

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Кафедра Электрических сетей и электротехники

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

| Тема работы                                             |
|---------------------------------------------------------|
| <b>Анализ возможных вариантов реконструкция ГПП 110</b> |

УДК 621.311.4.025-048.35

Студент

| Группа  | ФИО                       | Подпись | Дата |
|---------|---------------------------|---------|------|
| 3-5А2ГЗ | ХасанбаевАзаматНурматович |         |      |

Руководитель

| Должность | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------|--------------|---------------------------|---------|------|
| профессор | Новиков С.А. | Д.Т.Н.                    |         |      |

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

| Должность                                    | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|----------------------------------------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| старший преподаватель<br>кафедры менеджмента | Кузмина Н.Г. |                           |         |      |

По разделу «Социальная ответственность»

| Должность       | ФИО          | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|-----------------|--------------|---------------------------|---------|------|
| доцент каф. ЭБЖ | Бородин Ю.В. | К.Т.Н<br>.ДОЦЕНТ          |         |      |

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

| Зав. кафедрой | ФИО            | Ученая степень,<br>звание | Подпись | Дата |
|---------------|----------------|---------------------------|---------|------|
| ЭСиЭ          | Прохоров А. В. | К.Т.Н.                    |         |      |

Томск – 2017 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное автономное образовательное  
учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт Электронного обучения  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Уровень образования Бакалавр  
Кафедра Электрических сетей и электротехники  
Период выполнения весенний семестр 2016/2017 учебного года

Форма представления работы:

|                            |
|----------------------------|
| <b>бакалаврская работа</b> |
|----------------------------|

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН  
выполнения выпускной квалификационной работы**

|                                          |            |
|------------------------------------------|------------|
| Срок сдачи студентом выполненной работы: | 10.06.2017 |
|------------------------------------------|------------|

| Дата контроля | Название раздела (модуля)<br>вид работы (исследования)                                                        | Максимальный балл раздела (модуля) |
|---------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------|
| 28.02.2017    | Анализ литературы. Техническое задание на разработку проекта анализ возможных вариантов реконструкции ГПП-110 | 10                                 |
| 15.03.2017    | Введение. Анализ исходных данных. Обоснование необходимости реконструкции.                                    | 35                                 |
| 30.04.2017    | Расчёт электрических нагрузок и общей мощности подстанции; выбор и проверка оборудования и аппаратуры.        | 25                                 |
| 10.05.2017    | Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.                                              | 10                                 |
| 20.05.2017    | Социальная ответственность.                                                                                   | 10                                 |
| 30.05.2017    | Анализ результатов исследования.                                                                              | 10                                 |

Составил преподаватель:

| Должность              | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Профессор кафедры ЭСиЭ | Новиков С.А. | д.т.н.                 |         |      |

**СОГЛАСОВАНО:**

| Зав. кафедрой | ФИО           | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|---------------|---------------|------------------------|---------|------|
| ЭСиЭ          | Прохоров А.В. | к.т.н.                 |         |      |

**Результаты обучения**  
**профессиональные и общекультурные компетенции**  
**по основной образовательной программе подготовки бакалавров**  
**13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»,**  
**профиль «Электроэнергетические системы и сети»**

| Код<br>результата       | Результат обучения                                                                                                                                                                                                                                                               | Требования ФГОС,<br>критериев и/или<br>заинтересованных сторон                                                                                                                                                  |
|-------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <i>Профессиональные</i> |                                                                                                                                                                                                                                                                                  |                                                                                                                                                                                                                 |
| <b>Р 1</b>              | Применять соответствующие гуманитарные, социально-экономические, математические, естественно-научные и инженерные знания, компьютерные технологии для решения задач расчета и анализа электроэнергетических систем и электрических сетей.                                        | Требования ФГОС (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIOSyllabus</i> (1.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>                |
| <b>Р 2</b>              | Уметь формулировать задачи в области электроэнергетических систем и сетей, анализировать и решать их с использованием всех требуемых и доступных ресурсов.                                                                                                                       | Требования ФГОС (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3), <i>CDIOSyllabus</i> (2.1), Критерий 5 АИОР (п. 1.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>                                 |
| <b>Р 3</b>              | Уметь проектировать электроэнергетические системы и электрические сети.                                                                                                                                                                                                          | Требования ФГОС (ОК-3, ПК-3, ПК-4, ПК-9), <i>CDIOSyllabus</i> (4.4), Критерий 5 АИОР (п. 1.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>                              |
| <b>Р 4</b>              | Уметь планировать и проводить необходимые экспериментальные исследования, связанные с определением параметров, характеристик и состояния электрооборудования, объектов электрических сетей энергосистем, а также энергосистемы в целом, интерпретировать данные и делать выводы. | Требования ФГОС (ОПК-2, ОПК-3, ПК-1, ПК-2, ПК-5, ПК-12, ПК-14, ПК-15), <i>CDIOSyllabus</i> (2.2), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| <b>Р 5</b>              | Применять современные методы и инструменты практической инженерной деятельности при решении задач в области электроэнергетических систем и электрических сетей.                                                                                                                  | Требования ФГОС (ОПК-2, ПК-11, ПК-13, ПК-18), <i>CDIOSyllabus</i> (4.5), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-</i>                                            |

| Код<br>результата    | Результат обучения                                                                                                                                                                                                                                  | Требования ФГОС,<br>критериев и/или<br>заинтересованных сторон                                                                                                                                              |
|----------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                      |                                                                                                                                                                                                                                                     | <i>ACE и FEANI</i>                                                                                                                                                                                          |
| <b>Р 6</b>           | Иметь практические знания принципов и технологий электроэнергетической отрасли, связанных с особенностью проблем, объектов и видов профессиональной деятельности профиля подготовки на предприятиях и в организациях – потенциальных работодателях. | Требования ФГОС (ПК–4, ПК–5, ПК–6, ПК–7, ПК–8 ПК–9, ПК–16, ПК–17), <i>CDIOSyllabus</i> (4.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i> |
| <i>Универсальные</i> |                                                                                                                                                                                                                                                     |                                                                                                                                                                                                             |
| <b>Р 7</b>           | Использовать знания в области менеджмента для управления комплексной инженерной деятельностью в области электроэнергетических систем.                                                                                                               | Требования ФГОС (ПК–20, ПК–19, ПК–21), <i>CDIOSyllabus</i> (4.3, 4.7, 4.8), Критерий 5 АИОР (п. 2.1), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i>                   |
| <b>Р 8</b>           | Использовать навыки устной, письменной речи, в том числе на иностранном языке, компьютерные технологии для коммуникации, презентации, составления отчетов и обмена технической информацией в области электрических сетей энергосистем.              | Требования ФГОС (ОК–5, ОПК–1, ПК–2), <i>CDIOSyllabus</i> (3.2, 4.7), Критерий 5 АИОР (п. 2.2), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i>                          |
| <b>Р 9</b>           | Эффективно работать индивидуально и в качестве члена или лидера команды, в том числе междисциплинарной, в области электроэнергетических систем и сетей.                                                                                             | Требования ФГОС (ОК–6), <i>CDIOSyllabus</i> (3.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i>                                            |
| <b>Р 10</b>          | Проявлять личную ответственность и приверженность нормам профессиональной этики и нормам ведения комплексной инженерной деятельности.                                                                                                               | Требования ФГОС (ОК–1, ОК–2, ОК–5, ОК–6), <i>CDIOSyllabus</i> (2.5), Критерий 5 АИОР (п. 2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i>                          |
| <b>Р 11</b>          | Осуществлять комплексную инженерную деятельность в области электроэнергетических систем и сетей с учетом правовых и культурных аспектов, вопросов охраны здоровья и безопасности жизнедеятельности.                                                 | Требования ФГОС (ОК – , ОК–8, ОК–9, ПК–3, ПК–4, ПК–10), <i>CDIOSyllabus</i> (4.1), Критерий 5 АИОР (п. 2.5), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i>            |
| <b>Р 12</b>          | Быть заинтересованным в непрерывном обучении и совершенствовании своих знаний и качеств в области электроэнергетических систем и сетей.                                                                                                             | Требования ФГОС (ОК–7, ОК–8), <i>CDIOSyllabus</i> (2.6), Критерий 5 АИОР (п. 1.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR–ACE</i> и <i>FEANI</i>                                      |

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

федеральное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Электронного обучения

Направление подготовки (специальность) 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электрических сетей и электротехники

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ А.В. Прохоров  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

|                                                                            |
|----------------------------------------------------------------------------|
| <b>Бакалаврская работа</b>                                                 |
| (бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации) |

Студенту:

|               |                             |
|---------------|-----------------------------|
| <b>Группа</b> | <b>ФИО</b>                  |
| 3-5А2ГЗ       | Хасанбаев Азамат Нурматович |

Тема работы:

|                                                         |                    |
|---------------------------------------------------------|--------------------|
| <b>Анализ возможных вариантов реконструкция ГПП 110</b> |                    |
| Утверждена приказом директора (дата, номер)             | 3489/с от 18.05.17 |

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

|                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |                                                                                                                                                                                                                       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <b>Исходные данные к работе</b><br>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).        | Объект исследования - главная понизительная подстанция 110<br>г. Алмалыка Ташкентской области Республики Узбекистан<br>Данные о параметрах и сведения об энергетическом оборудовании ПС<br>Режим работы – непрерывный |
| <b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b><br>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе). | Проверка, выбор и расчет нового оборудования для подстанции ГПП-110/10 «Дальнее» АО «АГМК»                                                                                                                            |
| <b>Перечень графического материала</b><br>(с точным указанием обязательных чертежей)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                               | Схема ГПП-110/10 «Дальнее» АО «АГМК»                                                                                                                                                                                  |
| <b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b><br>(с указанием разделов)                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                       |

| Раздел                                                                                  | Консультант                  |
|-----------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|
| <b>Основная часть</b>                                                                   | Новиков Сергей Автономович   |
| <b>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b>                  | Кузьмина Наталия Геннадьевна |
| <b>Социальная ответственность</b>                                                       | Бородин Юрий Викторович      |
| <b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b> |                              |
|                                                                                         |                              |

|                                                                                                 |  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
| <b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b> |  |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------|--|

**Задание выдал руководитель:**

| Должность              | ФИО          | Ученая степень, звание | Подпись | Дата |
|------------------------|--------------|------------------------|---------|------|
| Профессор каф.<br>ЭСиЭ | Новиков С.А. | Д.Т.Н.                 |         |      |

**Задание принял к исполнению студент:**

| Группа  | ФИО                         | Подпись | Дата |
|---------|-----------------------------|---------|------|
| З-5А2ГЗ | Хасанбаев Азамат Нурматович |         |      |

## РЕФЕРАТ

**Выпускная квалификационная работа:** 115 страниц, 3 рис.,  
35 таблиц, 18 источников, 2 приложения.

**Ключевые слова:** Энергосистема, подстанция, трансформаторы, выключатель масляный, выключатель элегазовый, выключатель вакуумный, короткое замыкания, релейная защита и автоматика.

**Объектом исследования является:** Главная понизительная подстанция 110/10кВ «Дальнее» АО «Алмалыкского ГМК».

**Цель работы:** Целью бакалаврской работы является проектирование плана реконструкции Главной понизительной подстанции 110/10 «Дальнее» для электроснабжения потребителей верхней производственной площадки АО «АГМК».

**В процессе исследования проводились:** Расчеты и выбор основного электрооборудования подстанции на основании технико-экономических обоснований.

**В результате исследования было предложено:** Произвести установку элегазовых выключателей на 110 кВ в место отделитель-короткозамыкатель, заменить вводные и секционные выключатели 10кВ на вакуумные выключатели.

**Область применения:** Электрические подстанции мощностью 110/10 кВ.

**Экономическая эффективность значимость работы:** Снижение расходов на обслуживание и ремонт выключателей, повышение надежности энергоснабжения.

**Выпускная квалификационная работа выполнена с помощью программ:** MathCAD, VISIO, текстовый редактор MS Word 2010.

В будущем планируется провести реконструкцию подстанции, согласно разработанному проекту.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В данной ВКР используются следующие термины с соответствующими определениями:

**трансформатор** – это статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно-связанные обмотки на каком-либо магнитопроводе и предназначенное для преобразования переменного тока без изменения частоты;

**трансформатор тока** - трансформатор, первичная обмотка которого подключена к источнику тока, а вторичная обмотка замыкается на измерительные или защитные приборы, имеющие малые внутренние сопротивления;

**элегазовый выключатель** – высоковольтный выключатель, использующий элегаз (шестифторную серу, SF<sub>6</sub>) в качестве гашения электрической дуги;

**электрический ток** – направленное движение заряженных частиц;

**электрическая подстанция** – электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и перераспределения электрической энергии;

**электрическая энергия** – энергия, передаваемая электрическим током. Данный физический термин широко распространен для определения количества электрической энергии, выдаваемой генератором в электрическую цепь или получаемой из сети потребителем.

В данной работе используются следующие сокращения:

**АВР** – автоматический ввод резерва;

**АПВ** – автоматическое повторное включение;

**ВВ** – воздушный выключатель;

**ВКР** – выпускная квалификационная работа;

**ВМ** – выключатель масляный;

**ВЛ** – -высоковольтная линия;

**ДУ** – дугогасительное устройство;

**ЗРУ** – закрытое распределительное устройство;



**КРУН** – комплектные распределительные устройства;  
**КРУЭ** – комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией;  
**КЗ**–короткое замыкание;  
**ЛЭП** – линия электропередачи;  
**МТЗ** – максимальная токовая защита;  
**ОРУ**–открытое распределительное устройство;  
**ПТЭЭП** – правила технической эксплуатации электроустановок;  
**ПУЭ** – правила электроустановок;  
**РЗА** – релейная защита и автоматика;  
**ТН** – трансформатор напряжения;  
**ТСН** – трансформатор собственных нужд;  
**ТО** – токовая отсечка;  
**ЭЭС** – электроэнергетические системы.

В настоящей работе используются ссылки на следующие стандарты:

1. Федеральный закон Российской Федерации от 26 июня 2008 года №102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений».
2. СНиП 3.05.06.8 – Электротехнические устройства.
3. ГОСТ 13109-97 – Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.
4. ГОСТ 27699-88 – Системы бесперебойного питания приемников переменного тока. Общие технические условия.
5. ГОСТ 27883-88 – Средства измерения и управления технологическими процессами. Надёжность. Общие требования и методы испытаний.
6. ГОСТ Р 12.4.026-2001 – Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и

правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний.

7. ГОСТ Р 51330.9-99 – Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 10. Классификация взрывоопасных зон.
8. ГОСТ Р 53315-2009 – Кабельные изделия. Требования пожарной безопасности.
9. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Издание 6. Издание 7.
10. СП 6.13130.2009 – «Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности».
11. ГОСТ 12.0.002-80 – Система стандартов безопасности труда. Термины и определения.
12. ГОСТ 12.1.030-81- ССБТ. Электробезопасность, защитное заземление, зануление.
13. ГОСТ 12.4.011-89 – ССБТ. Средства защиты работающих.
14. ГОСТ 12.2.007.3-75 – Система стандартов безопасности труда. Изделия электротехнические.
15. ГОСТ 12.1.003-83 – Система стандартов безопасности труда. Шум.
16. ГОСТ 12.1.006-83 – ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот.
17. ГОСТ 12.1.004-91 – Пожарная безопасность.
18. ПУЭ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
19. СанПиН. 2.2.4.548-96 – Микроклимат.
20. СП 52.13330.2011 СНиП 23-05-95 – Освещение.

## Содержание

### Введение

### 1. Характеристика электросетевого района

|                                                                                                                             |    |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 1.2 Анализ существующей сети и режимов ее работы.....                                                                       | 19 |
| 1.3 Разработка и технико-экономическое обоснование оптимального<br>варианта реконструкции сети с учетом проектирования..... | 20 |
| 1.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции.....                                                               | 24 |
| 1.5 Выбор варианта питания подстанции «Дальнее» .....                                                                       | 26 |
| 1.6 Выбор главной схемы подстанции «Дальнее» и реконструкция<br>подстанции.....                                             | 27 |
| 1.7 Выбор сечений проводов.....                                                                                             | 29 |
| 1.8 Техничко-экономическое сравнение вариантов.....                                                                         | 32 |
| 1.9 Расчет режима максимальных нагрузок.....                                                                                | 40 |
| 1.10 Расчет режима минимальных нагрузок.....                                                                                | 42 |
| 1.11 Расчет послеаварийных режимов.....                                                                                     | 44 |
| 1.12 Оптимизация режимов работы.....                                                                                        | 47 |
| 1.13 Расчет токов короткого замыкания.....                                                                                  | 48 |
| 1.14 Расчет схемы замещения.....                                                                                            | 49 |
| 1.15 Расчет схемы замещения нулевой последовательности.....                                                                 | 50 |

### 2. Выбор оборудования подстанции «Дальнее»

|                                                         |    |
|---------------------------------------------------------|----|
| 2.2 Определение расчетных условий для РУ 10 кВ.....     | 52 |
| 2.3 Выбор основных коммутационных аппаратов.....        | 53 |
| 2.4 Выбор ОРУ 110 кВ.....                               | 55 |
| 2.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения..... | 56 |
| 2.6 Выбор измерительных трансформаторов тока.....       | 57 |

|          |      |                |      |     |                     |  |  |                        |       |         |
|----------|------|----------------|------|-----|---------------------|--|--|------------------------|-------|---------|
|          |      |                |      |     | ФЮРА.130302. 015 ПЗ |  |  |                        |       |         |
| Изм.     | Лист | № дата.        | Дата | Дат | Содержание          |  |  | Лит.                   | Лист. | Листов. |
| Разраб.  |      | Хасанбаев А.Н. |      |     |                     |  |  |                        |       | 11      |
| Руковод. |      | Новиков С.А.   |      |     |                     |  |  |                        |       |         |
|          |      |                |      |     |                     |  |  |                        |       |         |
| Н.контр  |      | Новиков С.А..  |      |     |                     |  |  | ТПУ ИнЭО гр. 3 – 5А2ГЗ |       |         |
|          |      |                |      |     |                     |  |  |                        |       |         |

|                                                                           |    |
|---------------------------------------------------------------------------|----|
| 2.7 Выбор высокочастотных заградителей .....                              | 60 |
| 2.8 Выбор источников оперативного тока.....                               | 60 |
| 2.9 Выбор заземлителей .....                                              | 60 |
| 2.10 Выбор гибких шин.....                                                | 60 |
| 2.11 Выбор жестких шин.....                                               | 62 |
| 2.12 Выбор трансформаторов собственных нужд.....                          | 64 |
| 2.13 Выбор изоляторов.....                                                | 67 |
| 2.14 Выбор шин в КРУН .....                                               | 68 |
| 2.15 Выбор ограничителей перенапряжений.....                              | 69 |
| <b>3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</b> |    |
| 3.2 Планирование инженерного проекта.....                                 | 70 |
| 3.3 Составление сметы затрат на проектирование.....                       | 73 |
| 3.4 Расчет материальных затрат.....                                       | 73 |
| 3.5 Расчет зарплаты.....                                                  | 73 |
| 3.6 Расчет отчисления в социальные фонды.....                             | 74 |
| 3.7 Расчет амортизации основных фондов.....                               | 75 |
| 3.8 Расчет прочих расходов.....                                           | 75 |
| 3.9 Расчет накладных расходов.....                                        | 75 |
| 3.10 Расчет Затраты на разработку проекта.....                            | 76 |
| 3.11 Выбор трансформатора по экономическим показателям.....               | 77 |
| <b>4. Социальная ответственность.</b>                                     |    |
| 4.2 Анализ опасных и вредных факторов.....                                | 83 |
| 4.3 Оценка электромагнитного излучения.....                               | 84 |
| 4.4 Анализ опасности электрического поражения.....                        | 85 |
| 4.5 Производственная санитария.....                                       | 88 |
| 4.6 Расчет системы искусственного освещения.....                          | 90 |
| 4.7 Экологическая безопасность.....                                       | 91 |
| 4.8 Пожарная безопасность.....                                            | 91 |
| 4.9 Защита чрезвычайные ситуациях.....                                    | 94 |

|                                                                     |     |
|---------------------------------------------------------------------|-----|
| 4.10 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... | 95  |
| Заключение.....                                                     | 98  |
| Приложение .                                                        |     |
| Список используемых источников.....                                 | 100 |

## **Введение**

Развитие энергетики и электрификации в значительной мере определяет уровень развития всего народного хозяйства страны.

Важной задачей развития электроэнергетики является модернизация и демонтаж устаревшего и малоэффективного оборудования электростанций и подстанций. Большие объемы демонтажа и модернизации устаревшего и малоэффективного оборудования предъявляют высокие требования к энергомашиностроению, организации ремонтных работ, в ходе которых осуществляется модернизация, и к энергостроительству.

В данной бакалаврской работе рассмотрен вариант усовершенствования подстанции «ГПП-110/10кВ Дальнее» и замены устаревшего оборудования, с целью повышения энерго-эффективности, применения инновационных технологий к рациональному использованию энергетических ресурсов на энергосистеме АО «АГМК». Реконструкция подстанции предполагается осуществлять за счет собственных средств АО «АГМК». Подстанция предназначена для питания электроэнергией потребителей верхней производственной площадки АО «АГМК».

Кроме этого рассчитываются основные режимы работы сети:

- режим максимальных нагрузок;
- режим минимальных нагрузок;
- послеаварийные режимы.

Определяются токи короткого замыкания, на основании которых производится выбор оборудования вновь строящейся подстанции. Рассматривается релейная защита силового трансформатора проектируемой подстанции, организационно-экономические вопросы и мероприятия по безопасности жизнедеятельности

## 1. Характеристика электросетевого района

Целью бакалаврской работы является проектирование плана реконструкции Главной понизительной подстанции 110/10«Дальнее» для электроснабжения потребителей первой, второй и третьей категорий электроэнергией потребителей верхней производственной площадки АО «АГМК». Мощность нагрузки составляет 17,22 МВт.

Надежное и устойчивое электроснабжение АО «АГМК» обеспечивает Цех сетей и подстанций (ЦСП) Управления электрических сетей (УЭС). Цех сетей и подстанций (ЦСП) обеспечивает внешнее электроснабжение всех предприятий АГМК, основной задачей является поддержание надежной, бесперебойной, экономичной работы подстанционного электрооборудования на 15 подстанциях с высшим напряжением 110 кВ. Данные по подстанциям приведены в таблице 2 приложения к заданию.

Электроснабжение ГПП-110/10 «Дальнее» осуществляется по Л-110-К-Д от подстанции «Кара-Кия-Сай» длиной 2,3 км с СШ 110 кВ и по Л-110-О-Д с подстанции «Окбулак» длиной 4,5 км с СШ 110 кВ.

Реконструкция позволит значительно повысить надежность электроснабжения потребителей верхней производственной площадки АО «АГМК» т.к. в ней предусматривается замена части устаревшего оборудования на современное, в частности выключатели будут меньше по размеру и с большим коммутационным ресурсом. Увеличатся межремонтные сроки капитальных ремонтов, уменьшатся сроки их проведения, уменьшится число внеплановых отключений оборудования и, как следствие, сократится недоотпуск электроэнергии потребителю.

|          |                |         |      |     |                                             |  |  |                        |       |         |       |
|----------|----------------|---------|------|-----|---------------------------------------------|--|--|------------------------|-------|---------|-------|
|          |                |         |      |     | ФЮРА130302. 015ПЗ                           |  |  |                        |       |         |       |
| Изм      | Лист           | № дата. | Дата | Дат |                                             |  |  |                        |       |         |       |
| Разраб.  | Хасанбаев А.Н. |         |      |     | Характеристика<br>электросетевого<br>района |  |  | Лит.                   | Лист. | Листов. |       |
| Руковод. | Новиков С.А.   |         |      |     |                                             |  |  |                        |       | 22      | 18 15 |
|          |                |         |      |     |                                             |  |  |                        |       |         |       |
| Н.контр  | Новиков С.А.   |         |      |     |                                             |  |  | ТПУ ИнЭО гр. 3 – 5А2ГЗ |       |         |       |
|          |                |         |      |     |                                             |  |  |                        |       |         |       |

Период отсчета принимается с 2012 по 2016 г. Электропотребление на 2016 г. составляет 158,19 МВт, на 2017 г. – 175,63 МВт (с учетом проектируемой подстанции «Дальнее»). Подстанция «Дальнее» имеет десять отходящих фидеров, марка кабеля и процентное содержание потребителей I, II, III категорий приведены в таблице приложения к заданию.

## 1.2 Анализ существующей сети и режимов ее работы

При реконструкции подстанции «Дальнее» необходимо решить ряд задач, которые можно сформулировать следующим образом:

- рассмотреть возможные варианты реконструкции с подстанции «Дальнее» с учетом роста нагрузки за 5 лет на существующих подстанциях и выбрать оптимальный вариант;
- исследовать работу сети в различных режимах работы. Провести проверку всех элементов сети. Дать рекомендации по работе сети в каждом рассматриваемом режиме;
- провести выбор основного и вспомогательного оборудования проектируемой подстанции с учетом формы ее обслуживания;
- рассчитать основные технико-экономические показатели сетевого района после реконструкции.

Вычисления выполняются согласно формул:

$$X_{лэн} = X_{0i} \cdot l_i, \quad (1)$$

$$R_{лэн} = R_{0i} \cdot l_i, \quad (2)$$

где  $X_o, R_o$  – удельное реактивное и активное сопротивления линии электропередач

(далее ЛЭП), Ом/км, принимается согласно ;

$l_i$  – длина рассматриваемой ЛЭП, км.

$$Q_c = b_{0i} \cdot U_i^2, \quad (3)$$

где  $b_{0i}$  – удельная реактивная проводимость ЛЭП мкСм;

$U_i$  – напряжение рассматриваемой ЛЭП, кВ.



Расчетные параметры трансформаторов принимаются в соответствии с их паспортными данными. Результаты расчетов сводятся в таблицу 1.1.

Рассчитывается режим работы сети с максимальными нагрузками.

### **1.3 Разработка и технико-экономическое обоснование оптимального варианта реконструкции сети с учетом проектирования**

Таблица 1.2 – Расчетные данные для проводов линий

| Наименование линий<br>электропередачи | Rл,<br>Ом | Хл,<br>Ом | Вл,<br>мкСм |
|---------------------------------------|-----------|-----------|-------------|
| 1                                     | 2         | 3         | 4           |
| Кара-Кия-Сай                          | 2,64      | 6,73      | 44,83       |
| НовоАнгрен                            | 0,5       | 0,854     | 5,32        |
| КМ-Адолат                             | 1,62      | 4,13      | 27,5        |
| Кургашинкан 1                         | 2,17      | 5,53      | 36,85       |
| Кургашинкан 2                         | 4,33      | 7,43      | 46,28       |
| ККС-МОФ 1                             | 16,2      | 27,78     | 173,1       |
| ККС-МОФ 2                             | 8,66      | 14,86     | 92,57       |
| МПЗ-ККС                               | 16,74     | 23,74     | 142,76      |
| УПЖТ-ЦРМЗ                             | 15,3      | 21,7      | 130,5       |
| Ангрен-Алмалык                        | 7,62      | 10,8      | 64,9        |
| Кальмакыр-ККС                         | 5,2       | 7,38      | 44,37       |
| ЦРМЗ-Кауды                            | 5,73      | 9,82      | 61,18       |
| Адалат-МОФ2                           | 6,972     | 11,96     | 74,48       |
| Сари чеку -Кауды                      | 10,77     | 15,28     | 91,872      |
| Калмакыр-Кауды                        | 6,22      | 12,76     | 84,8        |
| Сари чеку-Кальмакыр                   | 3,25      | 6,66      | 44,28       |
| Алмалык-ДК-1                          | 0,747     | 1,28      | 7,98        |

Таблица 1.3 – Параметры трансформаторов

| Наименование<br>поребителей | Тип<br>трансформа -<br>торов | Кол-<br>во тр-<br>ров | R тр, Ом<br>обмоток | X тр, Ом,<br>обмоток | P <sub>x</sub> , МВт | Q <sub>x</sub> , МВ<br>т |
|-----------------------------|------------------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|----------------------|--------------------------|
| 1                           | 2                            | 3                     | 4                   | 5                    | 6                    | 7                        |
| ККС                         | ТДН-<br>40000/110            | 2                     | 4,38                | 86,7                 | 0,019                | 0,112                    |
| НовоАнгрен                  | ТДН-<br>40000/110            | 2                     | 4,38                | 86,7                 | 0,019                | 0,112                    |
| МПЗ                         | ТМН-<br>6300/110             | 2                     | 7,35                | 110                  | 0,023                | 0,101                    |
| Адалат                      | ТДН-<br>10000/110            | 2                     | 3,97                | 69,5                 | 0,028                | 0,14                     |
| Бука                        | ТМН-<br>6300/110             | 2                     | 7,35                | 110                  | 0,023                | 0,101                    |
| УПЖТ                        | ТМН-<br>6300/110             | 2                     | 7,35                | 110                  | 0,023                | 0,101                    |
| КМ-<br>Пародная             | ТМН-<br>6300/110             | 2                     | 7,35                | 110                  | 0,023                | 0,101                    |
| ЦРМЗ                        | ТДН-<br>10000/110            | 2                     | 3,97                | 69,5                 | 0,028                | 0,14                     |
| МОФ-1                       | ТДН-<br>10000/110            | 2                     | 3,97                | 69,5                 | 0,028                | 0,14                     |
| Каульди                     | ТМН-<br>6300/110             | 2                     | 7,35                | 110                  | 0,023                | 0,101                    |
| Сартамгали                  | ТДН-<br>10000/110            | 2                     | 3,97                | 69,5                 | 0,028                | 0,14                     |
| Разведочная                 | ТМН-<br>2500/110             | 1                     | 42,6                | 508                  | 0,005                | 0,037<br>5               |
| Окбулок                     | ТДН-<br>40000/110            | 2                     | 4,38                | 86,7                 | 0,019                | 0,112                    |
| Пскент                      | ТМН-<br>6300/110             | 2                     | 7,35                | 110                  | 0,023                | 0,101                    |
| Свинцово<br>цинковая        | ТДН-<br>10000/110            | 2                     | 3,97                | 69,5                 | 0,028                | 0,14                     |

Рассматривается режим максимальных нагрузок . Данные расчета приводятся в таблице 1.4

Таблица 1.4 – Напряжения на подстанциях в максимальном режиме

| Подстанция        | Пределы регулирования, % | Напряжение до регулирования | Ответвление | Напряжение после регулирования |
|-------------------|--------------------------|-----------------------------|-------------|--------------------------------|
| 1                 | 2                        | 3                           | 4           | 5                              |
| ККС               | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,372                      | -1          | 10,568                         |
| НовоАнгрен        | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,313                      | -1          | 10,508                         |
| МПЗ               | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,164                      | -2          | 10,547                         |
| Адалат            | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,002                      | -4          | 10,776                         |
| Бука              | $\pm 9 \times 1,78$      | 9,874                       | -4          | 10,639                         |
| УПЖТ              | $\pm 9 \times 1,78$      | 9,61                        | -6          | 10,758                         |
| КМ-Пародная       | $\pm 9 \times 1,78$      | 9,479                       | -6          | 10,612                         |
| ЦРМЗ              | $\pm 9 \times 1,78$      | 9,596                       | -6          | 10,744                         |
| МОФ-1             | $\pm 9 \times 1,78$      | 9,9                         | -4          | 10,669                         |
| Каульди           | $\pm 9 \times 1,78$      | 9,941                       | -4          | 10,713                         |
| Сартамгали        | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,041                      | -3          | 10,61                          |
| Разведочная       | $\pm 10 \times 1,5$      | 10,734                      | -           | 10,735                         |
| Окбулок           | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,234                      | -3          | 10,817                         |
| Пскент            | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,325                      | -2          | 10,72                          |
| Свинцово-цинковая | $\pm 9 \times 1,78$      | 10,454                      | -2          | 10,856                         |

В таблице 1.4 представлены результаты расчетов максимального и послеаварийных режимов в исходной схеме сети. В качестве послеаварийных рассматриваются наиболее опасные режимы работы сети с отключенными линиями. К таким режимам можно отнести:

- отключение одной линии 110 кВ **Бука-Пскент** (1 аварийный режим);
- отключение линии 110 кВ **Окбулак-Моф-1** (2 аварийный режим);
- отключение линии 110 кВ **НовоАнгрен-МПЗ** (3 аварийный режим).

Таблица 1.4 – Токи в линиях.

| Линия                      | $N_{ij}$ | $I_{max}, A$ | $I_{ав1}, A$ | $I_{ав2}, A$ | $I_{ав3}$ | $I_{доп}, A$ |
|----------------------------|----------|--------------|--------------|--------------|-----------|--------------|
| 1                          | 2        | 3            | 4            | 5            | 6         | 7            |
| Верхняя<br>НовоАнгрен      | 1-5      | 242          | 270          | 271          | 77        | 520          |
| Верхняя-<br>Алмалык        | 1-2      | 134          | 148          | 149          | 47        | 520          |
| ККС-Адалат                 | 2-5      | 130          | 144          | 145          | 44        | 520          |
| ККС-ДК 1                   | 2-3      | 27           | 27           | 27           | 25        | 390          |
| ККС-ДК-2                   | 5-7      | 232          | 270          | 273          | -         | 520          |
| Адалат-Пскент              | 7-9      | 187          | 225          | 228          | 10        | 520          |
| ККС-Бука                   | 9-11     | 152          | 184          | 189          | 64        | 390          |
| ГРЭС Сирдаря-<br>ККС       | 11-13    | 77           | 109          | 111          | 98        | 390          |
| Куйлюк-Адалат              | 13-15    | 34           | 69           | 71           | 86        | 390          |
| Куйлюк-ККС                 | 15-17    | 33           | 4            | 4            | 118       | 330          |
| НовоАнгрен-<br>Адалат      | 17-19    | 77           | 48           | 46           | 162       | 330          |
| НовоАнгрен-<br>Пскент      | 19-21    | 27           | 144          | 122          | 61        | 330          |
| УПЖТ-<br>Кальмакир         | 21-23    | 72           | 93           | 170          | 104       | 330          |
| Кургашикан-<br>ЦРМЗ        | 23-25    | 144          | 10           | 245          | 172       | 390          |
| ЦРМЗ-МОФ1                  | 25-1     | 151          | -            | 252          | 179       | 390          |
| Саричеку-<br>Каульды       | 19-27    | 119          | 266          | -            | 167       | 330          |
| Кальмакир-<br>Каульды      | 27-29    | 115          | 380          | 111          | 273       | 450          |
| АЦЗ-ККС                    | 29-1     | 119          | 207          | 72           | 152       | 450          |
| Разведочная -<br>Кальмакыр | 29-31    | 132          | 193          | 58           | 139       | 450          |
| Саричеку-ККС               | 31-1     | 167          | 229          | 94           | 173       | 450          |
| ККС-Пскент                 | 31-32    | 36           | 37           | 36           | 35        | 390          |

При рассмотрении третьего аварийного режима необходимо отключить потребителей второй и третьей категории на подстанциях: Алмалык, Пскент, НовоАнгрен, УПЖТ, Кальмакыр общей суммарной активной мощностью

$P_{отк}=30,34$  МВт , для поднятия напряжения в узлах нагрузки не ниже 105 %  
Уном. Ущерб от недоотпуска электроэнергии в третьем аварийном режиме  
следует учесть при сравнении вариантов питания проектируемой  
подстанции.

В первом и втором аварийных режимах напряжение в узлах нагрузки  
находится в пределах регулирования РПН.

Суммарные потери мощности в сети в максимальном режиме  $\Delta P_{\Sigma}$ , МВт,

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P + \Delta P_{xx}, \quad (4)$$

где  $\Delta P$  – потери мощности в сопротивлениях линий и  
трансформаторов, рассчитанные по программе «REGIM», МВт;

$\Delta P_{xx}$  - потери холостого хода трансформаторов, МВт,

$$\Delta P_{\Sigma} = 5,689 + 0,537 = 9,624.$$

Напряжение поддерживается в базисном узле .

Анализ результатов показал, что нагрузка линий и напряжения в  
узлах не превышают допустимые значения.

Регулирование уровней напряжений в узлах потребления мощностей  
производится посредством изменения коэффициентов трансформации  
трансформаторов , оснащенных РПН.

Разработка и технико–экономическое обоснование оптимального варианта  
реконструкции сети с учётом объектов реконструкции

#### **1.4 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции**

Так как на подстанции «Дальнее» имеются потребители первой категории  
надежности, чтобы обеспечить их бесперебойное электроснабжение  
необходимо установить минимум два трансформатора. Трансформаторы на  
подстанции должны быть оборудованы устройством регулирования  
напряжения под нагрузкой (РПН).

Максимальная мощность через подстанцию  $S_{\max} = 19,35$  МВА, минимальная  
мощность  $S_{\min} = 11,61$  МВА.

Предварительно выбираем трансформатор ТДТН-16000/110. Далее необходимо провести проверку наиболее загруженного трансформатора по систематической и аварийной перегрузке.

Так как, для уменьшения токов к.з. секционный выключатель отключен, а нагрузка между секциями 10 кВ распределена неравномерно, то на долю одного приходится 48,8%, а на долю другого 51,2% , что составляет 8,8 МВА .

В нормальном режиме трансформатор не перегружается. Для оценки возможности работы трансформатора в послеаварийном режиме ( один трансформатор отключен, секционный выключатель включен ) график нагрузки преобразуется в двухступенчатый.

Определяется эквивалентная нагрузка за 10 часов до максимума

$$S_{\text{э1}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n1} S_i^2 \cdot \Delta t_i}{\sum_{i=1}^{n1} \Delta t_i}}, \quad (5)$$

Подставляя числа в данное выражение получим  $S_{\text{э1}}$ , МВА,

$$S_{\text{э1}} = \sqrt{\frac{14,3^2 \cdot 4 + 16,62^2 \cdot 2 + 17,39^2 \cdot 3 + 14,3^2}{10}} = 15,75.$$

Коэффициент перегрузки  $K_1$

$$K_1 = \frac{S_{\text{э1}}}{S_{\text{Тном}}},$$

$$K_1 = \frac{15,75}{10} = 1,575.$$

Что является не допустимым .

Эквивалентная нагрузка на второй ступени (при перегрузке)

$$S_{\text{э2}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n2} (S'_i)^2 \cdot \Delta h_i}{\sum_{i=1}^{n2} \Delta h_i}}, \quad (6)$$

$$S_{\text{э2}} = \sqrt{\frac{19,32^2 \cdot 3 + 13,34^2 \cdot 4 + 11,21^2 \cdot 3}{7}} = 17,76 \text{ МВА}$$

Коэффициент наибольшей перегрузки при длительности 7 часа

$$K_2 = \frac{S_{\text{э2}}}{S_{\text{Тном}}}, \quad (7)$$

$$K_2 = \frac{17,76}{10} = 1,776$$

Однако от подстанции питаются потребители 3 категории , причем часть из них получает питание по отдельным линиям , которые по условию надежности можно отключать на время перегрузки , составляющей 7 часов в сутки. Мощность таких потребителей составляет:

$$S=6,455 \text{ МВА}$$

Тогда коэффициенты будут равны :

$$K_1 = \frac{15,75 - 6,455}{10} = 0,93.$$

$$K_2 = \frac{17,76 - 6,455}{10} = 1,13$$

По таблицам норм максимально допустимых систематических и аварийных перегрузок трансформаторов, при аварийной перегрузке длящейся 7 ч и температуре окружающей среды минус пять градусов по Цельсию, определяется  $K_{2\text{доп}}=1,5$ , что больше  $K_2= 1,13$ , следовательно, работа выбранного трансформатора в указанных условиях допустима.

На подстанции принимаются к установке два трансформатора ТДТН-16000/110.

### **1.5 Выбор варианта питания подстанции «Дальнее»**

Реконструкция подстанции «Дальнее» вызвано необходимостью электроснабжениястроительно-ремонтной и производственной промышленности АО «АГМК».

Для присоединения подстанции «Дальнее» к сети предлагается три варианта:

а) одноцепными линиями 110 кВ от подстанций Окбулак и Кара-Кия-Сай

б) двухцепной линией 110 кВ от подстанции Кара-Кия-Сай

в) двухцепной линией 110 кВ от Окбулак

## **1.6 Выбор главной схемы подстанции «Дальнее» и реконструкция подстанций**

В зависимости от напряжения и числа присоединений выбирается главная схема подстанции, а также в зависимости от числа дополнительных линий изменяются и главные схемы питающих подстанций.

Для варианта а) следует принять схему мостика с автоматической перемычкой и выключателями в цепях трансформаторов.

Для вариантов б, в следует принять схему мостика с неавтоматической перемычкой и выключателями в цепях трансформаторов.

1) В первом варианте требуется реконструкция подстанции Окбулаки установка одной дополнительной ячейки на подстанции Кара-Кия-Сай. Схему подстанции Окбулак следует принять одна секционированная система сборных шин с обходной, совмещенная с секционным и обходным выключателем.

2) Во втором варианте требуется реконструкция подстанции Кара-Кия-Сай. Схему подстанции следует принять одна секционированная система сборных шин с обходной, совмещенная с секционным и обходным выключателем.

3) В третьем варианте требуется реконструкция подстанции Окбулак. Схему подстанции Окбулак следует принять одна секционированная система сборных шин с обходной, с отдельным секционным и обходным выключателем.



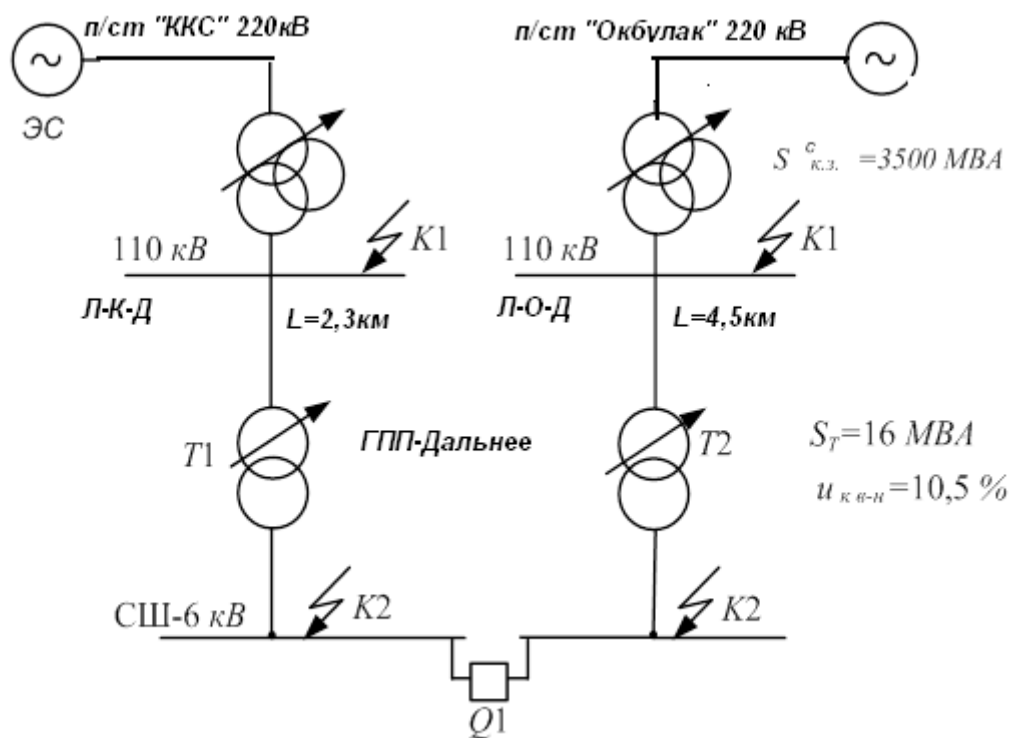


Рисунок 1.1 – Схема расчетная

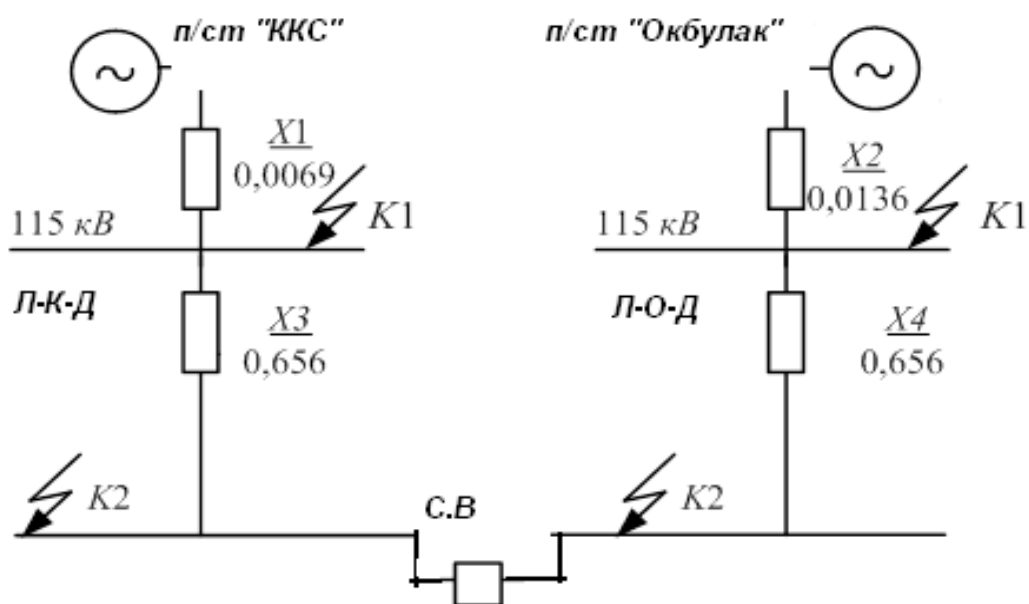


Рисунок 1.1 – Схема замещения

## 1.7 Выбор сечений проводов

Выбор экономически целесообразного сечения, для которого расчетные приведенные затраты на сооружение и эксплуатацию линии будут минимальными, осуществляется методом экономических интервалов, поэтому в дипломном проекте сечения проводов выбираются именно этим методом.

Расчет сечения методом экономических интервалов проводится для второго и третьего вариантов схемы. Для первого варианта сначала по программе проводится расчет рабочих токов по проектируемым линиям в максимальном режиме, а затем обосновывается выбор сечения.

Ток в линии Кара-Кия-Сай -Дальнее в режиме максимальных нагрузок  $I_{\text{макс}}$ , А, определяется по формуле

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{P_{\text{макс}}^2 + Q_{\text{макс}}^2}}{n\sqrt{3}U_{\text{ном}}}, \quad (8)$$

где  $n$  – количество цепей линии;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение линии, кВ,

$$I_{\text{макс}} = \frac{\sqrt{17,22^2 + 8,82^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 50,77.$$

Расчетная токовая нагрузка  $I_p$ , А, определяется по следующей формуле

$$I_p = I_{\text{макс}} \cdot \alpha_1 \cdot \alpha_T, \quad (9)$$

где  $\alpha_1$  – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации, для линий 110 – 220 кВ принимается равным 1,05;

$\alpha_T$  – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{\text{нб}}$  и ее попадание в максимум энергосистемы, принимается равным 1,0;

$$I_p = 50,77 \cdot 1,05 \cdot 1,0 = 53,31$$

Далее по выбирается стандартное сечение, ближайшее к экономическому, то есть 95 мм<sup>2</sup>.

Проверка выбранных сечений линий электропередачи по нагреву должна выполняться для послеаварийных режимов работы сети и представлена в таблице 3.3. Для двухцепных линий наиболее тяжелым будет отключение одной цепи. Ток в послеаварийном режиме  $I_{пав}$ , А, в этом случае, вычисляется по (3.5), где  $n = 1$

$$I_{пав} = \frac{\sqrt{17,22^2 + 8,82^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 101,55$$

Выбранное сечение выдерживает длительный нагрев, если выполняется условие  $I_{пав} \leq I_{доп}$ ,

где  $I_{доп}$  – табличное значение допустимого тока, А,

$$101,55 \leq 330$$

Расчет показал, что выбранное сечение по нагреву проходит.

На основании полученных данных для линии Кара-Кия-Сай -Дальнееи Окбулак Дальнее выбирается провод АС – 95, имеющий следующие параметры:  $r_0=0,306$  Ом/км,  $x_0=0,434$  Ом/км,  $b_0 = 2,61$  мкСм/км. Линия выполняется на одноцепных опорах типа ПС 110 – 2.

Расчетные данные для линий, соединяющих подстанцию «Дальнее» с сетью, приведены в таблице 1.5

Таблица 1.5 – Расчетные данные для линий, питающих п/ст «Дальнее»

| Вариант | Линия                  | Длина, км | $I_{max}$ , А | $I_p$ , А | Марка провода | Число цепей | $r$ , Ом | $x$ , Ом | $b$ , мкСм |
|---------|------------------------|-----------|---------------|-----------|---------------|-------------|----------|----------|------------|
| 1       | Окбулак-Дальнее        | 25        | 113           | 118,65    | АС-95         | 1           | 7,65     | 10,85    | 65,25      |
|         | Кара-Кия-Сай - Дальнее | 21        | 8             | 8,4       | АС-95         | 1           | 6,426    | 9,114    | 54,81      |
| 2       | Кара-Кия-Сай - Дальнее | 21        | 50,77         | 53,31     | АС-95         | 1           | 6,426    | 9,114    | 54,81      |
| 3       | Окбулак-Дальнее        | 25        | 50,77         | 53,31     | АС-95         | 1           | 7,65     | 10,85    | 65,25      |

Таблица 1.6– Проверка сечений по нагреву

| Вариант | Наименование линии    | Ток в линии, А, в режиме отключения линии |                 |                     |             | $I_{доп}$ , А |
|---------|-----------------------|-------------------------------------------|-----------------|---------------------|-------------|---------------|
|         |                       | одной цепи                                | Окбулак-Дальнее | Окбулак-Ново Ангрен | ГРЭС-Алматы |               |
| 1       | Окбулак-Дальнее       | -                                         | -               | 31                  | 325         | 330           |
|         | Кара-Кия-Сай -Дальнее | -                                         | 290             | 145                 | 230         | 330           |
| 2       | Кара-Кия-Сай -Дальнее | 101,55                                    | -               | -                   | -           | 330           |
| 3       | Окбулак-Дальнее       | 101,55                                    | -               | -                   | -           | 330           |

Как видно из таблицы 1.6 для всех вариантов сечения проходят по нагреву, поэтому для линий, соединяющих подстанцию «Дальнее» с остальной сетью, выбираются сечения, представленные в таблице 1.5.

### 1.8 Технико-экономическое сравнение вариантов

Сравнению различных вариантов проекта и выбор лучшего из них производится с использованием критерия минимума дисконтированных издержек (ДИ). Дисконтированные издержки ДИ, тыс. руб., для сравниваемых схем электроснабжения можно определить по формуле,

$$ДИ = \sum_{t=0}^{T_p} \frac{K_t}{(1+i)^t} + \sum_{t=0}^{T_p} \frac{I_{O,P_t} + I_{пот_t} + I_{y_t}}{(1+i)^t}, \quad (10)$$

где  $K_t$  – объем капиталовложений на  $t$ -ом шаге расчета, тыс. руб.;

$I_{opt}$  – издержки на обслуживание и ремонт на шаге  $t$ , тыс. руб.;

$I_{пот}$  – издержки на возмещение потерь электроэнергии на шаге  $t$ , тыс. руб.;

$I_{yut}$  – издержки на возмещение ущерба от снижения надежности электроснабжения на шаге  $t$ , тыс. руб.;

$T_p$  – горизонт расчета, принимается равным жизненному циклу проекта, год;

$t$  – шаг дисконтирования, принимается равным одному году, год;

$i$  – ставка дисконта, 0,12.

Величина капиталовложений  $K$  определяется суммированием стоимости всех элементов проектируемого энергетического объекта. Для расчета используются укрупненные показатели стоимости в ценах 2016 года, приводимые в электротехнических справочниках, и индекс роста цен на энергетическое оборудование  $h$  равный 70.

Издержки на обслуживание и ремонт  $I_{орт}$ , тыс. руб., по объекту проектирования на стадии сравнения вариантов можно определить укрупнено в процентах от величины капитальных затрат по следующей формуле,

$$I_{O,P} = \sum_{k=1}^n I_{O,Pk} = \sum_{k=1}^n (\alpha_{Ok} + \alpha_{Pk}) \cdot K_k, \quad (11)$$

$\alpha_{Pk}$  – величина отчислений на обслуживание и ремонт по k-ому элементу

$K_k$  – стоимость k-ого элемента схемы, руб.;

$n$  – количество элементов схемы.

Издержки на возмещение потерь энергии  $I_{пот}$ , тыс. руб., определяются по формуле

$$I_{пот} = \Delta \mathcal{E}_{пот} \cdot C,$$

где  $\Delta \mathcal{E}_{пот}$  – величина потерь энергии в схеме или изменение потерь в связи с реализацией проекта, кВт·ч;

$C$  – средний тариф на электрическую энергию по энергосистеме,

$$C = 1 \text{ руб./кВт·ч.}$$

Изменение величины потерь электроэнергии  $\Delta \mathcal{E}_{пот}$ , кВт·ч, в схеме электросетевого района в связи с рекомендацией определяется

$$\Delta \mathcal{E}_{пот} = (\Delta P_{потН} - \Delta P_{потБ}) \cdot \tau_{CB} + (\Delta P_{xxН} - \Delta P_{xxБ}) \cdot 8760,$$

$\Delta P_{потН}$ ,  $\Delta P_{потБ}$  – соответственно потери мощности в схеме после реконструкции (Н) и в исходном (Б) варианте схемы, кВт;

$\tau_{CB}$  – время максимальных потерь для всего электросетевого района, ч;

$\Delta P_{xxН}$ ,  $\Delta P_{xxБ}$  – потери холостого хода в трансформаторах после реконструкции (Н) и в исходном варианте схемы, кВт.

Время максимальных потерь – это условное время, которое при определении потерь электрической энергии за год может быть рассчитано по формуле

$$\tau_{\text{св}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{нб св}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760,$$

$T_{\text{нб св}}$  – время использования максимальной нагрузки, ч.

Время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{нб св}}$ , ч, определяется по формуле

$$T_{\text{нб св}} = \frac{T_{\text{нб сети}} \cdot P_{\text{мах сети}} + T_{\text{нб п/ст}} \cdot P_{\text{мах п/ст}}}{P_{\text{мах сети}} + P_{\text{мах п/ст}}}, \quad (12)$$

$T_{\text{нб сети}}$ ,  $T_{\text{нб п/ст}}$  – время использования максимальной нагрузки для сети и для проектируемой подстанции, соответственно, ч;

$P_{\text{мах сети}}$ ,  $P_{\text{мах п/ст}}$  – наибольшая нагрузка сети и проектируемой подстанции соответственно, МВт.

Время использования максимальной нагрузки проектируемой подстанции  $T_{\text{нб}}$ , ч, определяется по формуле

$$T_{\text{нб п/ст}} = \frac{t_{\text{зима}} \cdot \sum_{i=1}^{24} P_{\text{зима}i} \cdot t_i + t_{\text{лето}} \cdot \sum_{i=1}^{24} P_{\text{лето}i} \cdot t_i}{P_{\text{зима}}}, \quad (13)$$

$t_{\text{зима}}$ ,  $t_{\text{лето}}$  – число зимних и летних суток, соответственно;

$P_{\text{лето}}$ ,  $P_{\text{зима}}$  – максимум нагрузки в зимний и летний период, соответственно, МВт.

Во всех трех вариантах проектируемая подстанция получает питание по двум линиям или по двухцепной линии. При таком питании потребитель второй категории будет получать энергию без перебоев и следовательно можно считать варианты равно надежными, поэтому издержки на возмещение ущерба от снижения надежности электроснабжения проектируемой подстанции не учитываются

Издержки на возмещение ущерба от недоотпуска электроэнергии при отключении линии НовоАнгрен-Алмалык  $I_y$ , тыс. руб., определяется по выражению

$$I_y = \Delta W_{\text{в}} \cdot C_{\text{в}} + \Delta W_{\text{п}} \cdot C_{\text{п}} \quad (14)$$

$\Delta W_{\text{в}}$ ,  $\Delta W_{\text{п}}$  – математическое ожидание недоотпущенной электрической энергии, кВт·ч;

$C_{\text{в}}$ ,  $C_{\text{п}}$ , – стоимость потерь энергии при внезапных и плановых перерывах электроснабжения, 500 руб./кВт·ч и 5 руб./кВт·ч, соответственно.

Значения математического ожидания недоотпущенной энергии  $\Delta W_{\text{в}}$  и  $\Delta W_{\text{п}}$ , кВт·ч, определяются по выражению

$$\Delta W_{\text{в}} = W_{\text{нп}} \cdot K_{\text{в}}, \quad (15)$$

$$\Delta W_{\text{п}} = W_{\text{нп}} \cdot K_{\text{п}}, \quad (16)$$

где  $W_{\text{нп}}$ , – недополученная электрическая энергия, кВт·ч, определяется по выражению,  $W_{\text{нп}} = \Delta P_{\text{отк}} \cdot T_{\text{нбсв}}$ ,

где  $\Delta P_{\text{отк}}$ , – отключаемая мощность, МВт.

$K_{\text{в}}$ ,  $K_{\text{п}}$ , – коэффициенты вынужденного и планового простоя линии.

Коэффициенты  $K_{\text{в}}$  и  $K_{\text{п}}$ , определяются по выражениям,

$$K_{\text{в}} = \frac{w \cdot t_{\text{в}}}{8760}, \quad (17)$$

где  $w$ , – параметр потокоотказов,  $\frac{1}{\text{год}}$ ;

$t_{\text{в}}$ , – время восстановления, год;

$$K_{\text{п}} = \frac{l \cdot t_{\text{п}}}{8760}, \quad (18)$$

где  $l$ , – частота плановых ремонтов,  $\frac{1}{\text{год}}$ ;



$t_n$ , - время плановых ремонтов, год.

Ущерб от недоотпуска электроэнергии необходимо учитывать во втором и третьем вариантах. В первом варианте ущерба не будет.

Потери электроэнергии по каждому из сравниваемых вариантов изменяются по годам расчетного периода ( $T_p = 5$  лет) в соответствии с темпом нагрузки по проектируемому объекту.

В проекте принимается, что сооружение объекта осуществляется за один год, поэтому дисконтирование капитальных вложений в формуле не производится.

Тогда формула примет вид

$$ДИ = K + \sum_{t=1}^{T_p=5} \frac{I_{O,P_t} + I_{ПОГ_t} + I_y}{(1+i)^t}. \quad (19)$$

Расчет дисконтированных издержек для первого варианта

Величина капиталовложений  $K_t$ , тыс. руб., определяется формулой

$$K_t = K_{ЛЭП} + K_{РУ} + ПЧЗ, \quad (20)$$

$K_{ЛЭП}$  – стоимость новых линий электропередачи, тыс. руб.;

где  $K_{ЛЭП0}$  – затраты на строительство одного километра линии, тыс. руб./км, принимается по ;

$l$  – длина линии, км;

$$K_{лен1} = 25 \cdot (12 + 1,3) \cdot 70 = 23275.$$

$$K_{лен2} = 21 \cdot (12 + 1,3) \cdot 70 = 19551.$$

$K_{ру}$  – стоимость РУ 110 кВ, тыс. руб., определяемая по формуле

$$K_{ру} = K_{\epsilon} \cdot n \cdot h \quad (21)$$

где  $K_{\epsilon}$  - стоимость ячеек выключателей в РУ 110, тыс. руб., принимается по

$n$  - количество выключателей .

$$K_{py} = 5 \cdot 35 \cdot 70 = 12250 .$$

ПЧЗ на подстанцию Окбулак , принимается в размере 30% от ПЧЗ реконструируемой подстанции, тыс.руб,

$$K_{пчз py} = 80 \cdot 70 = 5600 .$$

Капиталовложения в проект, млн. руб.,

$$K_t = 23,275 + 19,55 + 12,25 + 5,6 = 60,675 .$$

Издержки на эксплуатацию  $I_{орт}$ , руб., определяются по формуле

$$I_{орт} = \alpha_{тр} \cdot K_{py} + \alpha_{лэп} \cdot K_{лэп} + K_{кппб} \cdot \alpha_{тр} \quad (22)$$

$\alpha_{тр}$  – норма ежегодных отчислений на обслуживание и ремонт трансформаторов;

$\alpha_{лэп}$  – норма ежегодных отчислений на обслуживание и ремонт линий электропередачи, принимаемая по

$$I_{орт} = 0,008 \cdot 12,25 + 0,059 \cdot 23,275 + 0,059 \cdot 19,55 = 2,62 .$$

Время использования наибольшей нагрузки и соответствующее ему время максимальных потерь на первом шаге дисконтирования

$$T_{нб св1} = \frac{140,97 \cdot 6000 + 6567,88 \cdot 17,22}{322,1 + 32} = 6061,82 ,$$

$$\tau_{св1} = \left( 0,124 + \frac{6061,82}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4670,5 .$$

Издержки на возмещение потерь энергии  $I_{потт}$ , определяются для каждого года расчетного периода. Пример расчета для первого шага дисконтирования

$$I_{потт} = ((7,481 - 7,323) \cdot 4670,5 + 0,023 \cdot 8760) \cdot 1 = 939,4$$

Результаты расчета  $I_{потт}$ , для остальных шагов приведены в таблице 1.7

Таблица 1.7 – Результаты расчета  $I_{\text{пот}}$

| Шаг<br>дисконтирования | $\Delta P_{\text{потН}},$<br>МВт | $\Delta P_{\text{потБ}},$<br>МВт | Разность | $\Delta P_{\text{ххнб}}$ | Ипот,<br>тыс. руб. |
|------------------------|----------------------------------|----------------------------------|----------|--------------------------|--------------------|
| 1                      | 7,481                            | 7,323                            | 0,158    | 0,054                    | 939,4              |
| 2                      | 7,64                             | 7,323                            | 0,317    | 0,054                    | 1668               |
| 3                      | 7,802                            | 7,323                            | 0,479    | 0,054                    | 2438               |
| 4                      | 7,969                            | 7,323                            | 0,646    | 0,054                    | 3218,6             |
| 5                      | 8,137                            | 7,323                            | 0,814    | 0,054                    | 4003,3             |

Величина дисконтированных издержек ДИ, млн. руб., равна

$$\begin{aligned}
 ДИ = 60,675 + \frac{2,62 + 0,94}{(1 + 0,12)} + \frac{2,62 + 1,67}{(1 + 0,12)^2} + \\
 + \frac{2,62 + 1,67}{(1 + 0,12)^3} + \\
 + \frac{2,62 + 2,44}{(1 + 0,12)^4} + \frac{2,62 + 3,22}{(1 + 0,12)^5} = 76,86
 \end{aligned}$$

Результаты расчета ДИ для остальных вариантов приведены в таблице 1.7

Ущерб от прекращения электроснабжения для второго и третьего вариантов (за первый год), млн.руб

$$U_{2y} = 12,84 \cdot 500 + 546,41 \cdot 5 = 9,152.$$

$$U_{3y} = 15,21 \cdot 500 + 647,43 \cdot 5 = 10,84$$

Ущерб от прекращения электроснабжения за остальные года приведены в таблице 3.5, млн.руб. ,

Таблица 1.8- Величина ущерба за каждый год

| Вариант | Уу по годам, млн. руб. |       |       |       |       |
|---------|------------------------|-------|-------|-------|-------|
|         | 1                      | 2     | 3     | 4     | 5     |
| второй  | 9,152                  | 9,178 | 9,194 | 9,21  | 9,237 |
| третий  | 10,84                  | 10,91 | 10,98 | 11,03 | 11,12 |

Таблица 1.9 – Результат расчета ДИ

| Вариант | Кру , млн. руб. | К <sub>лэп</sub> , млн. руб. | ПЧЗ, млн. руб. | И <sub>ор</sub> , млн. руб. | И <sub>пот</sub> по годам, млн. руб. |      |      |      |       | ДИ, млн. руб. |
|---------|-----------------|------------------------------|----------------|-----------------------------|--------------------------------------|------|------|------|-------|---------------|
|         |                 |                              |                |                             | 1                                    | 2    | 3    | 4    | 5     |               |
| 1       | 12,25           | 42,826                       | 5,6            | 2,62                        | 0,94                                 | 1,67 | 2,44 | 3,22 | 4,003 | 76,86         |
| 2       | 9,8             | 28,08                        | 5,6            | 1,73                        | 1,14                                 | 2,53 | 3,55 | 5,18 | 5,93  | 96,72         |
| 3       | 9,8             | 33,43                        | 5,6            | 2,05                        | 0,96                                 | 1,62 | 2,36 | 3,1  | 3,86  | 10,89         |

При одинаковых результатах от реализации каждого из сравниваемых вариантов (объема реализации энергии) первый вариант электроснабжения подстанции «Дальнее» имеющий наименьшие ДИ, будет иметь максимальный чистый дисконтированный доход, т.е. в наибольшей степени способствует увеличению капитала АО-энерго. Меньшее значение ДИ получились из-за отсутствия ущерба и меньших потерь электроэнергии.

## 1.9 Расчет режима максимальных нагрузок

Электрический расчет проводится для случая, когда на шинах источников питания поддерживаются напряжения 115 кВ.. Напряжения на подстанциях указаны в таблице 1.8. В таблице 1.9. указаны токи по участкам сети .

В максимальном режиме наиболее загружены линии НовоАнгрен, НовоАнгрен-Адалат, Каулды-Кальмакыр, ККС-ГРЭС Сирдаря. Однако все эти линии имеют достаточный запас по токовой нагрузке, что видно из таблицы 1.9.

В этом режиме необходимо отрегулировать напряжение на шинах потребителей.

В качестве основных средств регулирования принимаются трансформаторы с регулированием рабочих ответвлений под нагрузкой (РПН). В соответствии с ПУЭ устройства РПН должны обеспечивать поддержание напряжения на данных шинах в пределах не менее 105 % номинального в период наибольших нагрузок, и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок в сети. При аварийных отключениях линий или трансформаторов, напряжение не допустимо снижать ниже номинального уровня.

Определение расчетного напряжения регулировочного ответвления трансформатора, кВ,

$$U_{\text{отв}} = \frac{U'_2 \cdot U_{\text{н.ном}}}{U_{2\text{ж}}}, \quad (23)$$

где  $U'_2$  – напряжение на шинах низшего напряжения подстанции, приведенное к высшему, кВ;

$U_{\text{н.ном}}$  – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения, кВ;

$U_{2Ж}$  – искомый уровень напряжения на шинах низкого напряжения подстанции, кВ.

Требуемая добавка напряжения, кВ,

$$\Delta U_{\text{треб}} = U_{\text{отв}} - U_{\text{в.ном}}, \quad (24)$$

где  $U_{\text{в.ном}}$  – номинальное напряжение обмотки высшего напряжения трансформатора, кВ.

Требуемое количество ответвлений

$$n = \Delta U_{\text{треб}} / \Delta U_{\text{ст}}, \quad (25)$$

где  $\Delta U_{\text{ст}}$  – шаг одного ответвления, кВ.

$$U_{\text{действ}} = U_2' \cdot U_{\text{н.ном}} / U_{\text{отв.ст}} \quad (26)$$

где  $U_{\text{отв.ст}}$  – ближайшее стандартное ответвление трансформатора, кВ,

$$U_{\text{отв.ст}} = U_{\text{в.ном}} \pm n \cdot \Delta U_{\text{ст}} \quad (27)$$

Для трансформатора с РПН $\pm 9 \times 1,78$  и  $U_{\text{в.ном}} = 115$  кВ

$$\Delta U_{\text{ст}} = 115 \cdot 1,78 / 100 = 2,05$$

Таблица 1.10 - Регулирование напряжения в режиме максимальной нагрузки

| Подстанция         | Узел | Напряжение до регулирования, кВ | Ответвление | Напряжение после регулирования, кВ |
|--------------------|------|---------------------------------|-------------|------------------------------------|
| 1                  | 2    | 3                               | 4           | 5                                  |
| Верхняя НовоАнгрен | 4    | 10,841                          | -           | 10,841                             |
| Верхняя-Алмалык    | 6    | 10,852                          | -           | 10,852                             |
| ККС-Адалат         | 8    | 10,718                          | -           | 10,718                             |
| ККС-ДК 1           | 10   | 10,546                          | -           | 10,546                             |
| ККС-ДК-2           | 12   | 10,423                          | -1          | 10,6                               |
| Адалат-Пскент      | 14   | 10,16                           | -3          | 10,685                             |
| ККС-Бука           | 16   | 10,024                          | -4          | 10,724                             |
| ГРЭС               |      |                                 |             |                                    |

|                                  |    |        |    |        |
|----------------------------------|----|--------|----|--------|
| Сирдаря-ККС<br>Куйлюк-<br>Адалат | 18 | 10,132 | -3 | 10,657 |
| Куйлюк-ККС                       | 20 | 10,39  | -1 | 10,56  |
| НовоАнгрен-<br>Адалат            | 22 | 10,457 | -1 | 10,63  |
| НовоАнгрен-<br>Пскент            | 24 | 10,585 | -  | 10,585 |
| УПЖТ-<br>Кальмакир               | 26 | 11,32  | +4 | 10,62  |
| Кургашинкан<br>-ЦРМЗ             | 28 | 10,671 | -  | 10,671 |
| ЦРМЗ-МОФ1                        | 30 | 10,847 | -  | 10,847 |
| Саричеку-<br>Каульды             | 33 | 11,023 | +2 | 10,673 |
| Кальмакир-<br>Каульды            | 35 | 9,608  | -6 | 10,658 |

Анализируя таблицу, следует сделать вывод, что на шинах потребителей после регулирования поддерживается напряжение не ниже 105% номинального.

### 1.10 Расчет режима минимальных нагрузок

Целью расчета режима минимальных нагрузок является оценка допустимости существования режима по уровням напряжений. В таблице 2.0. указаны токи, протекающие по линиям в режиме минимума и в режиме максимума. Напряжения на подстанциях указаны в таблице 1.11

Таблица 1.11 – Токи в линиях в режиме максимальных и минимальных нагрузок.

| Линия              | Узлы | Допустимый ток, А | Ток в режиме максимальных нагрузок, А | Ток в режиме минимальных нагрузок, А |
|--------------------|------|-------------------|---------------------------------------|--------------------------------------|
| 1                  | 2    | 3                 | 4                                     | 5                                    |
| Верхняя НовоАнгрен | 1-5  | 520               | 268                                   | 204                                  |
| Верхняя-Алмалык    | 1-2  | 520               | 160                                   | 122                                  |
| ККС-Адалат         | 2-5  | 520               | 110                                   | 85                                   |
| ККС-ДК 1           | 2-3  | 390               | 57                                    | 46                                   |
| ККС-ДК-2           | 5-7  | 520               | 232                                   | 172                                  |
| Адалат-Пскент      | 7-9  | 520               | 188                                   | 138                                  |

|                         |       |     |     |     |
|-------------------------|-------|-----|-----|-----|
| ККС-Бука                | 9-11  | 390 | 115 | 81  |
| ГРЭС Сирдаря-ККС        | 11-13 | 390 | 74  | 56  |
| Куйлюк-Адалат           | 13-15 | 390 | 37  | 29  |
| Куйлюк-ККС              | 15-17 | 330 | 28  | 20  |
| НовоАнгрен-Адалат       | 17-19 | 330 | 70  | 52  |
| НовоАнгрен-Пскент       | 19-21 | 330 | 42  | 30  |
| УПЖТ-Кальмакир          | 21-23 | 330 | 87  | 65  |
| Кургашикан-ЦРМЗ         | 23-25 | 390 | 157 | 120 |
| ЦРМЗ-МОФ1               | 25-1  | 390 | 164 | 138 |
| Саричеку-Каульды        | 19-27 | 330 | 98  | 76  |
| Кальмакир- Каульды      | 27-29 | 450 | 320 | 238 |
| АЦЗ-ККС                 | 29-1  | 450 | 176 | 131 |
| Разведочная - Кальмакыр | 29-31 | 450 | 165 | 122 |
| Саричеку-ККС            | 31-1  | 450 | 199 | 148 |
| ККС-Пскент              | 31-32 | 390 | 29  | 27  |
| Кара-Кия-Сай -Дальнее   | 27-34 | 330 | 113 | 76  |
| Окбулак-Дальнее         | 11-34 | 330 | 7   | 6   |

В режиме минимальных нагрузок напряжение источников питания поддерживается на уровне 110 кВ.

В этом режиме суммарные потери полной мощности составляют 8,176+j31,791 МВА, из них потери в линиях 6,948+j11,935 МВА, в трансформаторах 1,228+j19,856 МВА. Напряжения на подстанциях указаны в таблице 1.12

Таблица1.12 - Регулирование напряжения в режиме минимальной нагрузки

| Подстанция  | Узел | Напряжение до регулирования,кВ | Ответвление | Напряжение после регулирования,кВ |
|-------------|------|--------------------------------|-------------|-----------------------------------|
| 1           | 2    | 3                              | 4           | 5                                 |
| ККС         | 4    | 9,925                          | -           | 9,925                             |
| НовоАнгрен  | 6    | 9,941                          | -           | 9,941                             |
| МПЗ         | 8    | 9,829                          | -           | 9,829                             |
| Адалат      | 10   | 9,721                          | -1          | 5                                 |
| Бука        | 12   | 9,642                          | -2          | 0,895                             |
| УПЖТ        | 14   | 9,475                          | -3          | 9,99                              |
| КМ-Пародная | 16   | 9,43                           | -2          | 10                                |



|                      |    |       |    |       |
|----------------------|----|-------|----|-------|
| ЦРМЗ                 | 18 | 9,357 | -4 | 9,78  |
| МОФ-1                | 20 | 9,58  | -1 | 10    |
| Каульди              | 22 | 9,63  | -1 | 9,755 |
| Сартамгали           | 24 | 9,72  | -1 | 9,805 |
| Разведочная          | 26 | 10,4  | +2 | 9,894 |
| Окбулок              | 28 | 9,8   | -  | 10    |
| Пскент               | 30 | 9,96  | -  | 9,8   |
| Свинцово<br>цинковая | 33 | 10,13 | +1 | 9,96  |

Из таблицы видно что с помощью РПН можно добиться необходимого напряжения согласно закону встречного регулирования.

### 1.11 Расчет послеаварийных режимов

Расчет послеаварийных режимов выполняется для максимальных нагрузок подстанций исследуемого района. В этом пункте рассматриваются следующие послеаварийные режимы:

- Отключение линии Кара-Кия-Сай - Дальнее.
- Отключение линии Окбулак-Адалат .
- Отключение линии НовоАнгрен - Адалат .

Потокораспределение в послеаварийном режиме (отключение линии НовоАнгрен - Адалат) .

Проверка существования каждого послеаварийного режима по току занесена в таблицу 1.13, по напряжению – в таблицу 1.14

Отключение линии Кара-Кия-Сай - Дальнее.

Потери в сети возрастают с  $7,024+j27,549$  до  $13,343+j42,654$  МВА.

Отключение линии Окбулак-Адалат. Потери в этом режиме составляют  $9,809+j34,755$  МВА.

Отключениелинии НовоАнгрен - Адалат. Потери в сети в этом режиме составляют  $17,438+j51,907$  МВА. Этот режим наиболее тяжелый,

поэтому регулирование напряжения будет выполнено только в нем. Соответственно в других послеаварийных режимах регулировка будет возможна (достаточно ступеней РПН).

Таблица 1.13 – Токи в линиях в послеаварийных режимах

| Линия                   | Узлы  | Допустимый ток, А | Токи в линиях при аварийном отключение линии, А |               |                   |
|-------------------------|-------|-------------------|-------------------------------------------------|---------------|-------------------|
|                         |       |                   | Кара-Кия-Сай-Дальнее                            | Окбулак-МОФ-1 | НовоАнгрен-Адалат |
| 1                       | 2     | 3                 | 4                                               | 5             | 6                 |
| Верхняя НовоАнгрен      | 1-5   | 520               | 331                                             | 291           | 112               |
| Верхняя-Алмалык         | 1-2   | 520               | 193                                             | 172           | 79                |
| ККС-Адалат              | 2-5   | 520               | 142                                             | 122           | 38                |
| ККС-ДК 1                | 2-3   | 390               | 61                                              | 60            | 59                |
| ККС-ДК-2                | 5-7   | 520               | 311                                             | 257           | -                 |
| Адалат-Пскент           | 7-9   | 520               | 264                                             | 207           | 60                |
| ККС-Бука                | 9-11  | 390               | 185                                             | 129           | 158               |
| ГРЭС Сирдаря-ККС        | 11-13 | 390               | 120                                             | 119           | 34                |
| Куйлюк-Адалат           | 13-15 | 390               | 78                                              | 78            | 14                |
| Куйлюк-ККС              | 15-17 | 330               | 5                                               | 6             | 94                |
| НовоАнгрен-Адалат       | 17-19 | 330               | 47                                              | 43            | 145               |
| НовоАнгрен-Пскент       | 19-21 | 330               | 156                                             | 125           | 110               |
| УПЖТ-Кальмакир          | 21-23 | 330               | 101                                             | 175           | 161               |
| Кургашинокан-ЦРМЗ       | 23-25 | 390               | 11                                              | 254           | 239               |
| ЦРМЗ-МОФ1               | 25-1  | 390               | -                                               | 261           | 246               |
| Саричеку-Каульды        | 19-27 | 330               | 285                                             | -             | 114               |
| Кальмакир- Каульды      | 27-29 | 450               | 314                                             | 137           | 257               |
| АЦЗ-ККС                 | 29-1  | 450               | 273                                             | 154           | 330               |
| Разведочная - Кальмакыр | 29-31 | 450               | 263                                             | 142           | 320               |
| Саричеку-ККС            | 31-1  | 450               | 300                                             | 179           | 357               |

|                       |       |     |     |     |     |
|-----------------------|-------|-----|-----|-----|-----|
| ККС-Пскент            | 31-32 | 390 | 38  | 38  | 38  |
| Кара-Кия-Сай -Дальнее | 27-34 | 330 | 110 | 158 | 391 |
| Окбулак-Дальнее       | 11-34 | 330 | 20  | 35  | 245 |

Таблица 1.14 - Регулирование напряжения в режиме отключения линии  
НовоАнгрен-Адалат

| Подстанция           | Узел | Напряжение до регулирования,кВ | Ответвление | Напряжение после регулирования,кВ |
|----------------------|------|--------------------------------|-------------|-----------------------------------|
| ККС                  | 4    | 10,99                          | -           | 10,99                             |
| НовоАнгрен           | 6    | 11,03                          | +3          | 10,505                            |
| МПЗ                  | 8    | 8,97                           | -9          | 10,54                             |
| Адалат               | 10   | 9,02                           | -9          | 10,59                             |
| Бука                 | 12   | 9,11                           | -8          | 10,51                             |
| УПЖТ                 | 14   | 9,07                           | -9          | 10,645                            |
| КМ-Пародная          | 16   | 9,43                           | -7          | 10,655                            |
| ЦРМЗ                 | 18   | 9,05                           | -9          | 10,625                            |
| МОФ-1                | 20   | 9,95                           | -4          | 10,65                             |
| Каульди              | 22   | 10,13                          | -3          | 10,655                            |
| Сартамгали           | 24   | 10,35                          | -2          | 10,7                              |
| Разведочная          | 26   | 11,18                          | +2          | 10,83                             |
| Окбулок              | 28   | 10,26                          | -2          | 10,61                             |
| Пскент               | 30   | 10,7                           | -           | 10,7                              |
| Свинцово<br>цинковая | 33   | 10,97                          | -           | 10,97                             |
| Дальнее              | 35   | 10,18                          | -2          | 10,53                             |

Таким образом, во всех рассмотренных послеаварийных режимах токи в линиях не превышают допустимых (кроме линии Окбулак - Дальнеепри отключении линии НовоАнгрен - Адалат,где  $I=391A$ ), напряжения на всех подстанциях возможно отрегулировать до уровней, удовлетворяющих условиям встречного регулирования.

## 1.12 Оптимизация режимов работы

В данном случае рассматривается критерий оптимизации, как минимум потерь активной мощности. Это может быть достигнуто: Увеличением напряжения источников питания, однако, это ограничивается предельно допустимой величиной уровня напряжения по условиям работы изоляции;

- Размыканием контуров 110 кВ.
- Установкой компенсирующих устройств.

Оптимизация выполняется сначала размыканием контуров и затем регулированием напряжений в узлах сети. В результате отключения линий электропередач некоторые из потребителей первой категории начинают получать питание только от одного источника. Предполагается, что в случае обрыва питающей линии устройства автоматики (АВР) обеспечат включение разомкнутой в процессе оптимизации линии.

В этом случае перерыв в энергоснабжении составляет время работы автоматики, что допускается нормативными документами. Регулирование напряжений производится использованием РПН и ПБВ трансформаторов, аналогично регулированию в режимах максимальных и минимальных нагрузок, описанных ранее.

Видно, что точкой потокораздела является подстанция Кара-Кия-Сай. В результате размыкания контура потери в сети увеличились с  $7,24+j27,549$  до  $8,176+j31,791$  МВА.

Для снижения потерь напряжения, мощности и электроэнергии в сети также производится компенсация реактивной мощности на проектируемой подстанции Дальнее.

Необходимо определить экономическое значение некомпенсированной реактивной мощности, передаваемой из сети

энергосистемы к подстанции Дальнее. Оптимальное значение реактивной мощности  $Q_3$ , Мвар, определяется по формуле,

$$Q_3 = P_{\text{макс}} \cdot \text{tg} \varphi_3, \quad (29)$$

где  $P_{\text{макс}}$  – максимальная активная мощность нагрузки подстанции Дальнее, МВт;

$\text{tg} \varphi_3$  – нормативное значение  $\text{tg} \varphi_3$ , которое определяется по формуле,

$$\text{tg} \varphi_3 = \frac{\text{tg} \varphi_6}{k(0,4d_{\text{макс}} + 0,6)}, \quad (30)$$

где  $\text{tg} \varphi_6$  – базовый коэффициент реактивной мощности, для сетей с высшим напряжением 110 кВ, принимается равным 0,5;

$d_{\text{макс}}$  – отношение потребления активной энергии потребителем квартале максимальной нагрузки системы к потреблению в квартале его максимальной нагрузки, можно принять равным 1;

$k$  – коэффициент, учитывающий отличие стоимостей энергии в различных энергосистемах принять равным 0,8;

$$\text{tg} \varphi_3 = \frac{0,5}{0,8 \cdot (0,4 \cdot 1 + 0,6)} = 0,625.$$

$$Q_3 = 18,07 \cdot 0,625 = 11,29$$

Мощность компенсирующих устройств  $Q_3$ , Мвар, определяется по формуле,

$$Q_k = Q_{\text{макс}} - Q_3, \quad (31)$$

$Q_{\text{макс}}$  – максимальная реактивная мощность потребителя подстанции Дальнее, Мвар;

$$Q_k = 9,26 - 11,294 = -2,034.$$

Установка компенсирующих устройств не требуется.

### 1.13 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора силового электротехнического оборудования на проектируемой подстанции, необходимо произвести расчет токов короткого замыкания в ОРУ 110 кВ и РУ 10 кВ. Расчет ведется в именованных единицах.

#### 1.14 Расчет схемы замещения

В качестве ступени приведения принимается ступень напряжения 110 кВ. Расчет ведется по точным коэффициентам трансформации. Параметры схемы замещения определяются аналогично методике, указанной в пункте 1. Сопротивления элементов напряжением 10 кВ приводятся к ступени напряжения 110 кВ.

$$X_{110}=X_{10}\cdot K_{\text{тр}}^2, \quad (32)$$

где  $K_{\text{тр}}$ — коэффициент трансформации трансформаторов;

$$R_{110}=R_i\cdot K_{\text{тр}}^2, \quad (33)$$

где  $R_i$  - активное сопротивление  $i$ -ступени;

Параметры нагрузки:

$$X_{\text{нг}}=0,35\cdot U_{\text{ном}}^2/S_{\text{ном}},$$

где  $S_{\text{ном}}$  — номинальная мощность нагрузки, МВА;

$$R_{\text{нг}}=X_{\text{нг}}/2,5 \quad (34)$$

$$E_{\text{нг}}=(0,85\cdot U_{\text{ном}}/\sqrt{3})\cdot K_{\text{тр}}.$$

Для примера определяются параметры нагрузки подстанции Дальнее :

$$X_{\text{нг}}=(0,35\cdot 10,5^2/20,3)\cdot (115/11)^2=207,7 \text{ Ом}$$

$$R_{\text{нг}}=207,7/2,5=8$$

Остальные параметры схемы замещения определяются аналогично и указаны на схеме замещения (рисунок 5.1).

Расчет производится на ЭВМ по программе ТКЗ.

Результаты расчета:

- ток трехфазного КЗ в ОРУ 110 кВ подстанции Томк  $I^{(3)}=4,861 \text{ кА}$ ;
- ток трехфазного КЗ в РУ 10 кВ подстанции Томк  $I^{(3)}=7,98 \text{ кА}$ .

Для расчета однофазного тока КЗ, необходимо рассчитать схемы замещения сети обратной и нулевой последовательностей. Схема замещения обратной последовательности имеет те же параметры, что и схема замещения прямой последовательности, но она без источников ЭДС.

### 1.15 Расчет схемы замещения нулевой последовательности

Индуктивное сопротивление нулевой последовательности линий увеличивается в три раза по сравнению с сопротивлением прямой последовательности. Активные сопротивления нулевой последовательности линий вычисляются по выражению:

$$R_0 = R_1 + 3 \cdot R_3, \quad (35)$$

где  $R_3$  – сопротивление земли токам нулевой последовательности,  $R_3 = 0,05$  Ом/км.

Учет параметров трансформаторов и автотрансформаторов в схеме замещения нулевой последовательности, зависит от схем соединения их обмоток и заземления нейтрали. Учитывая выше приведенные условия, схема замещения нулевой последовательности приведена на рисунке 5.2.

Сопротивление нулевой последовательности сети относительно точки КЗ в ОРУ 110 кВ рассчитывается по программе ТКЗ и составляет  $Z_{(0)}_{\text{экв}} = 5,046 + j20,15$  Ом; сопротивление прямой последовательности равно сопротивлению обратной и составляет  $Z_{(2)}_{\text{экв}} = 6,69 + j11,3$  Ом.

Ток однофазного КЗ определяется по выражению:

$$I_{\text{КЗ}}^{(1)} = 3 \cdot I_{(A)}^{(1)}, \quad (36)$$

где  $I_{(A)}^{(1)}$  – ток прямой последовательности для однофазного КЗ, кА.

Ток прямой последовательности для однофазного КЗ, определяется как ток трехфазного КЗ в точке, удаленной от действительной точки КЗ на сопротивление

$$Z^{(1)} = Z_{(2)}_{\text{экв}} + Z_{(0)}_{\text{экв}} \quad (37)$$

Ток прямой последовательности для однофазного КЗ рассчитывается на ЭВМ и составляет 1,351 кА, тогда ток однофазного КЗ по (5.8) составит 4,053 кА. Этот ток не превышает тока трехфазного КЗ.

Сопротивление системы относительно точки КЗ в максимальном и минимальном режимах ОМ,

$$X_{сmax} = 11,3 ,$$

$$X_{сmin} = 11,85$$

## 2. Выбор оборудования подстанции «Дальнее»

### 2.2 Определение расчетных условий для ОРУ 110 кВ

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ составляет  $I_{по} I_{по} = 4,861$  кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени  $\tau$ , кА

$$i_{a \tau} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (38)$$

где  $t$  – расчетное время, с;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается  $T_a = 0,005$  с

$$t = t_{з. мин} + t_{св}, \quad (39)$$

$t_{з. мин}$  – минимальное время действия релейной защиты, принимается 0,01  $t_{св}$  – собственное время отключения выключателя,

Для предварительно выбранного выключателя ВЭБ-110Б-20/1000УХЛ1  $t_{св} = 0,05$

$$t = 0,01 + 0,05 = 0,06.$$

$$i_{a \tau} = \sqrt{2} \cdot 4,861 \cdot e^{-0,06/0,005} = 0,000042.$$

Тепловой импульс,  $кА^2 \cdot с$

$$В_k = I_{по}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (40)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала КЗ до его отключения, с;

$$t_{отк} = t_3 + t_{вык}, \quad (41)$$



где  $t_z$  – время действия релейной защиты, принимается  $t_z=0,1$  с;

$t_{\text{вык}}$  – полное время отключения выключателя, принимается  $t_{\text{вык}}=0,08$  с;

$$t_{\text{отк}}=0,1+0,08=0,18,$$

$$B_k=4,861^2 \cdot (0,18+0,005)=4,37$$

Ударный ток, кА

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot (1 + e^{-0,01/T_a}), \quad (42)$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 4,861 \cdot (1 + e^{-0,01/0,005}) = 7,8.$$

Номинальный расчетный ток, протекающий через выключатель трансформатора, кА

$$I_{\text{ном (110)}} = 0,7 \cdot S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}), \quad (43)$$

где  $S_{\text{ном}}$  – следующая из номинального ряда мощность трансформатора, МВА;

$$I_{\text{ном (110)}} = 0,7 \cdot 16 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,0562$$

Максимальный ток, протекающий через трансформатор, кА

$$I_{\text{max (110)}} = 1,4 \cdot S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}),$$

$$I_{\text{max (110)}} = 1,4 \cdot 16 / (\sqrt{3} \cdot 115) = 0,112$$

Наибольший расчетный ток  $I_{\text{max (110)}}$  послеаварийного режима принимается при условии отключении одного из работающих трансформаторов. Оставшийся в работе трансформатор может быть перегружен по правилам аварийных длительных и систематических перегрузок согласно ГОСТ 14209-85. Для трансформаторов допускается 40% перегрузка.

## 2.2 Определение расчетных условий для РУ 10 кВ

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ составляет  $I_{\text{по}} I_{\text{по}} = 7,98$  кА.

Апериодическая составляющая тока КЗ в момент времени  $\tau$  по (6.1), кА

Собственное время отключения для предварительно выбранного выключателя ВБП – С - 10 – 31,5/1600 УЗ составляет 0,02 с.

$$i_a \tau = \sqrt{2} \cdot 7,98 e^{-0,02/0,028} = 5,52.$$

Время от начала КЗ до его отключения, согласно рекомендациям, определяющим расчетные зоны для проверки аппаратуры и токоведущих частей по режиму КЗ, принимается равным 0,14 с.

Тепловой импульс,  $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

$$W_k = 7,98^2 \cdot (0,14 + 0,0028) = 10,7.$$

Ударный ток по (6.5), кА

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 7,98 \cdot (1 + e^{-0,01/0,028}) = 19,2.$$

Номинальный расчетный ток, протекающий через трансформатор, кА

$$I_{ном(10)} = I_{ном(110)} \cdot U_{в.ном} / U_{н.ном}, \quad (44)$$

$$I_{ном(10)} = 0,0562 \cdot 115 / 11 = 0,587$$

Наибольший рабочий ток, протекающий через трансформатор, кА

$$I_{max(10)} = 0,112 \cdot 115 / 11 = 1,171.$$

## 2.3 Выбор основных коммутационных аппаратов

Выбор выключателей производится по следующим условиям

1) По напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст} \quad (45)$$

2) По длительному току

$$I_{ном} \leq I_{ном} \quad (46)$$

$$I_{max} \leq I_{ном} \quad (47)$$

3) По отключающей способности

$$а) I_{п\tau} \leq I_{ном.отк} \quad (48)$$

$$б) i_{ат} \leq i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.откл} \quad (49)$$

4) По динамической стойкости

$$а) I_{по} \leq I_{дин} \quad (50)$$

$$б) i_{уд} \leq i_{дин} \quad (51)$$

5) По термической стойкости

$$В_{к} \leq В_{зав} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (52)$$

Выбор разъединителей производится по следующим условиям

$$I_{max} \leq I_{ном}$$

$$i_{уд} \leq i_{пр} \quad (53)$$

$$В_{к} \leq В_{зав} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \quad (54)$$

Принимается выключатель ВЭБ - 110Б - 20/1000 - УХЛ1

Таблица 1.15-Выбор выключателя 110 кВ

| Условия                                                                       | Числовые значения |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| $U_{ном} \geq U_{уст}, \text{ кВ}$                                            | $110 = 110$       |
| $I_{норм} \leq I_{ном}, \text{ кА}$                                           | $0,0562 < 1$      |
| $I_{max} \leq I_{ном}, \text{ кА}$                                            | $0,112 < 1$       |
| $I_{пт} \leq I_{ном.отк}, \text{ кА}$                                         | $4,861 < 20$      |
| $i_{ат} \leq i_{а ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.откл}$       | $0,000042 < 7,07$ |
| $I_{по} \leq I_{дин}, \text{ кА}$                                             | $4,861 < 20$      |
| $i_{уд} \leq i_{дин}, \text{ кА}$                                             | $7,8 < 52$        |
| $В_{к} \leq В_{зав} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $4,37 < 1200$     |

Выбранный выключатель проходит.

Привод выключателя: ППК – 2300 УХЛ1

Предварительно выбирается разъединитель РНДЗ-1<sup>б</sup>-110/630У1 и РНДЗ-2<sup>б</sup>-110/630У1.

Таблица 1.16 Выбор разъединителя

| Условия                            | Числовые значения |
|------------------------------------|-------------------|
| $I_{max} \leq I_{ном}, \text{ кА}$ | $0,112 < 1,6$     |

|                                                                               |               |
|-------------------------------------------------------------------------------|---------------|
| $i_{уд} \leq i_{пр}, \text{ кА}$                                              | $7,8 < 100$   |
| $В_{к} \leq В_{зав} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $4,37 < 6400$ |

Выбранный разъединитель проходит к РУ-10 кВ

На вводы и в качестве секционного предварительно выбирается выключатель ВВЭ–10–20/1600 УЗ.

Таблица 1.17- Выбор выключателя 10 кВ

| Условия                                                                       | Числовые значения |
|-------------------------------------------------------------------------------|-------------------|
| $U_{ном} \geq U_{уст}, \text{ кВ}$                                            | $10 = 10$         |
| $I_{ном} \leq I_{ном}, \text{ кА}$                                            | $0,587 < 1,6$     |
| $I_{max} \leq I_{ном}, \text{ кА}$                                            | $1,171 < 1,6$     |
| $I_{пт} \leq I_{ном.отк}, \text{ кА}$                                         | $7,98 < 20$       |
| $i_{ат} \leq i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{ном.откл}$        | $5,52 < 11,3$     |
| $I_{по} \leq I_{дин}, \text{ кА}$                                             | $7,98 < 20$       |
| $i_{уд} \leq i_{дин}, \text{ кА}$                                             | $19,2 < 52$       |
| $В_{к} \leq В_{зав} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $10,7 < 600$      |

Выбранный выключатель проходит.

В качестве выключателей фидеров принимается выключатель ВВЭ–10–20/630 УЗ.

Привод выключателя: электромагнитный

## 2.4 Выбор ОРУ 110 кВ

РУ 110 кВ принимается блочного типа КТПБ-110/10-59, укомплектованная шкафом КРУН. Технические данные: Напряжения:  $U_{ном} = 110/10 \text{ кВ}$ . Тип трансформатора: ТДТН-16000/110. Тип защитного аппарата на стороне ВН: ВЭБ-110Б-20/1000. Электродинамическая стойкость на стороне ВН, кА: 52.

Термическая стойкость на стороне ВН (трехсекундная), кА: 20. Тип шкафа на стороне НН: К-59. Тип коммутационного аппарата на стороне НН: ВВЭ-10–20/1600 УЗ. Площадь подстанции, м<sup>2</sup>: 36×45. Технические данные КРУН : шкаф выкатного типа исполнения К-59, U<sub>ном</sub>=10 кВ.

Номинальный ток сборных шин, А: 1625.

Электродинамическая стойкость, кА: 52

КРУН по способу обслуживания: однорядное с коридором обслуживания.

## 2.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

На стороне 110 кВ принимаются к установке трансформаторы напряжения (ТН) типа НКФ-110-83У1 с параметрами:

- напряжение обмоток 110000/ $\sqrt{3}$ , 100/ $\sqrt{3}$ , 100В;
- количество емкостных модулей 1;
- номинальная нагрузка и класс точности 200 В·А (класс точности 0,5), 400 В·А (класс точности 3Р).

На шинах 10 кВ принимается к установке ТН ЗНОМ.06-10УЗ с параметрами:

- номинальное напряжение 10 кВ;
- напряжение обмоток 10000 /  $\sqrt{3}$  ; 100/ $\sqrt{3}$  ; 100/3В
- номинальная мощность и класс точности 50 В·А (класс точности 0,2), 75 В·А (класс точности 0,5), 150 В·А (класс точности 1), 300 В·А (класс точности 3);
- предельная мощность 630 В·А.

Таблица 1.18 – Расчет нагрузок ТН 10 кВ

| Прибор    | Место установки | Тип   | Мощность обмотки, Вт | Число обмоток | cosφ | sinφ | Число приборов | Суммарная мощность |        |
|-----------|-----------------|-------|----------------------|---------------|------|------|----------------|--------------------|--------|
|           |                 |       |                      |               |      |      |                | Р, Вт              | Q, вар |
| Вольтметр |                 | Э-335 | 2                    | 1             | 1    | 0    | 1              | 2                  | -      |
| Ваттметр  | Ввод            | Д-335 | 1,5                  | 2             | 1    | 0    | 1              | 3                  | -      |

|                            |                         |       |   |   |      |       |   |    |      |
|----------------------------|-------------------------|-------|---|---|------|-------|---|----|------|
| Счетчик активной энергии   | 10 кВ от трансформатора | И-674 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 6  | 14,5 |
| Счетчик реактивной энергии |                         | И-673 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 1 | 6  | 14,5 |
| Счетчик активной энергии   | Линия 10 кВ             | И-674 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 5 | 30 | 73   |
| Счетчик реактивной энергии |                         | И-676 | 3 | 2 | 0,38 | 0,925 | 5 | 30 | 73   |
| Итого                      |                         |       |   |   |      |       |   | 77 | 175  |

Вторичная нагрузка ТН составляет 191,2 В·А. Мощность ТН в классе точности 0,5 составляет  $3 \cdot 75 = 225$  В·А, следовательно ТН будет работать в выбранном классе точности.

Для соединения ТН с приборами применяется контрольный кабель КВВГ с сечением проводов 2,5 мм<sup>2</sup>.

ТН защищаются предохранителями ПКТН-10.

## 2.6 Выбор измерительных трансформаторов тока

Для оборудования ОРУ 110кВ выбираем трансформатор тока ТРГ-110. Трансформатор тока ТРГ-110 разработан ЗАО «Электротяжмаш» (Екатеринбург). Трансформаторы предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным, тропическим (до плюс 55°С) или холодным климатом (до минус 60°С), невзрывоопасной окружающей средой, не содержащей агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию. Содержание коррозионно-активных агентов по ГОСТ 15150 (для атмосферы типа II). Отсутствие внутренней твердой изоляции исключает возникновение

частичных разрядов, позволяет не проводить периодические проверки и испытания изоляции, а также снижает до минимума вероятность внутреннего пробоя изоляции.

Элегазовый трансформатор тока ТРГ-110-УХЛ1 имеет:

- гарантийный срок – 3 года,
- межревизионный период – 20 лет,
- срок службы – 40 лет,
- кл.точности – 0,2S.

Таблица 1.19 – Выбор трансформаторов тока на ВН

|                                                         | Расчетные данные.                                  | Каталожные данные.                                                |
|---------------------------------------------------------|----------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
|                                                         |                                                    | ТРГ-110                                                           |
| $U_{\text{нн}} \geq U_{\text{ндоэ}}$                    | $U = 110 \text{ кВ}$                               | $U = 110 \text{ кВ}$                                              |
| $I_{\text{нн}} \geq I_{\text{дmax}}$                    | $I_{\text{дд. max}} = 109,3 \text{ А}$             | $I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$                                  |
| $I_{\text{дд}}^2 \cdot t_{\text{дд}} \geq B_{\text{е}}$ | $\hat{A}_{\text{е}} = 101,34 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{\text{дд}}^2 \cdot t_{\text{дд}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| $i_{\text{дд}} \geq i_{\text{дд}}$                      | $i_{\text{д}} = 83,35 \text{ кА}$                  | $i_{\text{дд}} = 102 \text{ кА}$                                  |

Для оборудования ОРУ 10 кВ выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10  
Температура окружающего воздуха при эксплуатации от минус 60 °С до плюс 50 °С; Срок службы-30 лет.ТОЛ-10-М-эти трансформаторы тока предназначены для установки в КРУ.

Таблица 2 –Выбор трансформаторов тока на НН

|                                                         | Расчетные данные.                                                                                 | Каталожные данные.                                                                    |
|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
|                                                         |                                                                                                   | ТОЛ-10(6)                                                                             |
| $U_{\text{нн}} \geq U_{\text{ндоэ}}$                    | $U = 10 \text{ кВ}$                                                                               | $U = 10(6) \text{ кВ}$                                                                |
| $I_{\text{нн}} \geq I_{\text{дmax}}$                    | $I_{\text{max}} = 31,07 \text{ А}$                                                                | $I_{\text{нн}} = 1000 \text{ А}$                                                      |
| $I_{\text{дд}}^2 \cdot t_{\text{дд}} \geq B_{\text{е}}$ | $B_{\text{е}} = I_{\text{нн}}^2 \cdot (t_{\text{нн}} + T_{\text{а}}) = 1515 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I_{\text{дд}}^2 \cdot t_{\text{дд}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$ |
| $i_{\text{дд}} \geq i_{\text{дд}}$                      | $i_{\text{д}} = 35,01 \text{ кА}$                                                                 | $i_{\text{дд}} = 152 \text{ кА}$                                                      |

Для проверки трансформатора тока по вторичной нагрузке, определяется нагрузка по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 2.1- Расчет нагрузок ТТ 10 кВ

| Прибор                     | Тип   | Нагрузка фазы, В·А |     |     |
|----------------------------|-------|--------------------|-----|-----|
|                            |       | А                  | В   | С   |
| Амперметр                  | Э-335 | 0,5                | 0,5 | 0,5 |
| Ваттметр                   | Д-335 | 0,5                | -   | 0,5 |
| Счетчик активной энергии   | И-674 | 2,5                | -   | 2,5 |
| Счетчик реактивной энергии | И-673 | 2,5                | -   | 2,5 |
| Итого                      |       | 6                  | 0,5 | 6   |

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. Общее сопротивление приборов, Ом,

$$Z_{\text{приб}} = S_{\text{приб}} / I_{\text{н2}}^2 \quad (55)$$

$$Z_{\text{приб}} = 6 / 5^2 = 0,25$$

Допустимое сопротивление проводов, Ом,

$$Z_{\text{пров}} = Z_{2 \text{ ном}} - Z_{\text{конт}} - Z_{\text{приб}},$$

где  $Z_{2 \text{ ном}}$  – номинальное сопротивление подключаемой нагрузки, Ом;

$Z_{\text{конт}}$  – сопротивление контактов, принимается 0,1 Ом.

$$Z_{\text{пров}} = 0,6 - 0,25 - 0,1 = 0,25$$

Сечение соединительных проводов, мм<sup>2</sup>

$$q_{\text{пр}} = \rho \cdot l_{\text{расч}} / Z_{\text{пров}}, \quad (56)$$

где -  $l_{\text{расч}}$  – расчетная длина соединительных проводов, принимается  $l_{\text{расч}} = 30$  м

$$q_{\text{пр}} = 0,0283 \cdot 30 / 0,25 = 3,4$$

Принимается контрольный кабель КВВГ с сечением жил 17х2,5 мм<sup>2</sup>.



## 2.7 Выбор высокочастотных заградителей

Принимается ВЗ-630-0,5У1 с паспортными данными:

- $I=630$  А;
- $L=0,547$  мГн;
- $U_{ном}=110$  кВ;
- $I_{уд}=41$  кА;
- $I_{кз}=16$  кА.

Фильтр присоединения типа УФП-66У1, конденсатор связи – СМР-110/ $\sqrt{3}$  - 0,0022У1.

## 2.8 Выбор источника оперативного тока

Оперативный ток – это ток, при помощи которого производится управление первичной коммутационной аппаратурой, а также питание цепей релейной защиты и автоматики и различных видов сигнализаций.

На подстанции Дальнее принимается стационарные свинцово-кислотные герметизированные необслуживаемые аккумуляторная батарея типа: Sonnenschein OPzV, А600 из 112 элементов.

## 2.9 Выбор заземлителей

Для заземления нейтрали силового трансформатора ТДТН – 16000/110 применяется заземлитель типа ЗОН – 110М – IУ1 (заземлитель однополюсный, наружной установки, модернизированный, для умеренного климата ). Тип привода ПРН – 11У1.

## 2.10 Выбор гибких шин

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводом АС.

Сечение принимается по допустимому току, А

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (57)$$

Принимается провод АС – 70, с  $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$  [3].

$$112 \text{ А} < 265 \text{ А}.$$

Проверка шин на электродинамическое действие тока не выполняется

$$I_{\text{по}} = 4,861 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования. Учитывая, что на ОРУ 110 кВ расстояние между проводами меньше, чем на воздушных линиях, проводится проверочный расчет.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{r_0}), \text{ кВ/см},$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности, 0,82;

$r_0$  – радиус провода в см.

Напряженность электрического поля вокруг нерасщепленного провода:

$$E = k \frac{0,354 \cdot U_{\text{л}}}{r_0 \cdot n \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{ЭК}}}}, \text{ кВ/см}, \quad (58)$$

где  $D_{\text{ср}}$  – среднее геометрическое расстояние между проводами (при горизонтальном расположении  $D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D$ ).

$n$  – количество расщепленных проводов в фазе.

$k = 1$ ,  $r_{\text{ЭК}} = r_0$ , т.к. шины выполнены одним проводом.

Условие некоронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0;$$

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot (1 + 0,299 / \sqrt{0,535}) = 35;$$

$$E = 1 \cdot \frac{0,354 \cdot 110}{0,535 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{0,535}} = 27,23.$$

$$1,07 \cdot 27,23 \leq 0,9 \cdot 35.$$

$29,14 \leq 31,5$  – условие выполняется, таким образом провод АС – 70 по условиям коронирования проходит.

Шины на стороне 10 кВ выполняются гибким проводом АС – 240 с  $I_{\text{доп}}=605$  А одного провода.

$$1171 \text{ А} < 4 \cdot 605 = 2420 \text{ А}.$$

Проверка шин на электродинамическое действие тока не выполняется т.к.

$$I_{\text{по}}=7,98 \text{ кА} < 20 \text{ кА}.$$

Проверка на термическое действие тока КЗ не производится т.к. шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка по условиям коронирования не выполняется т.к. она выполняется только для гибких шин, проводников при напряжении 35 кВ и выше.

## 2.11 Выбор жестких шин

Для ошиновки открытой части подстанции с высшим напряжением 110 кВ принимаются шины круглого сечения из алюминиевого сплава АД31Т1 (алюминиевые трубы) с наружным диаметром 20 мм и внутренним – 17 мм, с  $I_{\text{доп}}=345$  А

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току)

$$112 \text{ А} < 345 \text{ А}.$$

Проверка шин на термическую стойкость при КЗ производится по условию

$$q_{\text{min}} < q,$$

где  $q$  – выбранное сечение,  $\text{мм}^2$ ;  $q = \pi (r_{\text{нар}}^2 - r_{\text{вн}}^2)$ ,

$$q = 3,14 \left( \left( \frac{20}{2} \right)^2 - \left( \frac{17}{2} \right)^2 \right) = 87,2.$$

где  $q_{\text{min}}$  – минимальное сечение по термической стойкости,  $\text{мм}^2$ ;

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (59)$$

где  $C$  – функция  $q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{4,37 \cdot 10^6}}{91} = 23 < 87,2$ , условие выполняется.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ, Н/м

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} i_{уд}^{(3)2}}{a},$$

где  $a$  – расстояние между фазами, м;

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} (7,8 \cdot 10^3)^2}{2} = 5,27.$$

Изгибающий момент, Н·м

$$M = \frac{f^{(3)} l^2}{10}, \quad (60)$$

$$M = \frac{5,27 \cdot 6^2}{10} = 18,97.$$

Момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см<sup>3</sup>

$$W = \frac{\pi (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}, \quad (61)$$

$$W = \frac{3,14(2,0^4 - 1,7^4)}{32 \cdot 2} = 0,375.$$

Напряжение в материале шин, возникающее при воздействии изгибающего момента, Мпа

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W}, \quad (62)$$

$$\sigma_{расч} = \frac{18,97}{0,375} = 50,6.$$

Шины механически прочны, если  $\sigma_{расч} \leq \sigma_{доп}$ ,

где  $\sigma_{доп}$  – допустимое механическое напряжение, для алюминиевого сплава АД32Т1  $\sigma_{доп} = 90$  Мпа;  $50,6 < 90$ . Условие выполняется, шины механически прочны.

## 2.12 Выбор трансформаторов собственных нужд

Для выбора необходимо рассчитать потребление электроэнергии на собственные нужды. Расход электроэнергии за год, тыс.кВт·ч;

$$W = N_0 \cdot K_{ед} \cdot K_t$$

где  $N_0$  – норма расхода электроэнергии на единицу, тыс.кВт·ч;

$K_{ед}$  – количество единиц оборудования, шт;

$K_t$  – температурный коэффициент.

Количество ячеек КРУН с выключателями  $K_{ед} = 20$  шт, из них: 10 ячеек линий, 1 ячейка секционного выключателя и ячейка секционного разъединителя, 2 вводные ячейки, 2 ячейки измерительных трансформаторов, 2 ячейки ТСН, 3 резервные ячейки.

$$W = (1 \cdot 15 + 0,35 \cdot 3) \cdot 1,4 = 22,47.$$

Результаты расчетов норм годового расхода электроэнергии остальными потребителями ТСН проектируемой подстанции приведены в таблице

Таблица 2.2- Нормы годового расхода электроэнергии

| Наименование<br>электроприемников<br><br>СН | Равномерное<br>распределение в течение<br>года |                       | По графику наиболее загруженного<br>месяца |               |               |
|---------------------------------------------|------------------------------------------------|-----------------------|--------------------------------------------|---------------|---------------|
|                                             | двигательная<br>нагрузка                       | прочие<br>потребители | Обогрев                                    |               | Освещени<br>е |
|                                             |                                                |                       | оборудования                               | помещени<br>я |               |
| Обдув и<br>охлаждение<br>трансформаторов    | 8,8                                            | -                     | -                                          | -             | -             |
| Обогрев ОПУ                                 | -                                              | -                     | -                                          | 18,4          | -             |
| Вентиляция ОПУ                              | 0,8                                            | -                     | -                                          | -             | -             |
| Освещение ОПУ                               | -                                              | -                     | -                                          | -             | 1             |
| Обогрев<br>помещения ОВБ                    | -                                              | -                     | -                                          | 11            | -             |

|                                                                  |     |      |       |      |     |
|------------------------------------------------------------------|-----|------|-------|------|-----|
| Наружное<br>освещение                                            | -   | -    | -     | -    | 1,5 |
| Оперативные цепи<br>и цепи управления                            | -   | 4,5  | -     | -    | -   |
| Обогрев<br>выключателей                                          | -   | -    | 27    | -    | -   |
| Аппаратура связи<br>и ТМ                                         | -   | 4,8  | -     | -    | -   |
| Обогрев ячеек<br>КРУН и релейных<br>шкафов наружной<br>установки | -   | -    | 22,47 | -    | -   |
| Прочие                                                           | -   | 2,5  | -     | -    | -   |
|                                                                  | 9,6 | 11,8 | 49,47 | 29,4 | 2,5 |

Норма расхода электроэнергии на СН подстанции составит, тыс. кВт·ч:

$$W = 9,6 + 11,8 + 49,47 + 29,4 + 2,5 = 102,77$$

Мощность ТСН должна выбираться с учетом разновременности графиков нагрузки различных групп потребителей СН подстанции. За наиболее загруженный месяц года для умеренно холодного влажного климата принимается январь. Причем за указанный месяц на обогрев оборудования расходуется 18,3 % годового расхода электроэнергии, что составит, тыс. кВт·ч:

$$W = 0,183 \cdot 49,47 = 9,05.$$

На обогрев помещений за этот же период расходуется 15,9 %, что составит, тыс. кВт·ч:

$$W = 0,159 \cdot 29,4 = 4,67.$$

Суммарный расход электроэнергии за январь на обогрев, тыс. кВт·ч:

$$W = 9,05 + 4,67 = 13,72.$$

На освещение за указанный месяц приходится 12 %, что составит, тыс. кВт·ч

$$: W = 0,12 \cdot 2,5 = 0,3.$$

Среднее количество часов в месяц составляет  $30 \cdot 24 = 720$  ч.

Тогда мощность на обогрев оборудования и помещений подстанций, кВт:

$$P_{об} = \frac{13,72 \cdot 10^3}{720} = 19,05$$

Мощность на обдув трансформаторов, кВт:

$$P_{тр} = \frac{8,8 \cdot 10^3}{4380} = 2.$$

Мощность осветительной установки с учетом темного времени суток, кВт:

$$P_{осв} = \frac{0,3 \cdot 10^3}{30 \cdot 8} = 1,3.$$

Мощность на вентиляцию и прочую нагрузку, кВт:

$$P_{вент} = \frac{0,8}{8760} = 0,1,$$

$$P_{пр} = \frac{11,8}{8760} = 1,3.$$

Двигательная нагрузка составляет, кВт:

$$P_{дв} = P_{тр} + P_{вент}, ; P_{дв} = 2 + 0,1 = 2,1.$$

Указанная нагрузка эксплуатируется с коэффициентом мощности 0,8.

Тогда реактивная мощность двигательной нагрузки составит, кВар:

$$Q_{дв} = P_{дв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{дв}, ; Q_{дв} = 2,1 \cdot 0,75 = 1,575.$$

Суммарная активная мощность потребителей СН подстанции в наиболее загруженный период года, кВт:

$$P = 19,05 + 2 + 1,3 + 0,1 + 1,3 = 23,75.$$

Полная мощность потребителей СН подстанции, кВ·А:

$$S = \sqrt{23,75^2 + 1,575^2} = 23,8.$$

На подстанции следует предусмотреть установку двух ТСН типа ТМ - 16/10 с номинальным напряжением обмотки НН 0,4 кВ.

Проверка ТСН по перегрузке производится аналогично методике рассмотренной в пункте 3. Каждый из выбранных трансформаторов будет загружен в январе на 11,9 кВ·А:

$$K_1 = \frac{11,9}{16} = 0,743.$$

В случае выхода одного ТСН из строя оставшийся в работе будет нести нагрузку 22,51 кВ·А:

$$K_2 = \frac{23,8}{16} = 1,48.$$

Выбранный ТСН при температуре плюс -5°C с учетом  $K_1 = 0,743$  в течение 24 часов в сутки будет работать с перегрузкой 1,55, что меньше расчетной. Такой режим допустим в течении 5 суток.

## 2.13 Выбор изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по следующим условиям:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (63)$$

$$F_{расч} \leq F_{доп} \quad (64)$$

$$F_{и} = 0,6 \cdot F_{разр} \quad (65)$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_y^2 \cdot l}{a}$$

$$F_u = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(19,2 \cdot 10^3)^2 \cdot 1,4}{0,8} = 111,74 \text{ Н}$$

Необходимо выбрать ИОР–10–3,75-УХЛ,  $F_{разр} = 3750 \text{ Н}$

$$111,74 \leq 3750 \cdot 0,6 = 2250$$

Выбор проходных изоляторов:

Необходимо выбрать ИП-10/630-750-У2

$$I_{ном} = 587 \text{ А}$$

$$F_{разр} = 630 \text{ Н}$$

$$F_{расч} \leq F_{доп}$$

$$F_{расч} = 0,5 \cdot 111,74 = 55,87$$

$$55,87 \leq 630$$

Выбор опорных изоляторов на ВН:

$$F_u = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{(7,8 \cdot 10^3)^2 \cdot 6}{2} = 31,6 \text{ Н}.$$



Необходимо выбрать ИОС-110-2000УХЛ

$$F_{\text{разр}} = 20 \text{ кН}$$

$$31,6 \leq 0,6 \cdot 20000 = 12000.$$

## 2.14 Выбор шин в КРУН

Выбор осуществляется по (6.12). Выбираются алюминиевые шины прямоугольного сечения, размером 100×8,  $I_{\text{доп}} = 1625 \text{ А}$ , при количестве одной полосы на полюс или фазу

$$1171 \leq 1625 \text{ А}$$

Проверка шин на термическую прочность при к.з. производится по условию

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{47,3 \cdot 10^6}}{91} = 75,58$$

$$75,58 < 1200$$

Механический расчет шин:

Проверка шин на электродинамическую прочность. Производится определение частоты собственных колебаний для алюминиевых шин, Гц,

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \sqrt{\frac{J}{q}},$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами,  $l = 1,4 \text{ м}$  ;

$J$  – момент инерции поперечного сечения,  $\text{см}^4$ ;

$q$  – поперечное сечение шины,  $\text{см}^2$ .

Для однополосных шин лежащих плашмя,  $\text{см}^4$ ,

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,8 \cdot 10^3}{12} = 66,7 ,$$

$$f_0 = \frac{173,2}{1,4^2} \sqrt{\frac{66,7}{8}} = 255,2 .$$

Так как  $f_0 > 200 \text{ Гц}$  проверка шин на электродинамическую стойкость производится в предположении, что шины и изоляторы являются статической системой с нагрузкой, равной максимальной электродинамической силе, возникающей при к.з.

Механический расчет однополосных шин.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном к.з., Н/м, определяется по

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \frac{(19,2 \cdot 10^3)^2}{0,8} = 79,81.$$

Изгибающий момент, Н·м, определяется по (6.20),

$$M = \frac{79,81 \cdot 1,4^2}{10} = 15,64.$$

Момент сопротивления шины относительно оси, см<sup>4</sup>,

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 10^2}{6} = 13,3.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента, МПа, определяется по:

$$\sigma_{расч} = \frac{15,64}{13,3} = 1,18 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{расч} = 1,18 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 40 \text{ МПа}$$

Выбранные шины механически прочны.

## 2.15 Выбор ограничителей перенапряжений

В настоящее время в электрических сетях всех классов напряжения осуществляется массовое применение ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН), в связи с прекращением серийного выпуска вентильных разрядников и необходимостью, в ряде случаев, повышения эффективности системы защиты от перенапряжений электротехнического оборудования распределительных устройств. ОПН предназначены для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений.

На шинах 110 кВ устанавливаются ОПН-110У1;

на шинах 10 кВ – ОПН-10У3;

в нейтрали силового трансформатора – ОПН-110У1.

### 3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела является технико-экономическое обоснование реконструкции подстанции 110/10 кВ

Проект направлен на повышение надежности электроснабжения потребителей путем замены силовых трансформаторов, замены ОРУ, КРУН, коммутационных аппаратов.

Капитальные вложения в электрооборудование – это в первую очередь, стоимость электрооборудования и стоимость строительно-монтажных работ.

Смета – это документ, определяющий окончательную и предельную стоимость реализации проекта. Смета служит исходным документом капитального вложения, в котором определяются затраты, необходимые для выполнения полного объема необходимых работ.

Исходными материалами для определения сметной стоимости строительства объекта служат данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскуранты цен на оборудование и строительные материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

#### 3.2 Планирование инженерного проекта

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование объекта в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 2.3.).

|          |      |                |        |     |                                                                         |                      |      |        |  |
|----------|------|----------------|--------|-----|-------------------------------------------------------------------------|----------------------|------|--------|--|
|          |      |                |        |     | ФЮРА.130302.015ПЗ                                                       |                      |      |        |  |
|          |      |                |        |     |                                                                         |                      |      |        |  |
| Изм      | Лист | № докум.       | Подпис | Дат | ФИНАНСОВЫЙ<br>МЕНЕДЖМЕНТ,<br>РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ<br>ИРЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ | Лит.                 | Лист | Листов |  |
| Разраб.  |      | Хасанбаев А.Н. |        |     |                                                                         |                      |      |        |  |
| Провер.  |      | Кузмина Н.Г.   |        |     |                                                                         |                      | 84   | 67     |  |
|          |      | .              |        |     |                                                                         |                      |      |        |  |
| Н.контр. |      | Новиков С.А.   |        |     |                                                                         | ТПУ ИнЭО гр. 3-5А2ГЗ |      |        |  |
|          |      |                |        |     |                                                                         |                      |      |        |  |

Таблица 2.3. – План разработки выполнения этапов проекта

| № п/п                     | Перечень выполненных работ                                                                                                | Исполнители  | Прод-сть, дн |
|---------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|--------------|
| 1                         | Ознакомление с производственной документацией.<br>Постановка задачи работникам                                            | Руководитель | 2            |
|                           |                                                                                                                           | Инженер      | 2            |
| 2                         | Расчет нагрузки                                                                                                           | Инженер      | 8            |
| 3                         | Расчет электрических нагрузок по предприятию                                                                              | Инженер      | 10           |
| 4                         | Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН                                                                         | Инженер      | 2            |
| 5                         | Выбор трансформаторов цеховых подстанций.<br>Техникоэкономический расчет компенсирующих устройств                         | Инженер      | 5            |
| 6                         | Выбор трансформаторов ГПП. Технико-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения                                   | Руководитель | 2            |
|                           |                                                                                                                           | Инженер      | 6            |
| 7                         | Расчет внутривзаводской сети предприятия                                                                                  | Инженер      | 10           |
| 8                         | Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.                                                                      | Инженер      | 1            |
| 9                         | Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. | Инженер      | 3            |
| 10                        | Расчет схемы электроснабжения литейного цеха                                                                              | Руководитель | 2            |
|                           |                                                                                                                           | Инженер      | 10           |
| 11                        | Расчет токов короткого замыкания в сети ниже1000 В.                                                                       | Инженер      | 1            |
| 12                        | Расчет молниезащиты                                                                                                       | Инженер      | 1            |
| 13                        | Расчет релейной защиты и автоматики                                                                                       | Инженер      | 1            |
| 14                        | Расчет эпюры отклонений напряжения                                                                                        | Инженер      | 3            |
| 15                        | Составление расчетно-пояснительной записки                                                                                | Руководитель | 2            |
|                           |                                                                                                                           | Инженер      | 20           |
| 16                        | Чертежные работы                                                                                                          | Руководитель | 2            |
|                           |                                                                                                                           | Инженер      | 20           |
| Итого по каждой должности |                                                                                                                           | Руководитель | 10           |
|                           |                                                                                                                           | Инженер      | 102          |
| Итого                     |                                                                                                                           |              | 102          |

На основе таблицы 3.2 построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. В таблице 3.2. приведен календарный план-график с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени дипломирования.

Таблица 2.4 – Календарный план-график

| №<br>п/п | Перечень выполненных работ                                                                                                | Исполнители  | Продолжительность выполнения работ |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
|----------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------|------|---|---|--------|---|---|-----|---|---|------|--|
|          |                                                                                                                           |              | Февраль                            | Март |   |   | Апрель |   |   | Май |   |   | Июнь |  |
|          |                                                                                                                           |              | 3                                  | 1    | 2 | 3 | 1      | 2 | 3 | 1   | 2 | 3 | 1    |  |
| 1        | Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам                                               | Руководитель |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
|          |                                                                                                                           | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 2        | Расчет нагрузки                                                                                                           | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 3        | Расчет электрических нагрузок по предприятию                                                                              | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 4        | Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН                                                                         | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 5        | Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Техникоэкономический расчет компенсирующих устройств                            | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 6        | Выбор трансформаторов ГПП. Технико-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения                                   | Руководитель |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
|          |                                                                                                                           | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 7        | Расчет внутризаводской сети предприятия                                                                                   | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 8        | Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.                                                                      | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 9        | Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения. | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 10       | Расчет схемы электроснабжения литейного цеха                                                                              | Руководитель |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
|          |                                                                                                                           | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 11       | Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В.                                                                      | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 12       | Расчет молниезащиты                                                                                                       | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 13       | Расчет релейной защиты и автоматики                                                                                       | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 14       | Расчет эпюры отклонений напряжения                                                                                        | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 15       | Составление расчетно-пояснительной записки                                                                                | Руководитель |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
|          |                                                                                                                           | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
| 16       | Чертежные работы                                                                                                          | Руководитель |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |
|          |                                                                                                                           | Инженер      |                                    |      |   |   |        |   |   |     |   |   |      |  |

### 3.3 Смета затрат на проект

Затраты на разработку проекта

$$\Sigma K_{\text{пр}} = K_{\text{мат}} + K_{\text{зп}} + K_{\text{со}} + K_{\text{ам}} + K_{\text{пр}} + K_{\text{накл}}, \quad (66)$$

где  $K_{\text{мат}}$  – материальные затраты;

$K_{\text{зп}}$  – заработная плата;

$K_{\text{со}}$  – отчисления в социальные фонды;

$K_{\text{ам}}$  – амортизация компьютерной техники;

$K_{\text{пр}}$  – прочие затраты;

$K_{\text{накл}}$  – накладные расходы.

### 3.4 Материальные затраты.

Таблица 2.5– Затраты на материалы

| Материалы                     | Количество | Цена за единицу, руб | $I_{\text{мат}}$ , руб |
|-------------------------------|------------|----------------------|------------------------|
| Флеш память                   | 1          | 300,0                | 300,0                  |
| Упаковка бумаги А4 500 листов | 1          | 200,0                | 200,0                  |
| Канцтовары                    | -          | 1000,0               | 1000,0                 |
| Картридж для принтера         | 1          | 1500,0               | 1500,0                 |
| Итого $I_{\text{мат}}$ , руб  | -          | -                    | 3000,0                 |

### 3.5 Расчет зарплаты.

Месячная зарплата исполнителей проекта:

$$K_{\text{з/пл}} = 3П_{\text{инж}} + 3П_{\text{н.р}}, \text{ где:} \quad (67)$$

$3П_{\text{инж}}$  – заработная плата инженера;

$3П_{\text{н.р}}$  – Зарплата научного руководителя;

Месячный должностной оклад рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = 3П_{\text{мс}} \cdot k_1 \cdot k_2 \quad (68)$$

где  $3П_{\text{о}}$  – месячный оклад (НР – ассистент = 30000 руб; инженер 17000руб)

$k_1$  – районный коэффициент для Томска, равный 1,3.

$k_2$  – коэффициент учитывающий отпуск, равный 1,1.

Фактическая заработная плата рассчитывается по следующей формуле:

$$ЗП_{\phi} = \frac{ЗП_{мес}}{21} \cdot n^{\phi}, \text{ где:} \quad (69)$$

$n^{\phi}$  – фактическое число дней в проекте.

21 – число рабочих дней в месяце

Месячный должностной оклад инженера:

$$ЗП_{м} = 17000 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 24310 \text{ руб}$$

Заработная плата инженера:

$$ЗП_{инж} = \frac{24310}{21} \cdot 102 = 118077 \text{ руб}$$

Месячный должностной оклад руководителя:

$$ЗП_{м} = 30000 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 42900 \text{ руб}$$

Заработная плата руководителя:

$$ЗП_{н.р} = \frac{42900}{21} \cdot 10 = 20428,8 \text{ руб}$$

Итого по зарплате:

$$K_{з / пл} = 118077 + 20428,8 = 138505,8 \text{ руб.}$$

### 3.6 Отчисления в социальные фонды.

Отчисления в социальные фонды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед.страховка) в размере 30,2% от ФЗП

$$K_{co} = 0,302 \cdot 138505,8 = 41828,7 \text{ руб,}$$

### 3.7 Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$K_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot Ц_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}}; \quad (70)$$

$$K_{ам} = \frac{82}{365} \cdot 27000,0 \cdot \frac{1}{5} = 1213,2 \text{ руб},$$

Где  $T_{исп.КТ}$  – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал}$  = 365 – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$Ц_{КТ}$  – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$  – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 3.5.

Таблица 2.6 – Амортизация основных фондов

| Оборудование           | Стоимость, руб | Количество | Тз, дне | Иам, руб |
|------------------------|----------------|------------|---------|----------|
| Компьютер инженера     | 27000,0        | 1          | 82      | 1213,2   |
| Компьютер руководителя | 25000,0        | 1          | 8       | 109,6    |
| Принтер                | 4000,0         | 1          | 8       | 17,5     |
| Итого Кам, руб         | -              | -          |         | 1340,3   |

### 3.8 Прочие расходы

Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от ФЗП, затрат на материалы, амортизацию и отчислений в социальные фонды

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (K_{ФЗП} + K_{мат} + K_{ам} + K_{со}) \quad (71)$$

$$K_{пр} = 0,1 \cdot (138505,8 + 3000,0 + 1340,3 + 41828,7) = 18467,5 \text{ руб},$$

**3.9 Накладные расходы. Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...)**



$$K_{накл} = 2 \cdot K_{ФЗП} \quad (72)$$

$$K_{накл} = 2 \cdot 138505,8 = 277011,6 \text{ руб.},$$

### 3.10 Затраты на разработку проекта

$$\sum K = K_{ФЗП} + K_{мат} + K_{ам} + K_{со} + K_{пр} + K_{накл} \quad (73)$$

$$\begin{aligned} \sum K &= 138505,8 + 3000,0 + 1340,3 + 41828,7 + 18467,5 + 277011,6 = \\ &= 480153,9 \text{ руб} \end{aligned}$$

Расчет сметы затрат на разработку проекта сведем в таблицу 3.6

Таблица 2.7 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

| № статьи              | Наименование статей расхода     | Сумма, руб. |
|-----------------------|---------------------------------|-------------|
| 1                     | $K_{ФЗП}$                       | 138505,8    |
| 2                     | Материалы Кмат                  | 3000,0      |
| 3                     | Амортизация основных фондов Кам | 1340,3      |
| 4                     | Социальные отчисления Ксо       | 41828,7     |
| 5                     | Прочие расходы Кпр              | 18467,5     |
| 6                     | Накладные расходы Кнакл         | 277011,6    |
| Цена проекта $\sum K$ |                                 | 480153,9    |

### Смета затрат

Капитальные вложения в проект реконструкции ПС 35/10 кВ складываются из стоимости проекта, монтажа нового оборудования и из стоимости самого оборудования по выражению:

$$K = K_{проект} + K_{оборуд} + K_{монтаж} \quad (74)$$

где  $K_{проект}$  – затраты на выполнение проекта;

$K_{оборуд}$  – стоимость оборудования;

$K_{монтаж}$  – затраты на монтаж и отладку оборудования.

Таблица 2.8 – Стоимость оборудования

| №                      | Наименование работ и затрат                   | Количество | Стоимость | Итого    |
|------------------------|-----------------------------------------------|------------|-----------|----------|
| Раздел 1. Демонтаж     |                                               |            |           |          |
| 1                      | Демонтаж блочной подстанции 110кВ<br>6300 кВА | 1          | 85800,74  | 85800,74 |
| Раздел 2. Оборудование |                                               |            |           |          |
| 2                      | КТПМ-110/10 (КРУН-110кВ)                      | 2          | 2064357   | 4128714  |
| 3                      | КТПМ-110/10 (КРУН-10 кВ)                      | 1          | 4290089   | 4290089  |
| 4                      | Трансформатор ТДТН-16000/110-УХЛ1             | 2          | 2000000   | 4000000  |
| 5                      | Трансформатор тока ТОЛ-10-1-1                 | 14         | 3227      | 45178    |
| 6                      | Выключатель 110кВ                             | 2          | 145000    | 290000   |
| 7                      | Выключатель 10 кВ                             | 18         | 130000    | 2340000  |

Итого стоимость оборудования  $K_{об} = 16$  млн.руб.

Монтаж оборудования составляет 20% от стоимости оборудования.

Поэтому, стоимость монтажа  $K_{мон} = 16 \cdot 0,2 = 3,2$  млн.руб.

Суммарные капитальные вложения в проект реконструкции ПС 110/10 кВ «ЛПК» равны:

$$K = 0,48 + 16 + 3,2 = 19,68 \text{ млн.руб.}$$

### 3.11 Выбор трансформатора по экономическим показателям

Таблица 2.9 – Выбор трансформатора

| № варианта | Количество и технические данные трансформатора                                                                                                                      | Коэффициент загрузки $\beta$ | Потери активной мощности $\Delta P$ | Цена трансформатора | Цена монтажа |
|------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------|-------------------------------------|---------------------|--------------|
| 1          | ТМ – 16000 кВ·А<br>$S_n = 16000 \text{ кВ·А}$<br>$\Delta P_{xx} = 46,5 \text{ кВт}$<br>$\Delta P_{кз} = 8 \text{ кВт}$<br>$I_{xx} \% = 0,8 \%$<br>$U_{кз} \% = 7,5$ | $\beta = 0,4$                | 20,5                                | 2150000             | 430000       |

|   |                                                                                                                                                                       |          |          |         |         |
|---|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|---------|---------|
|   |                                                                                                                                                                       |          |          |         |         |
|   | в 2 <sup>х</sup> ТМ – 16000/110/1кВ·А                                                                                                                                 |          | 41 кВт   | 4300000 | 860000  |
| 2 | ТДТН – 16000 кВ·А<br>S <sub>н</sub> = 16000 кВ·А<br>ΔP <sub>xx</sub> = 7,6 кВт<br>ΔP <sub>кз</sub> = 46,5 кВт<br>I <sub>xx</sub> % = 0,8 %<br>U <sub>кз</sub> % = 7,5 | β = 0,33 | 18,2 кВт | 2000000 | 400000  |
|   | в 2 <sup>х</sup> ТДТН – 16000/110/1-кВ·А                                                                                                                              |          | 36,4 кВт | 3700000 | 4000000 |

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторах сравниваемых вариантов определяем по формулам:

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} * \beta^2, \text{ кВт} \quad (75)$$

где  $\Delta P_{xx}, \Delta P_{кз}$  – номинальные активные потери в стали и обмотках трансформатора, кВт;

β – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери в трансформаторах сравниваемых вариантов различны, этим обусловлено заметное их влияние на экономичность сравниваемых вариантов, следовательно их надо учитывать путем расчета активных потерь мощности.

Стоимость годовых потерь активной электроэнергии:

$$C_g = \Delta P * j \quad (76)$$

где ΔP – среднегодовые потери активной мощности, кВт;

j = C<sub>г</sub> \* T<sub>г</sub> – стоимость 1 кВт·года электроэнергии, руб./кВт·г;

C<sub>г</sub> = 2,10 руб. / кВт·ч – стоимость 1 кВт·часа, руб./кВт·ч;

T<sub>г</sub> – годовое время включения электроустановки T<sub>г</sub> = 8760 ч/год.

Стоимость годовых потерь электроэнергии для первого варианта по формуле

$$C_g = 41 * 2.10 * 8760 = 754236$$

Стоимость годовых потерь электроэнергии для второго варианта по формуле (4.12):

$$C_9 = 36,4 * 2.10 * 8760 = 669614,4$$

Рассчитаем издержки в сравниваемых вариантах:

$$\Delta K = \Delta K_{\text{реж}} + \Delta K_{\text{обсл}} + \Delta K_{\text{пот}} \quad (77)$$

где  $\Delta K_{\text{реж}}$  – издержки на режимы работы;

$\Delta K_{\text{обсл}}$  – издержки на обслуживание;

$\Delta K_{\text{пот}}$  – издержки на потери электроэнергии;

Поскольку сравнение вариантов мы производим по потерям электроэнергии в трансформаторах, мы пренебрегаем издержками по обслуживанию и издержками по режиму работы

Издержки по потерям приравниваем к стоимости потерь электроэнергии, для первого варианта:

$$\Delta K_{\text{пот}} = C_9 = 754236 \text{ руб}$$

для второго варианта:

$$\Delta K_{\text{пот}} = C_9 = 669614,4 \text{ руб}$$

Рассчитаем капиталовложения в сравниваемых вариантах по формуле:

$$K = K_{\text{оборуд}} + K_{\text{монтаж}} \quad (78)$$

где  $K_{\text{оборуд}}$  – стоимость оборудования;

$K_{\text{монтаж}}$  – затраты на монтаж и отладку оборудования.

Для первого варианта:

$$K = 4300000 + 860000 = 5160000 \text{ руб.}$$

Для второго варианта:

$$K = 4000000 + 800000 = 4800000 \text{ руб.}$$

Обоснование выбора варианта производится по показателям сравнительной экономической эффективности, в основе которых лежат капитальные вложения (K) и издержки производства (И). Воспользуемся формулой приведенных затрат ( $K_{\text{пр}}$ ):

$$K_{\text{пр}} = E_{\text{н}} * K + И \quad (79)$$

где  $E_{\text{н}}$  – приемлемая норма доходности – 0,15;

$K$  – капиталовложения.

И– издержки

Приведенные затраты для первого варианта:

$$K_{\text{пр}} = 0.15 * 5160000 + 754236 = 1528236$$

Приведенные затраты для второго варианта:

$$K_{\text{пр}} = 0.15 * 4800000 + 669614,4 = 1389614,4$$

Таблица 2.8 – Сравнение вариантов

|                           | 1 вариант | 2 вариант |
|---------------------------|-----------|-----------|
| Капиталовложения (К)      | 5160000   | 4800000   |
| Издержки (Ипот)           | 754236    | 669614,4  |
| Затраты приведенные (Кпр) | 1528236   | 1389614,4 |

Сравнивая два варианта, экономически целесообразным является вариант с минимальными приведенными затратами Кпр. Наименьшими приведенными затратами обладает второй вариант – трансформатор ТДТН-16000/110/10.

#### 4.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью данного раздела является выявление и анализ опасных и вредных производственных факторов, имеющих место на объекте, а также разработка мер по уменьшению воздействия этих факторов на персонал. Необходимо отметить, что важным вопросом при рассмотрении производственной и экологической безопасности является соблюдение правил, норм, инструкций и других документов, утвержденных в установленном порядке .

Объектом рассмотрения раздела является подстанция «Дальние». Подстанция предназначена для приема, преобразования и распределения электроэнергии между потребителями. В состав подстанциибудет входит открытое распределительное устройство напряжением 110 кВ, закрытое распределительное устройство 10 кВ, группа трансформаторов и щит управления.

Во время эксплуатации электрооборудование подстанции подвергается атмосферным, электрическим, механическим, тепловым воздействиям. Чтобы обеспечить бесперебойную, безаварийную и безопасную работу подстанции, её оборудование, строительную часть подвергают осмотрам, ремонтам и испытаниям. По обслуживанию и ремонту оборудования подстанций установлены следующие виды работ: профилактическое испытание; осмотр электроустановок и оперативное обслуживание; капитальный ремонт; текущий ремонт;

ФЮРА.130302.015ПЗ

|         |      |                |         |      |                               |    |     |
|---------|------|----------------|---------|------|-------------------------------|----|-----|
|         |      |                |         |      | ФЮРА.130302.015ПЗ             |    |     |
|         |      |                |         |      |                               |    |     |
| Изм.    | Лист | № докум.       | Подпись | Дата | СОЦИАЛЬНАЯ<br>ОТВЕТСТВЕННОСТЬ |    |     |
| Разраб. |      | Хасанбаев А.Н. |         |      |                               |    |     |
| Провер. |      | Бородин Ю.В.   |         |      |                               |    |     |
|         |      |                |         |      |                               |    |     |
| Н.контр |      | .Новиков С.А.  |         |      |                               |    |     |
|         |      |                |         |      | Лит.    Лист    Листов        |    |     |
|         |      |                |         |      |                               | 95 | 116 |
|         |      |                |         |      | ТПУ ИнЭО гр. 3-5А2ГЗ          |    |     |

Оперативное обслуживание электрооборудования подстанции принято круглосуточное с дежурством на главном щите управления оперативным персоналом по два человека в смену. В оперативное обслуживание электроустановок входит - осмотры оборудования; производство оперативных переговоров и переключений; подготовка рабочих мест и допуск ремонтных бригад. Осмотры оборудования проводят для своевременного обнаружения неисправностей принятия мер к их устранению.

Оборудование подстанции осматривается один раз в сутки и два раза в месяц в ночное время для выявления мест искрения и коронирования. Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже 3, из числа оперативного персонала, обслуживающий данную электроустановку в рабочее время, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу 5, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу 4, для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации.

Оперативные переключения, подготовку рабочих мест и допуск должен выполнять оперативный или оперативно-ремонтный персонал.

В связи со вступлением в силу Федерального закона N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда" от 28 декабря 2013 г., аттестация рабочих мест претерпела изменения и стала называться Специальная оценка условий труда. По результатам проведения специальной оценки условий труда (СОУТ) устанавливаются классы условий труда на рабочих местах: оптимальные(1); допустимые(2); вредные(3); опасные(4)

Законодательная база в этой сфере включает в себя: Закон №426-ФЗ «О специальной оценке труда»;

Закон №421-ФЗ «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в связи с принятием закона №426-ФЗ»;

Трудовой Кодекс РФ;

ГОСТы по нормативам уровня шума, освещенности, загрязненности и т. д.;

Кодекс об административных правонарушениях РФ.

Во время исследований специалисты измеряют и анализируют 4 фактора:

1. Физические. Оцениваются температура в помещениях, вибрация, освещение, магнитные и электрические поля, шум и т.д.
2. Химические. Это смеси и вещества, которые образуются в ходе химического синтеза.
3. Биологические. Это различные микроорганизмы, которые содержатся в препаратах.
4. Напряженность и тяжесть труда. Анализируются нагрузки на органы чувств, позвоночник, нервную и другие функциональные системы организма человека.

#### **4.2 Анализ опасных и вредных факторов.**

При эксплуатации электрических сетей, воздушных и кабельных линий электропередач, оборудования распределительных устройств, оборудования, находящегося в оперативных пунктах управления энергетических предприятий имеются опасные и вредные производственные факторы.

Опасным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к травме или к другому внезапному резкому ухудшению здоровья.

Опасными производственными факторами на подстанции являются:

- поражения человека электрическим током;
- падение человека с высоты;



- вращающиеся механизмы;
- сосуды, работающие под давлением.

Вредным производственным фактором называется такой производственный фактор, воздействие которого на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Вредными производственными факторами на подстанции являются:

- вредное воздействие климатических условий;
- повышенная напряжённость электрического поля;
- электромагнитные излучения;
- освещенность;

#### **4.3 Оценка электромагнитного излучения**

На площадке ПС «Дальние» расположены: трансформаторы, открытые распределительные устройства - ОРУ-110 кВ, закрытые распределительный устройства 10кВ и линии электропередачи, являющиеся источниками электромагнитных полей. Воздействие этих источников локализуется в пределах территории ПС «Дальние» согласно установленных нормативных охранных зон.

Электромагнитное излучение от электрических подстанций и ЛЭП нормируется Сан Пин 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». Согласно указанных санитарных правил нормируется санитарно-защитная зона (СЗЗ) от трассы ВЛ - в зависимости от напряжения. СЗЗ для линии электропередачи является территория вдоль трассы высоковольтной линии, в которой напряженность электрического поля превышает 1 кВ/м. Следовательно, ДПУ для населения является 1кВ/м.

На площадке подстанции «Дальние» не эксплуатируется оборудование напряжением выше 110 кВ, а следовательно не оказывается отрицательного

влияния на биологические объекты. Замеры напряженности электромагнитных полей проводятся лабораториями физических факторов центров Россанэпиднадзора и другими аккредитованными лабораториями.

В соответствии с этим подстанция «Дальние» не является источником негативного воздействия на здоровье человека и среду обитания.

#### **4.4 Анализ опасности электрического поражения**

В процессе эксплуатации распределительных устройств оперативный и ремонтный персонал производит определенную работу в различных помещениях, которые согласно (ПУЭ-7 п. 1.1.13) классифицируются по степени опасности поражения людей электрическим током на:

- помещения без повышенной опасности;
- помещения с повышенной опасностью;
- особо опасные помещения.

Помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Помещения с повышенной опасностью, характеризуются наличием в них одного или следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырости или токопроводящей пыли; токопроводящих полов; высокой температуры; возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, и к технологическим аппаратам с одной стороны и к металлическим корпусам электрооборудования с другой.

Особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

- особой сырости; химически активной среды; одновременно двух или более условий повышенной опасности.

Таблица 3 - Классификация помещений по опасности поражения электрическим током

| <b>Класс помеще-ния.</b>           | <b>Название помещения</b>                    | <b>Требования к помещению</b>                                                                                                                                                                                                                                                                                               |
|------------------------------------|----------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Особо опасные помещения            | Открытые распределительные устройства 110 кВ | Расстояние от токоведущих частей до заземленных конструкций или постоянных ограждений должно быть 375 и 180 см соответственно. Территория ОРУ должна быть ограждена внешним забором высотой 180-200 см, калитки и ворота закрыты на запирающиеся устройства.                                                                |
|                                    | Помещения КРУН-10 кВ                         | Расстояние от токоведущих частей до заземленных конструкций должно быть 12 см, до сетчатых ограждений 22 см, до сплошных ограждений 15 см. Неизолированные ТВЧ должны быть помещены в камеры, ограждены сетками. Изоляция электрооборудования должна быть не менее 5 степени.                                               |
| Помещения с повышенной опасностью  | Мастерская электрослесарей                   | Все электрооборудование должно быть заземлено, для чего в этих помещениях должен быть смонтирован заземляющий контур. Работу на электрооборудовании (сверлильный и т.п.) должны осуществлять специально обученный персонал с отметкой об этом в удостоверении. Изоляция электрооборудования должна быть не менее 2 степени. |
| Помещения без повышенной опасности | Раздевалка, кабинет начальника               | Изоляция электрооборудования должна быть не менее 2 степени.                                                                                                                                                                                                                                                                |

Осмотр электрооборудования, находящегося под напряжением, сопряжен с опасностью поражения электрическим током. Возникает это при случайном прикосновении к неизолированным токоведущим частям или приближение к ним на расстояние, когда возможно перекрытие воздушного промежутка.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления. В электроустановках выше 1000 В при осмотре не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние менее указанных в таблице 5.2

Согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденным приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н - безопасное расстояние до токоведущих частей составляет:

Таблица 3.1 - Допустимые расстояния до токоведущих частей, находящихся под напряжением.

| Напряжение, кВ |              | Расстояние от людей и применяемых ими инструментов и приспособлений, от временных ограждений, м | Расстояние от механизмов и грузоподъемных машин в рабочем и транспортном положении, от стропов, грузозахватных приспособлений и грузов, м |
|----------------|--------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| До 1           | на ВЛ        | 0,6                                                                                             | 1,0                                                                                                                                       |
|                | Остальные ЭУ | не нормируется (без прикосновения)                                                              | 1,0                                                                                                                                       |
| 1 - 35         |              | 0,6                                                                                             | 1,0                                                                                                                                       |
| 110            |              | 1,0                                                                                             | 1,5                                                                                                                                       |
| 220            |              | 2,0                                                                                             | 2,5                                                                                                                                       |

Важным мероприятием по защите человека от поражения электрическим током является устройство защитного заземления и зануление электрооборудования.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности персонала играют электротехнические средства защиты и предохранительные приспособления.

Правила применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках, подразделяют все электрозащитные средства на четыре группы:

- изолирующие;
- ограждающие;
- экранирующие;
- предохранительные.

В электроустановках выше 1000 В к основным изолирующим средствам относятся: изолирующие штанги, указатели напряжения, изолирующие и измерительные клещи.

К дополнительным изолирующим средствам относятся: изолирующие подставки, диэлектрические перчатки, боты, ковры,.

К ограждающим электрозащитным средствам относятся переносные заземления, временные переносные ограждения и предупредительные плакаты.

Экранирующие средства - это индивидуальные экранирующие комплекты и экранирующие тканевые изделия (зонты, плакаты).

К предохранительным средствам защиты относятся: лестницы, защитные очки, специальные рукавицы, защитные каски, предохранительные монтерские пояса, страховочные канаты, монтерские когти.

#### **4.5 Производственная санитария**

Работы на открытом воздухе в холодное время года неизбежны при обслуживании открытых распределительных устройств подстанций. При продолжительном воздействии низкой температуры, высокой влажности и большой подвижности воздуха возможно переохлаждение организма, вызывающее заболевание верхних дыхательных путей и ревматизм. Поэтому при работах в холодных помещениях и вне помещения на воздухе используют тёплую спецодежду и обувь. Теплая одежда предупреждает чрезмерное охлаждение организма человека. Во избежание переохлаждения организма устанавливают перерывы в работе для обогрева работающих в специальных помещениях. При очень низких температурах и сильном ветре работы на открытом воздухе прекращаются.

Согласно СанПиН 2.2.4.548 - 96 температура воздуха в специальных помещениях для обогрева работающих, температура воздуха должна быть

22 - 24<sup>0</sup>С, относительная влажность 40 - 60 % , скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Таблица 3.2 -Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений.

| Период года | Категория работ | Температура воздуха, °С                             |                                                     | Температура поверхностей, t°С | Относительная влажность воздуха, φ% | Скорость движения воздуха, м/с |                             |
|-------------|-----------------|-----------------------------------------------------|-----------------------------------------------------|-------------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|-----------------------------|
|             |                 | Диапазон ниже оптимальных величин t° <sub>опт</sub> | Диапазон выше оптимальных величин t° <sub>опт</sub> |                               |                                     | Если t° < t° <sub>опт</sub>    | Если t° > t° <sub>опт</sub> |
| Холодный    | Іб              | 19,0 - 20,9                                         | 23,1 - 24,0                                         | 18,0 - 25,0                   | 15 – 75                             | 0,1                            | 0,2                         |
| Теплый      | Іб              | 20,0 - 21,9                                         | 24,1 - 28,0                                         | 19,0 - 29,0                   | 15 - 75                             | 0,1                            | 0,3                         |

В помещениях подстанции предусматривается отопление и вентиляция.

Таблица 3.3 - Системы отопления и вентиляции помещений

| Наименование помещения       | Системы отопления      | Система вентиляции                                            | Подогрев воздуха     | Очистка воздуха      |
|------------------------------|------------------------|---------------------------------------------------------------|----------------------|----------------------|
| Помещения ОПУ                | Электрокотельная       | Приточно-вытяжная с естественным или механическим побуждением | Не предусматривается | Не предусматривается |
| Помещение кабельных туннелей | Электрокотельная       | Приточно-вытяжная с естественным или механическим побуждением | Не предусматривается | Не предусматривается |
| Помещение КРУ Н              | Дежурное электрическое | естественная                                                  | Не предусматривается | Не предусматривается |
| Помещения мастерских         | Электрокотельная       | Приточно-вытяжная с естественным или механическим побуждением | Предусматривается    | Не предусматривается |

Кроме отклонений параметров воздуха от оптимальных значений возможно наличие в воздухе вредных веществ.

#### **4.6 Расчет искусственного освещения**

Рациональное освещение имеет большое значение в процессе эксплуатации ОРУ.

Освещение должно быть таким, чтобы работающие могли без напряжения зрения выполнять свою работу. Неудовлетворительное освещение может искажать информацию: кроме того, оно не только утомляет зрение, но вызывает также утомление всего организма в целом. Применяют два вида освещения:

- естественное;
- искусственное.

Естественное освещение разделяется на боковое (световые проемы в стенах), верхнее (прозрачные перекрытия или световые фонари) и комбинированное (наличие световых проемов в стенах и в перекрытиях одновременно).

Естественное освещение характеризуется тем, что создаваемая освещенность изменяется в широких пределах. Эти изменения обуславливаются временем дня, года и метеорологическими факторами: - характер облачности и отражающее свойство земли.

Для искусственного освещения применяют электрические лампы накаливания и люминесцентные лампы.

Для участков ОРУ, где требуется освещенность, превышающая 3 лк(Свод правил СП 52.13330.2011 "СНиП 23-05-95\*. Естественное и искусственное освещение". Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\* )Общее локализованное освещение следует осуществлять осветительными приборами, устанавливаемыми на порталах, конструкциях и мачтах равномерного освещения. В качестве осветительных приборов для

ОРУ установят светодиодные прожекторы, которые являются прекрасной альтернативой светильникам с лампами типа ДРЛ и галогеновыми лампами.

Освещение на подстанции подразделяется на рабочее, аварийное и охранное. Рабочее освещение включает в себя общее стационарное, ремонтное и местное освещение. Охранное освещение предусматривается по периметру. Ремонтное освещение необходимо выполнять от понижающего трансформатора 12 - 42 В.

#### **4.7 Экологическая безопасность**

При выборе площадки под подстанцию Дальней 110/10 кВ максимально учитывалось требование по сохранению окружающей среды и избеганию нанесения ущерба землепользованию. На подстанции отсутствуют постоянно действующие источники загрязнения воздуха. Под площадку выделена земля занятая пашней и не предназначенная под застройку жилыми районами в дальнейшем.

В соответствии с п. 2.28 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитная зона предприятий II-III класса должна быть озеленена не менее 50% площади». Уловленное масло вывозится на регенерацию. Остатки замасленной воды вывозятся в выделенные санэпидстанцией места утилизации. Для поверхностного стока ливневых вод в районе площадки подстанции предусмотрена сливная канава, укрепленная бетонной стяжкой. Остальные твердые отходы утилизируются как бытовые.

#### **4.8 Пожарная безопасность**

Главными причинами взрывов и пожаров на производстве является неисправное ведение производственного процесса с участием горючих веществ, неисправного электрооборудования или неправильная его эксплуатация. Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы



электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений, применение молниеотводов и отводов электростатических зарядов.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности согласно ПУЭ -7(от01.01.2003г) гл.7.4.и Технический регламент о требованиях пожарной безопасности (с изменениями на 23 июня 2014 года) (редакция, действующая с 13 июля 2014 года)

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

При размещении электрооборудования рекомендуется учитывать условия эксплуатации с целью удаления элементов электрооборудования представляющих опасность (коммутационных аппаратов, электродвигателей с искрящимися контактами) от мест скопления горючих материалов. Класс зоны П - III по ПУЭ - 7 гл.7.4.

Для обеспечения взрывопожарной опасности предусматривается:

- кабели прокладываются в траншеях наземных лодках с соблюдением требований и рекомендаций.

- для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении трансформатора выполняется закрытый маслоприемник, рассчитанный на задержание полного объема масла одного трансформатора. КРУН должно обеспечивать пожарную безопасность. Двери из РУ должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открывающиеся со стороны РУ без ключа.

Строительные конструкции КРУН должны отвечать требованиям СП47.13330.2012СНиП 11-02-96, а также правилам пожарной безопасности(Постановление Правительства Российской Федерации от 25

апреля 2012 г. N 390 "Правила противопожарного режима в Российской Федерации").

На каждом энергообъекте должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Для подстанций составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается энергетическим предприятием совместно с пожарной охраной.

На подстанции должны быть оформлены уголки пожарной безопасности и созданы добровольные пожарные формирования (ДПФ). Действия каждого члена ДПФ должно четко указано в таблице боевого расчета. Для ведения надзора за соблюдением противопожарным режимом из числа инженерно-технического персонала должны быть назначены лица ответственные за пожарную безопасность. Транспорт должен быть оборудован исправными огнетушителями.

Уголки пожарной безопасности должны быть оборудованы следующими первичными средствами пожаротушения:

пожарный щит; ящик с песком; ёмкость с водой; кошма.

На пожарном щите должно иметься:

два огнетушителя типа ОП - 5, ОУ - 5 согласно «Типовым правилам пожарной безопасности для промышленных предприятий»; багор; лом; топор; ведра; лопаты.

Огнетушитель типа ОП - 5 применяется для тушения деревянных построек; ОУ - 5 применяется для тушения небольших пожаров в электроустановках. Первичные средства пожаротушения должны всегда содержаться в постоянной готовности к работе, а их техническое обслуживание осуществляться в соответствии с «Инструкцией по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на энергетических предприятиях».

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламента:

- вызывает пожарную команду;
- оповещает руководство подстанции;
- производит необходимые отключения и заземления оборудования;
- встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ;
- выдает разрешение (допуск) на тушение пожара;
- выдает средства защиты (диэлектрические перчатки и боты);
- заземляет пожарную машину и ствол.

Тушение пожара на подстанции предусматривается силами добровольного пожарного формирования и пожарной командой расположенной в городе Алмалыке (ПЧ - 1) на расстоянии 4 км от подстанции.

В каждом цехе, лаборатории, мастерской должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности, противопожарном режиме и план эвакуации персонала из помещений.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием. На путях эвакуации устанавливаются указатели и световые табло.

#### **4.9 Чрезвычайные ситуации**

Краткая оценка возможной обстановки на объекте при возникновении крупных производственных аварий, катастроф и стихийных бедствий

Возможными причинами и факторами, способствующими возникновению и развитию аварий на подстанциях «Ферросплавная» могут быть: механические повреждения, температурные деформации оборудования; ошибки персонала при ведении технологического процесса (выполнении различных оперативных переключений, ремонтных работ);

внешние воздействия природного характера (ураганы, просадка грунтов, молнии, низкие и высокие температуры).

При в случаях возгорания трансформаторов, баки которых наполнены маслом, возможны взрывы, и следовательно, повреждение оборудования, а также поражение персонала, находящегося на близком расстоянии от места взрыва.

Аварии, связанные с аварийным разливом трансформаторного масла могут вызвать взрывы и пожары, жертвами которых может стать персонал, случайно попавший или проводивший работы в данной зоне, кроме того могут иметь место отравления персонала газом, воздушной ударной волной взрыва могут быть повреждены: оборудование и строительные конструкции.

Во всех случаях потребуется отключение пострадавшего оборудования, локализация аварии согласно штатным инструкциям, при неблагоприятном развитии аварии потребуется привлечение подразделений пожарных частей города Алматы.

#### **4.10 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ.

Согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденным приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил;

допуск к работе;

надзор во время работы;  
оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Работниками, ответственными за безопасное ведение работ в электроустановках, являются:

выдающий наряд, отдающий распоряжение, утверждающий перечень работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

выдающий разрешение на подготовку рабочего места и на допуск в случаях, определенных в пункте 5.14 Правил;

ответственный руководитель работ;

допускающий;

производитель работ;

наблюдающий;

члены бригады.

Технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения:

При подготовке рабочего места со снятием напряжения, при котором с токоведущих частей электроустановки, на которой будут проводиться работы, снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, отсоединением шин, кабелей, проводов и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на токоведущие части к месту работы, должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

установлено заземление;

вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

- установлено заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют, установлены переносные заземления);

- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

## Заключение

В данном дипломном проекте рассмотрена реконструкция подстанции «Дальнее» в соответствии с требованиями ПУЭ, «Реконструкциями по техническому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением, ГОСТ 21.613-88»

В результате рассмотрения трех вариантов присоединения подстанции «Дальнее» к сети, был выбран вариант, в котором питание подстанции осуществляется от двух подстанций – Кара-Кия-Сай и Окбулак. Выбор был произведен на основе сравнения вариантов методом дисконтированных издержек. Главная схема подстанции – мостик с выключателями в цепях трансформаторов и с выключателем в перемычке. На подстанции устанавливаются два трансформатора ТДТН - 16000/110. Линии Кара-Кия-Сай - Дальнее и Дальнее - Окбулак выполняются на железобетонных опорах с марками проводов АС – 95. Расчет режимов максимальной и минимальной нагрузки потребителей показал, что устройства РПН трансформаторов всех подстанций рассматриваемого района в состоянии обеспечить необходимые уровни напряжения на шинах потребителей.

Расчеты токов коротких замыканий показали, что величина тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ подстанции «Дальнее» составляет 4,861 кА, а ток однофазного КЗ равен 4,053 кА, то есть снижение однофазного тока замыкания специальными мерами не требуется.

После получения расчетных значений токов КЗ был произведен выбор силового и измерительного оборудования. В качестве выключателей на стороне ВН проектируемой подстанции были выбраны выключатели ВЭБ - 110Б – 20/1000УХЛ1, на стороне НН ВВЭ – 10 – 20/1600 УЗ.

|          |      |                |      |     |                   |                        |       |         |
|----------|------|----------------|------|-----|-------------------|------------------------|-------|---------|
|          |      |                |      |     | ФЮРА.130302.015ПЗ |                        |       |         |
|          |      |                |      |     |                   |                        |       |         |
| Изм.     | Лист | № дата.        | Дата | Дат | ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ  | Лит.                   | Лист. | Листов. |
| Разраб.  |      | Хасанбаев А.Н. |      |     |                   |                        |       |         |
| Руковод. |      | Новиков С.А.   |      |     |                   |                        |       | 95      |
|          |      |                |      |     |                   | ТПУ ИнЭО гр. 3 – 5А2ГЗ |       |         |
| Н.контр  |      | Новиков С.А..  |      |     |                   |                        |       |         |
|          |      |                |      |     |                   |                        |       |         |

В проекте произведен выбор основных типов релейной защиты трансформаторов подстанции «Дальнее» выбраны реле, на основе которых действует защита.

В организационно-экономической части проекта было определено, что проведено технико-экономическое обоснование выбора оборудования и в разделе БЖД рассмотрены вопросы производственной и экологической безопасности.

После проведения реконструкции данная подстанция будет отвечать всем современным требованиям.



## Приложение В

### Список используемых источников

1. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов/Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин .- 2-е изд. перераб. – М.:Энергия, 1980. – 600 с.
2. Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования И. П. Крючков, Н. Н. Кувшинский, Б. Н. Неклепаев. – 2-е изд. перераб. – М.:Энергия, 1972 – 336 с. с ил.
3. Установившиеся режимы электрических сетей в примерах и задачах: Учебное пособие. Г.А. Черепанова, А.В. Вычегжанин. – Киров: Изд. ВятГТУ, 1997. – 114 с.
4. Идельчик В.И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с., ил.
5. Рекомендуемые организационные структуры управления и нормативы численности производственно промышленного персонала электрических сетей. – АО ЦОТэнерго.: 1996.
6. «Организация планирование и управление в энергосистеме», под ред. В.Г.Кузмина , Москва; ВШ, 1987
7. Правила устройства электроустановок. Минэнерго СССР. –6-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с., ил
8. Проектирование подстанций : методическое пособие по курсовому проектированию./А.В.Вычегжанин. - Киров: изд. ВятГТУ, 2002 г.- 134 с

|          |      |                |      |     |                   |                  |       |         |
|----------|------|----------------|------|-----|-------------------|------------------|-------|---------|
|          |      |                |      |     | ФЮРА.130302.015ПЗ |                  |       |         |
| Изм      | Лист | № дата.        | Дата | Дат |                   |                  |       |         |
| Разраб.  |      | Хасанбаев А.Н. |      |     | ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ  | Лит.             | Лист. | Листов. |
| Руковод. |      | Новиков С.А.   |      |     |                   |                  |       | 97      |
|          |      |                |      |     |                   | ТПУ ИнЭО гр. 3 – |       |         |
| Н.контр  |      | Новиков        |      |     |                   |                  |       |         |
|          |      |                |      |     |                   |                  |       |         |

9. Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов Б.А. Княжевский, Т.П. Марусова, Н.А. Чекалин и Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов др.; Под ред. Б.А. Княжевского. – 3-е изд. перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983. – 336 с., ил
- 10.(Вторая редакция, исправленная и дополненная). Госстрой РФ, Минэкономики РФ, Минфин РФ – М.: 1999. – 225 с
- 11.Расчет режимов несимметричных коротких замыканий: Учебное пособие.Ю.Ф. Васюра, – Киров: Изд. ВятГТУ, 1998. – 116 с  
.Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. Учебник для энергетических специальных ВУЗов/С.Л. Прузнер, А.Н. Златопольский, В.Г. Журавлев. – М.: Высшая Школа., 1981 – 432с.
- 12.Охрана труда в электроустановках: Учебник для ВУЗов/ Под ред. Б.А. Княжевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983 – 336с.; ил.
- 13.Правила устройства электроустановок. - 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 2003.- 649 с.
- 14.Расчет искусственного освещения. Методические указания по выполнению индивидуальных заданий по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей. - Томск : Изд. ТПУ, 1997 – 28с.
- 15.Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. С.С. Рокотяна и И.М.Шапиро, - М.: Энергоатомиздат, 1997.– 348 с.
- 16.Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/ С.А.Бажанов, И.С. Батхон, И.А. Баумштейн и др.; Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд., прераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 656 с.

17. Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. Учебник для энергетических специальных ВУЗов/С.Л. Прузнер, А.Н. Златопольский, В.Г. Журавлев. – М.: Высшая Школа., 1981 – 432с.
18. Охрана труда в электроустановках: Учебник для ВУЗов/ Под ред. Б.А. Князевского. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1983 – 336с.; ил.
19. Правила устройства электроустановок. - 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 2003.- 649 с.
20. Расчет искусственного освещения. Методические указания по выполнению индивидуальных заданий по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности» для студентов всех специальностей. - Томск : Изд. ТПУ, 1997 – 28с.
21. Справочник по проектированию электроэнергетических систем под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро, - М.: Энергоатомиздат, 1997.– 348 с.
22. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения/ С.А. Бажанов, И.С. Батхон, И.А. Баумштейн и др.; Под ред. И.А. Баумштейна и М.В. Хомякова. – 2-е изд., прераб. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981. – 656 с.