР, при прочих повреждениях – АПВ.

Таблица 7.4 - Выбор защит и автоматики секции шин 10 кВ

| Вид защиты | Тип защиты |
|---------------------------------|--|
| Сигнализация замыканий на землю | Контроль изоляции на ТН -10 кВ ТН-УКИ |
| Дуговая защита | Отдельное устройство |
| Логическая защита | Реализуется на рабочем вводе и СВ -10 кВ |

7.1.4 Релейная защита и автоматика кабельно-воздушных линий 10 кВ

Согласно пункту 3.2.91 /3/ для защиты КВЛ-10 кВ должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Согласно пункту 3.2.92 /3/ защита от многофазных замыканий должна быть выполнена в двухфазном двух релейном исполнении и включаться в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Комплекты защиты всегда выполняют двухфазной трех релейной т.к. в комплект всегда входят 3 реле.

По пункту 3.2.93 /3/ на заданных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий устанавливается двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая – в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

Защита от однофазных замыканий на землю выполняется по пункту 3.2.97 /3/ с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Согласно пункту НТП 9.14.4 на отходящих фидерах предусмотрено:

- максимальная токовая защита;
- токовая отсечка;
- защита от замыканий на землю;
- дуговая защита;
- УРОВ.

УРОВ предусмотрено для осуществления ближнего резервирования согласно пункту 3.2.18 /3/.

Таблица 7.5 - Выбор защит и автоматики кабельно - воздушных линий 10 кВ

| Вид защиты | Тип защиты |
|----------------------------------|---|
| От многофазных замыканий | Токовая отсечка $\Delta t = 0$, МТЗ $\Delta t = const$ |
| От однофазных замыканий на землю | МТЗ на сигнал |
| Ближнее резервирование | УРОВ |
| Дуговая защита | Отдельное устройство |

7.2 Выбор «типоисполнения» терминалов РЗиА

7.2.1 Выбор производителя

Для защиты объектов подстанции используем устройства релейной защиты на микропроцессорной базе, как наиболее совершенные по сравнению с устройствами на полупроводниковой и электромеханической элементной базе.

Основные производители оборудования РЗиА:

- ООО НПП «Экра»;
- ЗАО «РАДИУС Автоматика»;
- ЗАО НПП «ЭнергоПромАвтоматика»;
- НТЦ «Механотроника»;
- «АББ»;
- ООО «Сименс»;
- ООО НПП «Бреслер»;
- ЗАО «Шнейдер электрик»;

В связи со сложной экономической ситуацией, связанной с нестабильным курсом российской валюты и выдвиганием экономических санкций против России, будет целесообразно большее внимание обратить на отечественные фирмы-производители.

Для защиты присоединений подстанции «Диспетчерская» из всех представленных производителей выбираем терминалы и шкафы фирмы «Бреслер» г.Чебоксары.

Компания способна выполнить полный спектр работ как по РЗА, так и по автоматизации технологических процессов всех уровней напряжений с использованием продукции собственного производства, один из немногих поставщиков научно-технической продукции для сетевых организаций ПАО «РОСССЕТИ».

7.2.2 Выбор терминалов на стороне НН

Для защиты секции будем использовать комплектное устройство релейной защиты и автоматики типа ТОР-200 фирмы «Бреслер». ТОР-200 — это общее наименование ряда устройств, которые в зависимости от типа защищаемого присоединения разделяются на следующие группы:

- ТОР-200-Л – для кабельных и воздушных линий;
- ТОР-200-С – для секционных выключателей;
- ТОР-200-В – для выключателей вводов.

Представим в таблице выбранные защиты по ПУЭ и функции, выполняемые выбранным блоком.

Типоисполнение терминала КВЛ 10 кВ – выбираем терминал ТОР-200-Л32 2202 УХЛ 3.1.

Для защиты от дуговых замыканий используем устройство Бреслер-ЗДЗ.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 57 |

Устройство предназначено для селективного определения дуговых замыканий в шкафах комплектных распределительных устройств 6–35 кВ и выдачи сигналов управления в цепи автоматики и релейной защиты и т.п.

Таблица 7.6 – Виды защит на КВЛ 10 кВ

| Виды защит по ПУЭ | Функции блока | Используемые функции |
|---|--|--|
| 1) от междуфазных КЗ – ТО и МТЗ; 2) от однофазных замыканий – защита с использованием ТТ нулевой последовательности. | ТОР-200-Л321202 УХЛ 3.1: 1) МТЗ 3-х ступенчатая; 2) защита от потери питания (ЗПП); 3) ОЗЗ с контролем $3U_0$, $3I_0$; 4) Защита от несимметрии и от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ) с контролем I_2 ; Функции автоматики: 1) АПВ; 2) АЧР/ЧАПВ; 3) ЛЗШ; 4) УРОВ. | 1) 2 ступени МТЗ 2) ОЗЗ с контролем $3I_0$; 3) УРОВ; 4) ЛЗШ. |

Типоисполнение терминала трансформатора собственных нужд 10/0,4 кВ – выбираем терминал ТОР-200-Л321202 УХЛ 3.1. Для защиты от дуговых замыканий используем устройство Бреслер-ЗДЗ.

Таблица 7.7 – Виды защит на трансформаторе 10/0,4 кВ

| Виды защит по ПУЭ | Функции блока | Используемые функции |
|---|---|--|
| 1) ТО; 2) МТЗ; 3) защита от перегрузки; 4) защита от ОЗЗ на стороне 0,4 кВ; 5) ЗДЗ. | ТОР-200-Л321202 УХЛ 3.1: 1) МТЗ 3-х ступенчатая); 3) ЗМН; 4) ОЗЗ с контролем $3U_0$, $3I_0$; 9) защита от перегрузки (ЗП). Функции автоматики: 1) АПВ; 2) АЧР/ЧАПВ; 3) ЛЗШ. | 1) 2 ступени МТЗ; 2) ЗМН; 3) ЗП. |

Типоисполнение терминала вводного выключателя 10 кВ – выбираем терминал ТОР-200-В22 2202 УХЛ 3.1. Для защиты от дуговых замыканий используем устройство Бреслер-ЗДЗ.

Таблица 7.8 – Виды защит на вводном выключателе 10 кВ

| Виды защит по ПУЭ | Функции блока | Используемые функции |
|--|---|---|
| 1) МТЗ; 2) ЗМН; 3) УРОВ; 4) АПВ; 5) ЗДЗ. | ТОР-200-В22 2202 УХЛ 3.1: 1) МТЗ 3-х ступенчатая; 2) ОЗЗ; 3) ЗМН; 4) Цепи ЛЗШ. Функции автоматики: 1) АВР; 2) АВР ввода; 3) УРОВ. | 1) МТЗ; 2) АПВ; 3) УРОВ; 4) ЛЗШ. |

Типоисполнение терминала секционного выключателя 10 кВ – выбираем терминал ТОР-200-С22 2202 УХЛ 3.1. Для защиты от дуговых замыканий используем устройство Бреслер-ЗДЗ.

Таблица 7.9 – Виды защит на секционном выключателе

| Виды защит по ПУЭ | Функции блока | Используемые функции |
|---|--|---|
| 1) ТО; 2) МТЗ; 3) АВР; 4) ЗДЗ. | ТОР-200-С22 2202 УХЛ 3.1: 1) МТЗ 3-х ступенчатая; 2) ОЗЗ; 3) ЗМН; 4) Цепи ЛЗШ. Функции автоматики: 1) АВР; 2) УРОВ. | 1) ТО; 2) МТЗ; 3) АВР; 4) ЛЗШ. |

7.2.3 Выбор терминалов на стороне ВН

Для защиты трансформатора будем использовать микропроцессорный шкаф защит типа Бреслер ШТ 2108.51Х 08.16 производства НПП Бреслер, кроме того используем газовое реле типа РГТ – 80 и струйное реле для защиты бака РПН типа РСТ-25.

Представим в таблице выбранные защиты по ПУЭ и функции, выполняемые выбранными блоками.

Таблица 7.10 – Виды защит на трансформаторе 110/10 кВ

| Виды защит по ПУЭ | Функции блока | Используемые функции |
|---|---|---|
| 1) газовая; 2) газовая (струйная) защита; 3) дифференциальная защита; 4) МТЗ от внешних междуфазных замыканий; 5) защита от перегрузки; 6) Логика запрета АПВ; 7) УРОВ на ВН. | Бреслер ШТ 2108.51X содержит: 1) дифференциальную токовую защиту трансформатора (ДЗТ); 2) токовую защиту нулевой последовательности стороны ВН (ТЗНП); 3) МТЗ стороны ВН с комбинированным пуском по напряжению; 4) защиту от перегрузки (ЗП); 5) токовые реле для пуска автоматики охлаждения; 6) реле тока для блокировки РПН при перегрузке; 7) УРОВ ВН трансформатора. 8) автоматику управления выключателем (АУВ); 9) УРОВ; 10) АРН; 11)ЛЗШ НН; 12) ТЗНП стороны ВН. | 1) ДЗТ; 2) МТЗ на ВН; 3) МТЗ НН1; 4) МТЗ НН2; 5) защита от перегрузки; 6) УРОВ на ВН; 7) автоматика управления выключателем ВН. РГТ-80: 1) газовая защита трансформатора РСТ-25: 1) струйная защита отсека РПН бака |

Газовое реле РГТ-80 используется для защиты бака трансформатора от внутренних повреждений.

Струйное реле РСТ-25 действует при повреждениях в баке РПН на отключение трансформатора со всех сторон без выдержки времени.

7.3 Расчет уставок релейной защиты и автоматики

7.3.1 Расчет уставок релейной защиты трансформатора 110 кВ

Всего у трансформатора 110 кВ 7 основных защит: газовая защита трансформатора, струйная защита бака РПН, реле уровня масла (РУМ), дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ), токовая ступенчатая защита, защита от перенапряжения, а также автоматика силовых трансформаторов.

Дифференциальная защита трансформатора

Тип трансформатора: ТРДН-40000/110. Номинальная мощность трансформатора: $S_{НОМ} = 40$ МВА. Схема и группа соединения обмоток: $Y/\Delta/\Delta-11-11$. Номинальные напряжения обмоток: $U_{В.НОМ} = 115$ кВ, $U_{Н1.НОМ} = U_{Н2.НОМ} = 10,5$ кВ.

Диапазон регулирования РПН на стороне ВН: $\Delta U_{ВН} = \pm 9 \times 1,78\%$.

На высшем напряжении выбран в пункте 6.3 трансформатор тока ТГ-145 с первичным номинальным током 300 А ($n_{ТТ} \text{ ВН}=60$), на стороне НН выбран в пункте

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|---------------------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 60 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | | | | | |

6.3 трансформатор тока ТПЛК-10 с первичным номинальным током 1500 А ($n_{\text{ТТ}}=300$).

Схема соединения трансформаторов тока на стороне ВН – звезда, на сторонах НН1 и НН2 – звезда.

Вторичные токи сторон НН1, НН2 подаются на разные входы терминала.

Первичные токи со всех сторон трансформатора, соответствующие номинальной мощности:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (7.1)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение стороны в среднем положении РПН;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность силового трансформатора.

$$I_{\text{ВННОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 201 \text{ А};$$

$$I_{\text{НН1НОМ}} = I_{\text{НН2НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10,5} = 1099,7 \text{ А}.$$

Базисные токи со всех сторон трансформатора:

$$I_{\text{БАЗ}} = \frac{I_{\text{НОМ}} \cdot K_{\text{СХ}}}{n_{\text{ТТ}}}, \quad (7.2)$$

где $n_{\text{ТТ}}$ – коэффициент трансформации главного ТТ соответствующей стороны;

$K_{\text{СХ}}$ – коэффициент схемы ТТ.

$$I_{\text{БАЗВН}} = \frac{201 \cdot 1}{60} = 3,35 \text{ А};$$

$$I_{\text{БАЗНН}} = \frac{1099 \cdot 1}{300} = 3,67 \text{ А}.$$

Составим схему для расчета токов короткого замыкания:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 61 |

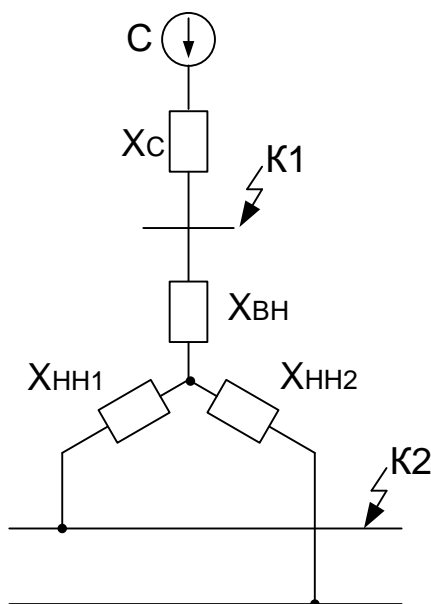


Рисунок 7.1 – Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Сопротивление системы:

$$X_C = \frac{E_C}{\sqrt{3}I_{K1}^{(3)}}, \quad (7.3)$$

где E_C – ЭДС системы, принимаем $E_C = 1,1 \cdot U_{\text{ном.ВН}}$, кВ;

$I_{K1}^{(3)}$ - ток трехфазного короткого замыкания на стороне ВН, в максимальном и минимальном режиме работы.

Найдем сопротивления системы в максимальном и минимальном режимах:

$$X_{C\text{Max}} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 51,22} = 1,36$$

$$X_{C\text{Min}} = \frac{1,1 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 21,37} = 3,27$$

Сопротивление трансформатора с учетом РПН:

Диапазон регулирования напряжения на стороне ВН:

$$\Delta U = \frac{9 \cdot 1,78}{100} = 0,1602 \text{ кВ}$$

Напряжения стороны ВН в 1 и 19 положении РПН:

$$U_{\text{ВН1}} = U_{\text{ВН}} \cdot (1 + \Delta U); \quad (7.4)$$

$$U_{ВН19} = U_{ВН} \cdot (1 - \Delta U); \quad (7.5)$$

$$U_{ВН1} = 115 \cdot (1 + 0,1602) = 133,4 \text{ кВ};$$

$$U_{ВН9} = 115 \cdot (1 - 0,1602) = 96,58 \text{ кВ}.$$

Коэффициенты трансформации в 1 и 19 положениях РПН:

$$K_{Т1} = \frac{U_{ВН1}}{U_{НН}}; \quad (7.6)$$

$$K_{Т1} = \frac{133,4}{10,5} = 12,7;$$

$$K_{Т19} = \frac{U_{ВН19}}{U_{НН}}; \quad (7.7)$$

$$K_{Т19} = \frac{96,58}{10,5} = 9,2.$$

Сопротивления трансформатора в 1 и 19 положениях РПН:

$$X_{ВНMax} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(96,58 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 3,06 \text{ Ом};$$

$$X_{ВНMin} = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(133,42 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 5,84 \text{ Ом}.$$

$$X_{ННMax} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(96,58 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 42,84 \text{ Ом};$$

$$X_{ННMin} = 1,75 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(133,42 \cdot 10^3)^2}{40 \cdot 10^6} = 81,77 \text{ Ом}.$$

Ток короткого замыкания в точке К2:

$$I_{К2}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_C + X_{ВН} + X_{НН})}; \quad (7.8)$$

$$I_{К2Max}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{CMax} + X_{ВНMax} + X_{ННMax})} = \frac{1,1 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (1,36 + 3,06 + 42,84)} = 1478 \text{ А};$$

$$I_{К2Min}^{(3)} = \frac{E_C}{\sqrt{3} \cdot (X_{CMin} + X_{ВНMin} + X_{ННMin})} = \frac{1,1 \cdot 110 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot (3,27 + 5,84 + 81,77)} = 768,7 \text{ А};$$

| | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|------|
| | | | | | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | Лист |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | | 63 |

$$I_{K2Min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K2Min}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 768,7 = 665,69 \text{ A.}$$

Максимальный ток внешнего трехфазного КЗ:

$$I_{Max}^{(3)} = 1478 \text{ A.}$$

Относительный максимальный ток трехфазного КЗ:

$$I_{МАХОТН}^{(3)} = \frac{I_{Max}^{(3)}}{I_{ВННОМ}}; \quad (7.9)$$

$$I_{МАХОТН}^{(3)} = \frac{1478}{201} = 7,36 \text{ A.}$$

Минимальный ток внешнего двухфазного КЗ:

$$I_{MIN}^{(2)} = 665,69 \text{ A.}$$

Относительный минимальный ток двухфазного КЗ:

$$I_{MINОТН}^{(2)} = \frac{I_{MIN}^{(2)}}{I_{ВННОМ}}; \quad (7.10)$$

$$I_{MINОТН}^{(2)} = \frac{665,69}{201} = 3,31 \text{ A.}$$

Принимается относительный ток начала торможения: $I_{T0} = 1,0$.

$$I_{НБ \text{ ТОРМ НАЧ}} = (K_{ОДН} K_{ПЕР} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) I_{T0}, \quad (7.11)$$

где $K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс, равный 1;

$K_{ОДН}$ – коэффициент однотипности для высоковольтных трансформаторов тока, равный 1;

$\varepsilon = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока;

$\Delta U_{РПН}$ – половина относительного диапазона регулирования РПН, равная 0,1602;

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность выравнивания токов сторон защиты, принимается 0,02;

$$I_{НБ \text{ ТОРМ НАЧ}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1602 + 0,02) \cdot 1 = 0,2802$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 64 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | |

Расчетный начальный относительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса при токе начала торможения:

$$I_{Д0 \text{ РАСЧ}} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ \text{ ТОРМ НАЧ}}, \quad (7.12)$$

где $K_{ОТС} = 1,5$ – коэффициент отстройки.

Тогда расчетный начальный относительный ток срабатывания защиты:

$$I_{Д0 \text{ РАСЧ}} = 1,5 \cdot 0,2802 = 0,4203.$$

Принимается начальный относительный ток срабатывания защиты: $I_{Д0} = 0,5$.

Коэффициент торможения.

Относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$I_{НБ \text{ МАКС}} = (K_{ОДН} K_{ПЕР} \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ВЫР}) I_{(3) \text{ МАКС ОТН}}, \quad (7.13)$$

где $K_{ПЕР} = 2$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

$\varepsilon = 0,1$ – относительная погрешность трансформаторов тока.

Тогда относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$I_{НБ \text{ МАКС}} = (2 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1602 + 0,02) \cdot 7,36 = 2,8.$$

Относительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса при максимальном токе внешнего КЗ:

$$I_{СЗ \text{ МАКС}} = K_{ОТС} \cdot I_{НБ \text{ МАКС}}, \quad (7.14)$$

где $K_{ОТС} = 1,5$ – коэффициент отстройки.

$$I_{СЗ \text{ МАКС}} = 1,5 \cdot 2,8 = 4,2.$$

Расчетный коэффициент торможения:

$$K_{Т \text{ РАСЧ}} = \frac{I_{СЗ \text{ МАКС}} - I_{Д0}}{I_{(3) \text{ МАКС ОТН}} - I_{Т0}}; \quad (7.15)$$

$$K_{Т \text{ РАСЧ}} = \frac{4,2 - 0,5}{7,36 - 1} = 0,58.$$

Принимается коэффициент торможения: $K_{Т} = 0,6$.

Ток торможения блокировки защиты.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 65 |

Ток торможения блокировки защиты должен быть больше максимального тока нагрузки трансформатора. Принимается ток торможения блокировки защиты (в предположении допустимой перегрузки трансформатора около 40%): $I_{Т.БЛ} = 2,0$.

Ток срабатывания дифференциальной отсечки.

Относительный ток небаланса при максимальном токе внешнего КЗ: $I_{НБ.МАКС} = 2,8$.

Расчетный относительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса:

$$I_{СЗ\text{ ОТС РАСЧ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{НБ\text{ МАКС}}, \quad (7.16)$$

где $K_{\text{ОТС}} = 1,5$ – коэффициент отстройки.

$$I_{СЗ\text{ ОТС РАСЧ}} = 1,5 \cdot 2,8 = 4,2.$$

Принимается относительный ток срабатывания защиты: $I_{СЗ.ОТС} = 5$.

Коэффициенты чувствительности защиты.

$$K_{\text{Ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{МИН}}}{I_{СЗ}} > 2; \quad (7.17)$$

$$K_{\text{Ч}} = \frac{3,31}{0,5} = 6,62 > 2.$$

МТЗ на стороне ВН.

Ток в реле при минимальном токе двухфазного КЗ на стороне НН:

$$I^{(3)}_{\text{Р МИН}} = \frac{I^{(3)}_{\text{МИН}}}{n_{\text{ТТ ВН}}}; \quad (7.18)$$

$$I^{(3)}_{\text{Р МИН}} = \frac{768,7}{60} = 12,81 \text{ А.}$$

Расчетный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{СР.РАСЧ}} = \frac{I^{(3)}_{\text{Р МИН}}}{K_{\text{Ч МИН}}}; \quad (7.19)$$

$$I_{\text{СР.РАСЧ}} = \frac{12,81}{1,5} = 8,54 \text{ А.}$$

Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ\text{ РАСЧ}} = \frac{I_{\text{СР РАСЧ}}}{K_{\text{СХ ВН}}} \cdot K_{\text{ТТ.ВН}}; \quad (7.20)$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 66 |

$$I_{\text{СЗРАСЧ}} = \frac{8,54}{1,5} \cdot 60 = 341,6 \text{ А.}$$

Принимается ток срабатывания защиты: $I_{\text{СЗ.ВН}} = 340 \text{ А}$.
Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{\text{СЗ.ВТОР.ВН}} = \frac{I_{\text{СЗ.ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \cdot K_{\text{СХ ВН}}; \quad (7.21)$$

$$I_{\text{СЗ.ВТОР.ВН}} = \frac{340}{60} \cdot 1 = 5,66 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(3)}_{\text{МИН}}}{I_{\text{СЗ ВН}}} > 1,5, \quad (7.22)$$

где $I^{(3)}_{\text{МИН}}$ – минимальный ток трехфазного КЗ;

$$K_{\text{ч}} = \frac{768,68}{340} = 2,26 \geq 1,5.$$

Выдержка времени выбирается по принципу селективности на ступень больше, чем у аналогичной защиты смежного, более удалённого по сети питания участка. Сначала определим выдержку времени МТЗ НН:

$$t_{\text{СЗНН}} = t_{\text{СЗСВ}} + \Delta t, \quad (7.23)$$

где Δt – ступень селективности, принята равной 0,3 с для микропроцессорных защит;

$t_{\text{СЗСВ}}$ – выдержка времени секционного выключателя, ранее была посчитана – 0,6 с;

$$t_{\text{СЗНН}} = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Для МТЗ ВН смежной защитой будет МТЗ НН. Выдержка времени МТЗ ВН:

$$t_{\text{СЗ ВН}} = t_{\text{СЗ НН}} + \Delta t; \quad (7.24)$$

$$t_{\text{СЗВН}} = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 67 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

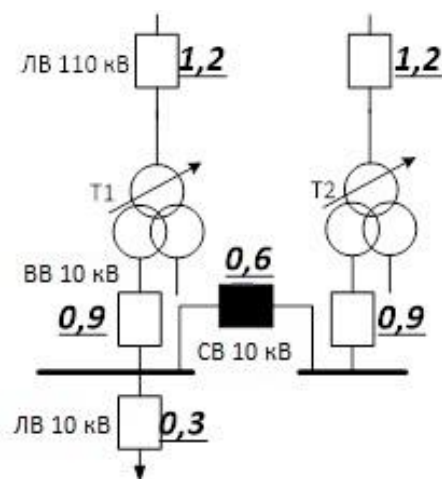


Рисунок 7.2 – Выдержка времени МТЗ

МТЗ на стороне НН.

Условие согласования по току МТЗ ВН с МТЗ НН:

$$I_{СЗ\text{ ВН}} = \frac{2 \cdot (I_{СЗ\text{ НН1}} + I_{\text{ННОМ}})}{\sqrt{3} \cdot K_{\text{Т19}}} \cdot K_{\text{СОГЛ}}, \quad (7.25)$$

где, $I_{СЗ\text{ ВН}} = 340 \text{ А}$ – ток срабатывания МТЗ на стороне ВН;

$K_{\text{СОГЛ}}$ – коэффициент согласования защит;

$I_{\text{ННОМ}} = 1099,7 \text{ А}$ – номинальный ток трансформатора на стороне НН;

$K_{\text{Т19}} = 9,198$ – минимальный коэффициент трансформации трансформатора (в 19 положении РПН).

Коэффициент согласования защит:

$$K_{\text{СОГЛ}} = 1 + \Delta I_{\text{ТТ}} + \Delta I_{\text{МТЗ ВН}} + \Delta I_{\text{МТЗ НН}} + \Delta I_{\text{ЗАП}}, \quad (7.26)$$

где $\Delta I_{\text{ТТ}} = 0,1$ – погрешность по току трансформаторов тока;

$\Delta I_{\text{МТЗ ВН}} = \Delta I_{\text{МТЗ НН}} = 0,05$ – погрешность по току срабатывания МТЗ в терминале;

$\Delta I_{\text{ЗАП}} = 0,1$ – необходимый запас;

$$K_{\text{СОГЛ}} = 1 + 0,1 + 0,05 + 0,05 + 0,1 = 1,3.$$

Расчетный ток срабатывания МТЗ на стороне НН:

$$I_{СЗ\text{ НН1 РАСЧ}} = I_{СЗ\text{ ВН}} \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot K_{\text{Т19}}}{2 \cdot K_{\text{СОГЛ}}} - I_{\text{ННОМ}}; \quad (7.27)$$

$$I_{СЗ\text{ НН1 РАСЧ}} = 340 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 9,198}{2 \cdot 1,3} - 1099,7 = 983,64 \text{ А}$$

| | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | 68 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | |

Ток срабатывания МТЗ НН при условии отстройки от рабочего номинального тока:

$$I_{СЗ\ НН} = \frac{I_{НН\ НОМ}}{K_B} \cdot K_H \cdot K_C, \quad (7.28)$$

где K_C – коэффициент самозапуска, принимаем $K_C = 2$.

$$I_{СЗ.НН} = \frac{1099,7 \cdot 1,2 \cdot 2}{0,9} = 2932,5 \text{ А}$$

Принимаем ток срабатывания МТЗ НН $I_{СЗ.НН.РАСЧ} = 2932,5 \text{ А}$.
Ток срабатывания реле:

$$I_{СР\ НН1} = I_{СР\ НН2} = \frac{I_{СЗ\ НН1}}{K_{ТТ\ НН}} \cdot K_{СХ\ НН}; \quad (7.29)$$

$$I_{СРНН1} = I_{СРНН2} = \frac{2932,5}{300} \cdot 1 = 9,78 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определим по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I^{(2)}_{\text{МИН}} \cdot K_{\text{Т1}}}{I_{СЗ\ НН}} > 1,5, \quad (7.30)$$

где $I^{(3)}_{\text{МИН}}$ – минимальный ток трехфазного КЗ;

$$K_{\text{ч}} = \frac{665,69 \cdot 12,707}{2932,5} \cdot 1 = 2,88 > 1,5.$$

Выдержка времени МТЗ НН была посчитана в МТЗ ВН и равна 0,9 с.

Защита минимального напряжения

ЗМН необходима для пуска МТЗ по напряжению.

Рабочее минимальное напряжение определим на уровне 70% от номинального значения:

$$U_{\text{раб.мин.}} = 0,7 U_{\text{НОМ}}, \quad (7.31)$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение.

$$U_{\text{раб.мин.}} = 0,7 \cdot 10500 = 7350 \text{ В.}$$

Рассчитываем значение напряжения срабатывания реле:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 69 |

$$U_{C3} = \frac{U_{\text{раб.мин}}}{k_H \cdot k_{\text{воз}}}, \quad (7.32)$$

где k_H – коэффициент надежности, может быть принят 1,1...1,2, принимаем $k_H = 1,1$;

k_B – коэффициент возврата, $k_B = 1,2$;

$$U_{C3} = \frac{7350}{1,1 \cdot 1,2} = 5568 \text{ В.}$$

Принимаем уставку $U_{C3} = 5600 \text{ В.}$

Вычисление коэффициента трансформации измерительного трансформатора напряжения по формуле:

$$n_H = \frac{U_{1\text{НОМ}}}{U_{2\text{НОМ}}}, \quad (7.33)$$

где $U_{1\text{НОМ}}$ – первичное номинальное напряжение трансформатора напряжения;

1.2 $U_{2\text{НОМ}}$ – вторичное номинальное напряжение трансформатора напряжения,

$U_{2\text{НОМ}}$ – примем равным 100 В.

1.3

$$n_H = \frac{10500}{100} = 105.$$

Вычислим напряжение срабатывания реле защиты.

$$U_{\text{ср}} = \frac{U_{C3}}{n_{C3}}, \quad (7.34)$$

$$U_{\text{ср}} = \frac{7350}{105} = 70 \text{ В.}$$

Защита от перегрузки на стороне ВН.

Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{C3 \text{ ВН РАСЧ}} = \frac{K_{\text{ОТС}}}{K_B} \cdot I_{\text{ВН НОМ}}; \quad (7.35)$$

$$I_{C3 \text{ ВН РАСЧ}} = \frac{1,05}{0,9} \cdot 201 = 234,5 \text{ А.}$$

Принимается ток срабатывания защиты: $I_{C3 \text{ ВН}} = 235 \text{ А.}$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{C3 \text{ ВТОР ВН}} = \frac{I_{C3 \text{ ВН}}}{K_{\text{ТТ.ВН}}} \cdot K_{\text{СХ.ВН}}; \quad (7.36)$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 70 |

$$I_{СЗ.ВТОР.ВН} = \frac{235}{60} = 3,9 \text{ А.}$$

Выдержку времени устанавливаем 9 с (предупреждение кратковременных перегрузок), с действием на сигнал.

Защита от перегрузки на сторонах НН.

Расчетный ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.НН.РАСЧ} = \frac{K_{отс} \cdot I_{Н1 \text{ ном}}}{K_B \cdot 2}; \quad (7.37)$$

$$I_{СЗ.НН.РАСЧ} = \frac{1,05 \cdot 1099,7}{0,9} = 1282,9 \text{ А.}$$

Принимается ток срабатывания защиты: $I_{СЗ.НН} = 2140 \text{ А.}$

Вторичный ток срабатывания защиты:

$$I_{СЗ.ВТОР.НН} = \frac{I_{СЗ.НН}}{K_{ТТ.НН}} \cdot K_{СХ.НН}; \quad (7.38)$$

$$I_{СЗ.ВТОР.НН} = \frac{1282,9}{300} = 4,28 \text{ А.}$$

Выдержку времени устанавливаем 9 с (предупреждение кратковременных перегрузок), с действием на сигнал.

Устройство пуска охлаждения трансформатора.

В соответствии с ПУЭ /3/ п. 5.3.9 дутье должно включаться при достижении номинальной нагрузки трансформатора. Для автоматического пуска охлаждения трансформатора предусмотрены три измерительных органа (« $I_{МАКС.ВН, ПАО}$ », « $I_{МАКС.НН1, ПАО}$ », « $I_{МАКС.НН2, ПАО}$ »), каждый из которых реагирует на максимальный из фазных токов соответствующей стороны.

Уставка может быть рассчитана по следующему выражению:

$$I_{уст} = k \cdot I_{номп}; \quad (7.39)$$

где $k = 0.4 \div 0.75$ – коэффициент отстройки;

$I_{ном,п}$ – номинальный ток защищаемого трансформатора с рассматриваемой стороны п, А.

Пуск охлаждения трансформатора производится с выдержкой времени, рекомендованное значение – 500 мс.

7.3.2 Расчет уставок УРОВ

Расчет уставок УРОВ для выключателей кабельных линий 10 кВ

Выдержка времени УРОВ выбирается из условия:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 71 |

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл выкл}} + t_{\text{возв защиты}} + t_{\text{ош реле}} + t_{\text{зап}}, \quad (7.40)$$

где $t_{\text{откл выкл}}$ – время отключения выключателя. Установлен выключатель типа ВРС-10-31,5/2500ТЗ, для него полное время отключения $t_{\text{откл выкл}} = 0,07$ с.

$t_{\text{возв защиты}}$ – время возврата защиты, для микропроцессорных защит принимается равным 0,05с согласно руководству на терминал;

$t_{\text{ош реле}}$ – время ошибки реле времени УРОВ, равное 0,025;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, равно времени отключения выключателя, равное 0,07.

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,07 + 0,05 + 0,025 + 0,07 = 0,215 \text{ с.}$$

Расчет уставок УРОВ для секционных выключателей 10 кВ

Выдержка времени УРОВ выбирается из условия:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл выкл}} + t_{\text{возв защиты}} + t_{\text{ош реле}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{откл выкл}}$ – время отключения выключателя. Установлен выключатель типа ВРС-10-31,5/2500ТЗ, для него полное время отключения $t_{\text{откл выкл}} = 0,07$ с.

$t_{\text{возв защиты}}$ – время возврата защиты, для микропроцессорных защит принимается равным 0,05с согласно руководству на терминал;

$t_{\text{ош реле}}$ – время ошибки реле времени УРОВ, равное 0,025;

$t_{\text{зап}}$ – время запаса, равно времени отключения выключателя, равное 0,07.

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,07 + 0,05 + 0,025 + 0,07 = 0,215 \text{ с.}$$

Расчет уставок УРОВ для вводных выключателей 10 кВ

Выдержка времени УРОВ выбирается из условия:

$$t_{\text{УРОВ}} = t_{\text{откл выкл}} + t_{\text{возв защиты}} + t_{\text{ош реле}} + t_{\text{зап}},$$

где $t_{\text{откл выкл}}$ – время отключения выключателя. Установлен выключатель типа ВРС-10-31,5/2500ТЗ, для него полное время отключения $t_{\text{откл выкл}} = 0,07$ с.

$$t_{\text{УРОВ}} = 0,07 + 0,05 + 0,025 + 0,07 = 0,215 \text{ с.}$$

7.3.3 Расчет уставок АВР секционного выключателя на стороне 10 кВ

Напряжение срабатывания АВР отстраивается от наименьшего рабочего остаточного напряжения при КЗ. Выбирается по условию:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 72 |

$$U_{с.з} = U_{ном.нн} \cdot (0,25..0,4), \quad (7.41)$$

$$U_{с.з} = 10000 \cdot 0,25 = 2500, \text{ В.}$$

Вычислим напряжение срабатывания реле защиты:

$$U_{ср} = \frac{2500}{100} = 25, \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР должна быть больше максимальной выдержки питания присоединения на 2,5-3,5 с.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 73 |

8 ЦИФРОВИЗАЦИЯ НА ПРИМЕРЕ МАЛОГО САКСКОГО РЭС (МСРЭС)

8.1 Концепция цифрового РЭС

Цифровой РЭС представляет собой будущее энергетики в целом. Такой район электрических сетей обладает достаточно большим уровнем автоматизации, благодаря которому достаточно просто отслеживать режимы сети, вычислять места аварии, отключать повреждённые участки сети, выделение возможно повреждённых участков сети, чтобы свести риски количества отключений до минимума. Переход к цифровым ПС означает уменьшение габаритов территории ПС, уменьшению эксплуатационных затрат, использование современных, быстродействующих защит РЗА, обладающих повышенной чувствительностью, уменьшению количества персонала, вследствие чего уменьшается и риски ошибки персонала и уменьшаются эксплуатационные затраты, а также максимальную эффективность и достаточно быструю окупаемость.

Малый Сакский цифровой РЭС обеспечивает надёжность, качество, доступность и уровень потерь на уровне США при минимальной себестоимости владения (целевой показатель – 75% от текущей себестоимости). Среди отечественных разработок стоит выделить перспективное оборудование, отечественное программное обеспечение с элементами обработки больших данных, машинного обучения и искусственного интеллекта, новые организационные модели деятельности (в пределах цифровая компания), при наличии соответствующей воли руководства компаний, новые регуляторные модели («регуляторная песочница») как на уровне эксперимента, так и как плацдарм для тиражирования в масштабах страны.

Для республики Крым перевод Сакского РЭС, а в будущем и остальных РЭС на цифровизацию, позволяет решить множество проблем, имеющих в распределительных сетях стандартной конфигурации. Положительные факторы: модернизация парка основного оборудования, радикальное улучшение надёжности электропитания, доступность и качество во всех точках сети при этом без увеличения тарифной нагрузки для потребителей. Также при переводе сети на цифровизацию надёжность повысится от 3 до 10 раз, технические и коммерческие потери уменьшатся на 30-50%, а стоимость такой сети в будущем будет на 20-30% меньше традиционной.

Крым может показать повышения качества обслуживания потребителей и замены стареющего парка оборудования сетевого комплекса (сеть 0,4÷10 кВ “изношена” более чем на 60%) в рамках существующих тарифов с применением цифровых технологий.

В данный момент в республике Крым очень активно развивается топливно – энергетическая промышленность, активно ведётся санаторно-курортное строительство и индивидуально-жилищное строительство, что требует высокой надёжности и управляемости в распределительных сетях 0,4÷10 кВ, для этого потребуется множество передовых разработок в этом направлении, в том числе и цифровизация, если Сакский РЭС хорошо себя зарекомендует, то это будет хорошим толчком

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 74 |

вперёд энергетики Крыма и России в целом, так как цифровых РЭС на территории нашей страны можно сосчитать по пальцам (Калининградская и Нижегородская области – пилотные проекты). Далее на рисунке 8.1 приведены этапы реализации проекта цифровизации.

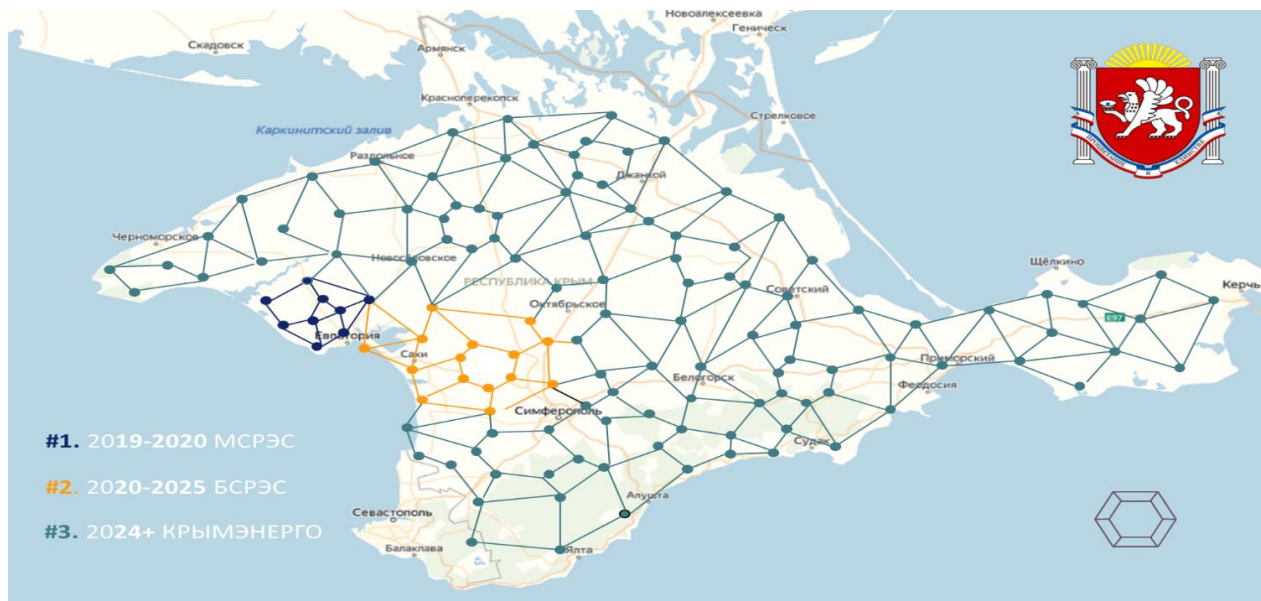


Рисунок 8.1 – Этапы реализации проекта

8.2 Проект в малом Сакском РЭС

Завершаются проектно-монтажные работы по интеграции оборудования. Плановый срок 100% готовности объектов: 01 июня начало эксплуатации.

В данный момент в тестовом режиме работает интеллектуальная система управления сетью, в которой впервые описаны и оцифрованы все технологические операции по ликвидации аварий.

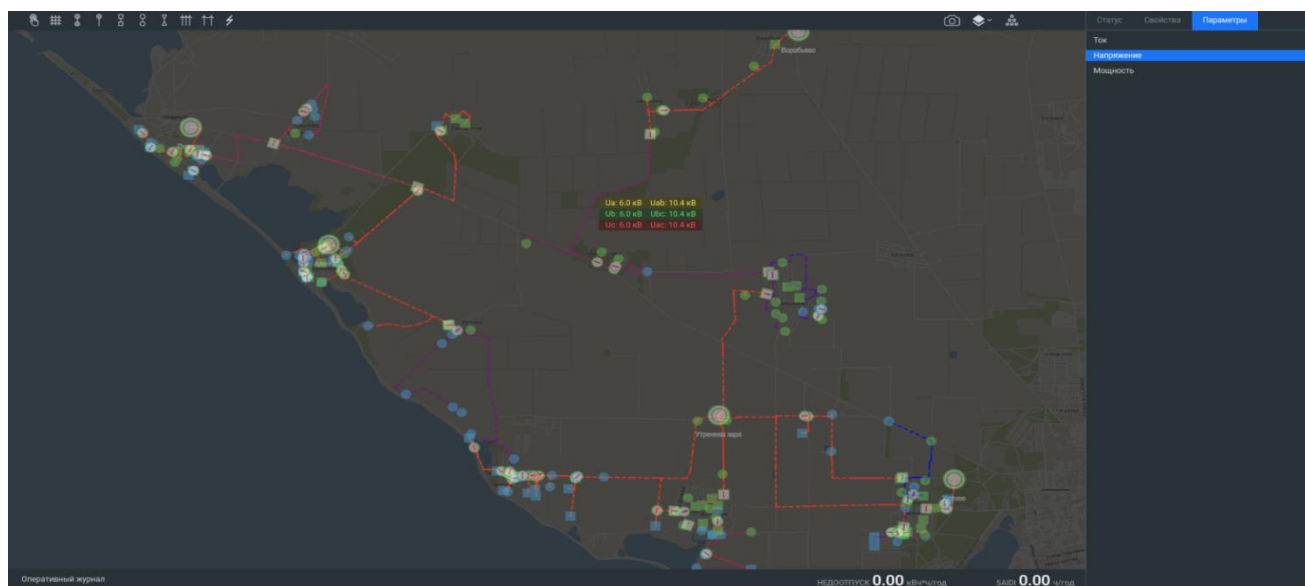


Рисунок 8.2 – Интеллектуальная система управления сетью

Кроме того, в Севастополе запущен полигон «Цифровая сеть», для подготовки и переподготовки специалистов, эксплуатирующих сети будущего.

Статус проекта МСРЭС сегодня:

- завершено строительство основных объектов инфраструктуры;
- обеспечен мониторинг состояния сети с помощью установленного оборудования;
- разработан и согласован с Крымэнерго новый «язык» субъектов сети будущего;
- завершено создание учебно-тренировочного полигона в Севастополе;
- проведено обучение первой группы оперативного персонала;
- обеспечена готовность для пуска головного участка сети.

По завершению организации малого Сакского цифрового РЭС необходимо:

- создать выделенную оперативно-диспетчерскую службу для обслуживания новой сети;
- построить модульное здание «РЭС будущего» у подстанции «Авангард» в селе Штурмовое;
- осуществить полнофункциональный запуск сети;
- приобрести опыт ликвидации аварий в сети с использованием новых технологий;
- обеспечить готовность завершения проекта и его демонстрации первым лицам страны.

8.3 Технологические предпосылки

Прогресс встроенного и пользовательского ПО (программное обеспечение) проявляется в том, что позволяет рассчитывать электрические режимы сети, исследовать различные сценарии развития сети с точки зрения её электрических параметров.

Особенности Geo Project:

- моделирует комплексные сетевые объекты, характерные для постсоветского пространства;
- обеспечивает уровень детализации, достаточный для экспорта модели сети в программу диспетчерского управления (Geo SCADA);
- позволяет рассчитывать параметры надёжности на основании имитационной модели ликвидации аварии;
- поддерживает функции телеизмерения, телесигнализации и телеуправления;
- продвинутые версии обеспечивают географическую привязку и графическое отображение объектов.

Особенности Geo SCADA:

- восстанавливает параметры распределительной сети в реальном времени на основании измерений коммутационных аппаратов;
- поддерживает процедуру ликвидации аварий на основании библиотеки стандартных технологических операций, применимых к текущему состоянию объектов и текущим параметрам распределительной сети.

| | | | | | | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|--------------------------------|--|--|--|--|------|
| | | | | | | | | | | Лист |
| | | | | | | | | | | 76 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР | | | | | |

Особенности РЗиА:

- использует продвинутые защиты, обладающие повышенной чувствительностью к целевым видам аварии и нечувствительностью к паразитным режимам:
- УДЗ (умная дистанционная защита);
- ЗПП (защита от потери питания);
- ЧЗЗЗ (чувствительная защита от замыканий на землю);
- не требует индивидуальных настроек;
- обеспечивают автоматическую локализацию повреждённого участка в смешанной сети.

Данное программное обеспечение (ПО) позволяет использовать очень обширный комплекс защиты и автоматики, на рисунке 8.3 представлен перечень РЗиА

| ФУНКЦИИ ЗАЩИТ | | | |
|---|----|----|----|
| Функции | ОТ | СВ | ВВ |
| Ненаправленная МТЗ-1 (токовая отсечка) | • | • | • |
| Направленная МТЗ-1 (токовая отсечка) | | | |
| Ненаправленная МТЗ-2 | • | • | • |
| МТЗ-2 с пуском по напряжению | • | • | • |
| Направленная МТЗ-2 | | | |
| УМТЗ-2 | • | • | • |
| Ненаправленная МТЗ-2 (защита от перегрузки) с независимой временной характеристикой | • | • | • |
| Направленная МТЗ-2 (защита от перегрузки) с независимой временной характеристикой | | | |
| МТЗ с время-токовыми характеристиками срабатывания | • | • | • |
| МТЗ с интегрально-зависимой характеристикой срабатывания | | | • |
| Ненаправленная токовая ЗЗ | • | • | • |
| Токовая ЗЗ с пуском по напряжению $3U_0$ | • | • | • |
| Направленная токовая ЗЗ | | | |
| ЗЗ по напряжению $3U_0$ | | | |
| ЗНФ | • | | |
| ЗМТ | • | | |
| ЗПТ | • | | |
| ЗМН | | | |
| ЗПН | | | |
| ЛЗШ | • | • | • |

Рисунок 8.3 – Функции защит РЗиА

На рисунке 8.4 показана «эволюция» коммутационных аппаратов (выключателей) от старого громоздкого масляного выключателя 35 кВ до современного вакуумного выключателя 35 кВ со встроенными трансформаторами тока и напряжения, управляемого современным программным обеспечением (ПО), реализуемым в цифровом Сакском РЭС.

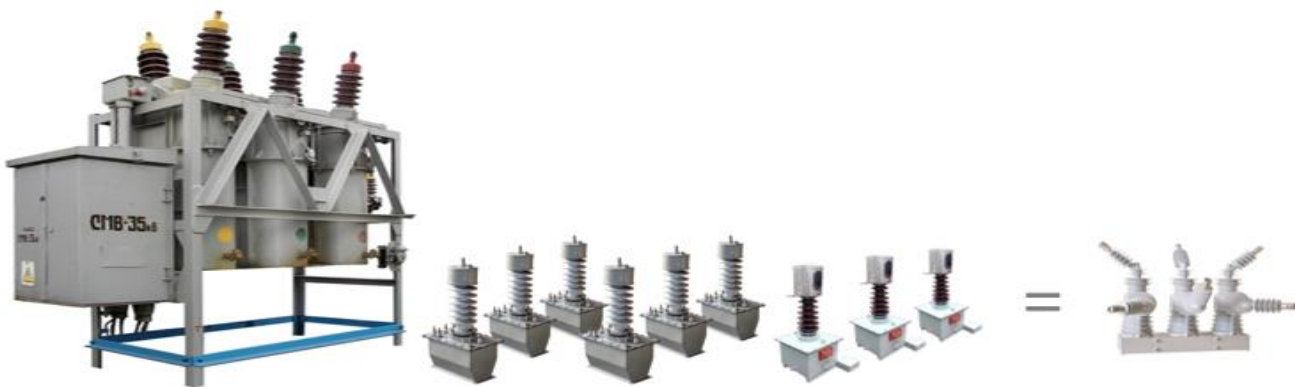


Рисунок 8.3 – Результат технического прогресса в области физических компонентов

8.4 Автокластерная распределительная сеть

На рисунке 8.4 приведена концепция автокластерной распределительной сети.

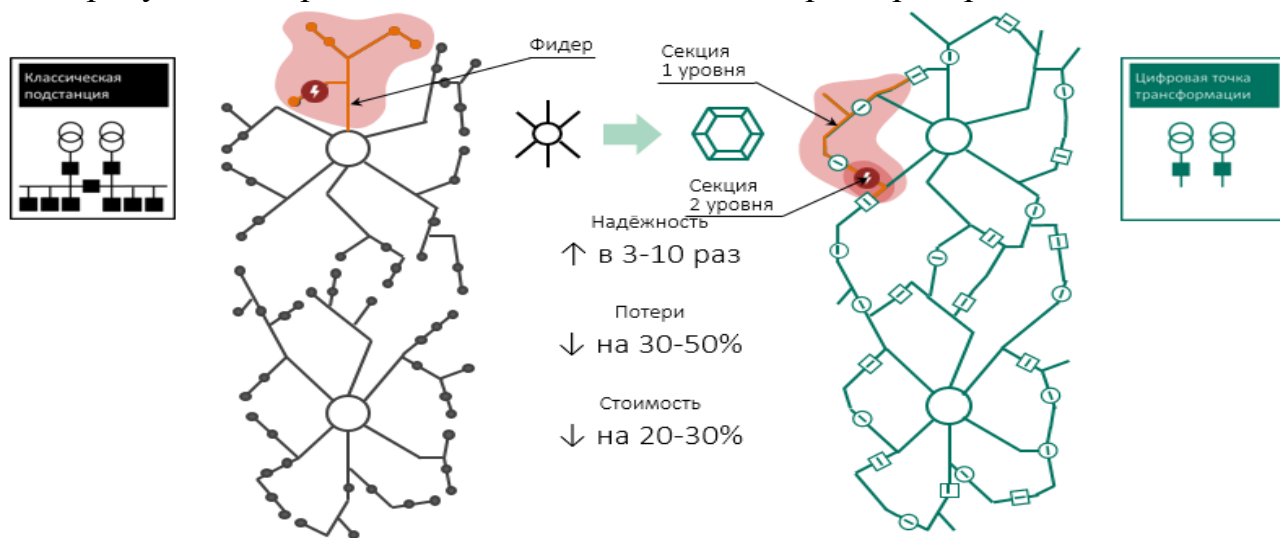


Рис.8.4 – Концепция автокластерной распределительной сети

Секция второго уровня — часть сети, расположенная между делительными коммутационными аппаратами, и не имеющая внутри себя делительных коммутационных аппаратов.

Секция первого уровня – часть сети, расположенная между выключателями, установленными в линейных ячейках или реклоузерами, и не имеющая внутри себя выключателей.

Фидер – совокупность секций первого уровня, вводным коммутационным аппаратом которых в нормальном режиме питания является выключатель, расположенный в линейной ячейке подстанции.

Кластер (фидеров) — совокупность фидеров, имеющих общие нормально-разомкнутые делительные коммутационные аппараты.

| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |

Автокластерная сеть — совокупность кластеров, большинство секций первого и второго уровня которых имеют автоматическое и неавтоматическое резервирование (соответственно).

8.4.1 Особенности автокластерной сети

Оптимизация топологии сети и расстановки делительных аппаратов с использованием комплексного моделирования в программном комплексе Geo Project;

использование выключателей с продвинутой безуставочной защитой от КЗ;

использование выключателей со сверхчувствительной ОЗЗ (однофазное замыкание на землю), позволяющей локализовать ОЗЗ в пределах секции первого уровня;

использование сверхбыстрых вакуумных выключателей с практически неограниченным ресурсом;

использование в качестве неавтоматических делительных аппаратов элегазовых выключателей нагрузки;

использование диспетчерского программного комплекса Geo SCADA.

8.5 Предложение по масштабированию МСРЭС

8.5.1 Стоимость основных активов

Совокупная стоимость активов Сакского района электрических сетей Республики Крым 11 млрд. рублей

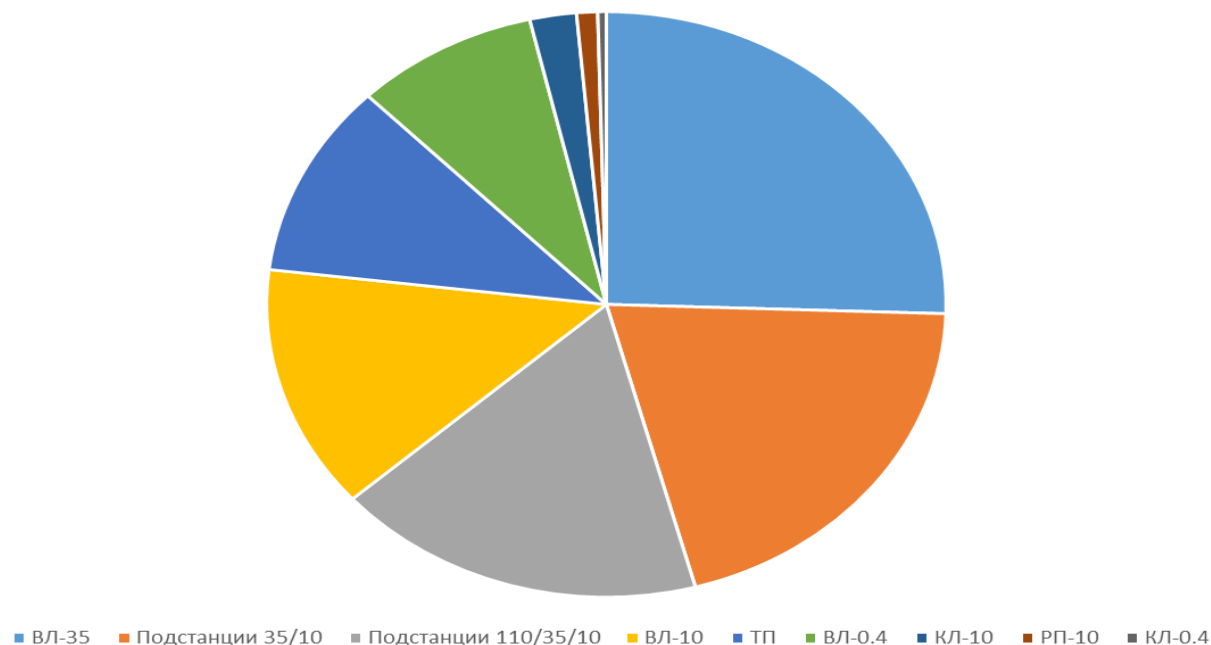


Рис. 8.3 – стоимость основных активов Подстанции 110/35/10 кВ

Возраст подстанций Сакского района к 2022 году

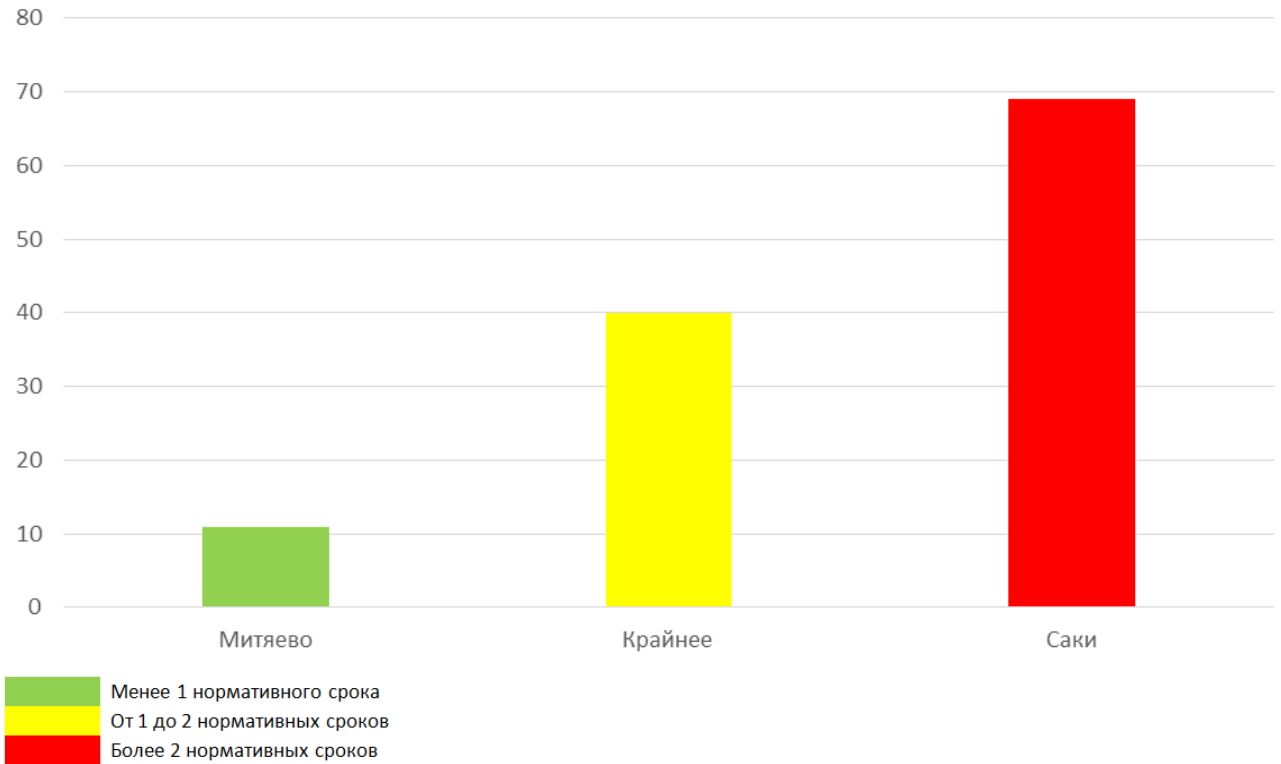


Рис. 8.4 – возраст ПС с ВН 110 кВ

Подстанции 35/10 кВ

Возраст подстанций Сакского района к 2022 году

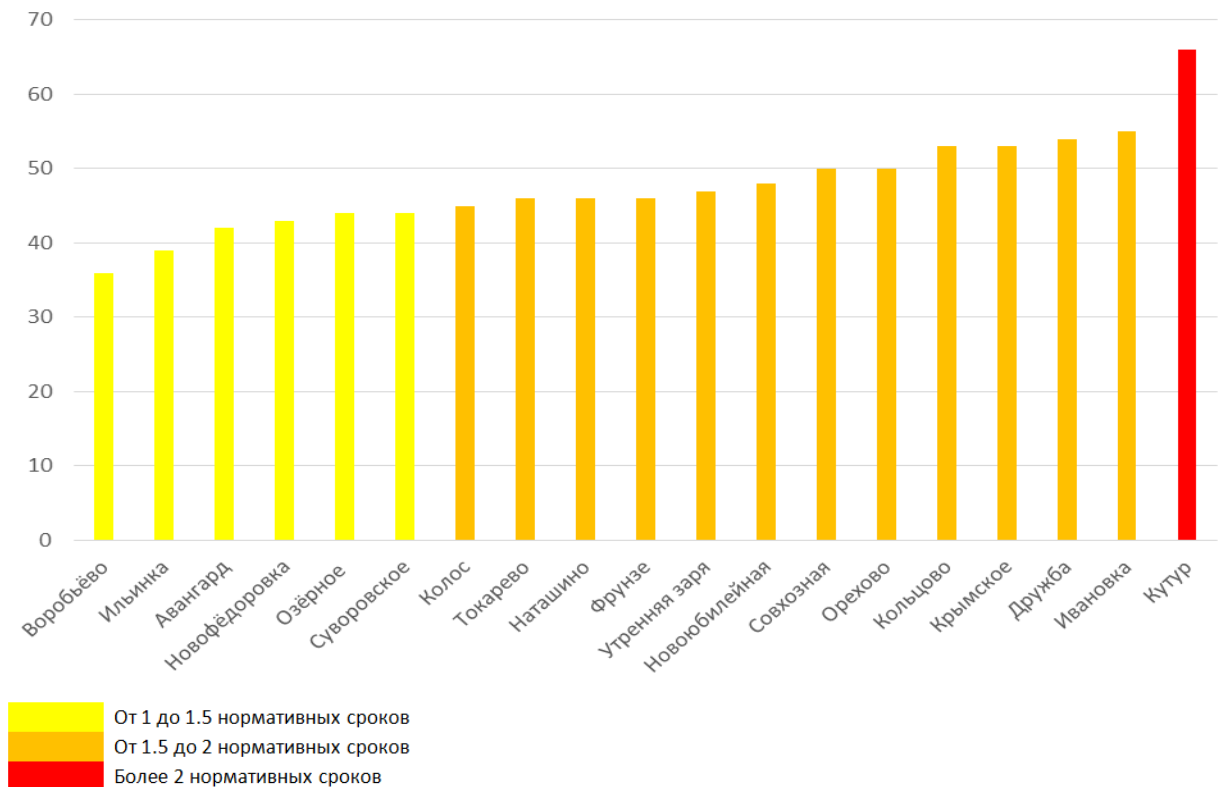


Рис.8.5 – возраст ПС с ВН 35 кВ

8.5.2 Сценарии развития Сакского РЭС

Развитие МСРЭС может пройти по двум основным сценариям – это традиционный способ или же инновационный.

Традиционный – инвестиционная программа для распределительного комплекса 0,4-35 кВ Сакского района Республики Крым на существующих технологиях

Заменить критически изношенные активы с целью предупреждения дальнейшего роста аварийности и купирования риска масштабных аварий, в частности:

- выполнить отложенные задачи по титулам «Техническое перевооружение подстанции 110кВ «Саки»» и «Техническое перевооружение ВЛ-35 «Саки» - «Новофёдоровка»;
- произвести замену других критически изношенных активов (в частности, подстанции Кутурская 35/10кВ и ~30% трансформаторных подстанций 10/0.4кВ).

Инновационный: реализации проекта в идеологии «Цифровой РЭС» (построение автокластерной сети), что должно позволит дополнительно:

- Снизить консолидированные потери в сетях 0.4кВ-35кВ до 7% (с нынешних 15.5%), что является целевым параметром ПАО «Россети» к 2035 году и соответствует прямой экономии ~80 млн. руб./год
- Снизить среднее время отключения потребителей до 2.5 часов/год (с нынешних ~15), что является целевым параметром ПАО «Россети» к 2035 году
- Обеспечить доступность электроэнергии для всех потребителей Сакского района с учётом пятилетнего прогноза
- Обеспечить нормативное качество электроэнергии для всех потребителей Сакского района РК
- Снизить трудоёмкость ликвидации аварий более чем в два раза
- Обеспечить 100% наблюдаемость сети и возможность предоставления объективной информации о параметрах электроснабжения в надзорные органы
- Снизить эксплуатационные расходы более чем в 2 раза
- Полностью перейти на электронный документооборот
- Оба способа по-своему хороши и каждый из них имеет право на существование, ориентировочная стоимость у них практически одинаковая ≈ 1,6 миллиардов рублей, включая отложенные 960 миллионов рублей по инвестиционной программе Крымэнерго 2016-2021 годов.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 81 |

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

9.1 Краткая характеристика объекта

Подстанция «Диспетчерская» является снабженцем производственных объектов ДКС УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» АО «Россети Тюмень». Служит для преобразования электроэнергии напряжением 110 кВ до 10 кВ, и распределения ее по потребителям АО «Россети Тюмень» посредством воздушных и кабельных линий электропередач.

Конструктивно «Диспетчерская» выполнена отдельно стоящей и имеет два распределительных устройства: ОРУ 110 кВ – открытое распределительное устройство и ЗРУ 10 кВ – закрытое распределительное устройство.

Основным электрооборудованием подстанции являются два силовых трансформатора ТРДН номинальной мощностью по 40 МВА.

9.2 Характеристика подстанции, как источник потенциальных опасностей для людей

На любом производственном объекте, где существует действующее оборудование, не исключается возможность наличия вредных и опасных факторов, действующих, в первую очередь, на здоровье людей, а также на окружающую среду.

Чтобы исключить максимальное действие этих факторов на подстанции применяются специальные меры по их предотвращению.

На подстанции присутствуют опасные и вредные факторы такие как: шум, вибрация, освещенность, влажность воздуха, тепловыделение, излучение, загрязненность атмосферы.

Отрицательное действие на человека оказывают электрические поля, источником которых на подстанции является ОРУ-110 кВ (трансформаторы, линии и другая коммутационная аппаратура, находящаяся под высоким напряжением). Интенсивное электромагнитное поле промышленной частоты вызывает у работающих ухудшение функционального состояния центральной нервной системы, сердечно-сосудистой системы и периферической крови. Общие требования к электрическим полям изложены в СанПиН 2.2.4.1191.03 [18].

Важным условием хорошей продуктивной работы является правильно выбранное освещение. При плохом освещении человек быстро устает, работает медленнее, возникает опасность ошибочных действий. Плохое освещение может привести к профессиональным заболеваниям. Освещение регламентируется СНиП – 23-05-95 [19]

Шум и вибрация ухудшают условия труда, оказывая вредное воздействие на организм человека. При длительном воздействии шума на организм происходят нежелательные последствия, снижается внимание. Источниками шума и вибрации являются: производственное оборудование, энергетическое оборудование, венти-

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 82 |

ляторные установки, трансформаторные подстанции. ГОСТ 12.1.003-89 [20] устанавливает нормы шума на рабочих местах.

Защита от шума производится в соответствии с ГОСТ 12.1.029-80 [21]. Для снижения шума применяются следующие пути: акустическая обработка помещений, уменьшение шума по пути его распространения.

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны, влажность оказывают вредное воздействие на организм человека, вызывают снижение его работоспособности и увеличение числа случаев травматизма и профессиональных заболеваний. Основными источниками теплоты, влаги и различных веществ, ухудшающих состояние воздушной среды, являются разнообразные технологические процессы. В соответствии с ГОСТ 12.1.005 – 88 [22] устанавливаются оптимальные и допустимые метеорологические условия для рабочей зоны помещения. Для категории 1 (легкие работы), к которой относится рабочее место обслуживающего персонала подстанции установлены следующие параметры:

- температура воздуха 19 - 25 °С,
- относительная влажность не более 75%,
- скорость движения воздуха не более 0,2 м/с.

9.3 Требования безопасности к компоновке ОРУ 110/10 кВ

Безопасность, надежность, технико-экономическую эффективность и удобство эксплуатации отдельных объектов подстанции определяют их конструктивные и компоновочные решения. Местоположение подстанции выбирается с учетом требований ПУЭ [3], расположения ЦЭН и розы ветров района.

В соответствии с электрической схемой на подстанции предусматривается ОРУ 110 кВ, а также ЗРУ 10 кВ, оборудование которой размещено в отдельном здании. В соответствии с СТО 56947007-29.240.10.028-2009 п. 18.1. [23] ограда территории ПС напряжением 110 кВ выполнена высотой не менее 2,4 м. Ограда сплошная (из ж/б конструкций), по верху ограды установлен козырек из 3-х нитей колючей проволоки с наклоном во внутрь территории ПС.

В соответствие с СТО 56947007-29.240.10.028-2009 п.18.2 ограждение территории ПС имеет сплошные металлические ворота и калитки, конструкция которых не позволяет свободно преодолевать их. Ворота и калитки закрываются на внутренний замок.

По территории подстанции ПС «Диспетчерская» обеспечивается проезд для автомобильного транспорта, передвижных монтажно-ремонтных механизмов и передвижных лабораторий. Дорога представляет собой асфальтную поверхность. Для транспортировки предусмотрена железная дорога. На рисунке 9.1 представлен план подстанции (вид сверху) «Диспетчерская».

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 83 |

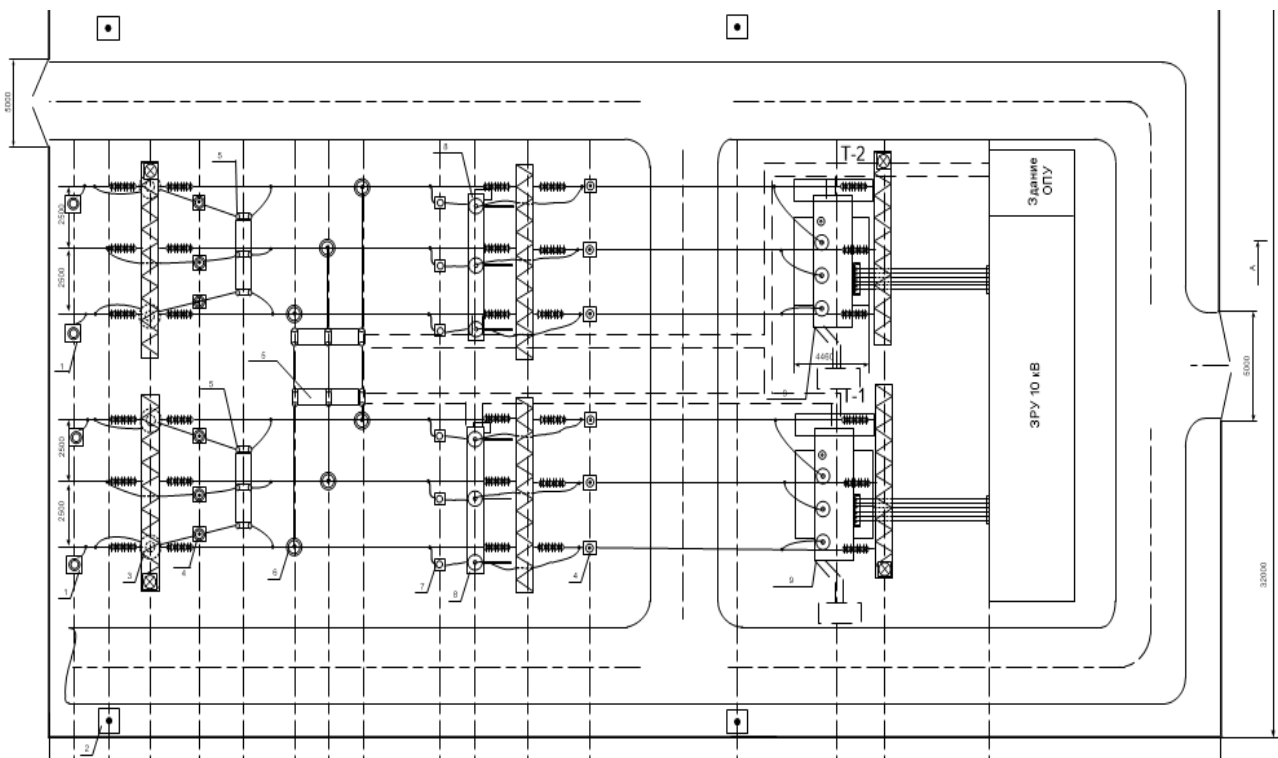


Рисунок 9.1 – План подстанции «Диспетчерская»

Для обеспечения безопасности работ на ОРУ 110 кВ устанавливаются комбинированные выключатели-разъединители LTB DCB 145, производства АВВ.

Арматура изоляторов ОРУ и шин подстанций окрашена в желтый, зеленый и красный цвета (соответственно фазам А, В, и С). Все кабели подстанции в местах присоединения имеют таблички с адресом, маркой и сечением.

9.4 Электробезопасность и средства защиты от поражения электрическим током.

Основная опасность при обслуживании РУ подстанции является опасность поражения электрическим током. Источником опасности являются открытые токоведущие части и токоведущие части с изоляцией, которая может оказаться по каким-либо причинам нарушенной

Согласно СО 153-34.03.603-2003 [24] при работе в электроустановках подстанции используются:

- средства защиты от поражения электрическим током (электрозащитные средства);
- средства индивидуальной защиты (средства защиты головы, глаз и лица, рук, органов дыхания, от падения с высоты, одежда специальная защитная).

Персонал, проводящий работы в электроустановках, обеспечен всеми необходимыми средствами защиты, обучен правилам применения и пользуется ими для обеспечения безопасности работ.

В подразделениях предприятий и организаций ведется журнал учёта и содержания средств защиты.

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
| | | | | |

П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР

Лист

84

В таблице 9.2 приведены нормы комплектования средствами защиты подстанции «Диспетчерская».

Таблица 9.2 – Нормы комплектования средствами защиты п/ст. «Диспетчерская»

| № | Средство защиты | Количество |
|-----|-------------------------------|-------------|
| 1 | Указатель напряжения | |
| 1.1 | 110 кВ | 2 шт. |
| 1.2 | 6 кВ | 2 шт. |
| 1.3 | 0,4 кВ | 2 шт. |
| 2 | Изолирующие клещи | |
| 2.2 | до 1000 В | 1 шт. |
| 3 | Электроизмерительные клещи | 2 шт. |
| 4 | Диэлектрические перчатки | 2 пары |
| 5 | Диэлектрические калоши | 2 пары |
| 6 | Слесарно-монтажный инструмент | 1 комплект |
| 7 | Переносные заземления | |
| 7.1 | 110 кВ | 2 шт. |
| 7.2 | 6 кВ | 4 шт. |
| 7.3 | 0,4 кВ | 2 шт. |
| 8 | Изолирующие накладки | 2 шт. |
| 9 | Диэлектрические ковры | 2 шт. |
| 10 | Плакаты и знаки безопасности | 3 комплекта |
| 11 | Защитные каски | 4 шт. |
| 12 | Респираторы | 2 шт. |
| 13 | Защитные очки | 2 шт. |

9.5 Молниезащита подстанций

Молниезащита подстанции осуществляется в соответствии с «Инструкцией по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций (СО-153-343.21.122-2003 [25])».

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 85 |

Устанавливаем 4 молниеотвода на порталы ОРУ-110 кВ.
Необходимым условием защищенности всей площади ОРУ является:

$$D \leq 8 \times h_a, \quad (9.1)$$

где D - диагональ четырехугольника в вершинах которого расположены молниеотводы:

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}, \quad (9.2)$$

где $a = 70$, $b = 32$ м - соответственно длина и ширина площади, занимаемой подстанцией.

$$D = \sqrt{70^2 + 32^2} = 77 \text{ м},$$

где h_a - активная высота молниеотвода.

Следовательно:

$$h_a = \frac{D}{8}, \quad (9.3)$$

$$h_a = \frac{77}{7} = 11 \text{ м}.$$

Высота молниеотводов:

$$h = h_x + h_a, \quad (9.4)$$

где $h_x = 11,5$ м - высота защиты молниеотводов.

$$h = 11.5 + 11 = 22.5 \text{ м}.$$

Зона защиты молниеотвода:

$$r_x = \frac{1,6 \times h_a}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (9.5)$$

$$r_x = \frac{1,6 \times 11}{1 + \frac{11,5}{22,5}} = 11,6 \text{ м}.$$

Ширина защищаемой зоны:

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| | | | | | | 86 |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | |

$$b_x = 4 \times r_x \times \frac{7 \times h_a - a}{14 \times h_a - a}, \quad (9.6)$$

при $a = 70$ м:

$$b_x = 4 \times 11.6 \times \frac{7 \times 11 - 70}{14 \times 11 - 70} = 3.8,$$

$$b_{1-4} = b_{2-3} = 1.9 \text{ м},$$

при $a = 32$ м:

$$b = 4 \times 11.6 \times \frac{7 \times 11 - 32}{14 \times 11 - 32} = 17,$$

$$b_{1-2} = b_{3-4} = 8.5 \text{ м}.$$

На рисунке 9.3 показана зона защиты на высоте $h_x = 11,5$ м.

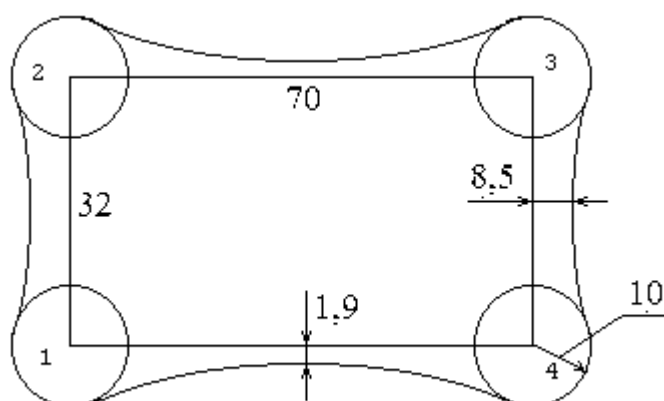


Рисунок 9.2– Зона молниезащиты на высоте $h_x = 11,5$ м.

9.6 Пожарная безопасность

Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием в применяемом электрооборудовании горючих изоляционных материалов. Горючей является изоляция обмоток электрических машин, трансформаторов, различных электромагнитных устройств (контакты, реле, измерительные приборы), проводов и кабелей. Наибольшую пожарную опасность представляют маслонеполненные аппараты – трансформаторы, баковые выключатели, кабели с бумажной изоляцией, питающей маслоканифолевым составом.

Ответственным за пожарную безопасность на ПС является мастер.

В его обязанности входит:

- систематическая проверка наличия и состояния первичных средств пожаротушения;

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 87 |

- обеспечение соответствия зданий, сооружений, помещений, оборудования и кабельного хозяйства требованиям пожарной безопасности;
- разработка оперативных карточек пожаротушения;
- проведение контрольных противопожарных тренировок оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала не реже 1 раза в 6 месяцев;
- выполнение в установленные сроки мероприятий, повышающих противопожарную безопасность;
- обеспечить исправность и нормальную работу технологического оборудования ПС в соответствии с техническими требованиями и немедленное принятие мер по устранению неисправностей или нарушений, которые могут привести к пожару или загоранию;
- обеспечить контроль за выполнением требований пожарной безопасности при проведении ремонтных работ, установить режим уборки рабочих мест и помещений, а также отключение электросети после окончания работы.

Помещение главного щита управления (ГЩУ) относится к категории В по пожарной опасности. Для помещения ГЩУ предусмотрены следующие средства пожаротушения: 2 углекислотных огнетушителя ОУ-8, 1 пенный огнетушитель ОХП-10, ящик с песком объемом 1 куб. метр и лопата, войлок 2×2 м (по ГОСТ-12.4.009-83). Все комнаты оборудованы системой пожарной сигнализации согласно СНиП 21-01-97 [26].

9.7 Экологичность проекта

От персонала подстанции требуется правильная утилизация расходуемых в процессе работы материалов (трансформаторного масла и других жидкостей, используемых как изоляция электрооборудования, кислоты из аккумуляторных батарей и прочего). При эксплуатации аккумуляторы не должны выделять в воздух рабочей зоны в концентрациях превышающих предельно допустимых нормы по ГОСТ 12.1.005.88. Отработавшие свой срок службы аккумуляторы подлежат вторичной переработке, отходы переработки утилизируются согласно (СанПиН 2.1.7.1322 – 03 [27]). Отходы производства и потребления должны утилизироваться согласно (СанПиН 2.1.7.1322 – 03.).

Проектируемая подстанция является экологически безопасным объектом по следующим причинам:

- отсутствие вредных выбросов в окружающую среду;
- не требуется защита от шума, так как подстанция находится в промышленной зоне и нет поблизости жилой застройки;
- использованное трансформаторное масло собирается, исключая его попадание в сточные воды и на почву, и отправляется на дальнейшую переработку;
- невозможно затопление подстанции при половодье рек, из-за далекого расположения от них.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 88 |

9.8 Назначение и расчет заземляющих устройств

Защитное заземление служит для защиты людей от поражения электрическим током при прикосновении персонала к проводящим частям. Для выполнения рабочего, защитного и грозозащитного заземления подстанции используют одно заземляющее устройство.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя, расположенного в земле, и проводника, соединяющего заземляемый элемент установки с заземлителем. Заземлитель может состоять из одного или нескольких вертикальных или горизонтальных электродов и характеризуется сопротивлением, которое окружающая земля оказывает стекающему току. Сопротивление заземлителя определяется отношением потенциала заземлителя к стекающему к нему току.

Исходные данные для расчета:

а) Территория подстанции занимает площадь $S = 2240 \text{ м}^2$ ($A=70 \text{ м}$; $B=32 \text{ м}$);

б) В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух отходящих от подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета $l = 250 \text{ м}$; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50 \text{ мм}^2$; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{\text{оп}} = 12 \text{ Ом}$ для 110 кВ; число опор с тросом на каждой линии больше 20; данные измерений сопротивления системы трос – опоры отсутствуют;

в) Искусственный заземлитель предполагается выполнить из горизонтальных полосовых электродов сечением $4 \times 40 \text{ мм}$ и вертикальных стержневых электродов длиной $I_B = 5 \text{ м}$, диаметром $d = 12 \text{ мм}$; глубина заложения электродов в землю $t = 0,8 \text{ м}$;

г) Расчетные удельные сопротивления верхнего и нижнего слоев земли $\rho_1 = 230 \text{ Ом} \cdot \text{м}$, $\rho_2 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}$; мощность верхнего слоя земли $h_1 = 2,8 \text{ м}$;

Расчет контурного заземляющего устройства.

Сопротивление заземлителя растеканию тока R_e , согласно требованиям ПУЭ должно быть не более $0,5 \text{ Ом}$.

1) Сопротивление естественного заземлителя для двух линий R_e определяем по формуле:

$$R_e = \frac{1}{4} \sqrt{r_{\text{оп}} \frac{0,15l}{sn_T}} = \frac{1}{4} \sqrt{12 \frac{0,15 \cdot 250}{50 \cdot 2}} = 0,75 \text{ Ом}.$$

2) Периметр подстанции:

$$L_T = 2 \cdot A + 2 \cdot B = 2 \cdot 70 + 2 \cdot 32 = 204 \text{ м}.$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 89 |

Количество 20 шт.

Составляем расчетную модель заземлителя в виде квадратной сетки площадью $S = 2240 \text{ м}^2$. Длина одной стороны ее будет $\sqrt{S} = 47,3 \text{ м}$.

Количество ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2\sqrt{S}} - 1 = \frac{204}{2 \cdot 47,3} - 1 = 1,16.$$

Принимаем $m = 1$.

3) Уточняем суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_{\Gamma} = 2(m + 1)\sqrt{S} = 2(1 + 1) 47,3 = 189,2 \text{ м}.$$

4) Длина стороны ячейки:

$$b = \sqrt{S}/m = 47,3/1 = 47,3 \text{ м}.$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = 4\sqrt{S} = 4 \cdot 47,3/20 = 2,4 \text{ м}.$$

Суммарная длина вертикальных электродов:

$$L_{\text{В}} = n l_{\text{В}} = 20 \cdot 5 = 100 \text{ м}.$$

Относительная глубина погружения в землю вертикальных электродов:

$$t_{\text{отн}} = (l_{\text{В}} + t_{\text{В}})\sqrt{S} = (5 + 0,8) / 47,3 = 0,12.$$

Относительная длина:

$$l_{\text{отн}} = (h_1 - t_{\text{В}}) / l_{\text{В}} = (2,8 - 0,8) / 5 = 0,4.$$

5) Расчетное эквивалентное удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{Э}}$ определяем:

$$\frac{\rho_1}{\rho_2} = 230/80 = 2,87.$$

Поскольку при $1 \leq \rho_1/\rho_2 \leq 10$ значение k находим:

$$k = 0,43 \left(l_{\text{отн}} + 0,277 \ln \frac{a\sqrt{2}}{l_{\text{В}}} \right) = 0,43 \left(0,4 + 0,277 \left(\ln \frac{2,4\sqrt{2}}{5} \right) \right) = 0,129,$$

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>П-4 71.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 90 |

теперь определяем $\rho_э$:

$$\rho_э = \rho_2 \left(\frac{\rho_1}{\rho_2} \right)^k = 80 \left(\frac{230}{80} \right)^{0,129} = 80 \cdot 2,87^{0,129} = 92P.$$

Находим значение P:

$$\ln P = 0,129 \ln 2,87 = 0,14;$$

$$P = 1,96.$$

Следовательно, $\rho_э = 80 \cdot 1,96 = 156,8$ Ом·м.

Вычисляем расчетное сопротивление R рассматриваемого искусственного заземлителя. Предварительно находим коэффициент A, поскольку

$$0 \leq t_{отн} \leq 0,1,$$

$$A = 0,444 - 0,84 t_{отн} = 0,444 - 0,84 \cdot 0,12 = 0,3432;$$

тогда:

$$R_{И} = A \frac{\rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_{Г} + L_{В}} = 0,3432 \cdot \frac{156,8}{47,3} + \frac{156,8}{204 + 100} = 1,65 \text{ Ом.}$$

б) Общее сопротивление заземлителя подстанции (с учетом сопротивления естественного заземлителя):

$$R_з = R_{И} R_e / (R_{И} + R_e) = 1,65 \cdot 0,75 / (1,65 + 0,75) = 0,5 \text{ Ом.}$$

7) Определяем потенциал заземляющего устройства в аварийный период:

$$\varphi_{зу} = I_з R_з = 9,801 \cdot 0,5 = 4,9 \text{ кВ.}$$

Этот потенциал допустим, так как он меньше 10 кВ.

Таким образом, искусственный заземлитель подстанции должен быть выполнен из горизонтальных пересекающихся полосовых электродов сечением 4x40 мм общей длиной не менее 189,2 м и вертикальных стержневых в количестве не менее 20 шт. диаметром 12 мм, длиной по 5 м, размещенных по периметру заземлителя по возможности равномерно, т.е. на одинаковом расстоянии один от другого; глубина погружения электродов в землю 0,8 м.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 91 |

9.9 Освещение на ОРУ

На подстанции предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Аварийное освещение выполнено от шин оперативного постоянного тока аккумуляторной батареи. Территория подстанции освещается прожекторами, питающимися от сети переменного тока напряжением 220 В.

Ремонтное освещение, осуществляется от переносных светильников с лампами накаливания на напряжение 12 В.

Для электрического освещения должны применяться газоразрядные лампы (люминесцентные, ртутные высокого давления с исправленной цветностью типов ДРЛ, ДРИ, натриевые, ксеноновые) и лампы накаливания. На подстанции «Диспетчерская» используются лампы типа ДРЛ и кварцево-галогенные.

Выбор мощности и количества прожекторов освещения ОРУ производится соответствии с нормами, установленными в ПУЭ.

Суммарный световой поток:

$$F = E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot K_n = 5 \cdot 2240 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 25200 \text{ лм}, \quad (9.7)$$

где $E_n = 5$ лк - нормируемая наименьшая освещенность, для ОРУ;

$K_3 = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$K_n = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещаемой площади;

$S = 2240 \text{ м}^2$ - площадь ОРУ, $S = 70 \times 32 = 2240 \text{ м}^2$.

Выбираем для освещения ОРУ прожекторы ПКН с галогеновыми лампами 1000 Вт.

Найдем необходимое количество прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{F}{F_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{пр}}}, \quad (9.8)$$

$$N = \frac{25200}{22000 \cdot 0,65} = 2,$$

где $\eta_{\text{пр}} = 0,65$ - КПД светового потока;

$F_{\text{л}} = 22000$ лм - световой поток лампы прожектора.

Определим высоту установки прожектора:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{B}} = \sqrt{\frac{52000}{350}} = 12 \text{ м}, \quad (9.9)$$

где $I_{\text{max}} = 52000$ - максимальная сила света прожектора, кд;

B - ширина освещаемой площади, м.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 92 |

10 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

Сетевое планирование и управление (СПУ) предназначено для управления комплексом взаимосвязанных работ, требующих четкой координации действий многих исполнителей.

Целью СПУ является оптимизация плана выполнения работ.

Методы сетевого проектирования и управления позволяют избежать дублирования, выбрать прототип, выявить и использовать максимум имеющихся прогрессивных технических решений, комплексно учесть и сократить затраты (разработка, изготовление, эксплуатация, утилизация), ускорить процесс создания приборов в рыночных условиях.

В экономической части проекта необходимо составить и рассчитать сетевой график (СГ) работ по выполнению реконструкции подстанции «Диспетчерская» [29].

Перечень работ:

- 1) Получение и анализ задания на разработку существующей сети;
- 2) Подбор литературы;
- 3) Анализ литературы;
- 4) Подбор и анализ технической документации;
- 5) Составление СГ;
- 6) Проект подстанции «Диспетчерская»;
- 7) Выявление и анализ аналогов подобных подстанций;
- 8) Определение мощности потребителей;
- 9) Выбор трансформаторов;
- 10) Конструктивное исполнение подстанции «Диспетчерская»;
- 11) Выбор схем распределительных устройств ВН и НН;
- 12) Расчет токов короткого замыкания;
- 13) Выбор трансформаторов напряжения и тока;
- 14) Расчет токов в нормальном и послеаварийном режимах;
- 15) Мероприятия по ограничению токов короткого замыкания;
- 16) Анализ литературы по БЖД;
- 17) Расчет и выбор РЗиА;
- 18) Составление рекомендаций по результатам анализа технической документации;
- 19) Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на высоком напряжении;
- 20) Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на низком напряжении.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | 93 |

Таблица 10.1 – Расчет параметров работ

| № работы | Продолжительность, дн | | № работы | Продолжительность, дн | |
|----------|-----------------------|--------------|----------|-----------------------|--------------|
| | минимальная | максимальная | | минимальная | максимальная |
| 1 | 5 | 13 | 11 | 3 | 6 |
| 2 | 7 | 22 | 12 | 2 | 5 |
| 3 | 5 | 20 | 13 | 2 | 4 |
| 4 | 8 | 18 | 14 | 2 | 5 |
| 5 | 10 | 20 | 15 | 5 | 10 |
| 6 | 4 | 8 | 16 | 9 | 18 |
| 7 | 12 | 22 | 17 | 9 | 16 |
| 8 | 7 | 14 | 18 | 2 | 6 |
| 9 | 4 | 8 | 19 | 9 | 16 |
| 10 | 2 | 5 | 20 | 12 | 17 |

10.1 Расчет ожидаемой продолжительности выполнения работ

Ожидаемая продолжительность работы t_{ij} в СГ рассчитывается по принятой двухоценочной методике, исходя из минимальной и максимальной оценок продолжительности, задаваемых ответственным исполнителем каждой работы. При этом предполагается, что минимальная оценка соответствует наиболее благоприятным условиям работы, а максимальная – наиболее неблагоприятным.

Ожидаемая продолжительность каждой работы определяется по формуле:

$$t_{ij \text{ ож}} = 0,6 t_{ij \text{ мин}} + 0,4 t_{ij \text{ макс}} \quad (10.1)$$

Среднеквадратическое отклонение δ_{ij} продолжительности в двухоценочной методике рассчитывается по формуле:

$$\delta_{ij} = 0,2 (t_{ij \text{ макс}} - t_{ij \text{ мин}}). \quad (10.2)$$

Дисперсия определяется по формуле:

$$D_{ij} = 0,04 (t_{ij \text{ макс}} - t_{ij \text{ мин}})^2. \quad (10.3)$$

Рассчитанные значения занесем в таблицу 10.2.

Таблица 10.2 – Перечень, параметры и вероятностные характеристики работ СГ

| код | Наименование работы | Продолжительность, дн | | | Исполнители чел | | | δ_{ij} , дн | D_{ij} , д ² |
|-------|---|-----------------------|-------|------|-----------------|-----|-----|--------------------|---------------------------|
| | | мин | макс. | ожд. | рук | инж | лаб | | |
| 0-1 | Получение задания и анализ существующей сети | 5 | 13 | 8 | 1 | 1 | 0 | 1,6 | 2,56 |
| 1-2 | Подбор литературы | 7 | 22 | 13 | 0 | 2 | 0 | 3 | 9 |
| 2-5 | Анализ литературы | 5 | 20 | 11 | 0 | 2 | 1 | 3 | 9 |
| 3-4 | Подбор и анализ техдокументации | 8 | 18 | 12 | 1 | 2 | 0 | 2 | 4 |
| 1-3 | Составление СГ | 10 | 20 | 14 | 1 | 2 | 0 | 2 | 4 |
| 4-5 | Проект подстанции «Диспетчерская» | 4 | 8 | 6 | 0 | 2 | 0 | 0,8 | 0,64 |
| 4-6 | Составление рекомендаций по результатам анализа техдокументации | 12 | 22 | 16 | 1 | 2 | 1 | 2 | 4 |
| 5-7 | Выявление и анализ подобных п/ст | 7 | 14 | 10 | 1 | 1 | 0 | 1,4 | 1,96 |
| 6-7 | Анализ литературы по БЖД | 4 | 8 | 6 | 0 | 1 | 2 | 0,8 | 0,64 |
| 7-8 | Выбор схем РУ ВН и НН | 2 | 5 | 3 | 0 | 2 | 1 | 0,6 | 0,36 |
| 7-9 | Расчет токов к.з. | 3 | 6 | 4 | 1 | 1 | 0 | 0,6 | 0,36 |
| 7-10 | Выбор трансформаторов | 2 | 5 | 3 | 0 | 2 | 0 | 0,6 | 0,36 |
| 8-10 | Расчет токов в нормальном и послеаварийном режимах | 2 | 4 | 3 | 0 | 2 | 0 | 0,4 | 0,16 |
| 8-11 | Определение мощности потребителей | 2 | 5 | 3 | 1 | 1 | 1 | 0,6 | 0,36 |
| 9-10 | Мероприятия по ограничению токов к.з. | 5 | 10 | 7 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 |
| 9-12 | Расчет и выбор РЗиА | 9 | 18 | 13 | 1 | 2 | 0 | 1,8 | 3,24 |
| 11-13 | Выбор ТН и ТТ | 2 | 6 | 4 | 0 | 2 | 0 | 0,8 | 0,64 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| | | | | |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |

П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР

Лист

95

Продолжение таблицы 10.2

| | | | | | | | | | |
|-------|--|----|----|----|---|---|---|-----|------|
| 12-13 | Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на НН | 9 | 16 | 12 | 0 | 2 | 0 | 1,4 | 1,96 |
| 13-14 | Конструктивное исполнение п/ст «Диспетчерская» | 12 | 17 | 14 | 1 | 1 | 2 | 1 | 1 |
| 10-13 | Выбор коммутационных аппаратов, токоведущих частей, изоляторов, средств контроля и измерения на ВН | 9 | 16 | 12 | 1 | 2 | 0 | 1,4 | 1,96 |

10.2 Расчет параметров событий сетевого графика

Ранний срок свершения исходного (нулевого) события СГ принимается равным нулю. Ранний срок свершения данного промежуточного события рассчитывается путем сравнения сумм, состоящих из раннего срока свершения события, непосредственно предшествующего данному и длительности работы. Так как данное событие не может свершиться, пока не закончится последняя из непосредственно предшествующих ему работ, очевидно, что в качестве раннего срока свершения события принимается максимальная из сравниваемых сумм:

$$t_p(i) = \max_{L_{ni}} t(L_{ni}), \quad (10.4)$$

где L_{ni} – любой путь, предшествующий i -му событию, т.е. путь от исходного до i -го события сети.

Рассчитанный таким способом ранний срок свершения завершающего события всего СГ принимается в качестве его же позднего срока свершения. Это означает, что завершающее событие СГ никаким резервом времени не располагает.

Поздний срок свершения данного промежуточного события определяется при просмотре СГ в обратном направлении. Для этого сопоставляются разности между поздним сроком свершения события, непосредственно следующего заданным, и продолжительности работы, соединяющей соответствующее событие с данным. Так как ни одна из непосредственно следующих за данным событием работ не может начаться, пока не свершится само данное событие, очевидно, его поздний срок свершения равен минимуму из подсчитанных разностей:

$$t_n(i) = \min_{i,j} [t_n(j) - t(i,j)]. \quad (10.5)$$

Правильность расчета поздних сроков свершения событий СГ подтверждается получением нулевого позднего срока свершения исходного события.

Резерв времени образуется у тех событий, для которых поздний срок свершения больше раннего, и он равен их разности:

$$R(i) = t_n(i) - t_p(i). \quad (10.6)$$

Если же эти сроки равны, событие резервом времени не располагает и, следовательно, лежит на критическом пути.

Результаты расчета сведем в таблицу 10.3

Таблица 10.3– Параметры событий сетевого графика

| № события | Сроки свершения | | Резерв времени |
|-----------|-----------------|---------|----------------|
| | ранний | поздний | |
| 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1 | 8 | 8 | 0 |
| 2 | 21 | 35 | 14 |
| 3 | 22 | 22 | 0 |
| 4 | 34 | 34 | 0 |
| 5 | 40 | 46 | 6 |
| 6 | 50 | 50 | 0 |
| 7 | 56 | 56 | 0 |
| 8 | 59 | 70 | 11 |
| 9 | 60 | 60 | 0 |
| 10 | 67 | 73 | 6 |
| 11 | 62 | 81 | 19 |
| 12 | 73 | 73 | 0 |
| 13 | 85 | 85 | 0 |
| 14 | 99 | 99 | 0 |

Изобразим полученный сетевой график на рисунке 10.1.

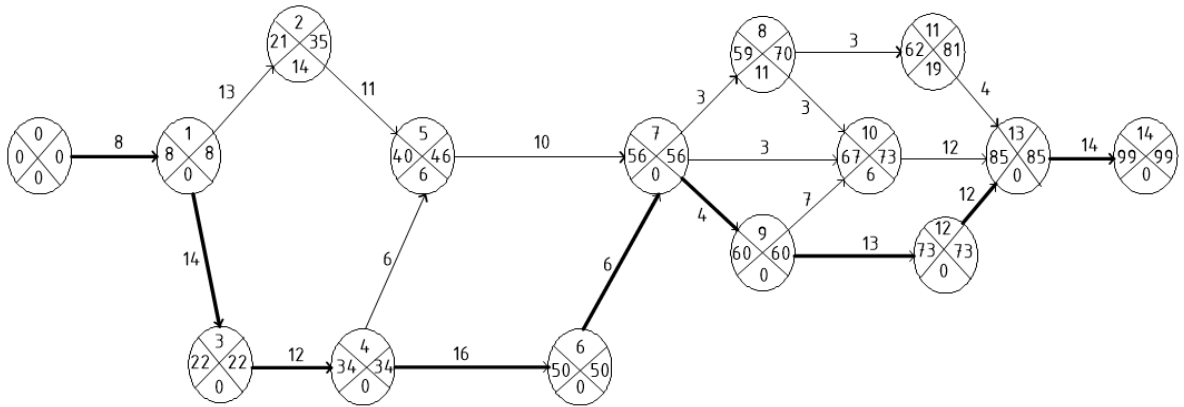


Рисунок 10.1– Сетевой график

10.3 Расчет параметров работ сетевого графика

Ранний срок начала работы совпадает с ранним сроком свершения ее начального события:

$$t_{pn}(i,j) = t_p(i). \quad (10.7)$$

Поздний срок начала работы можно получить, если из позднего срока свершения ее конечного события вычесть ее ожидаемую продолжительность:

$$t_{nn}(i,j) = t_n(j) - t(i,j). \quad (10.8)$$

Ранний срок окончания работы образуется прибавлением ее продолжительности к раннему сроку свершения ее начального события:

$$t_{po}(i,j) = t_p(i) + t(i,j). \quad (10.9)$$

Поздний срок окончания работы совпадает с поздним сроком свершения ее конечного события:

$$t_{no}(i,j) = t_n(j). \quad (10.10)$$

Для всех работ критического пути, как не имеющих резервов времени, ранний срок начала совпадает с поздним сроком начала, а ранний срок окончания с поздним сроком окончания.

Работы, не лежащие на критическом пути, обладают резервами времени.

Полный резерв времени работы образуется вычитанием из позднего срока свершения ее конечного и начального событий за вычетом ее ожидаемой продолжительности:

$$R_n(i,j) = t_n(j) - t_p(i) - t(i,j). \quad (10.11)$$

Частный резерв времени первого рода равен разности поздних сроков свершения ее конечного и начального событий за вычетом ее ожидаемой продолжительности:

$$R_1(i,j) = t_n(j) - t_n(i) - t(i,j). \quad (10.12)$$

Частный резерв времени второго рода равен разности ранних сроков свершения ее конечного и начального событий за вычетом ее ожидаемой продолжительности:

$$R_2(i,j) = t_p(j) - t_p(i) - t(i,j). \quad (10.13)$$

Свободный (независимый) резерв времени работы $R_{c_{ij}}$ образуется вычитанием из раннего срока свершения ее конечного события позднего срока свершения ее начального события и ее ожидаемой продолжительности.

Свободный резерв времени может быть отрицательным:

$$R_c(i,j) = t_p(j) - t_n(i) - t(i,j). \quad (10.14)$$

Правильность расчетов резервов времени работы можно проверить последующим соотношениям:

- сумма полного и свободного резерва работы равна сумме двух частных ее резервов;
- поздний и ранний сроки начала работы, а также поздний и ранний сроки ее окончания всегда отличаются на величину ее полного резерва.

Для работ, лежащих на критическом пути, никаких резервов времени нет и, следовательно, коэффициент напряженности $k_n(i,j)$ таких работ равен единице. Если работа не лежит на критическом пути, она располагает резервами времени и ее коэффициент напряженности меньше единицы. Его величина подсчитывается как отношение суммы продолжительностей отрезков максимального пути, проходящего через данную работу, не совпадающих с критическим путем $t_{\max}(i,j)$ к сумме продолжительностей отрезков критического пути, не совпадающих с максимальным путем, проходящим через эту работу $t_{кр}(i,j)$.

В зависимости от коэффициента напряженности все работы попадают в одну из трех зон напряженности:

- 1) критическую, $k_n(i,j) > 0,8$;
- 2) промежуточную, $0,5 \leq k_n(i,j) \leq 0,8$;
- 3) резервную, $k_n(i,j) < 0,5$;

Результаты расчетов сведем в таблицу 10.4.

Таблица 10.4 – Параметры работ сетевого графика в днях

| Код работы | Ожидаемая продолжительность (дн.) | Сроки начала | | Сроки окончания | | Резервы времени | | | | Кн |
|------------|-----------------------------------|--------------|---------|-----------------|---------|-----------------|----------------|----------------|-----------|------|
| | | ранний | поздний | ранний | поздний | полный | частный 1 рола | частный 2 рола | свободный | |
| 0-1 | 8 | 0 | 0 | 8 | 8 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 1-2 | 13 | 8 | 22 | 21 | 35 | 14 | 0 | 0 | -14 | 0,69 |
| 2-5 | 11 | 21 | 35 | 32 | 46 | 14 | 0 | 0 | -14 | 0,69 |
| 3-4 | 12 | 22 | 22 | 34 | 34 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 1-3 | 14 | 8 | 8 | 22 | 22 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 4-5 | 6 | 34 | 40 | 40 | 46 | 6 | 0 | 0 | -6 | 0,87 |
| 4-6 | 16 | 34 | 34 | 50 | 50 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 5-7 | 10 | 40 | 46 | 50 | 56 | 6 | 0 | 0 | -6 | 0,87 |
| 6-7 | 6 | 50 | 50 | 56 | 56 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 7-8 | 3 | 56 | 67 | 59 | 70 | 11 | 0 | 0 | -11 | 0,62 |
| 7-9 | 4 | 56 | 56 | 60 | 60 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 7-10 | 3 | 56 | 70 | 59 | 73 | 14 | 0 | 0 | -14 | 0,52 |
| 8-10 | 3 | 59 | 70 | 62 | 73 | 11 | 0 | 0 | -11 | 0,62 |
| 8-11 | 3 | 59 | 78 | 62 | 81 | 19 | 0 | 0 | -19 | 0,34 |
| 9-10 | 7 | 60 | 66 | 67 | 73 | 6 | 0 | 0 | -6 | 0,79 |
| 9-12 | 13 | 60 | 60 | 73 | 73 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 10-13 | 12 | 67 | 73 | 79 | 85 | 6 | 0 | 0 | -6 | 0,52 |
| 11-13 | 4 | 62 | 81 | 66 | 85 | 19 | 0 | 0 | -19 | 0,34 |
| 12-13 | 12 | 73 | 73 | 85 | 85 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |
| 13-14 | 14 | 85 | 85 | 99 | 99 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 |

10.4 Расчет трудоемкости работ

Для упрощения расчетов трудоемкости работы T_{ij} удобно ввести понятие приведенной к инженерной (ИНЖ) численности работающих $Ч_{ij}$. Для этого необходимо вначале рассчитать коэффициент перерасчета численности работающих k -й категории в ИНЖ-численность. Коэффициент перерасчета равен отношению средней заработной платы работающих k -й категории к средней заработной плате инженера. Должностные оклады персонала, а также коэффициенты перерасчета численности работающих k -й категории в численность инженеров приведены в таблице 10.5.

Таблица 10.5 – Должностные оклады персонала

| Категория персонала | Месячный должностной оклад, руб/мес | Коэффициент перерасчета |
|---------------------|-------------------------------------|-------------------------|
| Руководитель | 50000 | 1,7 |
| Инженер | 30000 | 1,0 |
| Электромонтажник | 20000 | 0,7 |

Найдя приведенную численность $Ч_{ij}$, определяем приведенную к ИНЖ-дням трудоемкость работы T_{ij} умножением приведенной численности на ожидаемую продолжительность t_{ij} .

Результаты расчетов сведены в таблице 10.7.

10.5 Расчет сметной стоимости работ

Сметную стоимость работы подсчитываем как произведение приведенной стоимости в ИНЖ-днях и средней стоимости одного ИНЖ-дня. Стоимость одного ИНЖ-дня складывается из затрат, представленных в таблице 10.6.

Среднедневная заработная плата одного инженера рассчитывается делением среднемесячной заработной платы одного инженера (основной и дополнительной) на среднее число рабочих дней в месяце.

Таблица 10.6 – Статьи затрат на проведение НИР, в руб

| Наименование | Соотношение затрат | Сумма, руб |
|--|--------------------------|------------|
| Основная заработная плата, $Z_{осн}$ | Прямой расчет | 30000 |
| Дополнительная заработная плата, $Z_{доп}$ | $(0,10...0,12) Z_{осн}$ | 3000 |
| Отчисление на социальное страхование, $O_{соц}$ | 0,029 ФОТ | 1100,55 |
| Отчисления в пенсионный фонд, $O_{п}$ | 0,22 ФОТ | 8349 |
| Отчисления на медицинское страхование, $O_{мед}$ | 0,051 ФОТ | 1935,45 |
| Стоимость материалов, покупных изделий и полуфабрикатов, C_m | $(0,15...0,175) Z_{осн}$ | 4500 |
| Накладные расходы, H_p | $(0,45...0,85) Z_{осн}$ | 13500 |
| Командировочные расходы, K_p | $(0,15...0,20) Z_{осн}$ | 4500 |
| Контрагентские услуги сторонних организаций, K_y | $(0,20...0,50) Z_{осн}$ | 6000 |
| Стоимость оборудования и приборов, C_o | $(0,40...0,60) Z_{осн}$ | 13500 |

$$\text{ФОТ} = (Z_{осн} + Z_{доп}) \cdot 1,15, \quad (10.15)$$

где: 1,15 – тюменский коэффициент.

Среднее число рабочих дней в месяце примем равным 22. Тогда, среднедневная заработная плата одного инженера: 1500,00 руб., а среднедневные прочие затраты равны 2426,6 руб. Стоимость одного ИНЖ-дня составляет 3926,6 руб./дн.

Результаты остальных расчетов сведены в таблицу 10.7.

Таблица 10.7 – Трудоемкость и сметная стоимость работ СГ

| Код работы | Ожидаемая продолжительность, дн. | Категории персонала | | | Приведенная численность, ИНЖ | Приведенная трудоемкость, ИНЖ-дн. | Сметная стоимость работы, руб. |
|------------|----------------------------------|---------------------|-----|------|------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------|
| | | РУК | ИНЖ | ЭЛ/М | | | |
| 0,1 | 8 | 1 | 0 | 1 | 2,4 | 19,2 | 75390,72 |
| 1,2 | 13 | 0 | 0 | 2 | 1,4 | 18,2 | 71464,12 |
| 2,5 | 11 | 0 | 1 | 2 | 2,4 | 26,4 | 103662,24 |
| 3,4 | 12 | 1 | 0 | 2 | 3,1 | 37,2 | 146069,52 |
| 1,3 | 14 | 1 | 0 | 2 | 3,1 | 43,4 | 170414,44 |
| 4,5 | 6 | 0 | 0 | 2 | 1,4 | 8,4 | 32983,44 |
| 4,6 | 16 | 1 | 1 | 2 | 4,1 | 65,6 | 257584,96 |
| 5,7 | 10 | 1 | 0 | 1 | 2,4 | 24 | 94238,4 |
| 6,7 | 6 | 0 | 2 | 1 | 2,7 | 16,2 | 63610,92 |
| 7,8 | 3 | 0 | 1 | 2 | 2,4 | 7,2 | 28271,52 |
| 7,9 | 4 | 1 | 0 | 1 | 2,4 | 9,6 | 37695,36 |
| 7,10 | 3 | 0 | 0 | 2 | 1,4 | 4,2 | 16491,72 |
| 8,10 | 3 | 0 | 0 | 2 | 1,4 | 4,2 | 16491,72 |
| 8,11 | 3 | 1 | 1 | 1 | 3,4 | 10,2 | 40051,32 |
| 9,10 | 7 | 1 | 0 | 1 | 2,4 | 16,8 | 65966,88 |
| 9,12 | 13 | 1 | 0 | 2 | 3,1 | 40,3 | 158241,98 |
| 10,13 | 12 | 1 | 0 | 2 | 3,1 | 37,2 | 146069,52 |
| 11,13 | 4 | 0 | 0 | 2 | 1,4 | 5,6 | 21988,96 |
| 12,13 | 12 | 0 | 0 | 2 | 1,4 | 16,8 | 65966,88 |
| 13,14 | 14 | 1 | 2 | 1 | 4,4 | 61,6 | 241878,56 |
| Итого | 174 | 11 | 8 | 33 | 49,8 | 472,3 | 1854533,18 |

Строительно-монтажные работы составляют 15 % [30] от суммарной стоимости оборудования, пуско-наладочные работы составляют 5% [31] от суммарной стоимости оборудования. Смета капиталовложений приведена в таблице 10.8.

Таблица 10.8 – Сметы капитальных вложений на сооружение подстанции

| Наименование | Кол-во | Стоимость за шт., тыс. руб. | Полная стоимость, тыс. руб. |
|------------------------------|----------|-----------------------------|-----------------------------|
| Силовой трансформатор 110 кВ | 2 шт | 20000 | 40000 |
| ОРУ-110 кВ | 5 ячеек | 4500 | 22500 |
| ТТ-110 кВ | 1 шт. | 2500 | 2500 |
| КРУ-10,5 кВ | 36 ячеек | 400 | 14400 |
| ТН-10 кВ, ТСН | 6шт | 150 | 900 |
| АС-185/29, токопровод | 20;1шт | 850;4000 | 21000 |
| ДГК+трансформатор | 4шт | 1000 | 4000 |
| Терминалы РЗиА на ВН | 6шт | 1500 | 9000 |
| Терминалы РЗиА на НН | 20шт | 600 | 12000 |
| Итого: | | | 126300 |
| Строительно-монтажные работы | - | - | 18945 |
| Пуско-наладочные работы | - | - | 6315 |
| Проектные работы | - | - | 1543 |
| Итого: | | | 153103 |

Объем эксплуатационных работ и текущего ремонта подстанции определяется на основании данных показателей в зависимости от объема работы в условных единицах [28]. Затраты на прочие работы вычисляются на основании стоимости единицы работы по объектам и объема всех работ в условных единицах по этим объектам.

Таблица 10.9 – Объем эксплуатационных работ и текущего ремонта

| Наименование | Ед. изм. | Стоимость ед. раб, тыс. руб. | Периодичность, в годах | Кол-во ед. | Σ стоимость работ (в год), тыс.руб. |
|--|----------|------------------------------|------------------------|------------|-------------------------------------|
| Испытание силовых трансформаторов 110 кВ | шт. | 42,1 | 4 | 2 | 21,05 |
| Испытание измерительных тр-ров 110 кВ | шт. | 19,6 | 4 | 2 | 9,8 |
| Испытание измерительных тр-ров 10кВ | шт. | 4,9 | 4 | 4 | 4,9 |
| Испытание разрядника 110 кВ | шт. | 13,8 | 4 | 6 | 20,7 |

| | | | | |
|------|------|----------|---------|------|
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата |
|------|------|----------|---------|------|

П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР

Лист

103

Продолжение таблицы 10.9

| | | | | | |
|---|----------|------|---|----|----------------|
| Отбор проб масла | 1 про-ба | 8,1 | 1 | 2 | 16,2 |
| Прочие эксплуатационные работы | - | - | - | - | 42,68 |
| Текущий ремонт тра 110 кВ | шт. | 675 | 8 | 2 | 168,75 |
| Текущий ремонт выключателя 110 кВ | шт. | 275 | 8 | 5 | 171,9 |
| Текущий ремонт выключателя 10 кВ | шт. | 175 | 8 | 40 | 875 |
| Текущий ремонт ячейки ОРУ 110 кВ | ячейка | 85 | 8 | 5 | 53,13 |
| Текущий ремонт ячейки ЗРУ 10 кВ | ячейка | 130 | 8 | 46 | 747,5 |
| Окраска силового трансформатора | шт. | 59,6 | 8 | 2 | 14,9 |
| Прочие работы по текущему ремонту ОРУ 110 кВ | п/ст | - | - | - | 550 |
| Прочие работы по текущему ремонту ЗРУ 10,5 кВ | п/ст | - | - | - | 275 |
| Итого по подстанции: | | | | | 2971,51 |

10.6 Расчет потерь мощности через трансформаторы

На подстанции «Диспетчерская» установлены следующие трансформаторы: ТРДН – 40000/110/10 – два трансформатора.

Время наибольшего числа использования нагрузки $T_{НБ} = 6000$ ч.

Время наибольших потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{НБ}}{10000}\right)^2 = \left(0,124 + \frac{6000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч.}$$

Мощность, проходящая через 2хТРДН – 40000/110/10:

$$S = 34 + j16 \text{ МВА}$$

Выпишем паспортные данные трансформатора в таблицу 10.10.

| | | | | | |
|------|------|----------|---------|------|------|
| | | | | | Лист |
| | | | | | 104 |
| Изм. | Лист | № докум. | Подпись | Дата | |

П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР

Таблица 10.10 – Паспортные данные ТРДН – 40000/110/10

| Тип тр-ра | S _{ном} , МВА | U _{ном} | | Потери, кВт | | u _к , % | ΔI _{х.х} , % | X _Т , Ом | R _Т , Ом | ΔQ _{хх} , кВар |
|------------------|------------------------|------------------|------|-------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| | | ВН | НН | ΔP _{х.х} | ΔP _{к.з} | | | | | |
| ТРДН-40/110/10,5 | 40 | 115 | 10,5 | 36 | 172 | 10,5 | 0,65 | 34,7 | 1,4 | 260 |

Потери мощности в трансформаторах с расщепленной обмоткой:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot r_T + n_T \cdot \Delta P_{хх}, \quad (10.15)$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{n_T} \cdot \frac{p_H^2 + q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot x_T + n_T \cdot \frac{I_{хх}\%}{100} \cdot S_T, \quad (10.16)$$

Потери в 2хТРДН – 40000/110/10 тогда будет:

$$\Delta P = \frac{1}{2} \cdot \frac{34^2 + 16^2}{115^2} \cdot 1,4 + 2 \cdot 0,036 = 0,15 \text{ (МВт)},$$

$$\Delta Q = \frac{1}{2} \cdot \frac{34^2 + 16^2}{115^2} \cdot 34,7 + 2 \cdot \frac{0,65}{100} \cdot 40 = 2,37 \text{ (МВар)}.$$

10.7 Определение себестоимости передачи электроэнергии

$$C = \frac{И}{W}, \quad (10.17)$$

где: C – себестоимость передачи электроэнергии;

И – издержки;

W – энергия проходящая через подстанцию;

$$W = P \cdot T_{НБ} = 34 \cdot 6000 = 204000 \text{ (МВт}\cdot\text{ч)},$$

где: P – активная мощность, проходящая через подстанцию, МВт.

$$P = I_a + I_p + I_{\Delta W} + I_y, \quad (10.18)$$

где I_а – отчисления на амортизацию;

I_р – эксплуатационные расходы и текущий ремонт;

I_{ΔW} – стоимость потерь электроэнергии;

I_у – отчисления, вызванные ущербом от недоотпуска эл. энергии.

Таблица 10.11 – Амортизационные отчисления [32]

| | |
|-------------------------------|--------|
| | % от К |
| Отчисления на амортизацию | 6,4% |
| Отчисления, вызванные ущербом | 0,75% |

Отчисления на амортизацию:

$$I_a = \alpha \cdot K, \quad (10.19)$$

$$I_a = 0,064 \cdot 153103 = 9798,6 \text{ (тыс. руб.)}.$$

Стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{\text{Дэл.ЭН}} = \Delta P \cdot \tau \cdot S, \quad (10.20)$$

где: ΔP – потеря в трансформаторах на п/ст;

S – стоимость потерь электроэнергии равной 646 коп./кВтч. [33].

$$I_{\text{Дэл.ЭН}} = 190 \cdot 4592 \cdot 6,46 = 5636,2 \text{ (тыс. руб.)}.$$

Отчисления, вызванные недоотпуском электроэнергии:

$$I_y = \beta \cdot K, \quad (10.21)$$

$$I_y = 0,0075 \cdot 153103 = 1148,2 \text{ (тыс. руб.)}.$$

Таблица 10.12 - Величина издержек

| Издержки без учета потерь мощности | Издержки с учетом потерь мощности |
|---|--|
| 9798,6 + 1148,2 + 2971,51 = 13918,31 | 9798,6 + 2971,51 + 5636,2 + 1148,2 = 19554,51 |

Таблица 10.13 - Себестоимость передачи электроэнергии через подстанцию:

| Издержки без учета потерь мощности | Издержки с учетом потерь мощности |
|------------------------------------|-----------------------------------|
| 13918,31/102000 = 13,6 | 19554,51/102000 = 191,7 |

Определим значение прибыли, которую будем получать:

$$\Pi = W \cdot (T - C), \quad (10.22)$$

где: Π – общая прибыль, получаемая за прохождение мощности через п/ст;

W – энергия проходящая через подстанцию;

T – трафик электроэнергии принимаем равным 245 коп/кВтч. [33].

$$\Pi = 102000 \cdot (245 - 191,7) = 54366 \text{ (тыс. руб.)}$$

Чистая прибыль или прибыль равна:

$$H = \Pi - \Pi_n, \quad (10.23)$$

где: H – величина налогов, принимаем равным 25% [34] от общей прибыли.

$$H = 54366 - 0,25 \cdot 54366 = 40774,5 \text{ (тыс. руб.)}$$

10.8 Срок окупаемости

Срок окупаемости $T_{ок}$ характеризует период времени, в течение которого единовременные капитальные затраты окупаются за счет снижения себестоимости продукции и, поступая в бюджет, возмещают сумму дополнительных капиталовложений, благодаря которым будет реализован проектный вариант.

$$T_{отк} = \frac{E}{I} = \frac{153103}{40774,5} = 3,75 < 6.$$

Таблица 10.14 – Экономические показатели подстанции

| № п/п | Наименование показателя | Размерность | Значение |
|-------|--|-------------|----------|
| 1. | Капитальные затраты | млн.руб. | 153,103 |
| 2. | Ежегодные издержки | млн.руб. | 19,554 |
| 3. | Срок окупаемости | года | 3,75 |
| 4. | Себестоимость передачи без учета потерь электроэнергии | коп. /кВт·ч | 13,6 |
| 5. | Себестоимость передачи с учетом потерь электроэнергии | коп. /кВт·ч | 191,7 |

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выпускной квалификационной работы стал проект подстанции «Диспетчерская» 110/10 кВ.

Было выбрано современное оборудование:

1. силовые трансформаторы ТРДН-40000/110/10,5-10,5;
2. комбинированный элегазовый «выключатель-разъединитель» LTB DCB 145, производства АВВ;
3. ВР2-10-1600/3150 У2 производства концерна «Высоковольтный Союз»;
4. провода 2хАС-185/29 воздушных линий к подстанции;
5. на высокой стороне ТТ типа ТГ-145 производства АВВ с элегазовой изоляцией, на низкой стороне 10 кВ в ячейках КРУ ТТ типа ТПЛК-10.

Выбранное оборудование было проверено по расчётным условиям: по электродинамической стойкости, по термической стойкости, по тепловому импульсу, выделяемому током короткого замыкания и другим параметрам. Полученные значения были сопоставлены с едиными нормами проектирования, ПУЭ, техническими требованиями и стандартами.

Рассмотрены требования к релейной защите подстанции 110 кВ.

Выбраны типоразмеры шкафов терминалов РЗА высокой стороны фирмы-разработчика «Бреслер»: на низкой стороне ТОР-200, на высокой шкафы на основе ТОР-300.

Рассчитаны уставки выбранных защит высокой и низкой стороны подстанции.

Рассмотрена цифровизация на примере малого Сакского РЭС (МСРЭС). Выполнена часть по безопасности жизнедеятельности и выполнены экономические расчеты.

Выполнена графическая часть: схема сети 110 кВ, карты основных установившихся режимов, главная схема и план ОРУ подстанции 110/10 кВ «Диспетчерская», плакат размещения терминалов релейной защиты на подстанции.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|---------------------------------------|-------------|
| | | | | | <i>П-471.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>108</i> |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Программа NetWORKS v1.3 / Е.В. Бакаленко, А.В. Коржов. – Челябинск: ЮУрГУ, Энергетический факультет, кафедра ЭССиС, 2009.
2. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / по ред. С.С. Рокотяна, И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985.
3. Правила устройства электроустановок (ПУЭ) / - 7-е изд. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
4. Гайсаров Р.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: справочное пособие к курсовому и дипломному проектированию / Р.В. Гайсаров, А.В. Коржов. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2004. – 236 с.
5. Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ, / разработаны ПАО «ФСК ЕЭС», ООО ИЦ «Дальние электропередачи», 2010.
6. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения, / разработан ОАО «НТЦ ФСК ЕЭС», 2013.
7. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах: учебное пособие / Ю.В. Коровин, Е.И. Пахомов, К.Е. Горшков. – Челябинск: Изд-во ЮУрГУ, 2011. – 114 с.
8. Электронный источник - <http://www.abb.ru>; режим доступа (Каталог продукции, Высоковольтное оборудование, Выключатели, Выключатели-разъединители, DCB-LTB). Дата обращения: 18.05.2020.
9. Электронный источник - <http://www.vsoyuz.com>; режим доступа (Продукция, Вакуумные выключатели, Вакуумные выключатели 10 кВ, ВРС 10). Дата обращения: 18.05.2020.
10. ГОСТ Р 52565-2006. Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия. – М.: разработан ОАО «ВНИИЭ», 2007
11. Электронный источник - <http://www.abb.ru>; режим доступа (Каталог продукции, Высоковольтное оборудование, Измерительные трансформаторы, Трансформаторы тока, TG). Дата обращения: 18.05.2020.
12. Электронный источник - <http://www.tdtransformator.ru>; режим доступа (Каталог, Измерительные, Тока, 6-35 кВ, ТПЛК-10). Дата обращения: 18.05.2020.
13. Электронный источник - <http://etp-perm.ru>; режим доступа (Продукция, Каталог, Кабели контрольные, АКРВГ). Дата обращения: 18.05.2020.
14. Электронный источник - http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog/pdf/additional/pk_3_2.pdf; режим доступа (Каталог продукции, Высоковольтное оборудование, Измерительные трансформаторы, Трансформаторы напряжения, ЕМФ). Дата обращения: 16.05.2020
15. Электронный источник - <http://www.tdtransformator.ru>; режим доступа (Каталог, Измерительные, Напряжения, до 35 кВ, НТМИ-10). Дата обращения: 18.05.2020.

| | | | | | | |
|-------------|-------------|-----------------|----------------|-------------|--|-------------|
| | | | | | <i>П-4 71.13.03.02.2020.280 ПЗ ВКР</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ докум.</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> | | <i>109</i> |

16. Электронный источник - <http://www.kondensator.su>; режим доступа (Высокочастотное оборудование, высокочастотный заградитель). Дата обращения: 20.05.2020.
17. Дмитриев М.В. Применение ОПН в электрических сетях 6-750 кВ: учебное пособие / М.В. Дмитриев – Санкт-Петербург, 2007. – 57 с.
18. СанПиН 2.2.4.1191.03 – Электромагнитные поля в производственных условиях. – М: Минздрав России, 2003.
19. СНиП 23-05-95. Строительные нормы и правила. Нормы проектирования. Естественное и искусственное освещение. Минстрой РФ. – М., 2003.
20. ГОСТ 12.1.003-89 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. – М., 2000.
21. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. – М., 2001.
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Воздух рабочей зоны. Общие санитарно-гигиенические требования – М., 2003
23. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС) – М., 2010.
24. СО 153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М., 2005.
25. СО-153-343.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций – М., 2007.
26. СНиП 21-01-97 Пожарная безопасность зданий и сооружений – М., 2005.
27. СанПиН 2.1.7.1322 – 03 – Гигиенические требования к размещению и обезвреживанию отходов производства и потребления. – М., 2009.
28. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 1989.
29. Сетевые методы планирования и управления: Методические указания к курсовому проекту для студентов приборостроительного факультета / Составители: В.С. Зинкевич, Л.А. Баев, Н.П. Мешковой. / – Челябинск: Изд. ЮУрГУ, 1998. – 22с.
30. Белоцерковц В.В. Справочник по монтажу электроустановок промышленных предприятий. / В.В. Белоцерковц, Книга 1, Издание. – стр.47.
31. Журнал «Сметное дело». Выпуск №1(53), 2009 г.
32. Положение по бухгалтерскому учету «Учет основных средств», ПБУ6/01.
33. Информация о тарифах на услуги ООО «Тюменская Электросетевая Компания» на 2015 год.
34. Налог на прибыль организаций (НК РФ) 2014 г.