

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего  
образования

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ**  
**(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики  
Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
Направленность (профиль) программы «Электроэнергетические системы и сети»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

на тему: Развитие электрических сетей напряжением 220 кВ Западного энергорайона Амурской области в связи с вводом новых линий электропередачи

Исполнитель

студент группы 242-об3

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.А. Петенёва

Руководитель

профессор, доктор  
технических наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

Н.В. Савина

Нормоконтроль

доцент, кандидат  
технических наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Технический контроль

доцент, кандидат  
технических наук

\_\_\_\_\_

подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2016

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

Факультет энергетический  
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Н.В. Савина  
« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

**З А Д А Н И Е**

К выпускной квалификационной работе студента \_\_\_\_\_

1. Тема выпускной квалификационной работы:

\_\_\_\_\_

(утверждено приказом от \_\_\_\_\_ № \_\_\_\_\_)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

\_\_\_\_\_

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель выпускной квалификационной работы: \_\_\_\_\_  
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

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

**ОТЗЫВ**

на выпускную квалификационную работу студента \_\_\_\_\_ факультета

Фамилия \_\_\_\_\_

Имя \_\_\_\_\_

Отчество \_\_\_\_\_

Специальность \_\_\_\_\_

Тема выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

1. Объем работы:

количество листов выпускной квалификационной работы \_\_\_\_\_

количество рисунков и таблиц \_\_\_\_\_

число приложений \_\_\_\_\_

2. Соответствие содержания работы заданию (полное или неполное)

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Вопросы задания, не нашедшие отражения в работе \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

Материалы представленные в работе, непосредственно не связанные с темой  
и направленностью \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

3. Достоинства работы \_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

\_\_\_\_\_

4. Недостатки работы \_\_\_\_\_

---

---

---

5. Степень самостоятельности, проявленная выпускником и характер ее проявления

---

---

---

6. Масштабы и характер использования специальной литературы

---

---

---

7. Достоинства и недостатки оформления текстовой части и графического материала

---

---

---

8. Особенности общепрофессиональной и специальной подготовки выпускника

---

---

9. Практическая значимость (внедрение) результатов работы

---

---

---

10. Общее заключение и предлагаемая оценка работы \_\_\_\_\_

---

---

---

---

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.      Руководитель \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 142 с., 9 рисунков, 37 таблиц, 15 источников, 5 приложений.

УСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ, ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА, РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА РЕАЛЬНЫЙ СРОК ОКУПАЕМОСТИ, БЕЗОПАСНОСТЬ, ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Целью выпускной квалификационной работы является исследование режимов электрических сетей напряжением 220 кВ Западного энергорайона Амурской области в связи с вводом новых ЛЭП.

Необходимо произвести расчет и анализ режимов данного участка сети до и после ввода новых ЛЭП. Для этого существующие режимы сети посчитать в программе RastrWin.

Также необходимо произвести расчет и выбор основного электрического оборудования на реконструируемой подстанции, релейной защиты и автоматики на новых ВЛ.

Организационно - экономическая часть дипломного проекта включает в себя расчёт целесообразности ввода новых линии, а так же срок окупаемости проекта. Вопросы по электробезопасности содержат организационно-технические мероприятия и меры безопасности при монтаже и эксплуатации ОРУ 220 кВ и двух новых ЛЭП.

## ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВН – высокое напряжение;
- ГЭС – гидроэлектростанция;
- КЗ – короткое замыкание;
- ЛЭП – линия электропередач;
- НН – низкое напряжение;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ОРУ – открытое распределительное устройство;
- ПВК – программно-вычислительный комплекс;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗ – релейная защита;
- РУ – распределительное устройство;
- СН – среднее напряжение;
- ТБ – техника безопасности;
- ТЗНП – токовая защита нулевой последовательности;
- ТН – трансформатор напряжения;
- ТО – токовая отсечка;
- ТТ – трансформатор тока.

## СОДЕРЖАНИЕ

|  |    |
|--|----|
| Введение   | 11 |
| 1 Характеристика района размещения новых ЛЭП   | 13 |
| 1.1 Характеристика района размещения новых ЛЭП   | 13 |
| 1.1.1 Характеристика Западного энергорайона Амурской области                           | 13 |
| 1.1.2 Климатическая и географическая характеристики района                             | 13 |
| 1.1.3 Перспективы развития Западного энергорайона                                      | 15 |
| 1.1.4 Характеристика источников питания  | 16 |
| 1.2 Характеристика современного состояния рассматриваемого участка электрической сети  | 17 |
| 1.2.1 Характеристика существующих подстанций   | 17 |
| 1.2.2 Характеристика линий   | 21 |
| 1.3 Анализ режимной ситуации   | 22 |
| 1.3.1 Расчет максимального зимнего режима  | 22 |
| 1.3.2 Результаты расчета максимального зимнего режима                                  | 28 |
| 2 Разработка вариантов развития электрической сети на рассматриваемом участке          | 33 |
| 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок                                    | 33 |
| 2.2 Разработка оптимального варианта подключения существующих подстанций к новой линии |    |
| 2.2.1 Разработка и технический анализ вариантов развития электрической сети            | 41 |
| 2.2.2 Выбор номинального напряжения  | 42 |
| 2.2.3 Выбор сечений линий и марки проводов   | 43 |
| 2.2.4 Разработка однолинейных схем РУ ВН ПС, подлежащих реконструкции                  | 44 |
| 3 Расчет токов короткого замыкания   | 46 |
| 4 Реконструкция РУ ВН ПС Сковородино   | 55 |
| 4.1 Конструктивное исполнение РУ ВН ПС Сковородино                                     | 55 |

|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 4.2   | Определение максимальных токов и определение времени отключения выключателей                        | 55  |
| 4.3   | Выбор и проверка ошиновки РУ ВН и изоляторов  | 56  |
| 4.4   | Выбор и проверка выключателей   | 59  |
| 4.5   | Выбор и проверка разъединителей   | 61  |
| 4.6   | Выбор и проверка трансформаторов тока   | 63  |
| 4.7   | Выбор и проверка трансформаторов напряжения   | 65  |
| 4.8   | Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС Сковородино   | 68  |
| 4.8.1 | Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его импульсного и стационарного сопротивления | 68  |
| 4.8.2 | Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты  | 72  |
| 4.8.3 | Выбор и проверка ОПН  | 73  |
| 5     | Конструктивное исполнение новой ВЛ  | 76  |
| 5.1   | Выбор типа опор и определение приведенного центра тяжести   | 76  |
| 5.2   | Расчет удельных механических нагрузок   | 78  |
| 5.3   | Определение критических пролетов ВЛ   | 80  |
| 5.4   | Систематический расчет провода  | 82  |
| 5.5   | Выбор типов изоляторов и арматуры   | 83  |
| 5.6   | Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролете  | 85  |
| 5.7   | Расстановка опор по профилю трассы ВЛ   | 88  |
| 5.8   | Проверка ветровых и весовых пролетов  | 90  |
| 5.9   | Расчет монтажных стрел провеса  | 91  |
| 6     | Релейная защита   | 94  |
| 6.1   | Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети                          | 94  |
| 6.2   | Релейная защита новой ВЛ  | 95  |
| 6.3   | Автоматика на ВЛ  | 97  |
| 7     | Расчёт и анализ нормальных и послеаварийных режимов при развитии электрической сети                 | 103 |
| 7.1   | Выбор и характеристика ПВК для расчёта режима   | 103 |



|       |   |     |
|-------|---|-----|
| 7.2   | Расчёт режимов при развитии электрической сети и их анализ  | 105 |
| 7.2.1 | Результаты расчета максимального зимнего режима   | 105 |
| 7.2.2 | Результаты расчета максимального зимнего режима   | 109 |
| 7.3   | Анализ установившихся режимов   | 112 |
| 8     | Организационно-экономическая часть  | 114 |
| 8.1   | Общие положения   | 114 |
| 8.2   | Расчет капиталовложений   | 114 |
| 8.3   | Расчет издержек   | 116 |
| 8.4   | Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала  | 117 |
| 8.5   | Расчет прочих затрат  | 119 |
| 8.6   | Чистый дисконтированный доход   | 120 |
| 9     | Безопасность и экологичность проекта  | 123 |
| 9.1   | Безопасность  | 123 |
| 9.1.1 | Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы   | 123 |
| 9.1.2 | Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга». | 125 |
| 9.1.3 | Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Сковородино»   | 127 |
| 9.1.4 | Порядок приемки электроустановок в эксплуатацию   | 128 |
| 9.2   | Экологичность   | 129 |
| 9.2.1 | Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом  | 129 |
| 9.3   | Чрезвычайные ситуации   | 135 |
|       | Заключение  | 139 |
|       | Библиографический список  | 140 |
|       | Приложение А Расчет существующего режима  |     |
|       | Приложение Б Расчет и прогнозирование нагрузок в программе Mathcad 15   |     |
|       | Приложение В Расчет заземления и молниезащиты в программе Mathcad 15  |     |

Приложение Г Расчет конструктивного исполнения воздушной линии в  
программе Mathcad 15

Приложение Д Расчет режима при развитии электрической сети

## ВВЕДЕНИЕ

Согласно схеме и программе развития Единой энергетической системы России на 2015-2019 годы, разработанной в 2015 году, важное место в этой программе занимают вопросы развития электроэнергетики Дальнего Востока. Это связано с ростом потребления электроэнергии. Интенсивное освоение территорий Дальнего Востока, направленность политики на увеличение демографии населения территории Дальневосточного округа, а т.ж. развитие научно-технического прогресса.

Все это требует развития и переоснащения существующих электроэнергетических систем, внедрения новых технологий и современного оборудования. Этот процесс сопровождается строительством и реконструкцией линий электропередач и подстанций.

В настоящее время западный энергорайон Амурской области характеризуется резкопеременной нагрузкой на тяговых подстанциях и протяженными линиями между подстанциями. Это существенно влияет на потери напряжения и пропускную способность линий электропередачи.

Данная проблема в настоящее время является актуальной, так как она может привести к таким неблагоприятным воздействиям как: сокращение срока службы электрооборудования, снижению надежности сети, ухудшению качества электроэнергии, повышению потерь электроэнергии.

Для повышения надежности электроснабжения г. Сковородино и Сковородинского района, необходима реконструкция линии Тында-БАМ-тяга, с отпайкой на ПС Сковородино.

Для решения поставленной задачи первым делом необходимо рассчитать существующий режим участка электрической сети. Затем составить варианты подключения новых ЛЭП, выбрать оптимальный. Рассчитать прогнозируемые нагрузки и выбрать сечения проводов новых линий. Произвести реконструкцию ОРУ подстанций, при необходимости. Выбрать необходимое силовое оборудование для реконструируемой части, а

для этого необходимо знать соответствующие максимальные рабочие токи и ток короткого замыкания. Рассчитать молнезащиту и заземление подстанций. Рассчитать релейную защиту и автоматику новых линий, а также её конструктивное исполнение.

Следующим шагом будет определение установившихся режимов (максимального, минимального и послеаварийного), оценка эффективности инвестиций в проектируемую сеть, и последнее - расчет безопасности и экологичности проекта.

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

## 1.1 Характеристика района размещения новых ЛЭП

### 1.1.1 Характеристика Западного энергорайона Амурской области

В данном дипломном проекте рассматривается электрическая сеть напряжением 220 кВ Западного энергорайона Амурской области.

В данном районе отсутствует источник генерации, район является остродефицитным. Питание района осуществляется от Нерюнгринской ГРЭС, расположенной в Южно-Якутском энергорайоне, а т.ж. Зейской ГЭС в восточном энергорайоне Амурской области.

Западный энергорайон включает в себя такие подстанции как: «Аячитяга», «БАМ-тяга», «Большая Омутная-тяга», «Гонжа-тяга», «Талдан-тяга», «Дипкун», «Ерофей Павлович-тяга», «Лопча», «Сковородино», «Сковородино-тяга», «Гутаул», «Тында», «Ульручы-тяга», «Уруша-тяга», «Хани», «Хорогочи», «Юктали».

Основным потребителем Западного энергорайона Амурской области является тяговая нагрузка, которая представлена Забайкальской железной дорогой и составляет около 50% от потребления всего энергорайона. Дорога с электрической тягой является потребителем первой категории. Также к крупным потребителям электроэнергии относятся предприятия добывающей промышленности: Березитовый, Олекминский рудники – 3 категория надежности и объекты трубопроводного транспорта (НПС-20, НПС-21) – 1 категория надежности. Характер нагрузок приведенных потребителей – промышленный.

Через данный район проходит связь между ОЭС Востока и ОЭС Сибири, передача мощности по которой существенно влияет на режим сетей 220 кВ этого энергорайона.

### 1.1.2 Климатическая и географическая характеристики района

Преобладающая часть территории Западного района имеет горный рельеф. Однако горы здесь не достигают большой высоты; преобладают среднегорья и низкогорья. В целом для гор характерны мягкие очертания плоских и куполовидных вершин, сглаженные переходы к таким же седловинам. Многолетняя мерзлота приводит здесь к образованию своеобразных форм рельефа — термокарстовых провалов, бугров пучения.

На севере района расположен наиболее крупный горный хребет Амурской области — Становой, протянувшийся от реки Олёкмы на западе до верховьев Учюра на востоке. По нему проходит граница между Якутией и Амурской областью. На юге района с запада на восток протянулась горная система Янкан — Тукурингра — Соктахан — Джагды, образованная палеозойскими терригенно-осадочными структурами. Это средневысотная горная цепь с абсолютными отметками до 1400-1600 м.

На западе района существует много небольших горных хребтов — Чернышева, Южный и Северный Дырындинские, Чельбаус, Урушинский, Ильтивус.

На горном Севере имеются месторождения железа, золота, олова и других металлических ископаемых, а также уголь. Леса — источники древесины и пушнины. Значительны водные ресурсы. Западный район очень слабо заселён и мало освоен. Большая часть населённых пунктов возникли как пункты добычи золота и геологической разведки, а также эвенкийские деревни, железнодорожные станции БАМа и Транссиба.

Климат является резко-континентальным с муссонными чертами. Континентальность климата выражается большими годовыми (45-50°C) и суточными (до 20°C) амплитудами температур воздуха; муссонность — почти исключительно северо-западными ветрами зимой (от < 2 м/с в восточной части, до > 4 м/с в центральной части), резким преобладанием летних осадков.

Зима очень морозная (средняя температура января -27 °C), а лето достаточно жаркое и умеренно-влажное (средняя температура июля +18 °C),

с большими суточными колебаниями (днём бывает жара до  $+34^{\circ}+37^{\circ}$ , а ночью холодает до  $+13^{\circ}+16^{\circ}\text{C}$ ). Годовое количество осадков составляет до 430 мм. Они выпадают преимущественно в теплый период (90-92 % год). Дожди ливневые и обложные, бывает град. На метеостанциях Амурской области каждый сезон отмечают от 17 до 25 случаев гроз. Зимой снежный покров – до 42 см. По скоростному напору ветра Западный район Амурской области имеет III район, по толщине стенки гололеда - II.

### 1.1.3 Перспективы развития Западного энергорайона

Западный энергорайон Амурской области является дефицитным по активной мощности и избыточным по реактивной мощности как в летний, так и в зимний период. Избыток реактивной мощности связан с генерированием зарядной мощности протяженными малонагруженными ВЛ 220 кВ.

Наиболее крупными потребителями в ЭС Амурской области, потребление которых составляет не менее 1 % от потребления региона и влияющими на режим работы энергосистемы, являются:

- Филиал ОАО «РЖД» Забайкальская железная дорога. В режиме максимума нагрузок зимы доля потребления составила около 60 % от суммарной нагрузки района.

- ООО «Востокнефтепровод». В режиме максимума нагрузок зимы доля потребления составила 4 % от суммарной нагрузки района.

- ООО «Олёкминский рудник». В режиме максимума нагрузок зимы доля потребления составила 3 % от суммарной нагрузки района.

Поддержание допустимых уровней напряжений в Западном энергорайоне Амурской области осуществляется путем изменения оперативного состояния неуправляемых шунтирующих реакторов 10, 35 кВ; загрузкой/разгрузкой по реактивной мощности генерирующего оборудования Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС, расположенных в Восточном энергорайоне Амурской области и Южно-Якутском энергорайоне соответственно.

В связи с высокой долей тяговой нагрузки в ЗЭР ЭС Амурской области суточный график нагрузки имеет резкопеременный характер. Ввиду отсутствия генерирующего оборудования и управляемых шунтирующих реакторов района невозможно выполнять плавное регулирование уровней напряжения. Уровни напряжений в сети 220 кВ изменяются в широких диапазонах в течение суток.

Ограничения на технологическое присоединение потребителей к электрической сети, связанные с недостатком пропускной способности трансформаторного оборудования и ЛЭП 110-220 кВ отсутствуют.

#### 1.1.4 Характеристика источников питания

##### *Зейская ГЭС*

На ЗГЭС действует два РУ напряжениями 500 кВ и 220 кВ.

РУ500 кВ выполнено по полуторной схеме с тремя выключателями на два присоединения. От РУ500 кВ отходят 2 линии ЗГЭС – Амурская.

РУ 220 кВ выполнено по схеме: одиночная секционированная система шин с обходной с секционной связью через два обходных выключателя.

От РУ 220кВ отходит 4 линии 220 кВ: две цепи ЗГЭС – Светлая, одна цепь ЗГЭС – Магдагачи и одна цепь ЗГЭС – Призейская.

На сегодняшний день на станции из самого крупного оборудования установлены: четыре генератора с номинальной мощностью 225 МВА, два генератора с номинальной мощностью 215 МВА; три однофазных автотрансформатора мощностью 167 МВА с номинальными напряжениями 500/220 кВ; двухобмоточный трансформатор мощностью 250 МВА и номинальным напряжением на стороне ВН 220 кВ; двухобмоточный трансформатор мощностью 265 МВА и номинальным напряжением на стороне ВН 220 кВ; двухобмоточный трансформатор мощностью 250 МВА и номинальным напряжением на стороне ВН 500 кВ; двухобмоточный трансформатор мощностью 265 МВА и номинальным напряжением на стороне ВН 500кВ; на РУ 500 кВ установлено 8 выключателей и два реактора мощностью 60 Мвар; на РУ 220 кВ установлено 8 выключателей. [ ]



## *Нерюнгринская ГРЭС*

На НГЭС действует два РУ напряжениями 220 кВ и 110 кВ.

РУ 220 выполнено по схеме: две рабочие и обходная система шин.

От РУ 220 кВ отходит 4 линии 220 кВ: две цепи НГРЭС – Тында, две цепи НГРЭС – НПС-18.

РУ110 кВ выполнено по схеме: две рабочие и обходная система шин.

От РУ110кВ отходит 7 линий 110 кВ: две цепи НГРЭС – Чульманская ТЭЦ, две цепи НГРЭС – Обогажительная фабрика, две цепи НГРЭС - СХК, линия на НГРЭС - ВГК.

На сегодняшний день на станции из самого крупного оборудования установлены: три турбогенератора с номинальной мощностью 210 МВА; два автотрансформатора мощностью 125 МВА с номинальными напряжениями 220/110 кВ; двухобмоточный трансформатор мощностью 250 МВА и номинальным напряжением на стороне ВН 220 кВ; два двухобмоточных трансформатора мощностью 250 МВА и номинальным напряжением на стороне ВН 110 кВ; на РУ 220 кВ установлено 9 выключателей; на РУ110 кВ установлено 14 выключателей.

## **1.2 Характеристика современного состояния рассматриваемого участка электрической сети**

### **1.2.1 Характеристика существующих подстанций**

Эквивалент участка сети включает в себя такие подстанции как: «НПС-19», «Тында», «Сковородино», «БАМ-тяга», «Сковородино-тяга», «Уруша-тяга», «Б.Омутная», «Ерофей Павлович-тяга», «Ульручьи-тяга», «Талдан-тяга», «Гонжа-тяга», «Магдагачи», «Сулус-тяга», «Ключевая», «Светлая», «Энергия», «Дипкун», «Тутаул», «Призейская».

На некоторых подстанциях учтены перетоки активной и реактивной мощности от других подстанций, в частности на ПС «Тынде» учтены перетоки на ПС «Хорогочи» и ПС «НПС-20»; на ПС «Призейской» переток на ПС «Тунгала»; на ПС «Ключевая» перетоки на ПС «Сиваки» и ПС

«Чалганы-тяга», на ПС «Ерофей Павлович-тяга» перетоки на ПС «Чичатка» и ПС «Аячи-тяга».

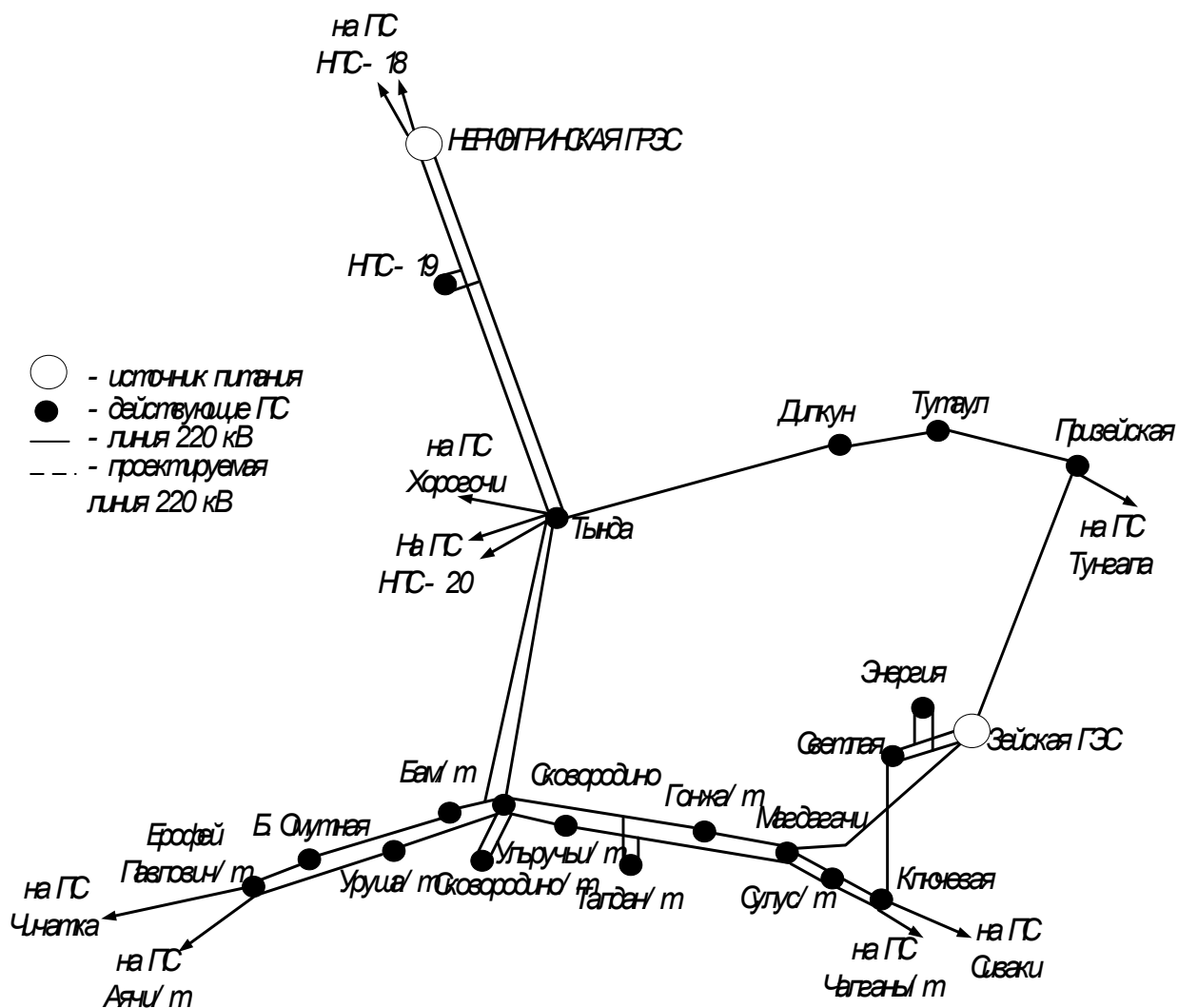


Рисунок 1 – Граф рассматриваемого участка электрической сети

Характеристика подстанций «Сковородино», «Тында» и «БАМ-тяга» приведена в таблице 1, 2 и 3 соответственно.

Таблица 1-Характеристика подстанции Сковородино

|                                     |  |  |                      |                      |
|-------------------------------------|--|--|----------------------|----------------------|
| Наименование подстанции             | Сковородино  |  |                      |                      |
| Способ присоединения                | Транзитная   |  |                      |                      |
| Схема РУ                            | РУ-220   | РУ-110   | РУ-35                | РУ-10                |
|                                     | 13Н  | 13Н  | 9                    | 9                    |
| Кол-во подходящих линий к РУ-220    | 7  |  |                      |                      |
| Кол-во подходящих линий к РУ- 110   | 2  |  |                      |                      |
| Кол-во подходящих линий к РУ-35     | 2  |  |                      |                      |
| Выключатели                         |  |  |                      |                      |
|                                     | РУ-220   | РУ-110   | РУ-35                |                      |
| Тип выключателя                     | 8 × GL-314 2000 А, 40кА привод FK3-1<br>3×У-220/1000 25-У1 | 7 × МКП-110М(Б)-1000/630-20У1<br>ВЭБ-110 П-40/2500УХЛ1<br>2 × ЛТВ-14501/В 2000 А, 315 кА | 5×С-35М-630-10 У1    |                      |
| Трансформаторы и автотрансформаторы |  |  |                      |                      |
|                                     | 1АТ  | 2АТ  | 1Т                   | 2Т                   |
| Тип (марка трансформатора)          | АТДЦТН-63000/220/110/35 У1                                 | АТДЦТН-63000/220/110/35 У1   | ТДТН-25000/220/35/10 | ТДТН-25000/220/35/10 |
| Реакторы                            |  |  |                      |                      |
| Напряжение, кВ                      | 220  | 110  | 35                   | 10                   |
| Тип реактора                        |  |  | РТД-20000/35У1       |                      |

Таблица 2-Характеристика подстанции Тында

|                                     |                         |                         |                      |                      |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------|----------------------|
| Наименование подстанции             | Тында                   |                         |                      |                      |
| Способ присоединения                | Транзитная              |                         |                      |                      |
| Схема РУ                            | РУ-220                  | РУ-110                  | РУ-35                | РУ-10                |
|                                     | 13                      | 13                      | 9                    | 9                    |
| Кол-во подходящих линий к РУ-220    | 8                       |                         |                      |                      |
| Кол-во подходящих линий к РУ- 110   | 2                       |                         |                      |                      |
| Кол-во подходящих линий к РУ-35     | 8                       |                         |                      |                      |
| Выключатели                         |                         |                         |                      |                      |
|                                     | РУ-220                  | РУ-110                  | РУ-35                |                      |
| Тип выключателя                     | 13× ZF16-252(L)         | 7 × ZF10-126G           | 13 × ZN85-40.5       |                      |
| Трансформаторы и автотрансформаторы |                         |                         |                      |                      |
|                                     | 1АТ                     | 2АТ                     | 1Т                   | 2Т                   |
| Тип (марка трансформатора)          | АТДЦТН-63000/220/110/35 | АТДЦТН-63000/220/110/35 | ТДТН-40000/110/35/10 | ТДТН-40000/110/35/10 |
| Реакторы                            |                         |                         |                      |                      |
| Напряжение,кВ                       | 220                     | 110                     | 35                   | 10                   |
| Тип реактора                        | РТДУ-100000/220-УХЛ1    |                         | 2 х РТД-20000/35У1   |                      |

Таблица 3-Характеристика подстанции БАМ-тяга

|                                     |                         |                         |
|-------------------------------------|-------------------------|-------------------------|
| Наименование подстанции             | БАМ-тяга                |                         |
| Способ присоединения                | Отпаечная               |                         |
| Схема РУ                            | РУ-220                  |                         |
|                                     | 5АН                     |                         |
| Кол-во подходящих линий к РУ-220    | 2                       |                         |
| Выключатели                         |                         |                         |
|                                     | РУ-220                  |                         |
| Тип выключателя                     | У-220М-1000/2000-25У1   |                         |
| Трансформаторы и автотрансформаторы |                         |                         |
|                                     | 1Т                      | 2Т                      |
| Тип (марка трансформатора)          | ТДТНЖ-40000/220/27,5/11 | ТДТНЖ-40000/220/27,5/11 |

### 1.2.2 Характеристика линий

Таблица 4-Характеристика линий напряжением 220 кВ

| Линия         |                 | Исполнение цепи | Длина, км | Марка провода |
|---------------|-----------------|-----------------|-----------|---------------|
| начало        | конец           |                 |           |               |
| 1             | 2               | 3               | 4         | 5             |
| ПС Тында      | НГРЭС           | 2               | 183,58    | АС-300        |
| ПС Сквородино | ПС Тында        | 1               | 155,2     | АС-300        |
| ПС Тында      | ПС Дипкун       | 1               | 147,56    | АС-300        |
| ПС Дипкун     | ПС Тутуал       | 1               | 54,28     | АС-300        |
| ПС Тутуал     | ПС Призейская   | 1               | 98,7      | АС-300        |
| ПС Призейская | Зейская ГЭС     | 1               | 183,81    | АС-300        |
| ПС Тында      | (отп№13)        | 1               | 150,6     | АСО-300       |
| (отп№13)      | ПС БАМ/т        | 1               | 22,6      | АСО-300       |
| ПС Сквородино | (отп№13)        | 1               | 3,2       | АС-300        |
| ПС Сквородино | ПС Сквородино/т | 2               | 5,3       | АС-240        |
| ПС БАМ/т      | ПС Б.Омутная/т  | 1               | 106,9     | АС-300        |

|                |                 |   |       |        |
|----------------|-----------------|---|-------|--------|
| ПС Б.Омутная/т | ПС Е.Павлович/т | 1 | 23,9  | АС-300 |
| ПС Сквородино  | ПС Уруша/т      | 1 | 75,7  | АС-300 |
| ПС Уруша/т     | ПС Е.Павлович/т | 1 | 66,2  | АС-300 |
| ПС Сквородино  | (отп№114-115)   | 1 | 69,6  | АС-300 |
| (отп№114-115)  | ПС Гонжа/т      | 1 | 45,3  | АС-300 |
| ПС Гонжа/т     | ПС Магдагачи    | 1 | 35,9  | АС-300 |
| ПС Ульручьи/т  | ПС Сквородино   | 1 | 28,9  | АС-300 |
| (отп№286-287)  | ПС Ульручьи/т   | 1 | 47,1  | АС-240 |
| (отп№286-287)  | ПС Талдан/т     | 1 | 0,428 | АС-300 |
| (отп№114-115)  | ПС Талдан/т     | 1 | 0,34  | АС-300 |
| ПС Магдагачи   | (отп№286-287)   | 1 | 77    | АС-240 |
| ПС Магдагачи   | ПС Сулус/т      | 1 | 23,6  | АС-240 |
| ПС Сулус/т     | ПС Ключевая     | 1 | 20,6  | АС-240 |
| ПС Магдагачи   | ПС Ключевая     | 1 | 54,6  | АС-300 |
| ПС Магдагачи   | Зейская ГЭС     | 1 | 133,5 | АС-400 |
| ПС Ключевая    | ПС Светлая      | 1 | 110,2 | АС-300 |
| ПС Светлая     | (отп№13-14)     | 2 | 10,4  | АС-300 |
| (отп№13-14)    | ПС Энергия      | 2 | 2,17  | АС-300 |
| (отп№13-14)    | Зейская ГЭС     | 2 | 3,54  | АС-300 |

### 1.3 Анализ режимной ситуации

В данном проекте расчет режимов (минимального и максимального зимнего, а также минимального и максимального летнего) будет произведен в программе RastrWin3. Он предназначен для выполнения расчетов режимов, оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности.

Для расчета установившихся режимов в ПВК RastrWin 3 необходимо составить схему замещения электрической сети (представлена).

Во вкладке «узлы» задаются номера узлов и напряжения в них. Если узлы нагрузочные задается также нагрузка. Во вкладке «ветви» задаем номера узлов, обозначающих начало и окончание линий и их активные и реактивные сопротивления и проводимости, задаются параметры трансформатора (активное и реактивное сопротивление обмоток, проводимости, коэффициент трансформации).

#### 1.3.1 Расчет максимального зимнего режима

Расчет максимального зимнего режима производится в ПВК RastrWin3.

Таблица 5– Список узлов

| Номер узла | Наименование    | Номинальное напряжение, кВ | $P_{\max}$ , МВт | $Q_{\max}$ , МВт |
|------------|-----------------|----------------------------|------------------|------------------|
| 1          | 2               | 3                          | 4                | 5                |
| 1          | ПС Тында        | 220                        | 36               | 15,9             |
| 2          | ПС Сквородино   | 220                        | –                | –                |
| 3          | ПС БАМ/т        | 220                        | –                | –                |
| 5          | ПС Б.Омутная    | 220                        | 13,0             | 5,2              |
| 6          | ПС Е.Павлович/т | 220                        | 45,0             | 18,0             |
| 7          | ПС Уруша/т      | 220                        | 18,0             | 7,2              |
| 8          | ПС Сквородино/т | 220                        | 18,9             | 7,6              |
| 9          | ПС Ульручы/т    | 220                        | 1,0              | 0,4              |
| 10         | ПС Талдан/т     | 220                        | 0,2              | 0,1              |
| 11         | ПС Гонжа/т      | 220                        | 0,5              | 0,2              |
| 12         | ПС Магдагачи    | 220                        | 20,6             | 8,3              |
| 13         | ПС Сулус/т      | 220                        | 1,5              | 0,6              |
| 14         | ПС Ключевая     | 220                        | 78,0             | 31,2             |
| 15         | ПС Светлая      | 220                        | 40,0             | 16,0             |
| 16         | ПС Энергия      | 220                        | 24,8             | 9,9              |
| 18         | ПС Призейская   | 220                        | 40,4             | 16,6             |
| 19         | ПС Тутаул       | 220                        | 0,6              | 0,2              |
| 20         | ПС Дипкун       | 220                        | 0,9              | 0,4              |
| 21         | отп №13         | 220                        | –                | –                |
| 22         | отп №114-115    | 220                        | –                | –                |
| 23         | отп №286-287    | 220                        | –                | –                |
| 24         | отп №13-14      | 220                        | –                | –                |
| 25         | отп №13-14      | 220                        | –                | –                |
| 26         | о.т. А1 Тында   | 220                        | –                | –                |
| 27         | о.т. А2 Тында   | 220                        | –                | –                |
| 28         | НН А Тында      | 35                         | 0,5              | 0,2              |
| 29         | СН А Тында      | 110                        | 17,9             | 17,9             |
| 30         | о.т. Т1 Тында   | 110                        | –                | –                |
| 31         | о.т. Т2 Тында   | 110                        | –                | –                |
| 32         | СН Т Тында      | 35                         | 8,0              | 3,2              |
| 33         | НН Т Тында      | 10                         | 4,2              | 1,6              |
| 34         | о.т. Т1 БАМ/т   | 220                        | –                | –                |
| 35         | о.т. Т2 БАМ/т   | 220                        | –                | –                |
| 36         | СН Т БАМ/т      | 28                         | 11,0             | 5,1              |
| 37         | НН Т БАМ/т      | 10                         | 0,1              | 0,4              |

## Продолжение Таблицы 5

|    |                    |     |     |     |
|----|--------------------|-----|-----|-----|
| 38 | о.т. А1 Сквородино | 220 | –   | –   |
| 39 | о.т. А2 Сквородино | 220 | –   | –   |
| 40 | НН А Сквородино    | 35  | 0,5 | 0,2 |
| 41 | СН А Сквородино    | 110 | 2,1 | 0,8 |
| 42 | о.т. Т1 Сквородино | 110 | –   | –   |
| 43 | о.т. Т2 Сквородино | 110 | –   | –   |
| 44 | НН Т Сквородино    | 10  | 2,1 | 0,8 |
| 45 | СН Т Сквородино    | 35  | 5,7 | 2,3 |

Таблица 6 – Список ветвей ЛЭП

| Наименование ветви        | № узлов |      | R, Ом | X, Ом | B,<br>мкСм |
|---------------------------|---------|------|-------|-------|------------|
|                           | №нач    | №кон |       |       |            |
| 1                         | 2       | 3    | 4     | 5     | 6          |
| ПС Тында - НГРЭС          | 1       | 4    | 17,99 | 78,76 | -484,0     |
| ПС Тында - НГРЭС          | 1       | 4    | 17,99 | 78,76 | -484,0     |
| ПС Тында - ПС Дипкун      | 1       | 20   | 14,46 | 63,30 | -389,6     |
| ПС Дипкун - ПС Тутаул     | 20      | 19   | 5,32  | 23,29 | -143,3     |
| ПС Тутаул - ПС Призейская | 19      | 18   | 9,67  | 42,34 | -260,6     |
| ПС Призейская - ЗГЭС      | 18      | 17   | 18,01 | 78,85 | -485,3     |
| ЗГЭС - отп№13-14          | 17      | 24   | 0,35  | 1,52  | -9,3       |
| ЗГЭС - отп№13-14          | 17      | 25   | 0,35  | 1,52  | -9,3       |
| отп№13-14 - ПС Энергия    | 24      | 16   | 0,21  | 0,93  | -5,7       |
| отп№13-14 - ПС Энергия    | 25      | 16   | 0,21  | 0,93  | -5,7       |
| отп№13-14 - ПС Светлая    | 24      | 15   | 1,02  | 4,46  | -27,5      |
| отп№13-14 - ПС Светлая    | 25      | 15   | 1,02  | 4,46  | -27,5      |
| ПС Светлая - ПС Ключевая  | 15      | 14   | 10,80 | 47,28 | -290,9     |
| ЗГЭС - ПС Магдагачи       | 17      | 12   | 10,01 | 56,07 | -360,4     |



Продолжение Таблицы 6

| 1                                  | 2  | 3  | 4     | 5     | 6      |
|------------------------------------|----|----|-------|-------|--------|
| ПС Магдагачи - ПС<br>Ключевая      | 12 | 14 | 5,35  | 23,42 | -144,1 |
| ПС Магдагачи - ПС Сулус/т          | 12 | 13 | 2,86  | 10,27 | -61,4  |
| ПС Сулус/т - ПС Ключевая           | 13 | 14 | 2,49  | 8,96  | -53,6  |
| ПС Сквородино -<br>отп.№114-115    | 2  | 22 | 6,82  | 29,86 | -183,7 |
| отп.№114-115 - ПС Гонжа/т          | 22 | 11 | 4,44  | 19,43 | -119,6 |
| ПС Гонжа/т - ПС<br>Магдагачи       | 11 | 12 | 3,52  | 15,40 | -94,8  |
| ПС Сквородино - ПС<br>Ульручы/т    | 2  | 9  | 2,78  | 12,18 | -75,0  |
| ПС Ульручы/т - отп.№286-<br>287    | 9  | 23 | 5,70  | 20,49 | -122,5 |
| отп.№286-287 - ПС<br>Магдагачи     | 23 | 12 | 9,32  | 33,49 | -200,2 |
| отп.№286-287 - ПС Талдан/т         | 23 | 10 | 0,04  | 0,18  | -1,1   |
| отп.№114-115 - ПС Талдан/т         | 22 | 10 | 0,03  | 0,15  | -0,9   |
| ПС Сквородино - ПС<br>Сквородино/т | 2  | 8  | 0,64  | 2,31  | -13,8  |
| ПС Сквородино - ПС<br>Сквородино/т | 2  | 8  | 0,64  | 2,31  | -13,8  |
| ПС Сквородино - ПС<br>Тында        | 2  | 1  | 15,21 | 66,58 | -409,7 |
| ПС Сквородино - отп.№13            | 2  | 21 | 0,31  | 1,37  | -8,4   |
| отп.№13 - ПС Тында                 | 21 | 1  | 16,26 | 64,16 | -400,6 |
|                                    |    |    |       |       |        |

Продолжение Таблицы 6

| 1                              | 2 | 3  | 4     | 5     | 6      |
|--------------------------------|---|----|-------|-------|--------|
| ПС Сквородино - ПС Уруша/т     | 2 | 7  | 7,42  | 32,48 | -199,8 |
| ПС Уруша/т - ПС Е.Павлович/т   | 7 | 6  | 6,49  | 28,40 | -174,8 |
| ПС Е.Павлович/т - ПС Б.Омутная | 6 | 5  | 2,34  | 10,25 | -63,1  |
| ПС Б.Омутная - ПС БАМ/т        | 5 | 3  | 10,48 | 45,86 | -282,2 |
| ПС БАМ/т - отп.№13             | 3 | 21 | 2,44  | 9,63  | -60,1  |

Таблица 7 – Список ветвей Трансформаторы

| Наименование ветви                    | № узлов |      | R,<br>Ом | X,<br>Ом | G,<br>мк<br>См | B,<br>мкС<br>м | Кт  |
|---------------------------------------|---------|------|----------|----------|----------------|----------------|-----|
|                                       | №нач    | №кон |          |          |                |                |     |
| 1                                     | 2       | 3    | 4        | 5        | 6              | 7              | 8   |
| ПС Тында - о.т. А1 Тында              | 1       | 26   | 1,4      | 104      | 6,5            | 0,9            | 1   |
| ПС Тында - о.т. А2 Тында              | 1       | 27   | 1,4      | 104      | 6,5            | 0,9            | 1   |
| ПС Сквородино –<br>о.т. А1 Сквородино | 2       | 38   | 1,4      | 104      | 6,5            | 0,9            | 1   |
| ПС Сквородино –<br>о.т. А2 Сквородино | 2       | 39   | 1,4      | 104      | 6,5            | 0,9            | 1   |
| о.т. А2 Тында –<br>СН А Тында         | 27      | 29   | 1,4      | –        | –              | –              | 0,5 |
| о.т. А1 Тында –<br>СН А Тында         | 26      | 29   | 1,4      | –        | –              | –              | 0,5 |
|                                       |         |      |          |          |                |                |     |

Продолжение Таблицы 7

|   |    |    |     |       |      |     |       |
|---|----|----|-----|-------|------|-----|-------|
| о.т. А2 Сквородино –<br>СН А Сквородино | 39 | 41 | 1,4 | –     | –    | –   | 0,5   |
| о.т. А1 Сквородино –<br>СН А Сквородино | 38 | 41 | 1,4 | –     | –    | –   | 0,5   |
| о.т. А1 Тында –<br>НН А Тында           | 26 | 28 | 2,8 | 195,6 | –    | –   | 0,159 |
| о.т. А2 Тында –<br>НН А Тында           | 27 | 28 | 2,8 | 195,6 | –    | –   | 0,159 |
| о.т. А1 Сквородино –<br>НН А Сквородино | 38 | 40 | 2,8 | 195,6 | –    | –   | 0,159 |
| о.т. А2 Сквородино –<br>НН А Сквородино | 39 | 40 | 2,8 | 195,6 | –    | –   | 0,159 |
| СН А Сквородино –<br>о.т. Т1 Сквородино | 41 | 42 | 1,5 | 56,9  | 14,5 | 2,6 | 1     |
| СН А Сквородино –<br>о.т. Т2 Сквородино | 41 | 43 | 1,5 | 56,9  | 14,5 | 2,6 | 1     |
| о.т. Т1 Сквородино –<br>СН Т Сквородино | 42 | 45 | 1,5 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т2 Сквородино –<br>СН Т Сквородино | 43 | 45 | 1,5 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т1 Сквородино –<br>НН Т Сквородино | 42 | 44 | 1,5 | 35,7  | –    | –   | 0,091 |
| о.т. Т2 Сквородино –<br>НН Т Сквородино | 43 | 44 | 1,5 | 35,7  | –    | –   | 0,091 |

|                               |    |    |     |       |      |     |       |
|-------------------------------|----|----|-----|-------|------|-----|-------|
| СН А Тында - о.т. Т1 Тында    | 29 | 30 | 0,8 | 35,5  | 19,8 | 3,6 | 1     |
| СН А Тында - о.т. Т2 Тында    | 29 | 31 | 0,8 | 35,5  | 19,8 | 3,6 | 1     |
| о.т. Т1 Тында - СН Т Тында    | 30 | 32 | 0,8 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т2 Тында - СН Т Тында    | 31 | 32 | 0,8 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т1 Тында - НН Т Тында    | 30 | 33 | 0,8 | 22,3  | –    | –   | 0,091 |
| о.т. Т2 Тында - НН Т Тында    | 31 | 33 | 0,8 | 22,3  | –    | –   | 0,091 |
| ПС БАМ/Т - о.т. Т1 БАМ/Т      | 3  | 34 | 3,9 | 165   | 9,1  | 1,4 | 1     |
| ПС БАМ/Т - о.т. Т2 БАМ/Т      | 3  | 35 | 3,9 | 165   | 9,1  | 1,4 | 1     |
| о.т. Т1 БАМ/Т –<br>СН Т БАМ/Т | 34 | 36 | 3,9 | –     | –    | –   | 0,125 |
| о.т. Т2 БАМ/Т –<br>СН Т БАМ/Т | 35 | 36 | 3,9 | –     | –    | –   | 0,125 |
| о.т. Т1 БАМ/Т –<br>НН Т БАМ/Т | 34 | 37 | 3,9 | 125   | –    | –   | 0,05  |
| о.т. Т2 БАМ/Т –<br>НН Т БАМ/Т | 35 | 37 | 3,9 | 125,0 | –    | –   | 0,05  |

Таблица 8– Исходные данные, напряжение на ИП

| Источник питания | Узел | Номинальное напряжение, кВ | Напряжение, кВ |
|------------------|------|----------------------------|----------------|
| ЗГЭС             | 17   | 220                        | 242            |
| НГРЭС            | 4    | 220                        | 230            |

## 1.3.2 Результаты расчета максимального зимнего режима

Результаты расчета максимального зимнего режима приведем в следующих таблицах:

Таблица 9 – Поток мощности и ток в линиях:

| Ветви    |          | Поток мощности<br>в начале линии,<br>МВА | Поток мощности<br>в конце линии,<br>МВА | Ток в линии, А |       |
|----------|----------|--|---|----------------|-------|
| №<br>нач | №<br>кон |  |   | І нач          | І кон |
| 1        | 2        | 3  | 4                                       | 6              | 7     |
| 4        | 1        | 88,6-j41,6                               | 85,1-j28,1                              | 244            | 220   |
| 4        | 1        | 88,6-j41,6                               | 85,1-j28,1                              | 244            | 220   |
| 1        | 20       | 10,7-j35,5                               | 10,6-j14,2                              | 91             | 42    |
| 20       | 19       | 9,7-j14,5                                | 9,6-j6,2                                | 42             | 27    |
| 19       | 18       | 9-j6,5                                   | 9-j8,7                                  | 27             | 30    |
| 17       | 18       | 31,7-j19,1                               | 31,4-j17,9                              | 88             | 77    |
| 17       | 24       | 66,3+j6,4                                | 66,3+j6,8                               | 159            | 159   |
| 17       | 25       | 66,3+j6,4                                | 66,3+j6,8                               | 159            | 159   |
| 24       | 16       | 12,4+j4,6                                | 12,4+j5                                 | 32             | 32    |
| 25       | 16       | 12,4+j4,6                                | 12,4+j5                                 | 32             | 32    |
| 24       | 15       | 53,9+j2,2                                | 53,8+j3,6                               | 129            | 129   |
| 25       | 15       | 53,9+j2,2                                | 53,8+j3,6                               | 129            | 129   |
| 15       | 14       | 67,6-j8,8                                | 66,8-j4,3                               | 163            | 162   |
| 17       | 12       | 62-j11,2                                 | 61,3-j6,1                               | 150            | 148   |
| 12       | 14       | 5,2+j5                                   | 5,2+j13,3                               | 17             | 34    |
| 12       | 13       | 7,5+j7,7                                 | 7,5+j11,2                               | 26             | 33    |
| 13       | 14       | 6+j10,6                                  | 6+j13,7                                 | 29             | 36    |
| 2        | 22       | 13,9+j15,4                               | 14+j5                                   | 50             | 36    |
| 22       | 11       | 13,5+j4,7                                | 13,5+j2,1                               | 34             | 33    |
| 11       | 12       | 14-j1,9                                  | 14-j7,3                                 | 34             | 38    |

Продолжение Таблицы 9

|    |    |            |            |     |     |
|----|----|------------|------------|-----|-----|
| 2  | 9  | 12,2+j14,3 | 12,3+j10,1 | 46  | 38  |
| 9  | 23 | 13,3+j10,4 | 13,3+j3,5  | 41  | 33  |
| 23 | 12 | 14+j3,7    | 14-j7,7    | 35  | 38  |
| 23 | 10 | 0,7+j10,2  | 0,7+j10,3  | 2   | 2   |
| 22 | 10 | 0,5+j10,3  | 0,5+j10,2  | 1   | 1   |
| 2  | 8  | 9,4+j3     | 9,4+j3,8   | 24  | 25  |
| 2  | 8  | 9,4+j3     | 9,4+j3,8   | 24  | 25  |
| 2  | 1  | 45,1-j10,4 | 45,8-j30,4 | 112 | 135 |
| 2  | 21 | 1,8-j10,6  | 1,8-j11,1  | 26  | 27  |
| 21 | 1  | 46-j12,2   | 46,7-j31,6 | 115 | 139 |
| 2  | 7  | 43,6-j2,7  | 43,3-j7,5  | 106 | 107 |
| 7  | 6  | 25,4+j0,3  | 25,3+j9,7  | 62  | 66  |
| 6  | 5  | 19,7+j8,3  | 19,7+j4,9  | 52  | 50  |
| 5  | 3  | 32,7+j10,1 | 32,9-j4,8  | 84  | 81  |
| 3  | 21 | 44,1+j1,9  | 44,2+j1,1  | 107 | 107 |

Таблица 10 – Анализ напряжения в узлах при максимальном зимнем режиме

| Номер узла | $U_{\text{жел}}$ , кВ | $U_{\text{действ}}$ , кВ | $\Delta U$ , % |
|------------|-----------------------|--------------------------|----------------|
| 1          | 2                     | 3                        | 4              |
| 1          | 220                   | 235,20                   | 6,91           |
| 2          | 220                   | 238,06                   | 8,21           |
| 3          | 220                   | 237,53                   | 7,97           |
| 5          | 220                   | 235,55                   | 7,07           |
| 6          | 220                   | 235,07                   | 6,85           |
| 7          | 220                   | 236,37                   | 7,44           |
| 8          | 220                   | 238,00                   | 8,18           |
| 9          | 220                   | 238,83                   | 8,56           |
| 10         | 220                   | 239,74                   | 8,97           |
| 11         | 220                   | 240,10                   | 9,14           |
| 12         | 220                   | 240,01                   | 9,09           |
| 13         | 220                   | 239,51                   | 8,87           |
| 14         | 220                   | 238,99                   | 8,63           |
| 15         | 220                   | 241,58                   | 9,81           |
| 16         | 220                   | 241,83                   | 9,92           |
| 18         | 220                   | 241,46                   | 9,75           |
| 19         | 220                   | 242,01                   | 10,01          |
| 20         | 220                   | 241,22                   | 9,65           |

Результаты расчета минимального и аварийного зимнего режима, максимального, минимального и аварийного летнего режима представлены в приложении А.

Согласно ГОСТ на подстанциях необходимо держать напряжение в диапазоне от номинального значения 220 кВ до наибольшего 242 кВ. Это означает, что максимальное отклонение напряжения может быть до  $\pm 10\%$  .

Если значение напряжения будет больше наибольшего, то может снизиться надежность электрической сети, увеличатся потери электроэнергии, сократится срок службы электрооборудования.

При анализе зимних режимов максимальная загрузка ЛЭП при максимальном, минимальном не превышает предельно допустимые. Напряжение на подстанциях в пределах  $\pm 10\%$ . При анализе аварийного режима напряжение на некоторых подстанциях превышает пределы допустимого.

При анализе летних режимов максимальная загрузка ЛЭП при максимальном, минимальном не превышает предельно допустимые. При анализе летних режимов анализировались варианты возможного повышения напряжения в сети 220 кВ. Повышение напряжения выше допустимого на шинах 220 кВ ПС Сковородино происходит за счет избыточной генерации реактивной мощности ВЛ-220 кВ, находящимися в районе ПС 220 кВ Сковородино между Зейской ГЭС и Нерюнгринской ГРЭС. Наибольшие уровни напряжения наблюдаются в летних режимах минимальных нагрузок.



## 2 РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НА РАССМАТРИВАЕМОМ УЧАСТКЕ

### 2.1 Расчет и прогнозирование электрических нагрузок

При реконструкции подстанции и сетей необходимо учитывать ежегодный рост нагрузки с целью предотвращения перегрузки трансформаторов и других электрических аппаратов.

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок на ПС рассматриваемого района проектирования с учетом на перспективу в 2020 года, с целью дальнейшего выбора сечения ВЛ.

К вероятностным характеристикам графиков электрических нагрузок относятся средняя  $P_{ср.}$ , среднеквадратическая (эффективная)  $P_{эф}$  и максимальная  $P_{мах}$  мощности.

В данном разделе производится расчёт вероятностных характеристик, необходимых для выбора основного оборудования проектируемой сети и расчёта потерь мощности и энергии.

По формуле сложных процентов определяем среднюю прогнозируемую активную мощность:

$$P_{СР.ПРОГ.} = P_{СР.БАЗ.} (1 + \varepsilon)^{t_{ПРОГ.} - t_{БАЗ.}}, \quad (1)$$

где  $P_{СР.БАЗ.}$  – средняя активная мощность за 2015 год;

$\varepsilon$  – относительный ежегодный прирост электрической нагрузки в Амурской области,  $\varepsilon=0,86\%$  (согласно приказу от 1 марта 2016г. №147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022гг.»),

$t_{ПРОГ}$  – год, на который определяется электрическая нагрузка,  
 $t_{ПРОГ}=2020г.$ ;

$t_{\text{БАЗ}}$  – год начала отсчёта в рассматриваемом промежутке,  $t_{\text{БАЗ}}=2015\text{г.}$

Определение средней активной мощности ПС на 2015 год:

$$P_{\text{СР.БАЗ.}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^m P_i \cdot t_i \right)}{24}, \quad (2)$$

где  $P_i$  – величина нагрузки в  $i$  час суток;

$t_i$  – количество часов использования данной нагрузки на ПС.

На примере ПС «Сковородино» средняя активная мощность зимой составляет:

$$P_{\text{СР.БАЗ.}} = \frac{(35,18 \cdot 3 + 38,78 \cdot 6 + 42,26 \cdot 6)}{24}$$

$$P_{\text{СР.БАЗ.}} = 24,657 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитываем среднюю реактивную мощность ПС.

На примере ПС «Сковородино» прогноз средней активной нагрузки зимой составит:

$$P_{\text{СР.ПРОГ.}} = 24,657 \cdot (1 + 0,0086)^{2020-2015}$$

$$P_{\text{СР.ПРОГ.}} = 25,736 \text{ МВт}$$

Прогноз средней реактивной нагрузки зимой составит:

$$Q_{\text{СР.ПРОГ.}} = 2,587 \cdot (1 + 0,0086)^{2020-2015}$$

$$Q_{CP.ПРОГ.} = 2,701 \text{ МВАр}$$

Расчет по формуле сложных процентов, показывает, что в период с 2015 года по 2020 рост нагрузки составит 4,2 % при ежегодном приросте нагрузки 0,86 %.

Прогнозирование эффективной нагрузки произведем по следующей формуле:

$$P_{ЭФ.ПРОГ.} = K_{\Phi} \cdot P_{CP.ПРОГ.} \quad (3)$$

где  $K_{\Phi}$  – коэффициент формы;

$P_{CP.ПРОГ.}$  – средняя прогнозируемая активная мощность.

Коэффициент формы – отношение эффективной мощности к средней.

Он характеризует неравномерность графика во времени.

$$K_{\Phi} = \frac{P_{ЭФ.}}{P_{CP.}} \quad (4)$$

где  $P_{ЭФ.}$  – эффективная активная мощность;

$P_{CP.}$  – средняя активная мощность.

Эффективная активная мощность:

$$P_{ЭФ.} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot \sum_{i=1}^m P_i^2 \cdot t_i} \quad (5)$$

где  $P_i$  – величина нагрузки в  $i$  час суток;

$t_i$  – количество часов использования данной нагрузки на ПС.

На примере ПС «Сковородино» эффективная активная мощность зимой составляет:

$$P_{\text{эф.}} = \sqrt{\frac{1}{24} \cdot [35,18^2 \cdot 3 + 38,78^2 \cdot 6 + 42,26^2 \cdot 6]}$$

$$P_{\text{эф.}} = 31,259 \text{ МВт}$$

Аналогично рассчитываем эффективную реактивную мощность ПС.

Тогда коэффициент формы на примере ПС «Сковородино» рассчитывается:

$$K_{\phi} = \frac{31,259}{25,736}$$

$$K_{\phi} = 1,2$$

Используя предварительные расчёты, определим прогнозирование эффективной активной нагрузки на примере ПС «Сковородино» зимой.

$$P_{\text{эф.ПРОГ.}} = 1,2 \cdot 31,259$$

$$P_{\text{эф.ПРОГ.}} = 32,627 \text{ МВт}$$

Прогнозирование максимальной нагрузки произведем по следующей формуле:

$$P_{\text{МАХ.ПРОГ.}} = K_{\text{МАХ}} \cdot P_{\text{СР.ПРОГ.}} \quad (6)$$

где  $K_{MAX}$  – коэффициент максимума;

$P_{CP.ПРОГ.}$  – прогнозируемая средняя активная нагрузка ПС.

Коэффициент максимума – это отношение максимальной нагрузки к средней. Он связывает максимальную и среднюю нагрузки, учитывая в явной форме свойства графика.

$$K_{MAX} = \frac{P_{MAX.}}{P_{CP.}}, \quad (7)$$

где  $P_{MAX}$  – максимальная активная мощность;

$P_{CP.}$  – средняя активная мощность.

Максимальная активная мощность:

$$P_{MAX.} = P_{CP.} \cdot \left(1 + 1,95\sqrt{K_{\phi}^2 - 1}\right), \quad (8)$$

где  $K_{\phi}$  – коэффициент формы;

$P_{CP.}$  – средняя активная нагрузка ПС.

На примере ПС «Сковородинно» определим максимальную активную мощность зимних нагрузок:

$$P_{MAX.} = 24,657 \cdot \left(1 + 1,95\sqrt{1,2^2 - 1}\right)$$

$$P_{MAX.} = 62,124 \text{ MВт}$$

Расчёт максимальной реактивной нагрузки ПС производится аналогично.

Рассчитаем на примере ПС «Сковородино» коэффициент максимума:

$$K_{MAX} = \frac{62,124}{24,657}$$

$$K_{MAX} = 2,5$$

Используя предварительные расчёты, определим прогнозирование максимальной активной нагрузки на примере ПС «Сковородино».

$$P_{MAX.ПРОГ.} = 2,5 \cdot 62,124$$

$$P_{MAX.ПРОГ.} = 64,842 \text{ МВт}$$

Подобным образом определили прогнозирование максимальной реактивной мощности ПС.

Подробный расчет вероятностных характеристик нагрузок и прогноз вероятностных характеристик представлен в приложении Б. Результаты расчётов представлены в таблицах 11 и 12.

Таблица 11 – Результаты расчётов вероятностных характеристик нагрузок на подстанциях

| №<br>ПС       | Сковородино                   |                           |                            |                |                  |                                |                            |                             |                |                  |
|---------------|-------------------------------|---------------------------|----------------------------|----------------|------------------|--------------------------------|----------------------------|-----------------------------|----------------|------------------|
|               | Активная мощность             |                           |                            | К <sub>Ф</sub> | К <sub>МАХ</sub> | Реактивная мощность            |                            |                             | К <sub>Ф</sub> | К <sub>МАХ</sub> |
| Время<br>года | Р <sub>СР.БАЗ.,<br/>МВт</sub> | Р <sub>ЭФ.,<br/>МВт</sub> | Р <sub>МАХ.,<br/>МВт</sub> |                |                  | Q <sub>СР.БАЗ.,<br/>МВАр</sub> | Q <sub>ЭФ.,<br/>МВАр</sub> | Q <sub>МАХ.,<br/>МВАр</sub> |                |                  |
| Зима          | 24,66                         | 31,26                     | 62,12                      | 1,2            | 2,5              | 2,59                           | 3,341                      | 6,71                        | 1,2            | 2,5              |
| Лето          | 14,29                         | 18,3                      | 36,58                      | 1,2            | 2,5              | 11,4                           | 14,42                      | 28,62                       | 1,2            | 2,5              |
| №<br>ПС       | Тында                         |                           |                            |                |                  |                                |                            |                             |                |                  |
|               | Активная мощность             |                           |                            | К <sub>Ф</sub> | К <sub>МАХ</sub> | Реактивная мощность            |                            |                             | К <sub>Ф</sub> | К <sub>МАХ</sub> |
| Время<br>года | Р <sub>СР.БАЗ.,<br/>МВт</sub> | Р <sub>ЭФ.,<br/>МВт</sub> | Р <sub>МАХ.,<br/>МВт</sub> |                |                  | Q <sub>СР.БАЗ.,<br/>МВАр</sub> | Q <sub>ЭФ.,<br/>МВАр</sub> | Q <sub>МАХ.,<br/>МВАр</sub> |                |                  |
| Зима          | 26,61                         | 33,76                     | 67,13                      | 1,2            | 2,5              | 9,34                           | 11,88                      | 23,65                       | 1,2            | 2,5              |
| Лето          | 10,76                         | 13,76                     | 27,47                      | 1,2            | 2,5              | 24,08                          | 30,51                      | 60,6                        | 1,2            | 2,5              |
| №<br>ПС       | Бам-тяга                      |                           |                            |                |                  |                                |                            |                             |                |                  |
|               | Активная мощность             |                           |                            | К <sub>Ф</sub> | К <sub>МАХ</sub> | Реактивная мощность            |                            |                             | К <sub>Ф</sub> | К <sub>МАХ</sub> |
| Время<br>года | Р <sub>СР.БАЗ.,<br/>МВт</sub> | Р <sub>ЭФ.,<br/>МВт</sub> | Р <sub>МАХ.,<br/>МВт</sub> |                |                  | Q <sub>СР.БАЗ.,<br/>МВАр</sub> | Q <sub>ЭФ.,<br/>МВАр</sub> | Q <sub>МАХ.,<br/>МВАр</sub> |                |                  |
| Зима          | 7                             | 8,87                      | 17,64                      | 1,2            | 2,5              | 2,85                           | 3,62                       | 7,19                        | 1,2            | 2,5              |
| Лето          | 6,38                          | 8,09                      | 16,07                      | 1,2            | 2,5              | 2,85                           | 3,62                       | 7,19                        | 1,2            | 2,5              |

Таблица 12 – Результаты расчётов прогнозирования вероятностных характеристик нагрузок на подстанциях

| №<br>ПС    | Сковородино                    |                                |                                 |                                 |                                 |                                  |
|------------|--------------------------------|--------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|----------------------------------|
|            | Активная мощность              |                                |                                 | Реактивная мощность             |                                 |                                  |
| Время года | Р <sub>СР.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Р <sub>ЭФ.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Р <sub>МАХ.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Q <sub>СР.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр | Q <sub>ЭФ.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр | Q <sub>МАХ.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр |
| Зима       | 25,74                          | 32,63                          | 64,84                           | 2,7                             | 3,49                            | 7,03                             |
| Лето       | 14,92                          | 19,1                           | 38,19                           | 11,8                            | 15,05                           | 29,87                            |
| №<br>ПС    | Тында                          |                                |                                 |                                 |                                 |                                  |
|            | Активная мощность              |                                |                                 | Реактивная мощность             |                                 |                                  |
| Время года | Р <sub>СР.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Р <sub>ЭФ.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Р <sub>МАХ.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Q <sub>СР.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр | Q <sub>ЭФ.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр | Q <sub>МАХ.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр |
| Зима       | 27,78                          | 35,24                          | 70,07                           | 9,75                            | 12,39                           | 24,6                             |
| Лето       | 11,23                          | 14,36                          | 28,67                           | 25,13                           | 31,84                           | 63,2                             |
| №<br>ПС    | Бам-тяга                       |                                |                                 |                                 |                                 |                                  |
|            | Активная мощность              |                                |                                 | Реактивная мощность             |                                 |                                  |
| Время года | Р <sub>СР.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Р <sub>ЭФ.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Р <sub>МАХ.ПРОГН</sub> ,<br>МВт | Q <sub>СР.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр | Q <sub>ЭФ.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр | Q <sub>МАХ.ПРОГН</sub> ,<br>МВАр |
| Зима       | 7,31                           | 9,26                           | 18,41                           | 2,97                            | 3,78                            | 7,51                             |
| Лето       | 6,65                           | 8,44                           | 16,78                           | 2,97                            | 3,78                            | 7,51                             |



## **2.2 Разработка оптимального варианта подключения существующих подстанций к новой линии**

### **2.2.1 Разработка и технический анализ вариантов развития электрической сети**

Для обеспечения надежного электроснабжения потребителей г. Сковородино и Сковородинского района, увеличения пропускной способности сети 220 кВ необходимо произвести реконструкцию ВЛ Тында-БАМ-тяга с отпайкой на ПС Сковородино.

Возможно несколько вариантов прохождения трассы новых линий:

- строительство двух новых ЛЭП Тында-Сковородино и Сковородино-БАМ-тяга;
- строительство двух новых ЛЭП Тында-БАМ-тяга и Сковородино-БАМ-тяга;
- строительство двух новых ЛЭП Тында-Сковородино и Тында-БАМ-тяга.

Рассмотрим варианты прохождения новых линий:

1) Строительство двух новых ЛЭП Тында-Сковородино и Сковородино-БАМ-тяга. Длины линий в данном случае Тында-Сковородино – 155,2 км, Сковородино-БАМ-тяга – 25,8 км. Потребуется реконструкция РУ ВН ПС Сковородино с добавлением одной ячейки.

2) Строительство двух новых ЛЭП Тында-БАМ-тяга и Сковородино-БАМ-тяга. Длины линий в данном случае Тында-БАМ-тяга – 171,5 км и Сковородино-БАМ-тяга – 25,8 км. Потребуется реконструкция РУ ВН ПС БАМ-тяга с заменой схемы «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов» на «Одна рабочая секционированная выключателем система шин».

3) Строительство двух новых ЛЭП Тында-Сковородино и Тында-БАМ-тяга. Длины линий в данном случае Тында-Сковородино – 155,2 км, Тында-БАМ-тяга – 171,5 км. Потребуется реконструкция РУ ВН ПС Тында с добавлением одной ячейки.

Сравним варианты прохождения новых линий. Сравниваем 1 и 3 вариант. В данных вариантах потребуется реконструкция РУ ВН ПС Сквородино или РУ ВН ПС Тында с добавлением одной ячейки, но суммарная длина новых линий в третьем варианте будет больше. Увеличение длины линии приводит к увеличению генерации зарядной мощности, а это в свою очередь приводит к увеличению потерь и повышению напряжения. С увеличением длины линии уменьшается её надёжность. Приходим к выводу, что третий вариант не подходит.

Сравним 1 и 2 вариант. Суммарная длина новых линий во 2 варианте больше, чем в 1, а значит увеличиваются потери в линии и уменьшается её надёжность. Кольцевое соединение линий, которое осуществляется во втором варианте, требует полной реконструкции РУ ВН ПС БАМ-тяга. Это в свою очередь приводит к увеличению элементов электрической сети, что приводит к снижению надёжности энергосистемы, а т.ж. с экономической точки будет дороже, чем расширить РУ ВН ПС Сквородино на одну ячейку.

Ввиду небольшой протяженности новой линии, малым количеством добавления новых элементов сети оптимальным и надёжным вариантом считается вариант строительства двух новых ЛЭП Тында-Сквородино, Сквородино-БАМ-тяга.

### 2.2.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение сети весьма существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При более высоком напряжении повышается пропускная способность линий, имеющих одно и то же сечение проводов, снижаются потери мощности, электроэнергии и напряжения, уменьшается расход материала на провода, упрощаются схемы соединений подстанций, облегчается дальнейшее развитие сети. Все это приводит часто к уменьшению расходов на эксплуатацию сети. В то же время в сетях более высокого напряжения увеличивается стоимость электрооборудования и сооружения линий.

Напряжение мы можем определять по номограммам. Для проектируемых линий принимаем  $U_{ном} = 220 \text{ кВ}$ , оно обеспечит необходимую, первую категорию надежности электроснабжения.

### 2.2.2 Выбор сечений линий и марки проводов

Сечение провода – важнейший параметр линии. С увеличением сечения проводов линии, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На ВЛ рекомендуется применять сталеалюминовые провода, в том числе провода со сниженным активным сопротивлением переменному току. Использование алюминиевых проводов и проводов из алюминиевого сплава обосновывается технико-экономическими расчетами.

Сечение проводов выбираем методом экономических токовых интервалов. Для этого необходимо определить расчетное значение тока текущего по линии:

$$I_{расч} = I_{max} \cdot a_t \cdot a_i, \quad (9)$$

где  $a_i$  – коэффициент, учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации;

$a_t$  – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки  $T_{max}$  и коэффициента попадания в максимум энергосистемы;

$I_{max}$  – максимальный ток, протекающий по линии.

Значение  $a_i$  принимаю равным 1,05.  $a_t$  – принимаем 1,1

Необходимо найти максимальный ток в воздушных линиях.

$$I_{maxi} = \frac{\sqrt{P_{maxi}^2 + Q_{нескi}^2}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}}; \quad (10)$$

где  $P_{max}$ ,  $Q_{неск}$  – потоки активной максимальной и некомпенсированной реактивной мощностей;

$n$  – количество цепей;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение сети.

$$Q_{неск} = P_{max} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{пред}$$

Согласно Приказу Минэнерго России №49 «О компенсации реактивной мощности»  $\operatorname{tg} \varphi_{пред} = 0,4$ .

Рассчитываем максимальный и расчетный ток, протекающий по линии Сквородино-Тында и Сквородино-Бам-тяга.

$$I_{maxC-T} = \frac{\sqrt{83,1^2 + 33,24^2}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,117 \text{ кА}$$

$$I_{расчC-T} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 0,117 = 0,136 \text{ кА}$$

$$I_{maxC-B} = \frac{\sqrt{43,6^2 + 17,4^2}}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 0,123 \text{ кА}$$

$$I_{расчC-B} = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 0,123 = 0,142 \text{ кА}$$

Выбираем сечение проводов АС-300/39.

### 2.2.3 Разработка однолинейных схем РУ ВН ПС, подлежащих реконструкции

РУ ВН ПС 220 кВ Тында выполнена по схеме «Две рабочие и обходная системы шин» позволяет осуществить подключение новой ВЛ 220 кВ Тында-Сквородино без изменения схемы.

РУ ВН ПС 220 кВ Бам-тяга выполнена по схеме «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» позволяет осуществить подключение новой ВЛ 220 кВ Сквородино-БАМ-тяга без изменения схемы РУ 220 кВ.

На подстанции 220 кВ Сквородино ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин». К ОРУ 220 кВ подключены семь ВЛ 220 кВ. Подключение новых линий ВЛ 220 кВ Тында-Сквородино и Сквородино-БАМ-тяга требует расширения ОРУ 220 кВ ПС Сквородино на одну ячейку.

Расширение предусмотрено с восточной стороны ПС. Существующий секционный выключатель выносится на расширяемую часть подстанции, освобождая место для ячейки проектируемой ВЛ Тында-Сковородино. Ячейка для присоединения ВЛ Тында-БАМ-тяга с отпайкой на Сковородино – ячейка для проектируемой ВЛ Сковородино-БАМ-тяга.

### 3 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Коротким замыканием называется всякое не предусмотренное нормальными условиями работы замыкания между фазами, а в сетях с заземленными нейтральными – также замыкание между одной или нескольких фаз на землю (или нулевой провод).

При возникновении КЗ в электрической системе сопротивление цепи уменьшается, что приводит к увеличению токов в ветвях системы по сравнению с токами нормального режима. Это в свою очередь, вызывает снижение уровней напряжения в узлах, которое особенно велико вблизи места короткого замыкания.

Электрические аппараты, изоляторы и токоведущие устройства работают в трех основных режимах: длительном, перегрузки и короткого замыкания.

В длительном режиме надежная работа аппаратов обеспечивается правильным выбором их по номинальному напряжению и току.

В режиме перегрузки надежная работа аппаратов электрических установок обеспечивается ограничением значения и длительности повышения напряжения или тока в таких пределах, при которых гарантируется нормальная работа установок за счет запаса прочности.

В режиме короткого замыкания надежная работа аппаратов обеспечивается соответствием выбранных параметров устройств условиям термической и электродинамической стойкости. Следовательно, можно сказать, что расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрических аппаратов (выключателей, разъединителей, ошиновки, трансформаторов тока и трансформаторов напряжения).

Расчет токов КЗ при выборе и проверке электрических аппаратов не требует высокой точности результатов расчета, поэтому в данном дипломном проекте проведем расчет в приближенном приведении

параметров элементов сети к одной ступени напряжения, в относительных единицах.

Расчет токов КЗ будет производиться для ОРУ 220 кВ ПС Сковородино. Электрическая схема замещения для расчета токов короткого замыкания приведена на рисунке 2.

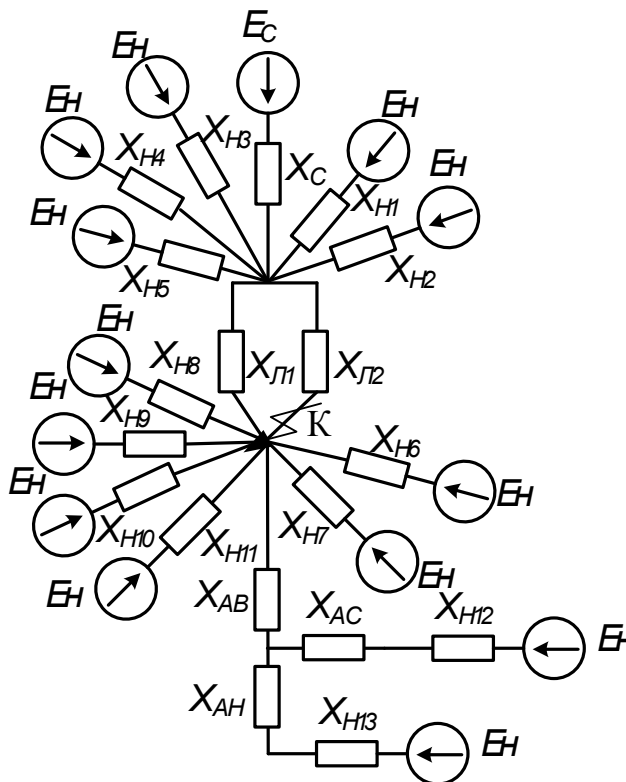


Рисунок 2 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

В расчете вводятся базисные величины  $U_б=220$  кВ и  $S_б=100$  МВА, ЭДС системы принимаем 1, ЭДС нагрузки 0,85. Расчет ведем в относительных единицах.

Базисный ток рассчитываем по формуле:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б}, \tag{11}$$

$$I_б = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,262 \text{ кА.}$$

Рассчитаем параметры схемы замещения.

Сопротивление системы  $X_C$  определяется по формуле:

$$X_{C*} = \frac{S_{\sigma}}{S_{K3}}, \quad (12)$$

где  $S_{K3}$  - мощность короткого замыкания системы;  
 $S_{\sigma}$  – базисная мощность.

$$X_{C*} = \frac{100}{10000} = 0,01 \text{ о.е.}$$

Сопротивление линии определяем по формуле:

$$X_{Л*} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} \quad (13)$$

где  $U_{\sigma}$  - базисное напряжение первой ступени трансформации.

$$X_{Л1*} = 0,4 \cdot 155,2 \cdot \frac{100}{220^2} = 0,128 \text{ о.е.}$$

$$X_{Л2*} = 0,4 \cdot 155,2 \cdot \frac{100}{220^2} = 0,128 \text{ о.е.}$$

Сопротивления обмоток трансформатора определяются по формулам:

$$X_{ВН*} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}}, \quad (14)$$

$$X_{СН*} = \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}}, \quad (15)$$

$$X_{НН*} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{номТ}}, \quad (16)$$

где  $U_{KB}$ ,  $U_{KC}$ ,  $U_{KH}$  - напряжение короткого замыкания обмоток ВН, СН, НН трансформатора соответственно;



$S_{номТ}$  - номинальная мощность трансформатора.

Найдем сопротивления обмоток трансформатора в относительных единицах:

$$X_{AB*} = \frac{35,7}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,567 \text{ о.е.};$$

$$X_{AC*} = \frac{11}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,175 \text{ о.е.};$$

$$X_{AH*} = \frac{21,9}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,348 \text{ о.е.}$$

Сопротивления нагрузок определяются по формуле:

$$X_{H*} = 1,2 \cdot \frac{S_{\delta}}{S_H}; \quad (17)$$

где  $S_{\delta}$  – базисная мощность;

$S_H$  – мощность нагрузки.

$$X_{H1*} = 1,2 \cdot \frac{100}{21,67} = 5,538 \text{ о.е.};$$

$$X_{H2*} = 1,2 \cdot \frac{100}{38,34} = 3,13 \text{ о.е.};$$

$$X_{H3*} = 1,2 \cdot \frac{100}{4,482} = 28,773 \text{ о.е.};$$

$$X_{H4*} = 1,2 \cdot \frac{100}{4,245} = 28,269 \text{ о.е.};$$

$$X_{H5*} = 1,2 \cdot \frac{100}{28,59} = 4,197 \text{ о.е.};$$

$$X_{H6*} = 1,2 \cdot \frac{100}{7,046} = 17,032 \text{ о.е.};$$

$$X_{H7*} = 1,2 \cdot \frac{100}{9,58} = 12,526 \text{ о.е.};$$

$$X_{H8*} = 1,2 \cdot \frac{100}{12,388} = 9,687 \text{ o.e.};$$

$$X_{H9*} = 1,2 \cdot \frac{100}{60,333} = 1,989 \text{ o.e.};$$

$$X_{H10*} = 1,2 \cdot \frac{100}{11,424} = 10,505 \text{ o.e.};$$

$$X_{H11*} = 1,2 \cdot \frac{100}{11,424} = 10,505 \text{ o.e.};$$

$$X_{H12*} = 1,2 \cdot \frac{100}{10,64} = 11,278 \text{ o.e.};$$

$$X_{H13*} = 1,2 \cdot \frac{100}{0,539} = 222,834 \text{ o.e.};$$

Преобразуем схему замещения.

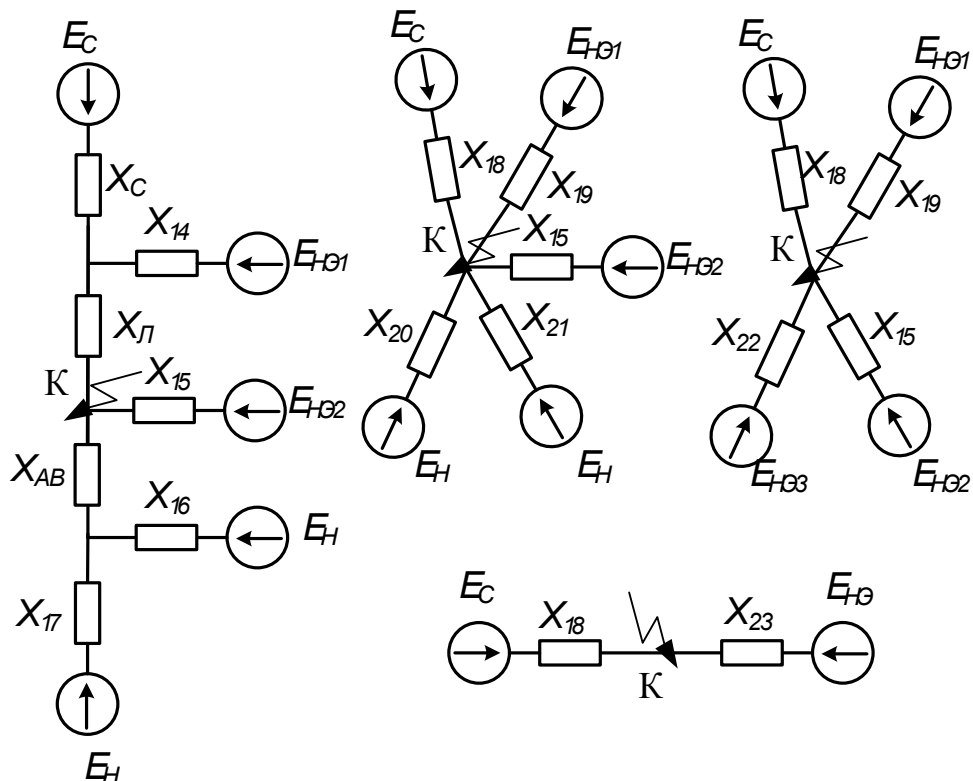


Рисунок 3 – Преобразование схемы замещения для точки К

Преобразование схемы замещения для точки К по формулам:

$$X_{14*} = \frac{1}{\frac{1}{X_{H1*}} + \frac{1}{X_{H2*}} + \frac{1}{X_{H3*}} + \frac{1}{X_{H4*}} + \frac{1}{X_{H5*}}}; \quad (18)$$

$$X_{15*} = \frac{1}{\frac{1}{X_{H6*}} + \frac{1}{X_{H7*}} + \frac{1}{X_{H8*}} + \frac{1}{X_{H9*}} + \frac{1}{X_{H10*}} + \frac{1}{X_{H11*}}}; \quad (19)$$

$$X_{16*} = X_{AC*} + X_{H12*}; \quad (20)$$

$$X_{17*} = X_{AH*} + X_{H13*}; \quad (21)$$

$$X_{J*} = \frac{X_{J1*} \cdot X_{J2*}}{X_{J1*} + X_{J2*}}. \quad (22)$$

$$X_{14*} = \frac{1}{\frac{1}{5,538} + \frac{1}{3,13} + \frac{1}{26,773} + \frac{1}{28,269} + \frac{1}{4,197}} = 1,233 \text{ o.e.};$$

$$X_{15*} = \frac{1}{\frac{1}{17,032} + \frac{1}{12,526} + \frac{1}{9,687} + \frac{1}{1,989} + \frac{1}{10,505} + \frac{1}{10,505}} = 1,07 \text{ o.e.};$$

$$X_{16*} = 0,175 + 11,278 = 11,452 \text{ o.e.};$$

$$X_{17*} = 0,348 + 222,834 = 223,182 \text{ o.e.};$$

$$X_{J*} = \frac{0,128 \cdot 0,128}{0,128 + 0,128} = 0,064.$$

$$E_{H\Theta 1*} = \frac{E_H \cdot \frac{1}{X_{H1*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H2*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H3*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H4*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H5*}}}{\frac{1}{X_{H1*}} + \frac{1}{X_{H2*}} + \frac{1}{X_{H3*}} + \frac{1}{X_{H4*}} + \frac{1}{X_{H5*}}}; \quad (23)$$

$$E_{H\Theta 2*} = \frac{E_H \cdot \frac{1}{X_{H6*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H7*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H8*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H9*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H10*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{H11*}}}{\frac{1}{X_{H6*}} + \frac{1}{X_{H7*}} + \frac{1}{X_{H8*}} + \frac{1}{X_{H9*}} + \frac{1}{X_{H10*}} + \frac{1}{X_{H11*}}}. \quad (24)$$

$$E_{HЭ1*} = \frac{0,85 \cdot \frac{1}{5,538} + 0,85 \cdot \frac{1}{3,13} + 0,85 \cdot \frac{1}{26,773} + 0,85 \cdot \frac{1}{28,269} + 0,85 \cdot \frac{1}{4,197}}{\frac{1}{5,538} + \frac{1}{3,13} + \frac{1}{26,773} + \frac{1}{28,269} + \frac{1}{4,197}} = 0,85;$$

$$E_{HЭ2*} = \frac{0,85 \cdot \frac{1}{17,032} + 0,85 \cdot \frac{1}{12,526} + 0,85 \cdot \frac{1}{9,687} + 0,85 \cdot \frac{1}{1,989} + 0,85 \cdot \frac{1}{10,505} + 0,85 \cdot \frac{1}{10,505}}{\frac{1}{17,032} + \frac{1}{12,526} + \frac{1}{9,687} + \frac{1}{1,989} + \frac{1}{10,505} + \frac{1}{10,505}} = 0,85 \cdot$$

$$X_{18*} = X_{C*} + X_{J*} + \frac{X_{C*} \cdot X_{J*}}{X_{14*}}; \quad (25)$$

$$X_{19*} = X_{14*} + X_{J*} + \frac{X_{14*} \cdot X_{J*}}{X_{C*}}; \quad (26)$$

$$X_{20*} = X_{17*} + X_{AB*} + \frac{X_{17*} \cdot X_{AB*}}{X_{16*}}; \quad (27)$$

$$X_{21*} = X_{16*} + X_{AB*} + \frac{X_{16*} \cdot X_{AB*}}{X_{17*}}. \quad (28)$$

$$X_{18*} = 0,01 + 0,064 + \frac{0,01 \cdot 0,064}{1,233} = 0,075 \text{ o.e.};$$

$$X_{19*} = 1,233 + 0,064 + \frac{1,233 \cdot 0,064}{0,01} = 9,204 \text{ o.e.};$$

$$X_{20*} = 233,182 + 0,567 + \frac{233,182 \cdot 0,567}{11,452} = 234,792 \text{ o.e.};$$

$$X_{21*} = 11,452 + 0,567 + \frac{11,452 \cdot 0,567}{223,182} = 12,048 \text{ o.e.}$$

$$X_{22*} = \frac{X_{20*} \cdot X_{21*}}{X_{20*} + X_{21*}}; \quad (29)$$

$$E_{HЭ1*} = \frac{E_H \cdot \frac{1}{X_{20*}} + E_H \cdot \frac{1}{X_{21*}}}{\frac{1}{X_{20*}} + \frac{1}{X_{21*}}}. \quad (30)$$

$$X_{22*} = \frac{234,792 \cdot 12,048}{234,792 + 12,048} = 11,46 \text{ о.е.};$$

$$E_{HЭ1*} = \frac{0,85 \cdot \frac{1}{234,792} + 0,85 \cdot \frac{1}{12,048}}{\frac{1}{234,792} + \frac{1}{12,048}} = 0,85.$$

$$X_{23*} = \frac{1}{\frac{1}{X_{19*}} + \frac{1}{X_{15*}} + \frac{1}{X_{22*}}}; \quad (31)$$

$$E_{HЭ*} = \frac{E_{HЭ1*} \cdot \frac{1}{X_{19*}} + E_{HЭ2*} \cdot \frac{1}{X_{15*}} + E_{HЭ3*} \cdot \frac{1}{X_{22*}}}{\frac{1}{X_{19*}} + \frac{1}{X_{15*}} + \frac{1}{X_{22*}}}. \quad (32)$$

$$X_{23*} = \frac{1}{\frac{1}{9,204} + \frac{1}{1,07} + \frac{1}{11,46}} = 0,884 \text{ о.е.};$$

$$E_{HЭ*} = \frac{0,85 \cdot \frac{1}{9,204} + 0,85 \cdot \frac{1}{1,07} + 0,85 \cdot \frac{1}{11,46}}{\frac{1}{9,204} + \frac{1}{1,07} + \frac{1}{11,46}} = 0,85.$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке  $K$ :

$$I_{КЗ}^3 = \frac{E_{\Sigma}}{X_{\Sigma}} \cdot I_{\delta} \quad (33)$$

$$I_{КЗ}^3 = \left( \frac{1}{0,075} + \frac{0,85}{0,884} \right) \cdot 0,262 = 3,768 \text{ кА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке  $K$ :

$$I_{КЗ}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^3 \quad (34)$$

$$I_{кз}^2 = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,768 = 2,263 \text{ кА.}$$

Ударные токи определяем по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^3 \cdot K_{y\partial}, \quad (35)$$

где  $K_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-t}{T_a}}, \quad (36)$$

где  $t$  – интересующий момент времени;

$T_a$  – постоянная времени затухания аperiodической составляющей  $I_{кз}$ .

$$K_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} = 1,8$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 3,768 \cdot 1,8 = 9,6 \text{ кА.}$$

## 4 РЕКОНСТРУКЦИЯ РУ ВН ПС СКОВОРОДИНО

### 4.1 Конструктивное исполнение РУ ВН ПС Сковородино

На подстанции 220 кВ Сковородино ОРУ 220 кВ выполнено по схеме «Две рабочие и обходная системы шин». Требуется реконструкция двух ячеек и расширение ОРУ на одну ячейку.

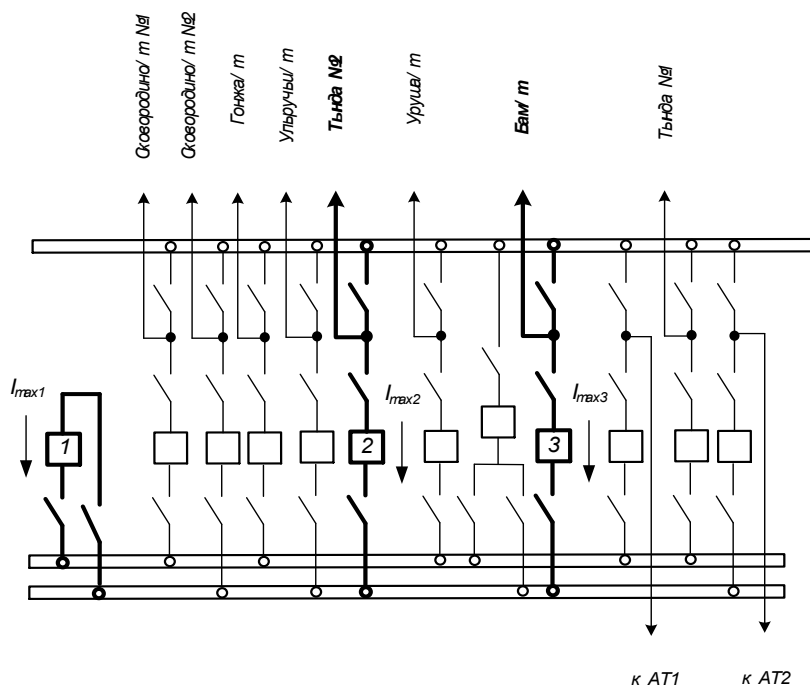


Рисунок 4 – Принципиальная схема реконструируемой части ОРУ 220 кВ ПС Сковородино

### 4.2 Определение максимальных токов и определение времени отключения выключателей

Для надежной работы аппарата необходимо, чтобы максимальный рабочий ток не превышал номинальный ток аппарата.

Рассчитаем максимальный рабочий ток по формулам:

$$I_{\max p} = \frac{S_{\max p}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (37)$$

Результаты расчёта приведены в таблице.

Рассчитываем время отключения выключателей, учитывая степень селективности:

$$t_{откл} = T_a + t_{откл.Q} + \Delta t, \quad (38)$$

где  $T_a$  – постоянная затухания;

$t_{откл.Q}$  – собственное время отключения выключателя;

$\Delta t$  – степень селективности.

Результаты расчёта приведены в таблице.

Таблица 13 – Значение максимальных токов и время отключения выключателей

| № Q | $I_{max}, A$ | $\Delta t, c$ | $T_a, c$ | $t_{откл.Q}, c$ | $t_{откл}, c$ |
|-----|--------------|---------------|----------|-----------------|---------------|
| 1   | 420          | 2,5           | 0,03     | 0,055           | 2,585         |
| 2   | 750          | 3             | 0,03     | 0,055           | 3,085         |
| 3   | 488          | 3             | 0,03     | 0,055           | 3,085         |

### 4.3 Выбор и проверка ошиновки РУ ВН и изоляторов

На ОРУ 220 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается по следующим условиям:

- по длительно допустимому току:

$$I_{доп} \geq I_{раб.мах} \quad (39)$$

- по термическому действию тока КЗ

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (40)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение провода;

$C$  – коэффициент, для алюминиевых шин и кабелей  $C = 91$ .

Наибольший рабочий ток на шинах 220 кВ определяется по формуле:

$$I_{max PVBH} = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (41)$$



$$I_{\max PVBH} = \frac{81}{\sqrt{3} \cdot 220} = 212,822 \text{ A}.$$

Сечение провода выбирается по экономическим токовым интервалам.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины АС - 300/39, сечение которых  $q = 300 \text{ мм}^2$ , допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 710 \text{ A}$ .

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{44,54 \cdot 10^6}}{91} = 73,3 \text{ мм},$$

что меньше принятого сечения.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.мах}}$$

$$710 \geq 212,822$$

Проверка на корону.

Максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля  $E_0$ , при которой происходит коронирование, определяется по формуле (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_{\text{эквп}}}} \right), \quad (42)$$

где  $m$  - коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода и равен  $m = 0,82$ ;

$r_{\text{эквп}}$  - радиус провода (см), для проводов АС - 300/39 он равен 1,2 см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,2}} \right) = 31,6 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода  $E$  определяется по формуле (кВ/см):

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_{\text{эквпр}} \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{эквпр}}}}, \quad (43)$$

где  $U$  - номинальное напряжение (кВ);

$D_{\text{ср}}$  - среднее геометрическое междуфазное расстояние.

Среднее геометрическое междуфазное расстояние определяется по формуле:

$$D_{\text{ср}} = 1,26 \cdot D \quad (44)$$

где  $D$  - диаметр провода, он равен  $D_{\text{ср}} = 300 \text{ см}$ .

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \left( \frac{1,26 \cdot 300}{1,2} \right)} = 25,97 \frac{\text{кВ}}{\text{см}}.$$

Провода не будут коронировать, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше  $0,9 \cdot E_0$ :

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0 \quad (45)$$

$$1,07 \cdot 25,97 \leq 0,9 \cdot 31,6$$

$$27,79 \leq 28,44$$

Условие выполняется.

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор  $F_{\text{расч}}$  в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки  $F_{\text{разр}}$ , приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия (46-47) при выборе изоляторов:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (46)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{дон}. \quad (47)$$

Для ОРУ 220 кВ выбираем опорные изоляторы ОСК-10-220-А-4 УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н) по формуле:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н};$$

Высота изолятора равна  $H_{из} = 2000$  мм.

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot K_h \cdot 10^{-7} \text{ Н}. \quad (48)$$

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н) по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{9,6^2}{1,4} \cdot 1,8 \cdot 1,01 \cdot 10^{-7} = 207,28 \text{ Н}.$$

Поправка на высоту прямоугольных шин определяется по формуле:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{H_{из} + d \cdot 2}{H_{из}}. \quad (49)$$

Поправка на высоту прямоугольных шин определяем по формуле:

$$K_h = \frac{H}{H_{из}} = \frac{2000 + 10 \cdot 2}{2000} = 1,01.$$

Проверка:  $F_{расч.} \leq F_{дон}$

Таким образом, ОСК-10-220-Г-02-3 УХЛ1 проходит по механической прочности. Выбранный изолятор удовлетворяет условию и может быть принят к установке.

#### 4.4 Выбор и проверка выключателей

По максимальным рабочим токам и установившимся напряжениям выбираем элегазовые выключатели наружной установки.

При выборе по номинальному напряжению должно выполняться условие:

$$U_{ап.уст} \leq U_{уст ном}, \quad (50)$$

где  $U_{ап.уст}$  – номинальное напряжение аппарата;

$U_{уст ном}$  – номинальное напряжение установки.

При выборе по номинальному току требуется соблюсти условие:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ап.ном}, \quad (51)$$

где  $I_{раб.мах}$  – максимально возможный рабочий ток присоединения.

Для большинства аппаратов должно выполняться следующее условие динамической устойчивости:

$$i_y \leq i_{мах}, \quad (52)$$

где  $i_{мах}$  – максимально допустимое амплитудное значение сквозного тока аппарата.

Проверку по термической устойчивости выключателя проводят по следующей формуле:

$$B_k = I_{нО}^2 (t_{откл} + T_a), \quad (53)$$

где  $t_{откл}$  - время отключения выключателя;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Также необходимо проверить возможность отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ. Для этого необходимо определить номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени  $\tau$ , определяется по формуле:

$$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_n}{100} \cdot I_{откл}, \quad (54)$$

где  $\beta_H$  - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя;

$I_{откл}$  - отключающий номинальный ток, для данного трансформатора.

Выбираем выключатели №1, №2, №3.

Для установки на ОРУ 220 кВ выбираем вакуумный выключатель типа ВГТ–220П-40/2500У1.

Сравнение каталожных и расчетных данных для выключателя представлено в таблице 14.

Таблица 14 - Сравнение каталожных и расчетных данных для ВГТ–220П-40/2500У1

| Каталожные данные   | Расчетные данные  | Условия выбора                |
|---|---|-------------------------------|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$  | $U_p = 220 \text{ кВ}$  | $U_p \leq U_H$                |
| $I_H = 2500 \text{ А}$  | $I_{PMAXI} = 420 \text{ А}$<br>$I_{PMAXI} = 750 \text{ А}$<br>$I_{PMAXI} = 488 \text{ А}$ | $I_p \leq I_H$                |
| $I_{ном откл} = 40 \text{ кА}$  | $I_{n\tau} = 3,8 \text{ кА}$  | $I_{n\tau} \leq I_{ном откл}$ |
| $I_{ном вкл} = 40 \text{ кА}$   | $I_{no} = 3,8 \text{ кА}$   | $I_{no} \leq I_{ном вкл}$     |
| $i_{ном вкл} = 102 \text{ кА}$  | $i_y = 9,6 \text{ кА}$  | $i_y \leq i_{ном вкл}$        |
| $I_{пр.с.} = 40 \text{ кА}$   | $I_{no} = 3,8 \text{ кА}$   | $I_{no} \leq I_{пр.с.}$       |
| $i_{пр.с.} = 102 \text{ кА}$  | $i_y = 9,6 \text{ кА}$  | $i_y \leq i_{пр.с.}$          |
| $i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{40}{100} \cdot 40 = 22,6 \text{ кА}$ | $i_{ат.} = \sqrt{2} \cdot e^{-0,045/0,01} = 0,34 \text{ кА}$                              | $i_{ат.} \leq i_{аном}$       |
| $I^2_T \cdot t_T = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$          | $B_K = 3,8^2 \cdot 3,085 = 44,54 \text{ кА}^2\text{с}$                                    | $B_K \leq I^2_T \cdot t_T$    |

Как видно из результатов выключатель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 4.5 Выбор и проверка разъединителей

Разъединитель – это контактный коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет

между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт. К надежности разъединителей предъявляют высокие требования. Это объясняется большим числом разъединителей в электрических установках и важностью их для схем соединений. Для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации разъединителей стремятся использовать разъединители трехполюсного типа. Чтобы исключить ошибочные действия с разъединителями, устанавливают блокировки, которые разрешают оперировать с разъединителями в том случае, если связанный с ними выключатель отключен.

Разъединители выбирают по конструктивному выполнению, роду установки и номинальным характеристикам: напряжению, длительному току, стойкости при токах КЗ.

Выбираем разъединители РГП.2-220/1000 УХЛ1, РГП.16-220/1000 УХЛ1, фирмы ЗАО «ЗЭТО» соответственно с двумя и с одним заземляющими ножами.

Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя представлено в таблице.

Таблица 15 – Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителя

| Каталожные данные   | Расчетные данные                   | Условия выбора                      |
|---|------------------------------------|-------------------------------------|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$  | $U_P = 220 \text{ кВ}$             | $U_P \leq U_H$                      |
| $I_H = 1000 \text{ А}$  | $I_P = 750 \text{ А}$              | $I_P \leq I_H$                      |
| $I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$                                  | $i_{\text{уд}} = 9,6 \text{ кА}$   | $i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$ |
| Главные ножи  |                                    |                                     |
| $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 44,54 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I^2_T \cdot t_T$          |
| Заземляющие ножи  |                                    |                                     |
| $I^2_T \cdot t_T = 31,5^2 \cdot 1 = 992,25 \text{ кА}^2\text{с}$  | $B_K = 44,54 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K \leq I^2_T \cdot t_T$          |

Как видно из результатов разьединитель соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 4.6 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току (на расчетный период времени). Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности, а также проверяются по динамической устойчивости, по термической стойкости и по вторичной нагрузке  $Z_{2НОМ}$ .

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

| Прибор     | Тип     | Нагрузка, В·А по фазам |     |     |
|------------|---------|------------------------|-----|-----|
|            |         | А                      | В   | С   |
| Амперметр  | 7КТ1 1  | 2                      |     |     |
| Ваттметр   | 7КТ1 30 | 5                      |     |     |
| Варметр    | 7КТ1 30 | 5                      |     |     |
| Счетчик АЭ | 7КТ1 16 | 0,8                    | 0,8 | 0,8 |
| Счетчик РЭ | 7КТ1 16 | 0,8                    | 0,8 | 0,8 |
| ИТОГО      |         | 16,8                   |     |     |

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие :

$$Z_{2\text{НОМ}} \geq \sum(Z_{\text{ПРИБ}} + Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{К}}). \quad (55)$$

Выберем трансформатор тока ТФЗМ-220Б-ШУ1.

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_{НАГР} = \sum r_{ПРИБ} + r_{ПП} + r_K \quad (56)$$

Сопротивление проводов определяется по формуле:

$$r_{ПП} = r_{2НОМ} - \sum r_{ПРИБ} - r_K, \quad (57)$$

где  $r_{ПП}$  - сопротивление проводов;

$r_{2НОМ} = 4,62$  Ом - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока;

$\sum R_{ПРИБ}$  - суммарное сопротивление приборов, подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{\sum S_{ПРИБ}}{I_{2Н}^2}, \quad (58)$$

где  $\sum S_{ПРИБ}$  - мощность, потребляемая приборами;

$I_2$  - вторичный номинальный ток прибора.

$$\sum r_{ПРИБ} = \frac{16,8}{5^2} = 0,672 \text{ Ом.}$$

Переходное сопротивление контактов принимается равным

$$R_K = 0,05 \text{ Ом.}$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{ПП} = 4,62 - 0,672 - 0,05 = 3,898 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{пр}}, \quad (59)$$

где  $l$  - длина соединительного кабеля, которая зависит от напряжения;

$\rho = 0,0175$  - удельное сопротивление материала (медь).

Зависимость длины соединительного кабеля от напряжения представлена в таблице.

Таблица 17 – Зависимость длины соединительных проводов напряжения

| $U_H, \text{ кВ}$ | $l, \text{ м}$ |
|-------------------|----------------|
|-------------------|----------------|



|     |         |
|-----|---------|
| 220 | 100-150 |
| 35  | 60-75   |
| 10  | 6-10    |

Определяем сечение провода:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 150}{2,5} = 1,17 \text{ мм}^2.$$

Принимаем медный кабель с сечением 6 мм<sup>2</sup>.

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,672 + 1,05 + 0,05 = 1,772 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора тока представлено в таблице.

Таблица 18 – Сравнение каталожных и расчетных данных ТФЗМ-220Б-ШУ1

| Каталожные данные                               | Расчетные данные                   | Условия выбора             |
|---|------------------------------------|----------------------------|
| $U_H = 220 \text{ кВ}$                          | $U_H = 220 \text{ кВ}$             | $U_P \leq U_H$             |
| $I_H = 1200 \text{ А}$                          | $I_P = 750 \text{ А}$              | $I_P \leq I_H$             |
|   | Класс точности 0,2                 |                            |
| $Z_{2НОМ} = 4,62 \text{ Ом}$                    | $Z_2 = 1,772 \text{ Ом}$           | $Z_2 \leq Z_{2НОМ}$        |
| $I_{ДИН} = 100 \text{ кА}$                      | $i_{УД} = 9,6 \text{ кА}$          | $i_{УД} \leq I_{ДИН}$      |
| $I^2_T \cdot t_T = 288,12 \text{ кА}^2\text{с}$ | $B_K = 44,54 \text{ кА}^2\text{с}$ | $I^2_T \cdot t_T \geq B_K$ |

Как видно из результатов, трансформатор тока соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### 4.7 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;

- по вторичной нагрузке.

При выборе трансформаторов напряжения должно соблюдаться условие:

$$S_{2\Sigma} \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (60)$$

где  $S_{\text{НОМ}}$  - номинальная мощность в выбранном классе точности;  
 $S_{2\Sigma}$  - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

По аналогии с выбором трансформаторов тока, для проверки на соответствие класса точности, необходимо составить схему включения обмоток напряжения измерительных приборов, составить таблицу нагрузок и определить расчетную нагрузку во вторичной цепи  $S_{2 \text{ расч.}}$ .

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Они связываются контрольными кабелями с приборами вторичных устройств, которые размещаются на панелях щитов и пультов. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках. В применяемых схемах и конструкциях должны снижаться до минимума все виды погрешностей для получения высокой точности измерений.

Условия выбора трансформаторов напряжения приведены в таблице 19.  
Таблица 19 – Условия выбора и проверки трансформаторов напряжения

| Параметр   | Условия выбора                       |
|------------|--------------------------------------|
| Напряжение | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}$ |

|   |                                |
|---|--------------------------------|
| Класс точности                          | $\Delta U_{доп} \leq \Delta U$ |
| Номинальная мощность вторичной цепи, ВА | $S_{2Н} \geq S_{2расч}$        |

Трансформаторы напряжения устанавливаются на каждую секцию шин.

Выберем и проверим необходимый трансформатор напряжения.

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-220УХЛ1. Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице 20.

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Прибор |  | Тип        | S,<br>В·А | Кол-<br>во<br>приб-<br>оров | Общая<br>потребляема<br>я мощность |
|--------|--|------------|-----------|-----------------------------|------------------------------------|
|        |  |            |           |                             | S, В·А                             |
| 1      | Частотомер                               | 7КТ1<br>30 | 2         | 2                           | 4                                  |
| 2      | Вольтметр                                | 7КТ1 1     | 2         | 2                           | 4                                  |
| 3      | Трёхфазный счётчик<br>активной энергии   | 7КТ1<br>16 | 2,4       | 2                           | 4,8                                |
| 4      | Трёхфазный счётчик<br>реактивной энергии | 7КТ1<br>16 | 2,4       | 2                           | 4,8                                |
| 5      | Ваттметр                                 | 7КТ1<br>30 | 5         | 2                           | 10                                 |
| 6      | Варметр                                  | 7КТ1<br>30 | 5         | 2                           | 10                                 |
| ИТОГО  |  |            | 37,6      |                             |                                    |

Суммарная нагрузка на трансформаторах напряжения:

$$S_{\Sigma} = 4 + 4 + 10 + 10 + 4,8 + 4,8 = 37,6 \text{ ВА.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 21.

Таблица 21– Сопоставление каталожных и расчетных данных

| Каталожные данные         | Расчетные данные        | Условия выбора    |
|---------------------------|-------------------------|-------------------|
| $U_{HT} = 220 \text{ кВ}$ | $U_H = 220 \text{ кВ}$  | $U_{HT} \geq U_H$ |
|                           | Класс точности 0,2      |                   |
| $S_H = 200 \text{ ВА}$    | $S_P = 37,6 \text{ ВА}$ | $S_H \geq S_P$    |

Как видно из результатов трансформатор напряжения соответствует данным условиям и может быть принят к установке.

#### **4.8 Разработка заземления и молниезащиты РУ ВН ПС Сковородино**

4.8.1 Конструктивное исполнение заземления ПС и определение его импульсного и стационарного сопротивления

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надежно соединяться с землей.

Для выполнения заземления используют заземлители. Количество заземлителей определяется расчетом в зависимости от необходимого сопротивления заземляющего устройства или допустимого напряжения прикосновения. Размещение заземлителей производится таким образом, чтобы достичь равномерного распределения электрического потенциала на площади, занятой оборудованием. Для этой цели на территории ОРУ прокладывают заземляющие полосы вдоль рядов оборудования и в поперечном направлении, т. е. образуется заземляющая сетка, к которой присоединяется заземляемое оборудование. Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ сети выполняются с учетом сопротивления  $R_s \leq 0.5 \text{ Ом}$ .

Расчет заземления подстанции подразумевает расчет стационарного и импульсного сопротивления заземлителя.

Полный расчет сетки заземления приведен в приложении В.

Для расчета заземлителя в виде сетки необходимо определить площадь, используемую под заземлитель по формуле:

$$S=(A+2\cdot 1,5)\cdot(B+2\cdot 1,5) \quad (61)$$

$$S=(184,4+2\cdot 1,5)\cdot(63,5+2\cdot 1,5) = 12490 \text{ м}^2$$

где  $A$  - длина территории ОРУ, м;

$B$  - ширина территории ОРУ, м.

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{м.н.} = \pi\cdot R^2 = 78,5 \text{ мм}^2, \quad (62)$$

где  $R$ - радиус провода.

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t}{400 \cdot \beta}}. \quad (63)$$

где  $I_{кз}$  – ток короткого замыкания;

$t$  – время срабатывания релейной защиты, 0,5 с;

$\beta$  – коэффициент термической стойкости, (для стали  $\beta=21$ ).

Проверка сечения проводников по условиям коррозионной стойкости:

$$F_{кор} = \pi\cdot S_{cp}\cdot(D_{np}+S_{cp}), \quad (64)$$

$$S_{cp}=a_3\cdot(\ln T)^3+a_2\cdot(\ln T)^2+a_1\cdot\ln T+a_0, \quad (65)$$

где  $T$  - время использования заземлителя, мес.;

$a_1, a_2, a_3, a_0$  - коэффициенты зависящие от грунта.

$$S_{cp}=0,0026\cdot(\ln 240)^3+0,00915\cdot(\ln 240)^2+0,0104\cdot\ln 240+0,0224 = 0,782 \text{ мм}^2.$$

Проверка выбранного сечения проводника по термической и коррозионной стойкости:

$$F_{m.n.} \geq F_{кор} + F_{m.c.} \quad (66)$$

$$78,5 \geq 26,485 + 28,914 = 55,398 \text{ мм}^2.$$

Определение общей длины полос сетки заземлителя:

$$L_e = \frac{A + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{B + 2 \cdot 1,5}{a_q} \cdot (A + 2 \cdot 1,5) \quad (67)$$

где  $a_q$  - расстояние между полосами сетки, м.

$$L_e = \frac{184,8 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (63,5 + 2 \cdot 1,5) + \frac{63,5 + 2 \cdot 1,5}{6} \cdot (184,8 + 2 \cdot 1,5) = 3228 \text{ м.}$$

Уточнение длины горизонтальных полос квадратичной модели со стороны  $\sqrt{S}$ . В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_e}{2\sqrt{S}} - 1; \quad (68)$$

$$m = \frac{3228}{2 \cdot \sqrt{12490}} - 1 = 13,442.$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2\sqrt{S} \cdot (m + 1) \quad (69)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{12490} \cdot (14 + 1) = 3353 \text{ м.}$$

Определение количества вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} \quad (70)$$

где  $a$  – расстояние между вертикальными электродами, равная 12 м.

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{12490}}{12} = 37,251$$

Определение стационарного сопротивления заземлителя,

ВЫПОЛНЕННОГО В ВИДЕ СЕТКИ:

$$R_{CT} = \rho_{ЭКВ} \cdot \left( \frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_{\epsilon} \cdot l_{\epsilon}} \right), \quad (71)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление грунта;

$A$  – параметр зависящий от соотношения  $l_{\epsilon} / \sqrt{S}$ , равный 0,045.

$$R_{CT1} = 60 \cdot \left( \frac{0,045}{\sqrt{12490}} + \frac{1}{3353 + 38 \cdot 5} \right) = 0,041 \text{ Ом},$$

$$R_{CT2} = 12 \cdot \left( \frac{0,045}{\sqrt{12490}} + \frac{1}{3353 + 38 \cdot 5} \right) = 0,008 \text{ Ом}.$$

Определение импульсного сопротивления заземлителя. Для этого рассчитывается импульсный коэффициент:

$$\alpha_{И} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (72)$$

где  $I_m$  – ток молнии, кА.

$$\alpha_{И1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12490}}{(60 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 2,214$$

$$\alpha_{И2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{12490}}{(12 + 320) \cdot (45 + 45)}} = 2,369$$

$$R_{И} = R_{CT} \cdot \alpha_{И}. \quad (73)$$

$$R_{И1} = 0,041 \cdot 2,214 = 0,091 \text{ Ом},$$

$$R_{И2} = 0,008 \cdot 2,369 = 0,02 \text{ Ом}.$$

$$R_{Иоб} = R_{И1} + R_{И2}. \quad (74)$$

$$R_{И} = 0,091 + 0,02 = 0,11 \text{ Ом},$$

Полученное значение сопротивление заземлителя ОРУ-220 кВ менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям.

#### 4.8.2 Расстановка молниеотводов и определение зон молниезащиты

Для защиты ОРУ от прямых ударов молнии наиболее простым и дешевым решением является применение стержневых молниеотводов устанавливаемых на металлических конструкциях ОРУ и других высоких объектах.

Методика выбора системы молниеотводов основана на понятии зоны защиты, под которой подразумевается некоторое пространство в окрестности молниеотводов, внутри которого любое сооружение защищено от прорывов молнии с надежностью не ниже заданной.

Эффективная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (75)$$

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 21 = 17,8 \text{ м.}$$

где  $h$  – высота молниеотводов, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (76)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 9) \cdot 9 = 30,2 \text{ м.}$$

Радиус внешней зоны при условии  $h < L \leq 2 \cdot h$ ,  $r_{c0} = r_0$  м, если  $2h < L \leq 4h$

$$r_{c.0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2h)}{h}\right). \quad (77)$$

Высота зоны защиты в середине между молниеотводами:

$$h_{cr} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h). \quad (78)$$

Радиус зоны защиты в середине между молниеотводами на высоте равной высоте защищаемого объекта  $h_x$ :



$$r_{c.x} = r_{c0} \cdot \left( \frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) \quad (79)$$

Радиус зоны защиты на высоте равной высоте защищаемого объекта возле молниеотвода:

$$r_x = r_0 \cdot \left( 1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) \quad (80)$$

Расчет зоны защиты стержневых молниеотводов приведены в приложении В, а результаты расчета в таблице 22.

Таблица 22 - Зоны защиты молниеотводов ОРУ ПС Сковородино

| Молниеотвод           | h,м | h <sub>эф</sub> ,м | L,м  | h <sub>x</sub> | h <sub>cx</sub> , м | r <sub>c0</sub> ,м | r <sub>cx</sub> , м |
|-----------------------|-----|--------------------|------|----------------|---------------------|--------------------|---------------------|
| 2-4,4-5               | 29  | 24,6               | 30,8 | 9              | 11                  | 24,3               | 22,6                |
| 1-3,5-8,11-12         | 29  | 24,6               | 62,7 | 9              | 11                  | 18,6               | 15,1                |
| 6-7,8-9,<br>9-10,7-11 | 29  | 24,6               | 41,8 | 9              | 14,5                | 22,4               | 20,1                |

#### 4.8.3 Выбор и проверка ОПН

Ограничители перенапряжений нелинейные (ОПН) представляют собой разрядники без искровых промежутков, в которых вместо обычных резисторов, изготовленных на базе карбида кремния (SiC), используются высоко нелинейные резисторы (варисторы), изготовленные на базе окиси цинка (ZnO). Они предназначены для защиты электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Высокая нелинейность варисторов определяет чрезвычайно малую величину тока протекающего через ОПН при наибольшем допустимом напряжении (менее 1 мА), что позволяет ОПН неограниченно долго находиться под рабочим напряжением сети. По этой причине отсутствует необходимость устройства в ОПН искровых промежутков. Уровень ограничения перенапряжений определяется только вольтамперной характеристикой ОПН. При возникновении в сети волн перенапряжений, ток

через ОПН резко увеличивается (до 5-10 кА) и снижает напряжение на защищаемом оборудовании. После воздействия грозового или коммутационного импульса ОПН возвращается в исходное состояние.

По сравнению с фарфоровыми вентильными разрядниками ограничители с полимерной изоляцией имеют следующие преимущества:

- более глубокий уровень ограничения атмосферных перенапряжений;
- эффективное ограничение коммутационных перенапряжений;
- непрерывное подключение резисторов ОПН к защищаемой сети;
- отсутствие сопровождающего тока и более высокий коммутационный ресурс;
- простая конструкция, стабильность характеристик и высокая надежность в эксплуатации;
- эксплуатация без обслуживания и ремонта в течение всего срока службы – 25 лет; малые габариты, вес и стоимость.

Выбор ограничителей перенапряжения осуществляется по номинальному напряжению. Также ОПН выбирается наибольшему длительно допустимому рабочему напряжению; по защитному уровню ограничителя при коммутационных перенапряжениях; по условиям обеспечения взрывоопасности, по механическим характеристикам.

Выберем ОПН на ОРУ 220кВ.

$U = 220$  кВ – наибольшее рабочее напряжение сети.

Наибольшее длительно допустимое напряжение ОПН:

$$U_{нд} = (1,02 \div 1,05) \cdot U, \quad (81)$$

$$U_{нд} = (1,02 \div 1,05) \cdot 220 = 228,8 \text{ кВ.}$$

На стороне ВН трансформаторов выбираем ограничитель перенапряжения типа ОПНп-220/1000/154-10-IV УХЛ1 с классом напряжения 220 кВ, основные характеристики которого представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Основные характеристики ОПН

| Класс<br>напряжения<br>сети, кВ | Номинальное<br>напряжение<br>ОПН, кВ | Наибольшее<br>длительно<br>допустимое<br>рабочее<br>напряжение,<br>кВ | Номинальный<br>разрядный<br>ток, кА | Взрывобезопасно<br>сть при токе<br>короткого<br>замыкания 0,2 с,<br>кА |
|---------------------------------|--------------------------------------|---|-------------------------------------|--|
| 220                             | 193                                  | 154   | 10                                  | 40   |

## 5 КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ НОВОЙ ВЛ

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) — устройство, предназначенное для передачи или распределения электрической энергии по проводам, находящимся на открытом воздухе и прикрепленным с помощью траверс (кронштейнов), изоляторов и арматуры к опорам или другим сооружениям (мостам, путепроводам).

Состав ВЛ:

- Провода;
- Траверсы;
- Изоляторы;
- Арматура;
- Опоры;
- Грозозащитные тросы;
- ОПН;
- Заземление.

Провода воздушных линий электропередач предназначены для передачи электрической энергии от источников к электроприёмникам потребителей.

### **5.1 Выбор типа опор и определение приведенного центра тяжести**

Обоснованный выбор конструкций ВЛ и их расчеты по условиям механической прочности – важные задачи проектирования. Настоящий раздел включает вопросы выбора опор ВЛ, расчета механической расчет прочности и тросов, расстановки опор по профилю трассы, расчета монтажных стрел провеса, выбора изоляторов.

В качестве промежуточных принимаются свободностоящие стальные опоры П220-3; промежуточная – одно цепная– стальная, рассчитанная на подвеску провода АС-300/39 в третьем районе по гололеду. Расчетная толщина стенки гололеда  $b=0,015$  мм. Для выбранного типа опор принимается:  $l_{заб} = 470$  м,  $l_{вес} = 550$  м,  $l_{вет} = 520$  м. В качестве анкерно-

угловых опор приняты У220-2+1.

Таблица 24 – Климатические условия

| Климатические условия             | Справочная величина |
|-----------------------------------|---------------------|
| Район по ветру                    | III                 |
| Нормативная скорость ветра, м/сек | 29                  |
| Район по гололеду                 | III                 |
| Толщина стенки гололеда, мм       | 15                  |
| Низшая температура воздуха, С     | -31                 |
| Высшая температура воздуха, С°    | 36                  |

Определение скоростного напора ветра на провода ВЛ в соответствии с выбранным типом опор и приведенным центром тяжести всех проводов

Высота крепления провода на опоре:

$$h_1 = h_n - \lambda, \quad (82)$$

где  $h_n$  – высота крепления верхнего провода к изоляторам и троса к опоре (м).

$\lambda$  – длина гирлянды изоляторов ЛК-70/220, (м).

$$h_1 = 23,5 - 2,106 = 21,394 \text{ м.}$$

Полученные значения скоростных напоров округляются до целого числа. При горизонтальном расположении проводов (тросов) на опоре.

Стрела провеса провода, (м):

$$f_{max} = h_1 - h_{габ} + \Delta h_{габ}, \quad (83)$$

где  $h_1$  – высота крепления проводов или тросов к изоляторам на опоре

$h_{габ}$  – габарит до земли,  $h_{габ} = 7$  м;

$\Delta h_{габ}$  – поправка на неточность подвеса провода,  $\Delta h_{габ} = 0,5$  м .

Высота расположения приведенного центра тяжести, (м):

$$h_{пр.Н} = h_n - \frac{2}{3} \cdot f_{max}; \quad (84)$$

$$h_{пр.Н} = 23,5 - \frac{2}{3} \cdot 13,894 = 14,237 \text{ м;}$$

$$h_{np.B} = h_B - \frac{2}{3} \cdot f_{max}; \quad (85)$$

$$h_{np.B} = 19,5 - \frac{2}{3} \cdot 13,894 = 10,237 \text{ м};$$

$$h_{mp} = h_{mp} - \frac{2}{3} \cdot f_{max}; \quad (86)$$

$$h_{mp} = 29,7 - \frac{2}{3} \cdot 22,923 = 25,318 \text{ м};$$

$$h_{np} = \frac{h_{np.H} + h_{np.B} + h_{mp}}{3}; \quad (87)$$

$$h_{np} = \frac{14,237 + 10,237 + 20,437}{3} = 14,971 \text{ м};$$

По [8] принимается скоростной напор ветра, равный 500 Н и скорость ветра – 29 м/с.

## 5.2 Расчет удельных механических нагрузок

Удельные нагрузки  $\gamma_i$ , кг/м·мм<sup>2</sup> на провода и тросы учитывают механические силы от веса проводов и гололедных образований, а также давление ветра на провода без гололеда или с гололедом. Удельные нагрузки относятся к единице длины и единице поперечного сечения провода или троса и применяются во всех расчетах конструктивной части воздушных линий в качестве исходных величин. При определении удельных весовых нагрузок проводов (тросов) осуществляется переход от массы 1 м провода (и массы осевшего гололеда) к механической силе умножением на ускорение свободного падения.

Нагрузка от массы провода  $\gamma_1$ :

$$\gamma_1 = g \cdot \frac{G_0}{F_p} \cdot 10^{-3} \quad (88)$$

где  $F_p$  – расчетное сечение всего провода, (мм<sup>2</sup>)

$$\gamma_1 = 9,81 \cdot \frac{921}{275,7} \cdot 10^{-3} = 0,03277 \text{ Н/м·мм}^2.$$

Нагрузка от массы гололеда  $\gamma_2$ :

$$\gamma_2 = g \cdot \frac{g_0 \cdot \pi \cdot b_{г.н.} \cdot (d + b_{г.н.}) \cdot 10^{-6}}{F_p}, \quad (89)$$

где  $g_0$  – плотность гололеда, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>

$d$  – диаметр провода, м

$b_{2.н.}$  – нормативная толщина стенки гололеда, мм

$$\gamma_2 = 9,81 \cdot \frac{900 \cdot 3,14 \cdot 15 \cdot (28,8 + 15) \cdot 10^{-6}}{275,7} = 0,066 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Нагрузка от массы провода и гололеда  $\gamma_3$ :

$$\gamma_3 = \gamma_1 + \gamma_2, \quad (90)$$

$$\gamma_3 = 0,03277 + 0,066 = 0,098869 \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2.$$

Нагрузка от давления ветра на провод без гололеда,  $\gamma_4$ :

$$\gamma_4 = \frac{a \cdot C_x \cdot \frac{q_{max}}{d}}{10^{-6} \cdot F_p} \quad (91)$$

$$\gamma_4 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot \frac{500}{28,8}}{10^{-6} \cdot 275,7} = 0,000064, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$$

где  $a = 0,85$  – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости ветра по длине пролета, принимается в зависимости от скоростного напора ветра  $q_{max}$ ;

$C_x = 1,2$  – аэродинамический коэффициент;

$q_{max} = 500$  – скоростной напор ветра.

Удельная нагрузка от давления ветра на провод с гололедом,  $\gamma_5$ :

$$\gamma_5 = \frac{a \cdot C_x \cdot 0,25 \cdot q_{max} \cdot (d + 2 \cdot b_{2.н.})}{F_p} \cdot 10^{-3}; \quad (92)$$

$$\gamma_5 = \frac{0,85 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 500 \cdot (28,8 + 2 \cdot 15)}{275,7} \cdot 10^{-3} = 0,027, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$$

Суммарная ударная нагрузка на провод от его массы и давления ветра на провод,  $\gamma_6$ :

$$\gamma_6 = \sqrt{\gamma_1^2 + \gamma_4^2}, \quad (93)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{0,03277^2 + 0,000064^2} = 0,033, \text{ Н/м}\cdot\text{мм}^2$$

Суммарная удельная нагрузка на провод от массы провода, массы

гололеда и давления ветра,  $\gamma_7$ :

$$\gamma_7 = \sqrt{\gamma_2^2 + \gamma_5^2}, \quad (94)$$

$$\gamma_6 = \sqrt{0,066^2 + 0,027^2} = 0,071, \text{ Н/м.мм}^2.$$

### 5.3 Определение критических пролетов ВЛ

При расчетах проводов принимаются такие сочетания климатических условий, которые дают наиболее невыгодные по механическим нагрузкам значения напряжений в проводе в одних случаях и максимальные стрелы провиса – в других.

Эти условия принимаются за исходные, по которым можно определить состояние провода при любых других условиях. При ограничении напряжения в проводе тремя исходными режимами должны существовать три критических пролета, соответствующих пограничным условиям этих режимов.

$l_{1кр}$  – пролет, которого напряжение провода в режиме низшей температуры достигает допустимого напряжения  $\sigma_{min}$ , а в режиме среднегодовой температуры значения –  $\sigma_s$ ;

$l_{2кр}$  – пролет, при котором напряжение провода в режиме наибольшей нагрузки равно допустимому напряжению  $\sigma_{max}$ , а в режиме низкой температуры значения –  $\sigma_{min}$ ;

$l_{3кр}$  – пролет, при котором напряжение провода в режиме среднегодовой температуры равно допустимому напряжению  $\sigma_s$ , а в режиме наибольшей нагрузки равно –  $\sigma_{max}$ .

Критические пролёты рассчитываются по формулам:

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot \sigma_s}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_s - \sigma_{min}) \cdot \frac{l}{E} + \alpha \cdot (t_s - t_{min}) \right]}{1 - \left( \frac{\sigma_s}{\sigma_{min}} \right)^2}}; \quad (95)$$



$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_{\gamma max} - \sigma_{tmin}) \cdot \frac{l}{E} + \alpha \cdot (t_2 - t_{min}) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_{tmin}} \right)^2}}; \quad (96)$$

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot \sigma_{\gamma max}}{\gamma_1} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (\sigma_{\gamma max} - \sigma_3) \cdot \frac{l}{E} + \alpha \cdot (t_2 - t_3) \right]}{\left( \frac{\gamma_7}{\gamma_1} \right)^2 - \left( \frac{\sigma_{\gamma max}}{\sigma_3} \right)^2}}. \quad (97)$$

где  $\sigma_3$ ,  $\sigma_{\gamma max}$ ,  $\sigma_{tmin}$  - нормативные допускаемые напряжения проводов, принимаются по [8].

При среднегодовой температуре:  $\sigma_3 = 81$  Н/мм<sup>2</sup>,

При наибольшей нагрузке:  $\sigma_{\gamma max} = 122$  Н/мм<sup>2</sup>,

При наименьшей температуре:  $\sigma_{tmin} = 122$  Н/мм<sup>2</sup>.

Модуль упругости –  $E = 82,5 \cdot 10^3$  Н/мм<sup>2</sup>

Температурный коэффициент расширения –  $\alpha = 19,2 \cdot 10^{-6}$ , С-1.

Расчет критических пролетов:

$$l_{1кр} = \frac{2 \cdot 81}{0,033} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (81 - 122) \cdot \frac{l}{82,5 \cdot 10^3} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (4 - (-31)) \right]}{1 - \left( \frac{81}{122} \right)^2}} = 214,23;$$

$$l_{2кр} = \frac{2 \cdot 122}{0,033} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (122 - 122) \cdot \frac{l}{82,5 \cdot 10^3} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-4 - (-31)) \right]}{\frac{0,071}{0,033} - \left( \frac{122}{122} \right)^2}} = 210,23$$

;

$$l_{3кр} = \frac{2 \cdot 122}{0,033} \cdot \sqrt{\frac{6 \cdot \left[ (122 - 81) \cdot \frac{l}{82,5 \cdot 10^3} + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot (-5 - 4) \right]}{\frac{0,071}{0,033} - \left( \frac{122}{81} \right)^2}} = 208,17.$$

Если  $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$ , то физический смысл имеет только  $l_{2кр}$  и расчет проводится с ограничением напряжения при двух режимах: режим  $t_{min}$  и режим наибольших нагрузок. Случай, когда  $l_{расч} > l_{2кр}$ , то исходный режим - режим максимальных нагрузок и расчетное уравнение состояния следующее:

$$\sigma - \frac{\gamma_7^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma^2} = \sigma_{t_{min}} - \frac{\gamma_1^2 \cdot E \cdot l_{заб}^2}{24 \cdot \sigma_{t_{min}}^2} - \alpha \cdot E \cdot (t - t_{min}) \quad (98)$$

#### 5.4 Систематический расчет провода

Решается уравнение относительно  $\sigma$ , в зависимости от климатических условий и различных нагрузок на провод.

Определяется стрела провиса провода:

$$f_1 = \frac{\gamma_7 \cdot l_{заб}^2}{8 \cdot \sigma_1}, \text{ м} \quad (99)$$

$$f_1 = \frac{0,071 \cdot 430^2}{8 \cdot 151} = 10,94$$

Аналогично производится расчет для остальных шести расчетных режимов и заносится в таблицу.

После этого сравниваются полученные стрелы провеса  $f$  со значением максимальной  $f_{max} = h_1 - h_{заб} + \Delta h_{заб}$ , так как это значение является максимально допустимым.

Таблица 25 – Расчетный режим условных сочетаний климатических условий

| Расчетный режим | Условные сочетания климатических условий   | Номера нагрузок ( $\gamma$ ) | $\sigma$ , Н/мм <sup>2</sup> | $f$ , м |
|-----------------|--|------------------------------|------------------------------|---------|
| 1               | Провода покрыты гололедом, $t=-5^{\circ}\text{C}$ , скоростной напор ветра $0,32q_{max}$ | 7                            | 151                          | 10,94   |
| 2               | Провода покрыты гололедом, $t=-5^{\circ}\text{C}$ , ветра нет                            | 3                            | 170                          | 13,44   |
| 3               | Скоростной напор ветра $q_{max}$ , $t=-5^{\circ}\text{C}$ , гололеда нет                 | 6                            | 82                           | 9,24    |

|   |   |   |     |       |
|---|---|---|-----|-------|
|   |   |   |     |       |
| 4 | Среднегодовая температура $t_3$ ,<br>ветра и гололеда нет     | 1 | 74  | 10,23 |
| 5 | $t=+15^0\text{C}$ , ветра и гололеда нет                      | 1 | 66  | 11,48 |
| 6 | Низшая температура $t_{\min}$ , ветра и<br>гололеда нет       | 1 | 130 | 5,83  |
| 7 | Максимальная температура $t_{\max}$ ,<br>ветра и гололеда нет | 1 | 52  | 14,57 |

### 5.5 Выбор типов изоляторов и арматуры

Выбор типов изоляторов производится на основании определяемых необходимостью электромеханической прочности изоляторов.

Необходимыми исходными данными являются: номинальное напряжение линии; район прохождения трассы; материал и тип опор; нормативная механическая нагрузка на изоляторы.

Согласно [8], коэффициент запаса в нормальном режиме должен быть  $n_1 \geq 2,7$ , при среднегодовой температуре  $n_2 > 5$ .

$$n_1 = \frac{P}{p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2} \geq 2,7; \quad (100)$$

$$n_2 = \frac{P}{p_1 \cdot l_{\text{вес}} + G_2} \geq 5. \quad (101)$$

где  $P$  – электромеханическая разрушающая нагрузка изолятора, кг;

$p_1, p_7$  – единичные нагрузки от собственного веса провода и от веса провода с гололедом при ветре, кг/м;

$l_{\text{вес}}$  – весовой пролет, м;

$G_2$  – вес гирлянды, кг.

При расчетах используем формулы:

$$2,7 \cdot (p_7 \cdot l_{\text{вес}} + G_2) \geq P; \quad (102)$$

$$5 \cdot (p_1 \cdot l_{вес} + G_2) \leq P. \quad (103)$$

Предварительно выбирается для натяжной гирлянды изолятор ЛК-70/220-4 УХЛ1.

$$p_1 = \gamma_1 \cdot (F_p \cdot 10^{-6}) = 3,19 \cdot 10^{-7};$$

$$p_7 = \gamma_7 \cdot (F_p \cdot 10^{-6}) = 6,958 \cdot 10^{-7}.$$

$$2,7 \cdot (6,958 \cdot 10^{-7} \cdot 550 + 53,955) = 145,68;$$

$$5 \cdot (3,19 \cdot 10^{-6} \cdot 550 + 53,55) = 269,776.$$

Выбор типа изоляторов производится по формулам:

$$2,7 \cdot \sqrt{\left(\sigma_{max} \cdot F_p\right)^2 + \left(\frac{p_7 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2} = 3,14 \cdot 10^4;$$

$$5 \cdot \sqrt{\left(\sigma_s \cdot F_p\right)^2 + \left(\frac{p_1 \cdot l_{вес}}{2} + G_2 \cdot g\right)^2} = 3,6 \cdot 10^3,$$

где  $\sigma_{max}$ ,  $\sigma_s$  – напряжения в проводе при наибольшей нагрузке и при среднегодовой температуре, определенные расчетом (но не допустимые).

После проведенных расчетов принимаем к установке линейный подвесной стержневой полимерный изолятор ЛК-70/220-2 УХЛ1.

Условия соблюдаются, следовательно, выбранный тип изолятора подходит.

Такие изоляторы позволяют заменить целые гирлянды на ВЛ соответствующих классов напряжения и таким образом полностью решить вопрос обеспечения надёжности линий электропередачи высших классов напряжения. Масса полимерных изоляторов в 5 – 20 раз легче аналогичных гирлянд с подвесными изоляторами. Это позволяет получить существенные преимущества при транспортировке, монтаже и эксплуатации изоляции линий электропередачи.

## Выбор линейной арматуры

Линейная арматура делится по назначению на пять основных видов:

- Зажимы - служат для закрепления проводов и тросов, подразделяются на поддерживающие и натяжные;
- Сцепная арматура - для соединения зажима с изолятором, для подвески гирлянды на опору;
- Защитная арматура - монтируется для выравнивания напряжения по гирлянде и для защиты от дуги при перекрытии;
- Соединительная арматура - для соединения проводов и тросов в пролётах, для соединения проводов в шлейфах.

Зажим поддерживающий состоит из лодочки, в которую укладывается провод, болтов для закрепления провода и пружины для крепления зажима. В основном применяются глухие зажимы.

Натяжные зажимы подразделяются на: болтовые, прессуемые, клиновые. В данном случае выбирается зажим натяжной болтовой.

Соединители подразделяются на овальные и прессуемые.

Выбираются также поддерживающие зажимы – глухие, натяжные – прессуемые.

### 5.6 Расчет тяжения провода при обрыве его в соседнем пролете

Здесь рассматривается случай обрыва провода во втором пролете от анкерной опоры.

Расчет сводится к нахождению редуцированного тяжения провода и стрелы провеса в соседнем пролете.

При этом решается уравнение графическим путем с построением кривых  $\Delta T = f(\delta)$  и  $T = f(\Delta L)$ :

$$\frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \cdot l^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = \frac{\lambda}{\sqrt{\left( \frac{p_0 \cdot l_{век} + G_z}{2 \cdot H} \right)^2 + 1}}, \quad (104)$$

Кривая (1) строится по следующему уравнению:

$$\Delta l = \frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_1^2 \cdot l^3}{24 \cdot H^2} - \frac{p_1^2 \cdot l_0^3}{24 \cdot H_0^2}, \quad (105)$$

где  $H_0$  – исходное тяжение провода, в нормальном режиме, кг;

$\Delta l$  – перемещение точки подвеса, м.

Для вычисления точек кривой (2) решается уравнение:

$$i = \frac{\lambda}{\sqrt{\left(\frac{p_1 \cdot l_{вс} + G_2}{2 \cdot H}\right)^2 + 1}}, \quad (106)$$

где  $\lambda$  – длина гирлянды изоляторов, м;

$\delta$  – отклонение точки подвеса провода на гирлянде изоляторов, м.

Определяется начальное тяжение провода, (кг):

$$H_0 = \sigma_7 \cdot F_p; \quad (107)$$

$$H_0 = 52 \cdot 275,7 = 14336,4,$$

где  $\sigma_7$  – напряжение при растяжении в низшей точке, соответствующее условиям расчета в 7 режиме, Н/мм<sup>2</sup>;

$F$  – фактическое сечение провода (расчетное), мм<sup>2</sup>.

Пересечение кривых (1) и (2) дает редуцированное тяжение  $H$  и  $\Delta l(i)$  - отклонение точки подвеса. Значения для построения кривой  $\Delta T = f(\delta)$  приведено в приложении Г.

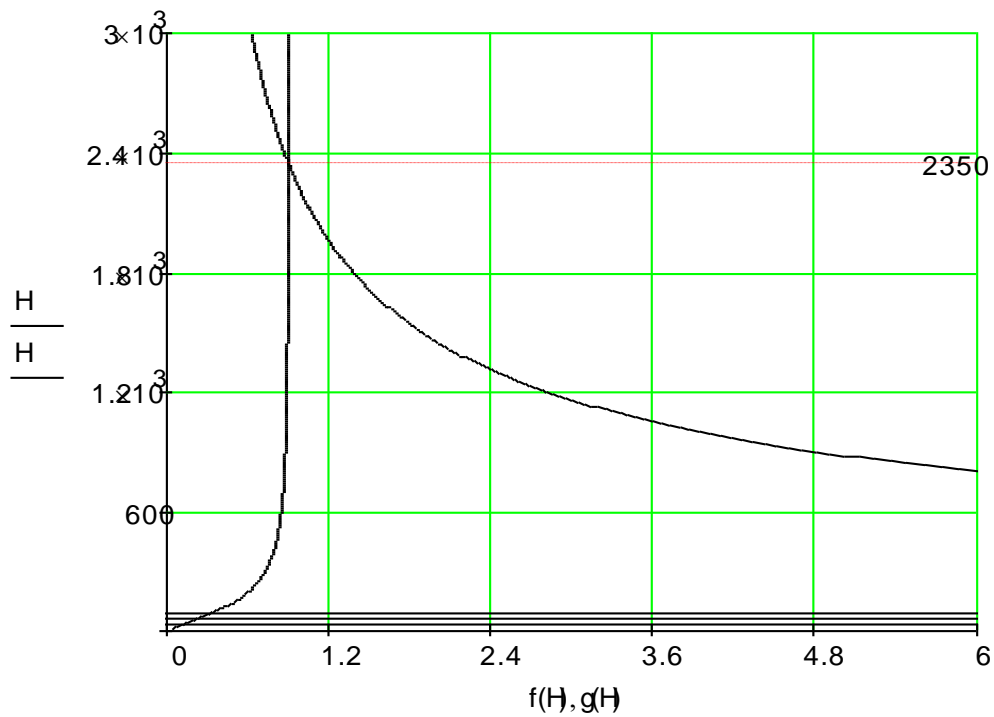


Рисунок 5 – Построение кривых

Пересечение кривых дает редуцированное тяжение  $H$  и отклонение точки подвеса  $i$ ,  $\Delta l$ .

По полученным данным строятся две кривые, пересечение которых дает искомое значение  $H$ . Данное уравнение решается также аналитически.

$$H=2350 \text{ кг,}$$

$$\frac{l}{E \cdot F} \cdot (H_0 - H) + \frac{p_0^2 \cdot l^3}{24} \cdot \left( \frac{1}{H^2} - \frac{1}{H_0^2} \right) = 0,896;$$

$$\frac{\lambda}{\sqrt{\left( \frac{p_0 \cdot l_{\text{век}} + G_z}{2 \cdot H} \right)^2 + 1}} = 0,896.$$

Стрела провеса в соседнем пролете после обрыва провода:

$$f_{\text{ред}} = \frac{p_0 \cdot l^2}{8 \cdot H_{\text{ред}}}, \quad (108)$$

где  $H_{\text{ред}}$  – тяжение провода после обрыва в соседнем пролете,  $H_{\text{ред}} = 2350$  кг.

$$f_{ред} = \frac{0,922 \cdot 270^2}{8 \cdot 2350} = 3,575 \text{ м.}$$

## 5.7 Расстановка опор по профилю трассы ВЛ

Продольный профиль трассы ВЛ представляет собой очертания вертикального разреза вдоль трассы. Он составляется на основании топографических изысканий в масштабе:

горизонтальный 1:10000;

вертикальный 1:1000.

При расстановке опор по профилю должны быть учтены два основных условия:

1) Расстояния от проводов до земли и пересекаемых сооружений должны быть не менее требуемых [8].

2) Нагрузка, воспринимаемая опорами, не должна превышать значений, принятых в расчетах опор соответствующих типов.

Следует избегать расстановки опор в местах, требующих выполнения более сложных фундаментов (болота, обводненные участки и т. п.).

Таблица 26 – Расстояние от провода до земли (м)

| Характеристика местности | При напряжении ВЛ (кВ) |     |     |     |     |
|--------------------------|------------------------|-----|-----|-----|-----|
|                          | До 110                 | 150 | 220 | 330 | 500 |
| Населенная               | 7                      | 7,5 | 8   | 8   | 8   |
| Ненаселенная             | 6                      | 6,5 | 7   | 7,5 | 8   |
| Труднодоступная          | 5                      | 5,5 | 6   | 6,5 | 7   |
| Недоступная              | 3                      | 3,5 | 4   | 4,5 | 5   |

При расстановке опор на идеально ровной местности их можно устанавливать на расстояниях, равных габаритному пролету, не производя проверки габаритов над землей. В обычных условиях неровного профиля расстановка опор производится по шаблону.

Шаблон представляет собой три кривые (параболы), соответствующие кривой максимального провисания провода и расположенные друг над



другом с определенным сдвигом по вертикали.

Кривая максимального провисания строится по формуле:

$$y = \frac{\gamma \cdot x^2}{2 \cdot \sigma} = \frac{\gamma \cdot 10^4}{2 \cdot \sigma} \cdot \left( \frac{x}{100} \right)^2 = K_{\phi} \left( \frac{x}{100} \right)^2, \quad (109)$$

где  $\gamma$ ,  $\sigma$  – принимают из систематического расчета, соответствующего наибольшему провисанию провода в вертикальной плоскости.

$K_{ш}$  – коэффициент шаблона.

Кривая максимального провисания:

$$y_1(x) = \frac{\gamma_7 \cdot x^2}{2 \cdot \sigma_7}, \quad (110)$$

Габаритная кривая:

$$y_2(x) = \frac{\gamma_7 \cdot x^2}{2 \cdot \sigma_7} - h_{габ}, \quad (111)$$

Земляная кривая:

$$y_3(x) = y_2(x) - h_{пр}. \quad (112)$$

Сдвинув кривую провисания провода вниз на расстояние, равное габаритному, получается габаритная кривая. Сдвинув габаритную кривую вниз на расстояние  $f_{max}$ , получается земляная кривая. Шаблон построен на рисунке 3.

Порядок и правила расстановки опор:

- 1) устанавливаются концевые опоры;
- 2) устанавливаются угловые опоры, совпадающие с углами поворота линии;
- 3) устанавливаются анкерные опоры на переходах, пересечениях и т. д.;
- 4) если последний пролет окажется малым, его увеличивают за счет сокращения предыдущих пролётов;

- 5) длины смежных пролетов промежуточных опор не должны отличаться друг от друга более, чем в два раза;
- 6) пролеты должны быть кратными 5 м;
- 7) должны быть выдержаны значения ветровых и весовых пролетов, вычисленные по формулам и в соответствии с паспортными данными опор;
- 8) опоры не должны попадать на неудобные места (болота, поймы, грунтовые дороги, крутые склоны и т. д.).

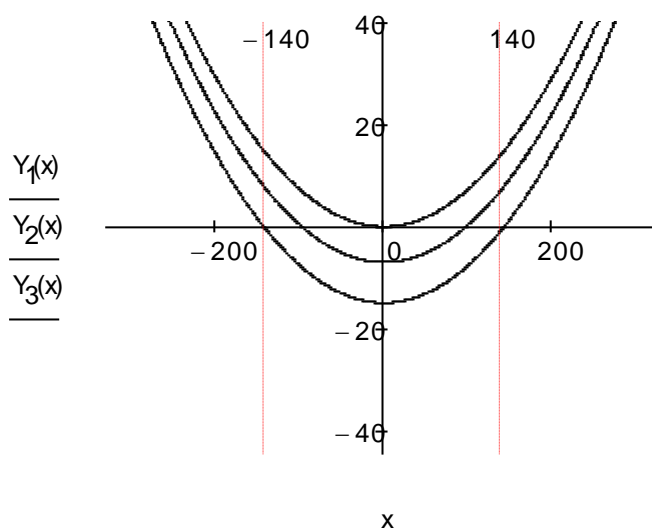


Рисунок 6 – Шаблон для расстановки опор по профилю трассы

### 5.8 Проверка ветровых и весовых пролетов

При расстановке опор по профилю необходимо следить, чтобы фактическое значение ветрового пролета не превышало принятого в расчете значения, т. е.

$$l_{вет.расч} \leq l_{вет};$$

$$l_{вет.расч} = \frac{l_1 + l_2}{2}. \quad (113)$$

Весовой пролет опоры соответствует значению, принятому в расчете опоры для определения весовых нагрузок от проводов и тросов. При установке опор с одинаковой высотой подвеса провода на идеально ровной поверхности его вес распределяется на обе опоры одинаково и тогда  $l_{вес} = l_{габ}$ .

При различной высоте точек подвеса провода на соответствующие опоры передается вес провода на участке от точки подвеса до низшей точки провода в пролете. Длина этого участка, равная полусумме соответствующих эквивалентных пролетов, не должна превышать значения, принятого в расчете опоры  $l_3$  – расстояние между низшими точками провисания проводов в соседних пролетах.

Проверка ветровых и весовых пролетов приведено в приложении Г.

$$l_{\text{вес.расч}} \leq l_{\text{вес}}$$

$$l_{\text{вес.расч}} = \frac{l_{\text{э1}} + l_{\text{э2}}}{2} \quad (114)$$

Расчетные ветровые и весовые пролеты удовлетворяют допустимым, соответственно ветровым и весовым пролетам.

### **5.9 Расчет монтажных стрел провеса**

Вытягивание провода происходит в течение значительного периода времени эксплуатации (до года и более), но начинается уже в процессе монтажа, когда идет уплотнение проволок и некоторое смещение их повивов. Основная доля вытяжки, обусловленная ползучестью алюминия, реализуется при длительном воздействии наибольших механических нагрузок. Вытяжка как остаточное удлинение провода должна учитываться при расчете монтажных напряжений, иначе произойдет увеличение стрел провисания и нарушение требуемого габарита от проводов до земли и пересекаемых объектов.

При монтаже провод должен быть подвешен с таким тяжением, чтобы напряжение в проводе во всех режимах соответствовало расчетным значениям.

В проводах анкерного участка с разной длиной пролетов устанавливается напряжение, соответствующее значению приведенного пролета,  $l_{np}$ .

Для того, чтобы построить график монтажных стрел провеса определим

$l_{np}$  для каждого анкерного участка:

$$l_{np} = \sqrt{\frac{\sum l_i^3}{\sum l_i}} \quad (115)$$

По уравнению состояния провода для  $l_{np}$  определяют  $\sigma_{np}$  для  $t = 400$  и  $t = -450$ , в левой части уравнения состояния принимается  $\gamma_1$ .

Определяют стрелу провеса для каждого фактического пролета при  $\sigma_{np}+40$  и  $\sigma_{np}-45$  по формуле:

$$f = \frac{\gamma_1 l_i^2}{8 \cdot \sigma_{np} + 40(-45)} \quad (116)$$

В системе координат  $f$  и  $t_0$  полученные две точки соединяют. Полученная линия график для определения  $f$  данного пролета при любой  $t$  от  $+400$  до  $-450$ . Расчет приведен в приложении Г.

В зависимости от температуры окружающей среды, при которой производится монтаж провода, по этим графикам определяют стрелу провеса провода, которую необходимо установить при монтаже.

График монтажных стрел пролета приводится на рисунке.

Исходя из полученных значений и построения графика монтажных стрел, можно сделать вывод, что монтаж проводов и тросов осуществляется с такими механическими напряжениями, при которых в эксплуатации воздушной линии не будут превышены их допускаемые напряжения, указанные выше.

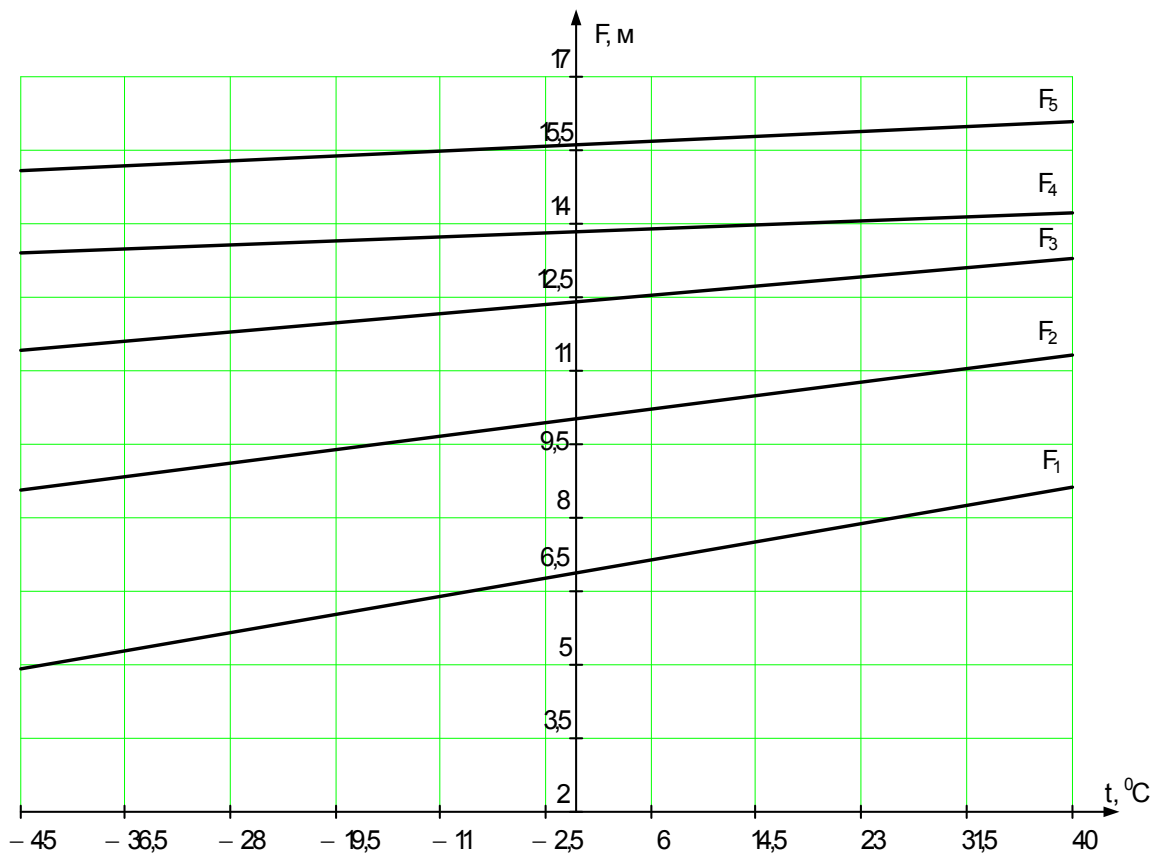


Рисунок 7 – Графики монтажных стрел

### **6.1 Расстановка комплексов защиты и автоматики при развитии электрической сети**

Для установки могут рекомендоваться микропроцессорные терминалы как зарубежных фирм, так и отечественных фирм.

К числу таковых относятся фирмы НПП «ЭКРА», ООО «ИЦ Бреслер», АББ Автоматизация, Siemens (Сименс), AREVA (АРЕВА), General Electric (Дженерал Электрик).

Так же необходимо отметить, что для унификации устанавливаемого оборудования целесообразно использовать оборудование того же производителя, что и используется в данный момент на ПС.

Комплексы РЗА выполнены в соответствии с действующими в РФ нормативными материалами и обеспечивают предъявляемые к ним требования по надежности, быстродействию, селективности и чувствительности.

Повышение надежности РЗА защищаемых элементов обеспечивается выполнением:

- ближнего резервирования;
- использованием УРОВ;
- разделением комплектов защит по цепям переменного тока, переменного напряжения, оперативного постоянного тока и цепям отключения.

Комплекты РЗА резервирующие друг друга подключены к разным сердечникам трансформатора тока.

Цепи переменного тока выполнены отдельными экранированными кабелями. Предусмотрено резервирование трансформаторов напряжения с ручным переводом цепей на другой ТН.

Согласно проектированию новыми устройствами РЗА должны быть обеспечены следующие элементы реконструируемой ПС:

- ВЛ 220 кВ Тында – Сковородино.
- ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т.

## 6.2 Релейная защита новой ВЛ

Для реализации основной быстродействующей защиты на линиях 220 кВ используется дистанционная защита.

Рассчитаем дистанционную защиту ВЛ Сковородино-Тында.

1) Определим сопротивление срабатывания защиты первой степени.

$$X_{сз}^I = 0.85 \cdot X_{уд} \cdot l \quad (117)$$

где  $l$  - длина линии 155,2 км.

Отстройка от КЗ в конце линии.

$$X_{сз}^I = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 155,2 = 40 \text{ Ом.}$$

2) Определим сопротивление срабатывания защиты второй степени.

$$X_{сз}^{II} = 0.85 \cdot \left( X_{л1} + \frac{0.85 \cdot X_{л2}}{K_{тр}} \right), \quad (118)$$

где  $K_{тр}$  - коэффициент тока распределения, принимаем 0,5.

Согласование с I степенью защиты ВЛ 220 кВ Сковородино – Ульручи/т.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left( 47,1 + \frac{0,85 \cdot 9,7}{0,5} \right) = 52 \text{ Ом.}$$

Согласование с I степенью защиты ВЛ 220 кВ Сковородино – Гонжа/т.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left( 47,1 + \frac{0,85 \cdot 42}{0,5} \right) = 65 \text{ Ом.}$$

Согласование с I степенью защиты ВЛ 220 кВ Сковородино – БАМ/т.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left( 47,1 + \frac{0,85 \cdot 5,1}{0,5} \right) = 48 \text{ Ом.}$$

Согласование с I степенью защиты ВЛ 220 кВ Сквородино – Уруша/т.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left(47,1 + \frac{0,85 \cdot 28}{0,5}\right) = 85 \text{ Ом.}$$

Согласование с I степенью защиты ВЛ 220 кВ Сквородино – Тында при каскадном отключении вблизи ПС Тында.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left(47,1 + \frac{0,85 \cdot 40}{0,5}\right) = 134 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени при КЗ в конце линии.

$$K_{ч}^{II} = \frac{X_{сз}^{II}}{X_{л1}} \quad (119)$$

$$K_{ч}^{II} = \frac{48}{47,1} \leq 1,25$$

Чувствительность неудовлетворительна. Необходимо отстроить вторую ступень от второй ступени ДЗ ВЛ 220 кВ Сквородино - БАМ/т.

Согласование с II степенью защиты ВЛ 220 кВ Сквородино – БАМ/т.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left(47,1 + \frac{0,85 \cdot 31,1}{0,5}\right) = 112,2 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени при КЗ в конце линии.

$$K_{ч}^{II} = \frac{112,2}{47,1} \geq 1,25$$

3) Определим сопротивление срабатывания защиты третьей ступени.

$$X_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot k_n \cdot k_v \cdot I_{нагр}}, \quad (120)$$

$$X_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 230} = 376,5 \text{ Ом.}$$



Чувствительность третьей ступени защиты в расчётной точке:

$$k_q^{III} = \frac{X_{сз}^{III}}{X_{Л1} + X_{Л2} / K_{mp}} > 1,25; \quad (121)$$

$$k_q^{III} = \frac{376,5}{47,1 + 5,1/0,5} = 6,6 > 1,25.$$

Дистанционная защита с рассчитанными уставками устанавливается на линии Сковородино – Тында.

Рассчитаем дистанционную защиту ВЛ Сковородино-БАМ-тяга.

1) Определим сопротивление срабатывания защиты первой ступени.

$$X_{сз}^I = 0,85 \cdot 0,4 \cdot 25,8 = 5,1 \text{ Ом.}$$

2) Определим сопротивление срабатывания защиты второй ступени.

Согласование с I ступенью защиты ВЛ 220 кВ БАМ/т – Б. Омутная.

$$X_{сз}^{II} = 0,85 \cdot \left(6 + \frac{0,85 \cdot 36,55}{0,5}\right) = 31,12 \text{ Ом.}$$

Проверка чувствительности II ступени при КЗ в конце линии.

$$K_q^{II} = \frac{31,12}{6} \geq 1,25$$

2) Определим сопротивление срабатывания защиты третьей ступени.

$$X_{сз}^{III} = \frac{0,9 \cdot 220}{\sqrt{3} \cdot 1,2 \cdot 1,1 \cdot 123} = 704,08 \text{ Ом.}$$

Чувствительность третьей ступени защиты в расчётной точке:

$$k_q^{III} = \frac{376,5}{6 + 36,55/0,5} = 6,6 > 1,25.$$

Дистанционная защита с рассчитанными уставками устанавливается на линии Сковородино – БАМ-тяга.

### 6.3 Автоматика на ВЛ

Противоаварийная автоматика — комплекс автоматических устройств, предназначенных для ограничения развития и прекращения аварийных режимов в энергосистеме.

В отдельных энергосистемах и ОЭС могут возникать следующие нарушения нормального режима работы:

- опасные перегрузки линии электропередачи и межсистемных связей из-за непредвиденных изменений балансов мощности генераторов и нагрузки в одной или нескольких связанных между собой ОЭС или отдельных энергосистемах;
- опасные набросы мощности на электропередачи и межсистемные связи при внезапных отключениях генераторов или нагрузки в смежных частях ОЭС или в соседних ОЭС;
- внезапные отключения одной из межсистемных связей, в том числе наиболее мощной, отключения отдельных участков двухцепных или кольцевых электропередач, угрожающие нарушения динамической устойчивости;
- разрывы мощных электропередач, вызывающие набросы мощности на слабые шунтирующие сети более низких напряжений и опасное повышение частоты в энергосистемах;
- затяжные КЗ, отключаемые действием резервных защит или устройств резервирования отказа выключателей (УРОВ);
- кратковременные неполнофазные режимы в цикле однофазного автоматического повторного включения (ОАПВ) или при отказах отдельных фаз выключателей;
- односторонние отключения протяженных участков электропередач 330–750 кВ, вызывающие повышение напряжения, опасное для оборудования;
- асинхронный режим.

Быстрое протекание аварийных процессов при нарушениях нормальных режимов исключает возможность их ликвидации и тем более

предотвращения действиями оперативного персонала даже при наличии хороших средств телеконтроля и телеуправления. Поэтому предотвращение, локализация и ликвидация нарушений нормального режима целиком возлагается на специальные автоматические устройства, получившие общее наименование устройства противоаварийной автоматики (ПА).

Автоматический ввод резерва (Автоматическое включение резерва, АВР) — способ обеспечения резервным электроснабжением нагрузок, подключенных к системе электроснабжения, имеющей не менее двух питающих вводов и направленный на повышение надежности системы электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к нагрузкам резервных источников питания в случае потери основного.

Общие требования к АВР:

- АВР должен срабатывать за минимально возможное после отключения рабочего источника энергии время.
- АВР должен срабатывать всегда, в случае исчезновения напряжения на шинах потребителей, независимо от причины. В случае работы схемы дуговой защиты АВР может быть заблокирован, чтобы уменьшить повреждения от короткого замыкания. В некоторых случаях требуется задержка переключения АВР. К примеру, при запуске мощных двигателей на стороне потребителя, схема АВР должна игнорировать просадку напряжения.
- АВР должен срабатывать однократно. Это требование обусловлено недопустимостью многократного включения резервных источников в систему с неустранённым коротким замыканием.

Реализацию схем АВР осуществляют с помощью средств РЗА: реле различного назначения, цифровых блоков защит (контроллер АВР), переключателей — изделий, включающих в себя механическую коммутационную часть, микропроцессорный блок управления, а также панель индикации и управления.

АВР разделяют на:

- АВР одностороннего действия. В таких схемах присутствует одна рабочая секция питающей сети, и одна резервная. В случае потери питания рабочей секции АВР подключит резервную секцию.

- АВР двухстороннего действия. В этой схеме любая из двух линий может быть как рабочей, так и резервной.

- АВР с восстановлением. Если на отключенном вводе вновь появляется напряжение, то с выдержкой времени он включается, а секционный выключатель отключается. Если кратковременная параллельная работа двух источников не допустима, то сначала отключается секционный выключатель, а затем включается вводной. Схема вернулась в исходное состояние.

- АВР без восстановления.

Автоматическое повторное включение (АПВ) — одно из средств электроавтоматики, повторно включает отключившийся выключатель через определённое время, бывает однократного, двукратного и трехкратного действия (в некоторых современных схемах возможно до восьми циклов АПВ).

В зависимости от количества фаз, на которые действуют устройства АПВ, их разделяют на:

- однофазное АПВ — включает одну отключенную фазу (при отключении из-за однофазного короткого замыкания)

- трёхфазное АПВ — включает все три фазы участка цепи.

- комбинированные — включает одну или три фазы в зависимости от характера повреждения участка сети.

Трёхфазные устройства АПВ могут в зависимости от условий работы сети разделяться на:

- простые (ТАПВ)

- несинхронные (НАПВ)

- быстродействующие (БАПВ)

- с проверкой наличия напряжения (АПВНН)

- с проверкой отсутствия напряжения (АПВОН)
- с ожиданием синхронизма (АПВОС)
- с улавливанием синхронизма (АПВУС)
- в сочетании с самосинхронизацией генераторов и синхронных компенсаторов (АПВС)

Особой разновидностью АПВ является частотное автоматическое повторное включение (ЧАПВ).

В зависимости от того, какое количество раз подряд требуется совершить повторное включение, АПВ разделяются на АПВ однократного действия, двукратного и т. д. Наибольшее распространение получили АПВ однократного действия, однако в ряде случаев применяются АПВ с другой кратностью действия.

По способу воздействия на выключатель АПВ могут быть:

- механические — они встраиваются в пружинный привод выключателя.
- электрические — воздействуют на электромагнит включения выключателя.

Поскольку механические АПВ работают без выдержки времени, их использование было принято нецелесообразным, и в современных схемах защитной автоматики используются только электрические АПВ.

По типу защищаемого оборудования АПВ разделяются соответственно на АПВ линий, АПВ шин, АПВ электродвигателей и АПВ трансформаторов.

Реализация схем АПВ может быть различной, это зависит от конкретного случая, в котором схему применяют. Один из принципов, применяемый в автоматике выключателей ВЛ напряжением до 220 кВ, заключается в сравнении положения ключа управления выключателем и состояния этого выключателя. То есть, если на схему АПВ поступает сигнал, что выключатель отключился, а со стороны управляющего выключателем ключа приходит сигнал, что ключ в положении «включено», то это означает, что произошло незапланированное (например, аварийное) отключение

выключателя. Этот принцип применяется для того, чтобы исключить срабатывание устройств АПВ в случаях, когда произошло запланированное отключение выключателя.

К схемам и устройствам АПВ применяется ряд обязательных требований, связанных с обеспечением надёжности электроснабжения. К этим требованиям относятся:

- АПВ должно обязательно срабатывать при аварийном отключении на защищаемом участке сети.

- АПВ не должно срабатывать, если выключатель отключился сразу после включения его через ключ управления. Подобное отключение говорит о том, что в схеме присутствует устойчивое повреждение, и срабатывание устройства АПВ может усугубить ситуацию. Для выполнения этого требования делают так, чтобы устройства АПВ приходили в готовность только через несколько секунд после включения выключателя. Кроме того, АПВ не должно срабатывать во время оперативных переключений, осуществляемых персоналом.

- Схема АПВ должна автоматически блокироваться при срабатывании ряда защит (например, после действия газовой защиты трансформатора, срабатывание устройств АПВ нежелательно)

- Устройства АПВ должны срабатывать с заданной кратностью. То есть однократное АПВ должно срабатывать 1 раз, двукратное — 2 раза и т. д.

- После успешного включения выключателя, схема АПВ должна обязательно самостоятельно вернуться в состояние готовности.

- АПВ должно срабатывать с выставленной выдержкой времени, обеспечивая наискорейшее восстановление питания в отключенном участке сети. Как правило, эта выдержка равняется 0,3-5 с.

## 7 РАСЧЁТ И АНАЛИЗ НОРМАЛЬНЫХ И ПОСЛЕАВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ ПРИ РАЗВИТИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Целью расчета сети является определение параметров режимов, выявление возможностей дальнейшего повышения экономичности работы сети и получение необходимых данных для решения вопросов регулирования напряжения.

В расчет входит распределение активных и реактивных мощностей по линиям сети, вычисление потерь активной и реактивной мощностей в сети, а также расчет напряжений на шинах потребительских подстанций в максимальном (зимнем), минимальном (летнем) и послеаварийном режимах работы.

### 7.1 Выбор и характеристика ПВК для расчёта режима

Программный комплекс RastrWin предназначен для решения задач по расчету, анализу и оптимизации режимов электрических сетей и систем. RastrWin используется более чем в 150 организациях на территории России, Казахстана, Киргизии, Беларуси, Молдовы, Монголии, Югославии. В России основными пользователями являются: Системный Оператор Единой Энергетической Системы (СО ПДУ ЕЭС) и его филиалы, Федеральная Сетевая Компания (ФСК) и ее подразделения, территориальные АО-Энерго, проектные и научно-исследовательские институты (Энергосетьпроект, ВНИИЭ, НИИПТ и т.д.).

В данном проекте RastrWin используется при расчетах установившихся режимов (максимального, минимального и послеаварийного).

Особенности программного комплекса:

- 1) расчет установившихся режимов электрических сетей произвольного размера и сложности, любого напряжения (от 0,4 до 1150 кВ). Полный расчет всех электрических параметров режима (токи, напряжения, потоки и потери активной и реактивной мощности во всех узлах и ветвях электрической сети);

- 2) расчет установившихся режимов с учетом частоты;
- 3) оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности;
- 4) расчет положений регулятором трансформатора под нагрузкой и положений вольтодобавочных трансформаторов;
- 5) расчет предельных по передаваемой мощности режимов энергосистемы, определение опасных сечений;
- 6) структурный анализ потерь мощности - по их характеру, типам оборудования, районам и уровням напряжения;
- 7) моделирование отключения ЛЭП, в том числе одностороннего, и определение напряжения на открытом конце;
- 8) моделирование генератором и возможность задания его PQ-диаграммы;
- 9) моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения;
- 10) анализ допустимой токовой загрузки ЛЭП и трансформаторов, в том числе с учетом зависимости допустимого тока от температуры;
- 11) сравнение различных режимов по заданному списку параметров.

Исходные данные:

Все номера узлов и ветвей должны быть положительными целыми числами в диапазоне от 1 до 2 147 483 647. Ввод схемы рекомендуется начать с данных по узлам. Минимально необходимой информацией для каждого узла является его номер и номинальное напряжение. Для узлов нагрузки требуется дополнительно ввести активную и реактивную мощность потребления. Для узлов с генераторами или компенсаторами необходимо дополнительно задать пределы изменения реактивной мощности, в графе для этих узлов указать заданный (фиксированный) модуль напряжения, который будет выдержан, если позволят пределы регулирования реактивной мощности. Один из узлов должен быть назначен базисным (балансирующим), для чего в меню Тип этого узла надо выбрать строку База. Остальные типы узлов (Нагрузка,



Генератор) и ветвей (ЛЭП, Тр-р) выбираются программой автоматически при расчете режима.

При вводе данных по ветвям (пункт меню Ветви) задаются номера узлов, ограничивающих ветвь. Разделение ветвей на ЛЭП и трансформаторы осуществляется программой по значению, проставленному в поле  $K_{m/r}$  (коэффициент трансформации): для ЛЭП это поле пустое или ноль, для трансформаторов заполнено значением (даже если это единица!). При вводе данных о трансформаторных ветвях важен порядок задания номеров узлов, которые их ограничивают. Первым (поле  $N_{нач}$ ) должен стоять номер узла, к напряжению которого приведено сопротивление, чаще всего это узел высшего напряжения, тогда вторым (поле  $N_{кон}$ ) будет номер узла низшего напряжения. Коэффициент трансформации - отношение напряжения узла  $N_{кон}$  к напряжению узла  $N_{нач}$ , т. е. это, как правило, отношение низшего напряжения к высшему.

## 7.2 Расчёт режимов при развитии электрической сети и их анализ

### 7.2.1 Результаты расчета максимального зимнего режима

Расчет максимального зимнего режима производится в ПВК RastrWin3.

Таблица 27 – Список узлов

| Номер узла | Наименование     | Номинальное напряжение, кВ | $P_{max}$ , МВт | $Q_{max}$ , МВт |
|------------|------------------|----------------------------|-----------------|-----------------|
| 1          | 2                | 3                          | 4               | 5               |
| 1          | ПС Тында         | 220                        | 36              | 15,9            |
| 2          | ПС Сковородино   | 220                        | –               | –               |
| 3          | ПС БАМ/т         | 220                        | –               | –               |
| 5          | ПС Б.Омутная     | 220                        | 13,0            | 5,2             |
| 6          | ПС Е.Павлович/т  | 220                        | 45,0            | 18,0            |
| 7          | ПС Уруша/т       | 220                        | 18,0            | 7,2             |
| 8          | ПС Сковородино/т | 220                        | 18,9            | 7,6             |
| 9          | ПС Ульручи/т     | 220                        | 1,0             | 0,4             |
| 10         | ПС Талдан/т      | 220                        | 0,2             | 0,1             |
| 11         | ПС Гонжа/т       | 220                        | 0,5             | 0,2             |
| 12         | ПС Магдагачи     | 220                        | 20,6            | 8,3             |
| 13         | ПС Сулус/т       | 220                        | 1,5             | 0,6             |
| 14         | ПС Ключевая      | 220                        | 78,0            | 31,2            |

|    |                     |     |      |      |
|----|---------------------|-----|------|------|
| 15 | ПС Светлая          | 220 | 40,0 | 16,0 |
| 16 | ПС Энергия          | 220 | 24,8 | 9,9  |
| 18 | ПС Призейская       | 220 | 40,4 | 16,6 |
| 19 | ПС Тутаул           | 220 | 0,6  | 0,2  |
| 20 | ПС Дипкун           | 220 | 0,9  | 0,4  |
| 22 | отп №114-115        | 220 | –    | –    |
| 23 | отп №286-287        | 220 | –    | –    |
| 24 | отп №13-14          | 220 | –    | –    |
| 25 | отп №13-14          | 220 | –    | –    |
| 26 | о.т. А1 Тында       | 220 | –    | –    |
| 27 | о.т. А2 Тында       | 220 | –    | –    |
| 28 | НН А Тында          | 35  | 0,5  | 0,2  |
| 29 | СН А Тында          | 110 | 17,9 | 17,9 |
| 30 | о.т. Т1 Тында       | 110 | –    | –    |
| 31 | о.т. Т2 Тында       | 110 | –    | –    |
| 32 | СН Т Тында          | 35  | 8,0  | 3,2  |
| 33 | НН Т Тында          | 10  | 4,2  | 1,6  |
| 34 | о.т. Т1 БАМ/т       | 220 | –    | –    |
| 35 | о.т. Т2 БАМ/т       | 220 | –    | –    |
| 36 | СН Т БАМ/т          | 28  | 11,0 | 5,1  |
| 37 | НН Т БАМ/т          | 10  | 0,1  | 0,4  |
| 38 | о.т. А1 Сковородино | 220 | –    | –    |
| 39 | о.т. А2 Сковородино | 220 | –    | –    |
| 40 | НН А Сковородино    | 35  | 0,5  | 0,2  |
| 41 | СН А Сковородино    | 110 | 2,1  | 0,8  |
| 42 | о.т. Т1 Сковородино | 110 | –    | –    |
| 43 | о.т. Т2 Сковородино | 110 | –    | –    |
| 44 | НН Т Сковородино    | 10  | 2,1  | 0,8  |
| 45 | СН Т Сковородино    | 35  | 5,7  | 2,3  |

Таблица 28 – Список ветвей ЛЭП

| Наименование ветви        | № узлов |      | R, Ом | X, Ом | B, мкСм |
|---------------------------|---------|------|-------|-------|---------|
|                           | №нач    | №кон |       |       |         |
| 1                         | 2       | 3    | 4     | 5     | 6       |
| ПС Тында - НГРЭС          | 1       | 4    | 17,99 | 78,76 | -484,0  |
| ПС Тында - НГРЭС          | 1       | 4    | 17,99 | 78,76 | -484,0  |
| ПС Тында - ПС Дипкун      | 1       | 20   | 14,46 | 63,30 | -389,6  |
| ПС Дипкун - ПС Тутаул     | 20      | 19   | 5,32  | 23,29 | -143,3  |
| ПС Тутаул - ПС Призейская | 19      | 18   | 9,67  | 42,34 | -260,6  |
| ПС Призейская - ЗГЭС      | 18      | 17   | 18,01 | 78,85 | -485,3  |

|                                    |    |    |       |       |        |
|------------------------------------|----|----|-------|-------|--------|
| ЗГЭС - отп№13-14                   | 17 | 24 | 0,35  | 1,52  | -9,3   |
| ЗГЭС - отп№13-14                   | 17 | 25 | 0,35  | 1,52  | -9,3   |
| отп№13-14 - ПС Энергия             | 24 | 16 | 0,21  | 0,93  | -5,7   |
| отп№13-14 - ПС Энергия             | 25 | 16 | 0,21  | 0,93  | -5,7   |
| отп№13-14 - ПС Светлая             | 24 | 15 | 1,02  | 4,46  | -27,5  |
| отп№13-14 - ПС Светлая             | 25 | 15 | 1,02  | 4,46  | -27,5  |
| ПС Светлая - ПС Ключевая           | 15 | 14 | 10,80 | 47,28 | -290,9 |
| ЗГЭС - ПС Магдагачи                | 17 | 12 | 10,01 | 56,07 | -360,4 |
| ПС Магдагачи - ПС<br>Ключевая      | 12 | 14 | 5,35  | 23,42 | -144,1 |
| ПС Магдагачи - ПС Сулус/т          | 12 | 13 | 2,86  | 10,27 | -61,4  |
| ПС Сулус/т - ПС Ключевая           | 13 | 14 | 2,49  | 8,96  | -53,6  |
| ПС Сквородино -<br>отп№114-115     | 2  | 22 | 6,82  | 29,86 | -183,7 |
| отп№114-115 - ПС Гонжа/т           | 22 | 11 | 4,44  | 19,43 | -119,6 |
| ПС Гонжа/т - ПС<br>Магдагачи       | 11 | 12 | 3,52  | 15,40 | -94,8  |
| ПС Сквородино - ПС<br>Ульручы/т    | 2  | 9  | 2,78  | 12,18 | -75,0  |
| ПС Ульручы/т - отп№286-<br>287     | 9  | 23 | 5,70  | 20,49 | -122,5 |
| отп№286-287 - ПС<br>Магдагачи      | 23 | 12 | 9,32  | 33,49 | -200,2 |
| отп№286-287 - ПС Талдан/т          | 23 | 10 | 0,04  | 0,18  | -1,1   |
| отп№114-115 - ПС Талдан/т          | 22 | 10 | 0,03  | 0,15  | -0,9   |
| ПС Сквородино - ПС<br>Сквородино/т | 2  | 8  | 0,64  | 2,31  | -13,8  |
| ПС Сквородино - ПС<br>Сквородино/т | 2  | 8  | 0,64  | 2,31  | -13,8  |
| ПС Сквородино - ПС<br>Тында        | 2  | 1  | 15,21 | 66,58 | -409,7 |
| ПС Сквородино - ПС<br>Тында        | 2  | 1  | 15,21 | 66,58 | -409,7 |
| ПС Сквородино - ПС<br>Уруша/т      | 2  | 7  | 7,42  | 32,48 | -199,8 |
| ПС Уруша/т - ПС<br>Е.Павлович/т    | 7  | 6  | 6,49  | 28,40 | -174,8 |
| ПС Е.Павлович/т - ПС               | 6  | 5  | 2,34  | 10,25 | -63,1  |

|                             |   |   |       |       |        |
|-----------------------------|---|---|-------|-------|--------|
| Б.Омутная                   |   |   |       |       |        |
| ПС Б.Омутная - ПС БАМ/т     | 5 | 3 | 10,48 | 45,86 | -282,2 |
| ПС Сквородино - ПС<br>БАМ/т | 3 | 2 | 2,53  | 11,07 | -68,1  |

Таблица 29 – Список ветвей Трансформаторы

| Наименование ветви                      | № узлов |      | R,<br>Ом | X,<br>Ом | G,<br>мкС<br>См | B,<br>мкС<br>м | Кт    |
|---|---------|------|----------|----------|-----------------|----------------|-------|
|   | №нач    | №кон |          |          |                 |                |       |
| 1                                       | 2       | 3    | 4        | 5        | 6               | 7              | 8     |
| ПС Тында - о.т. А1 Тында                | 1       | 26   | 1,4      | 104      | 6,5             | 0,9            | 1     |
| ПС Тында - о.т. А2 Тында                | 1       | 27   | 1,4      | 104      | 6,5             | 0,9            | 1     |
| ПС Сквородино –<br>о.т. А1 Сквородино   | 2       | 38   | 1,4      | 104      | 6,5             | 0,9            | 1     |
| ПС Сквородино –<br>о.т. А2 Сквородино   | 2       | 39   | 1,4      | 104      | 6,5             | 0,9            | 1     |
| о.т. А2 Тында –<br>СН А Тында           | 27      | 29   | 1,4      | –        | –               | –              | 0,5   |
| о.т. А1 Тында –<br>СН А Тында           | 26      | 29   | 1,4      | –        | –               | –              | 0,5   |
| о.т. А2 Сквородино –<br>СН А Сквородино | 39      | 41   | 1,4      | –        | –               | –              | 0,5   |
| о.т. А1 Сквородино –<br>СН А Сквородино | 38      | 41   | 1,4      | –        | –               | –              | 0,5   |
| о.т. А1 Тында –<br>НН А Тында           | 26      | 28   | 2,8      | 195,6    | –               | –              | 0,159 |
| о.т. А2 Тында –<br>НН А Тында           | 27      | 28   | 2,8      | 195,6    | –               | –              | 0,159 |
| о.т. А1 Сквородино –<br>НН А Сквородино | 38      | 40   | 2,8      | 195,6    | –               | –              | 0,159 |
| о.т. А2 Сквородино –<br>НН А Сквородино | 39      | 40   | 2,8      | 195,6    | –               | –              | 0,159 |
| СН А Сквородино –<br>о.т. Т1 Сквородино | 41      | 42   | 1,5      | 56,9     | 14,5            | 2,6            | 1     |
| СН А Сквородино –<br>о.т. Т2 Сквородино | 41      | 43   | 1,5      | 56,9     | 14,5            | 2,6            | 1     |
| о.т. Т1 Сквородино –<br>СН Т Сквородино | 42      | 45   | 1,5      | –        | –               | –              | 0,318 |

|   |    |    |     |       |      |     |       |
|---|----|----|-----|-------|------|-----|-------|
| о.т. Т2 Сквородино –<br>СН Т Сквородино | 43 | 45 | 1,5 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т1 Сквородино –<br>НН Т Сквородино | 42 | 44 | 1,5 | 35,7  | –    | –   | 0,091 |
| о.т. Т2 Сквородино –<br>НН Т Сквородино | 43 | 44 | 1,5 | 35,7  | –    | –   | 0,091 |
| СН А Тында - о.т. Т1 Тында              | 29 | 30 | 0,8 | 35,5  | 19,8 | 3,6 | 1     |
| СН А Тында - о.т. Т2 Тында              | 29 | 31 | 0,8 | 35,5  | 19,8 | 3,6 | 1     |
| о.т. Т1 Тында - СН Т Тында              | 30 | 32 | 0,8 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т2 Тында - СН Т Тында              | 31 | 32 | 0,8 | –     | –    | –   | 0,318 |
| о.т. Т1 Тында - НН Т Тында              | 30 | 33 | 0,8 | 22,3  | –    | –   | 0,091 |
| о.т. Т2 Тында - НН Т Тында              | 31 | 33 | 0,8 | 22,3  | –    | –   | 0,091 |
| ПС БАМ/Т - о.т. Т1 БАМ/Т                | 3  | 34 | 3,9 | 165   | 9,1  | 1,4 | 1     |
| ПС БАМ/Т - о.т. Т2 БАМ/Т                | 3  | 35 | 3,9 | 165   | 9,1  | 1,4 | 1     |
| о.т. Т1 БАМ/Т –<br>СН Т БАМ/Т           | 34 | 36 | 3,9 | –     | –    | –   | 0,125 |
| о.т. Т2 БАМ/Т –<br>СН Т БАМ/Т           | 35 | 36 | 3,9 | –     | –    | –   | 0,125 |
| о.т. Т1 БАМ/Т –<br>НН Т БАМ/Т           | 34 | 37 | 3,9 | 125   | –    | –   | 0,05  |
| о.т. Т2 БАМ/Т –<br>НН Т БАМ/Т           | 35 | 37 | 3,9 | 125,0 | –    | –   | 0,05  |

### 7.2.2 Результаты расчета максимального зимнего режима

Результаты расчета максимального режима приведем в следующих таблицах:

Таблица 30 – Поток мощности и ток в линиях:

| Ветви    |          | Поток мощности<br>в начале линии,<br>МВА | Поток мощности<br>в конце линии,<br>МВА | Ток в линии, А |       |
|----------|----------|--|---|----------------|-------|
| №<br>нач | №<br>кон |  |   | І нач          | І кон |
| 1        | 2        | 3  | 4                                       | 5              | 6     |
| 4        | 1        | 88–j41,4                                 | 85,1–j28                                | 244            | 220   |
| 4        | 1        | 88–j41,4                                 | 85,1–j28                                | 244            | 220   |
| 1        | 20       | 10,9– j35,5                              | 10,7–j14,3                              | 91             | 43    |

|    |    |            |            |     |     |
|----|----|------------|------------|-----|-----|
| 20 | 19 | 9,8-j14,6  | 9,8-j6,3   | 42  | 28  |
| 19 | 18 | 9,2-j6,6   | 9,1-j8,6   | 27  | 30  |
| 17 | 18 | 31,6-j19   | 31,3-j18   | 77  | 88  |
| 17 | 24 | 66,3+j6,4  | 66,3+j6,8  | 159 | 159 |
| 17 | 25 | 66,3+j6,4  | 66,3+j6,8  | 159 | 159 |
| 24 | 16 | 12,4+j4,6  | 12,4+j5    | 32  | 32  |
| 25 | 16 | 12,4+j4,6  | 12,4+j5    | 32  | 32  |
| 24 | 15 | 53,9+j2,2  | 53,8+j3,6  | 129 | 129 |
| 25 | 15 | 53,9+j2,2  | 53,8+j3,6  | 129 | 129 |
| 15 | 14 | 67,7-j8,8  | 66,8-j4,3  | 163 | 162 |
| 17 | 12 | 62-j11,2   | 61,3+j6,1  | 150 | 148 |
| 12 | 14 | 5,2+j5     | 5,2+j13,3  | 17  | 34  |
| 12 | 13 | 7,5+j7,7   | 7,5+j11,2  | 26  | 33  |
| 13 | 14 | 6+j10,6    | 6+j13,7    | 29  | 36  |
| 2  | 22 | 13,9+j15,4 | 14+j5      | 50  | 35  |
| 22 | 11 | 13,5+j4,7  | 13,5+j2,1  | 34  | 33  |
| 11 | 12 | 14-j1,9    | 14-j7,3    | 34  | 38  |
| 2  | 9  | 12,1+j14,2 | 12,1+j10   | 45  | 38  |
| 9  | 23 | 13,1+j10,4 | 13,1+j3,5  | 40  | 33  |
| 23 | 12 | 14+j3,7    | 14-j7,7    | 35  | 38  |
| 23 | 10 | 0,7+j10,2  | 0,7+j10,3  | 2   | 2   |
| 22 | 10 | 0,5+j10,3  | 0,5+j10,2  | 1   | 1   |
| 2  | 8  | 9,5+j3     | 9,5+j3,8   | 24  | 25  |
| 2  | 8  | 9,5+j3     | 9,5+j3,8   | 24  | 25  |
| 2  | 1  | 45,4-j10,8 | 46,1-j30,7 | 113 | 136 |

|   |   |            |            |     |     |
|---|---|------------|------------|-----|-----|
| 2 | 1 | 45,4-j10,8 | 46,1-j30,7 | 113 | 136 |
| 2 | 7 | 44-j2,8    | 43,8-j7,3  | 107 | 108 |
| 7 | 6 | 25,8+j0,1  | 25,7+j9,5  | 63  | 67  |
| 6 | 5 | 19,2+j8,6  | 19,2+j5,1  | 52  | 49  |
| 5 | 3 | 32,3+j10,3 | 32,5-j4,6  | 83  | 80  |
| 3 | 2 | 43,1+j2,4  | 43,2-j1,1  | 105 | 105 |

Таблица 31 – Анализ напряжения в узлах при максимальном режиме

| Номер узла | $U_{\text{жел}}, \text{кВ}$ | $U_{\text{действ}}, \text{кВ}$ | $\Delta U, \%$ |
|------------|-----------------------------|--------------------------------|----------------|
| 1          | 2                           | 3                              | 4              |
| 1          | 220                         | 235,15                         | 6,88           |
| 2          | 220                         | 238,08                         | 8,22           |
| 3          | 220                         | 237,59                         | 7,99           |
| 5          | 220                         | 235,59                         | 7,08           |
| 6          | 220                         | 235,10                         | 6,86           |
| 7          | 220                         | 236,39                         | 7,45           |
| 8          | 220                         | 238,02                         | 8,19           |
| 9          | 220                         | 238,84                         | 8,56           |
| 10         | 220                         | 239,74                         | 8,97           |
| 11         | 220                         | 240,10                         | 9,14           |
| 12         | 220                         | 240,01                         | 9,09           |
| 13         | 220                         | 239,51                         | 8,87           |
| 14         | 220                         | 238,99                         | 8,63           |
| 15         | 220                         | 241,58                         | 9,81           |
| 16         | 220                         | 241,83                         | 9,92           |

|    |     |        |      |
|----|-----|--------|------|
| 18 | 220 | 241,43 | 9,74 |
| 19 | 220 | 241,98 | 9,99 |
| 20 | 220 | 241,18 | 9,63 |

Результаты расчета минимального и послеаварийного режимов приведены в приложении Д.

### **7.3 Анализ установившихся режимов**

По результатам расчётов установившихся максимального, минимального и послеаварийного режимов можем сделать следующие выводы.

Максимальное отклонение напряжения может быть до  $\pm 10\%$ . При большем значении отклонения напряжения увеличиваются потери электроэнергии, сокращается срок службы электрооборудования, снижается надежность электрической сети.

При анализе максимальных, минимальных и послеаварийных режимов отклонение напряжение не превышает предельно допустимое значение. Для проводов АС – 240 он равен 610 А, для АС – 400 он равен 835 А, для АС 300 предельно допустимый ток равен 690 А.

Проанализировав максимальный, минимальный и послеаварийный режим, видно, что коэффициент загрузки трансформаторов на подстанциях не превышает допустимое значение 70 %.

В зависимости от параметров режима сети потери электроэнергии делятся на нагрузочные (потери в линиях и оборудовании электрической сети, зависящие от нагрузки электрической сети), условно-постоянные (потери, величина которых не зависит или незначительно зависит от параметров режима сети, и зависящие только от состава включенного оборудования) и потери от низкого качества электроэнергии.

Детальный анализ потерь электроэнергии в анализируемой электрической сети позволит выбрать оптимальный способ по их снижению



и прогнозированию и получить наибольшую прибыль в процессе эксплуатации.

В максимальном, минимальном и послеаварийном режиме потери в линиях и трансформаторе не превышают допустимые разрешенные потери 4%.

### 8.1. Общие положения

Экономическое обоснование внедрения технического проекта в настоящее время находится на первом месте по своей важности.

В данном проекте рассчитывается реконструкция подстанции «Сковородино», с расширением ОРУ 220 кВ и строительство двух воздушных линий 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга».

Целью данного раздела дипломного проекта является оценка экономической эффективности инвестиций в проектируемую сеть.

### 8.2 Расчет капиталовложений

Капиталовложение на сооружение сети вычисляются по формуле:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС} \quad (122)$$

где  $K_{ВЛ}$  – капиталовложение на сооружение воздушных линий;

$K_{ПС}$  – капиталовложение на строительство подстанций.

Капиталовложение на строительство подстанций определяются:

$$K_{ПС} = K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (123)$$

где  $K_{ОРУ}$  – стоимости открытых распределительных устройств (ОРУ);

$K_{ТР}$  – стоимости трансформаторов;

$K_{КУ}$  – стоимости компенсирующих устройств;

$K_{ПОСТ}$  – постоянная часть затрат по подстанции включающая затраты на:

- выкуп земли
- благоустройство территории
- подвод коммуникаций, и.т.д.

Капиталовложение на сооружение воздушных линий определяются:

$$K_{ВЛ} = K_0 \cdot l \quad (124)$$

где  $K_0$  – удельная стоимость одного сооружения линии;

$l$  – длина линии с учетом коэффициента удлинения.

Таблица 32 – Капиталовложения в строительство ЛЭП

| Линия                  | Марка провода | Кол-во цепей | Длина, км | Стоимость 1км, тыс. р. | Стоимость линии, тыс. р. |
|------------------------|---------------|--------------|-----------|------------------------|--------------------------|
| Сковородино – Тында    | АС-300/39     | 1            | 155,2     | 1310                   | 203312                   |
| Сковородино – БАМ-тяга | АС-300/39     | 1            | 25,8      | 1310                   | 33798                    |
| Итого                  |               |              |           |                        | 237110                   |

Таблица 33 – Капиталовложения в строительство ПС

| П/ст        | $K_{ОРУ}$ , тыс.руб. | $K_{пост}$ , тыс.руб. |
|-------------|----------------------|-----------------------|
| Сковородино | 30000                | 30000                 |
| Итого       | 60000                |                       |

Капитальные затраты в сооружение ВЛ будут определяться по формуле:

$$K_{ВЛ}^{2016} = K_{ВЛ}^{2000} \cdot K_{инф}^{2016}, \quad (125)$$

где  $K_{инф}^{2016} = 5,873$  – коэффициент инфляции;

$K_{ВЛ}^{2000}$  – стоимость строительства линий.

$$K_{ВЛ}^{2016} = 237110 \cdot 5,873 = 1392547,03 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные затраты в подстанции:

$$K_{ПС} = (K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{пост}) \cdot K_{инф}^{2016}, \quad (126)$$

где  $K_{ОРУ}$  – затраты на ОРУ;

$K_{тр}$  – затраты на трансформатор;

$K_{пост}$  – постоянные затраты на ПС;

$$K_{ПС} = 60000 \cdot 5,873 = 740000 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{ПС} = 1392547,03 + 740000 = 2233531,265 \text{ тыс. руб.}$$

### 8.3 Расчет издержек

Ежегодные затраты на капитальный и текущий ремонты, а также техническое обслуживание оборудования отражаются через эксплуатационные издержки. Издержки на эксплуатацию определяются следующим образом:

$$I_{рео} = \alpha_{реоВЛ} \cdot K_{ВЛ} + \alpha_{реоПС} \cdot K_{ПС}, \quad (127)$$

где  $\alpha_{реоВЛ} = 0,0085$  – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание ЛЭП в о.е.;

$\alpha_{реоПС} = 0,059$  – ежегодные отчисления на текущий ремонт и обслуживание ПС в о.е.;

$$I_{рео} = 0,0085 \cdot 1493533,265 + 0,059 \cdot 740000 = 56350 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизация – постепенное перенесение стоимости основных фондов (капиталовложений) на производимые с их помощью продукт или работу (услугу).

Цель амортизации – накопление финансовых средств для возмещения изношенных основных фондов (физический износ, моральный износ, экологический износ и др.).

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции.

Издержки на амортизацию определяются из отношения капиталовложений к сроку службы данного оборудования:

$$I_{\Sigma AM} = K_{ВЛ} \cdot \alpha_{AMBЛ} + K_{ПС} \cdot \alpha_{AMПС}, \quad (128)$$

где  $\alpha_{AM}$  – ежегодные нормы отчислений на амортизацию, о.е.

$$\alpha_{AM} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (129)$$

где  $T_{cl}$  – срок службы оборудования;

Для электрооборудования ПС ВЛ принимаем  $T_{cl}=20$  лет и ВЛ принимаем  $T_{cl}=15$  лет, получим:

$$I_{\Sigma AM} = \frac{740000}{20} + \frac{1493533,265}{15} = 136600 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (130)$$

где  $\Delta W$  – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W}$  – удельная стоимость потерь электроэнергии

$C_{\Delta W}$  – тарифная цена электроэнергии для уровня напряжения 220 кВ в Амурской области,  $C_{\Delta W} = 1,67$  руб./ (МВт·ч) [3].

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = 5473 \cdot 1,67 = 9,139 \text{ тыс. руб.}$$

#### **8.4 Расчет затрат на оплату труда эксплуатационного, ремонтного и оперативного персонала**

Повременная система оплаты труда ранее основывалась на тарифно-квалификационной системе, которая включала единую тарифную сетку и тарифно-квалификационный справочник, где устанавливалась зависимость сложности работ от уровня квалификации работников, имеющих право выполнять эту работу. В этом случае можно воспользоваться упрощенными способами оценки годового фонда оплаты труда.

Поскольку реальные данные о заработной плате по предприятию отсутствуют, то необходимо воспользоваться статистической отчетностью федеральных организаций статистики. В этом случае в целом по предприятию годовой фонд заработной платы может быть определен по формуле:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot ЗП_{cp} \cdot N_{\psi}, \quad (131)$$

где  $ЗП_{cp}$  – среднемесячная заработная плата за 2016 г.(Квартал) для работников в области электроэнергетики в Амурской области,  $ЗП_{cp} = 44692$  руб.;

$N_q$  – месячная тарифная ставка

Первоначально определяем объемы работ в условных единицах по линиям и подстанциям.

Расчет численности персонала производим согласно Руководящим документам .

Таблица 34– Определение штатной численности рабочих на предприятии

| <b><u>Рабочие</u></b>   |     |   |                   |                   |                    |                   |
|---|-----|---|-------------------|-------------------|--------------------|-------------------|
| Показатель  |     |   | Единица измерения | Количество единиц | Условные единицы   | Численность, чел. |
| ВЛЭП  | 220 | 2 | км                | 180               | 4,2 чел. на 100 км | 7,6               |
| Итого   |     |   |                   | 8                 |                    |                   |
| Присоединение с элегазовым выключателем   | 220 |   | ед.               | 3                 | 30 чел. на 100 ед  | 0,9               |
| Итого   |     |   |                   | 8 человека        |                    |                   |
| Итого   |     |   |                   | 0,9 человека      |                    |                   |
| РЗ и А  |     |   |                   | 1,075 человека    |                    |                   |
| Сумма   |     |   |                   | 10 человек        |                    |                   |
| <b><u>ИТР</u></b>   |     |   |                   |                   |                    |                   |
| Подразделение (отдел)   |     |   |                   | Должность         | Численность, чел.  |                   |
| Оперативно-диспетчерское подразделение  |     |   |                   | Диспетчер района  | 2                  |                   |
| Подразделение по организации ремонтно-эксплуатационного обслуживания оборудования |     |   |                   | Мастер            | 1                  |                   |
| Сумма   |     |   |                   | 3 человек         |                    |                   |
| Всего по предприятию  |     |   |                   | 13 человека       |                    |                   |

Подставляя данные значения в формулу, получаем:

$$\Phi ЗП_{год} = 12 \cdot 44.692 \cdot 13 = 6972 \text{ тыс. руб./год}$$

Ставки налогов и их распределение определяются статьей 241 НК РФ.

Ставка налога рассчитывается, исходя из зарплаты сотрудника, при этом действует регрессивная шкала: чем больше зарплата, тем меньше налог.

Обычный размер ставки составляет  $\alpha_{\text{СН}} = 30 \%$ .

$$\text{СН} = \text{ФЗП}_{\text{год}} \cdot \frac{\alpha_{\text{СН}}}{100}; \quad (132)$$

$$\text{СН} = 6972 \cdot \frac{30}{100} = 2370 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет фонда оплаты труда:

$$\text{ФОТ} = \text{ФЗП}_{\text{год}} + \text{СН}; \quad (133)$$

$$\text{ФОТ} = 6972 + 2370 = 9342 \text{ тыс. руб.}$$

### 8.5 Расчет прочих затрат

Прочие расходы определяются с учётом рассчитанных выше издержек:

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (I_{\text{рео}} + I_{\Sigma\text{АМ}} + I_{\Delta\text{W}} + \text{ФОТ}) \quad (134)$$

$$I_{\text{пр}} = 0,3 \cdot (56350 + 136600 + 9139 + 9342) = 127700 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные издержки рассчитаем по формуле:

$$I_{\Sigma} = I_{\text{рео}} + I_{\Sigma\text{АМ}} + I_{\Delta\text{W}} + I_{\text{пр}} + \text{ФОТ}; \quad (135)$$

$$I_{\Sigma} = 56350 + 136600 + 9139 + 9342 + 127700 = 330000 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты расчёта сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – издержки для электрооборудования

| Издержки, по проекту. | тыс. руб. |
|-----------------------|-----------|
| $I_{\text{рео}}$      | 56350     |
| $I_{\Sigma\text{АМ}}$ | 136600    |
| $I_{\Delta\text{W}}$  | 9139      |
| $I_{\text{пр}}$       | 127700    |
| $I_{\Sigma}$          | 330000    |

## 8.6 Чистый дисконтированный доход

Сумма всех дисконтируемых на какой-либо момент поступлений и выплат, возникающих в результате реализации инвестиционного объекта, называется *чисто дисконтированным доходом*.

Чистый дисконтированный доход относится к интегральным (динамическим) критериям оценки экономической эффективности инвестиций и оперирует с показателями работы проектируемых объектов по годам расчетного периода с учетом фактора времени.

Чистый дисконтированный доход рассчитывается дисконтированием чистого потока платежей,  $\mathcal{E}_t$  который определяется как разность между притоками и оттоками денежных средств (без учета источников финансирования):

$$\mathcal{E}_t = Q_{pt} - I_{peo} - I_{np} - I_{\Delta W} + H_t \quad (136)$$

$$Q_{pt} = W \cdot T \quad (137)$$

$$Q_{pt} = 24,66 \cdot 10^6 \cdot 2,6 = 6412000 \text{ тыс.руб.},$$

где  $W$  – электроэнергия, потребленная потребителями сетевого предприятия за год (кВт)

$T$  – тариф на электроэнергию 2,6 (руб/кВт×час) (Согласно приложению № 1 к приказу управления государственного регулирования цен и тарифов Амурской области от 27.03.2015) (drsk.ru)

Налог на прибыль:

$$H_t = (Q_{pt} - I_{peo} - I_{\Sigma AM} - I_{\Delta W} - I_{np}) \cdot 0,24; \quad (138)$$

$$H_t = (6412000 - 56350 - 136600 - 9139 - 127700) \cdot 0,24 = 1492000 \text{ тыс. руб.}$$

Рассмотрим расчет чистого потока платежей для первых двух лет (инвестиции осваиваются в два этапа 60%, 40%, объект получает полную прибыль начиная со второго года т.к. введено основное оборудование)



Сумма дисконтированных чистых потоков платежей – чистый дисконтированный доход (ЧДД), или чистая текущая стоимость, определяемая следующим образом:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=0}^{T_p} \left[ \frac{\text{Э}_t}{(1+E)^t} \right], \quad (139)$$

где  $T_p = 20$  лет – расчетный период;

$E = 1,08$  о.е. – норматив дисконтирования.

$$\text{ЧДД} = \frac{6412000 - 1934000 - 1492000 - 0}{(1+1,08)^3} = 2370383 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчёта приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Чистый дисконтированный доход

| Год | ЧДД      | ЧДД с нарастающим итогом |
|-----|----------|--------------------------|
| 0   | 0        | 0                        |
| 1   | -2617963 | -2617963                 |
| 2   | -2806927 | -5424890,3               |
| 3   | 2370383  | -3054507,2               |
| 4   | 2194799  | -859708,05               |
| 5   | 2032221  | 1172513,38               |
| 6   | 1881687  | 3054199,88               |
| 7   | 1742302  | 4796502,2                |
| 8   | 1613243  | 6409745,09               |
| 9   | 1493743  | 7903488,51               |
| 10  | 1383096  | 9286584,26               |
| 11  | 1280644  | 10567228,5               |
| 12  | 1185782  | 11753010,2               |
| 13  | 1097946  | 12850956,2               |
| 14  | 1016617  | 13867572,8               |
| 15  | 941311,7 | 14808884,6               |
| 16  | 871584,9 | 15680469,5               |
| 17  | 807023,1 | 16487492,6               |
| 18  | 747243,6 | 17234736,2               |
| 19  | 691892,2 | 17926628,4               |
| 20  | 640640,9 | 18567269,4               |

Критерием финансовой эффективности инвестиций в инвестиционный проект является условие  $\text{ЧДД} > 0$ ; тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала).

Для определения эффективности инвестиционного проекта строится график жизненного цикла.

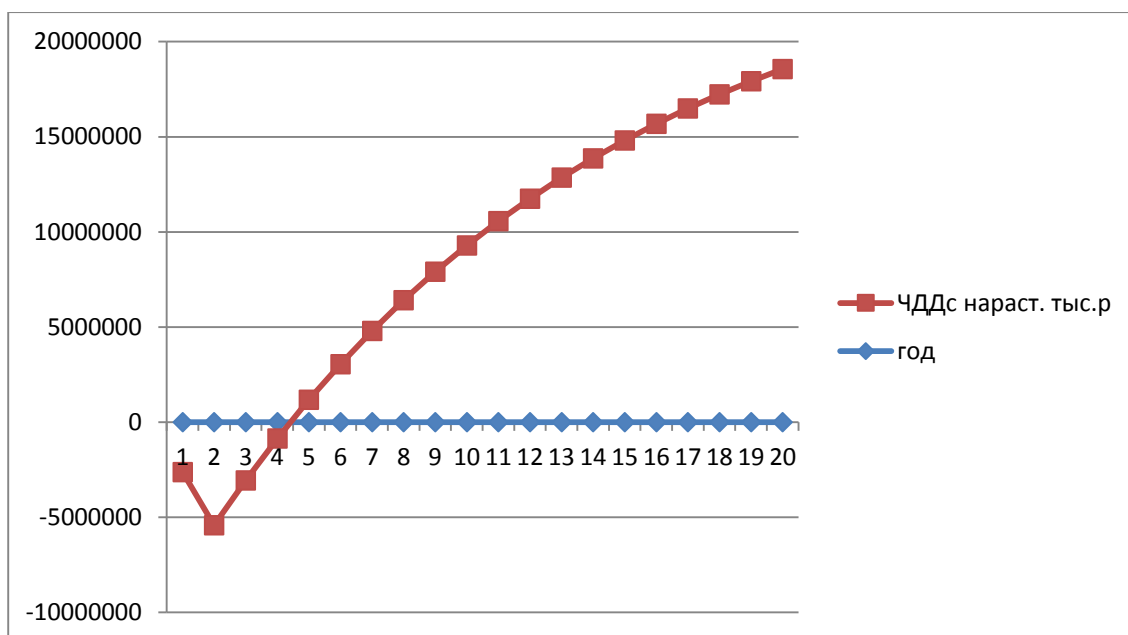


Рисунок 8 – График оценки экономической эффективности

Расчет экономической эффективности инвестиций показал, что срок окупаемости проекта составляет 4,5 года. Данный срок окупаемости можно характеризовать как реальный.

Из приведенного выше графика видно, что затраченные средства на строительство и реконструкцию данного проекта не значительно повлияют на прибыль, полученную в результате передачи и распределении электрической энергии.

## 9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В данном дипломном проекте объектом проектирования является: воздушная линия 220 кВ, поэтому будут рассмотрены такие части безопасности жизнедеятельности как:

- требования к персоналу, выполняющему монтажные работы;
- безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга»;
- безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС Сковородино; порядок приемки электроустановок в эксплуатацию;
- экологичность, загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом;
- чрезвычайные ситуации, пожар на подстанции «Сковородино» и основные противопожарные мероприятия

### 9.1 Безопасность

Безопасность - состояние деятельности, при которой с определенной вероятностью исключаются потенциальные опасности, влияющие на здоровье человека. Безопасность следует понимать как комплексную систему мер по защите человека и среды обитания от опасностей, формируемых конкретной деятельностью. Чем сложнее вид деятельности, тем более комплексна система защиты (безопасность этой деятельности). Комплексную систему в условиях производства составляют следующие меры защиты: правовые, организационные, экономические, технические, санитарно-гигиенические, лечебно-профилактические.

#### 9.1.1 Требования к персоналу, выполняющему монтажные работы

Работники, принимаемые для выполнения работ в электроустановках, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру работы. При отсутствии профессиональной подготовки такие работники должны быть обучены (до допуска к самостоятельной работе) в

специализированных Центрах подготовки персонала (учебных комбинатах, Учебно-тренировочных центрах и т.п.). Также необходимо отметить следующие требования к персоналу, выполняющему монтажные работы:

1) работники электромонтажных организаций периодически должны проходить медицинское освидетельствование;

2) перед началом электромонтажных работ на территории строящейся ВЛ или подстанции с рабочими необходимо провести инструктаж по общим правилам ТБ и особым условиям работы;

3) по окончании инструктажа лицо, проводившее его, делает запись в “Журнале регистрации инструктажа по технике безопасности на рабочем месте”;

4) административно-технический персонал, бригадиры и члены бригады должны обеспечивать высокую трудовую дисциплину в бригаде (звене), соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, правил техники безопасности и выполнять указания, полученные при инструктажах;

5) лица, нарушившие требования правил техники безопасности несут персональную ответственность в дисциплинарном, административном или уголовном порядке;

6) нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается;

7) электромонтажные работы на территории ПС разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- ✓ соответствующее медицинское освидетельствование;
- ✓ вводный инструктаж;
- ✓ обучение безопасным методам труда;
- ✓ проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- ✓ первичный инструктаж;

✓ стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

8) все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спец обувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм;

9) все лица, находящиеся на строительном-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

Средства защиты с просроченным сроком годности использовать запрещается.

Все работы со стальными тросами должны выполняться в рукавицах.

На каждом объекте монтажа ВЛ Сковородино – Тында, Сковородино – БАМ-тяга и ПС Сковородино должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

Все работающие на монтажной площадке должны быть обеспечены питьевой водой в соответствии с санитарными требованиями.

На строительном-монтажной площадке должны быть оборудованы туалеты в соответствии с санитарными нормами.

9.1.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушных линий электропередачи 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга».

На участке, где выполняются работы по монтажу и ремонту воздушных линий электропередачи 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга», опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливать ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в тёмное время достаточно освещены.

Работы по монтажу и ремонту воздушных линий электропередачи «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга» связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

Электромонтажники должны быть обучены сигналам, согласно которым регулируется подъем грузов на высоту или его опускание. При подъеме на стальные опоры при отсутствии вышки или подъемника допускается применение лестниц, которые должны быть надежными и устойчивыми.

Во избежание ушибов и ранений в результате падения с высоты каких-либо деталей или инструментов запрещается находиться под опорой, люлькой подъемника или корзиной вышки во время производства работы, а так же не разрешается сбрасывать какие-либо предметы с высоты опоры. При подъеме на опору тяжелых деталей оборудования необходимо пользоваться специальной веревкой, перекинутой через блок, при этом подъем груза производит рабочий, стоящий внизу и находящийся несколько в стороне от поднимаемого предмета.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

Так как ВЛ 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга» будет пересекать автомобильные дороги, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ; в

этом случае в надлежащих местах устанавливают предупредительные плакаты и сторожевые посты.

### 9.1.3 Безопасность при эксплуатации ОРУ 220 кВ ПС «Сковородино»

Электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния ПС «Сковородино» должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы подстанции усилия, нагрев, электрическая дуга или другие сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли привести к повреждению оборудования и возникновению КЗ или замыкания на землю, а также причинить вред обслуживающему персоналу;

2) при нарушении нормальных условий работы подстанции была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному осмотру, замене и ремонтам без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

На «НПС № 40 и № 41» устанавливаются открытые ножевые разъединители. При их использовании для отключения и включения токаненагруженных трансформаторов, зарядного или уравнивающего тока линий электропередачи, тока замыкания на землю расстояния между токоведущими частями и от токоведущих частей до земли должны соответствовать требованиям настоящей главы и специальных директивных документов.

Строительные конструкции, находящиеся вблизи токоведущих частей и доступные для прикосновения персонала, не должны нагреваться от

воздействия электрического тока до температуры 50°C и выше; недоступные для прикосновения — до 70°C и выше.

Конструкции могут не проверяться на нагрев, если по находящимся вблизи них токоведущим частям проходит переменный ток 1000 А и менее.

Во всех цепях РУ должна быть предусмотрена установка разъединяющих устройств с видимым разрывом, обеспечивающих возможность отсоединения всех аппаратов (выключателей, отделителей, предохранителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и т. п.) каждой цепи от сборных шин, а также от других источников напряжения.

В ОРУ 220 кВ ПС «Сковородино» должен быть предусмотрен проезд вдоль выключателей для передвижных монтажно-ремонтных механизмов и приспособлений; габарит проезда должен составлять как минимум 4 м по ширине и высоте, для того чтобы при проезде ремонтных механизмов не задеть высоковольтные провода, составляющую большую опасность для ремонтного персонала производящего ремонт оборудования.

Персонал, обслуживающий распределительное устройство, должен располагать схемами и указаниями по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

РУ высокого напряжения этой подстанции должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных действия персонала, блокировочные устройства должны быть всегда опломбированы.

#### 9.1.4 Порядок приемки электроустановок в эксплуатацию

Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами.

Установленное на ОРУ 220 кВ после реконструкции электрооборудование должно быть подвергнуто приемо-сдаточным испытаниям и введены в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям.

Перед приемкой в эксплуатацию ПС должны быть проведены:



- приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем подстанции;
- в период строительства и монтажа зданий и сооружений промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (ген-подрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой подстанции.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до приемки ОРУ в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию ВЛ 220 кВ «Сковородино – Тында» и «Сковородино – БАМ-тяга» необходимо произвести :

- 1) проверку изоляторов;
- 2) проверку соединений проводов;
- 3) измерение сопротивления заземления опор и тросов.

## **9.2 Экологичность**

В качестве вредных факторов на ПС всех уровней напряжений могут рассматриваться загрязнения окружающей среды трансформаторным маслом, изъятие земли для расширения старых и строительства новых ПС.

Рассматривая вопрос экологичности, можно отметить, что при несоблюдении определенных правил и норм из всего оборудования, установленного на подстанции, наибольшую опасность окружающей среде могут нанести трансформаторы, которые заливаются трансформаторным маслом.

### **9.2.1 Загрязнение окружающей среды трансформаторным маслом**

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора возможно растекание масла по земле. Для предотвращения

растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов (автотрансформаторов) с массой более 1т. и выше предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник. [8,гл. 4.2].

На ОРУ 220 кВ подстанций «Сковородино» и «Тында» установлено по два автотрансформатора наружной установки марки АДЦТН-63000/220/110/35.

Параметры автотрансформатора этой марки представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Параметры трансформатора АДЦТН- 63000/220/110/35

| Тип трансформатора     | Мощность, МВА | Масса, т |       | Габариты, мм |          |          |
|------------------------|---------------|----------|-------|--------------|----------|----------|
|                        |               | полная   | масла | <i>H</i>     | <i>L</i> | <i>B</i> |
| АДЦТН-63000/220/110/35 | 63            | 130      | 47    | 7300         | 9750     | 5250     |

Габариты маслоприемника для автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/110/35 при массе масла от 10 до 50 т должны выступать за габариты электрооборудования не меньше чем на 1,5 м.

При этом габарит маслоприемника принимается меньше на 0,5 м со стороны стены или перегородок располагаемых от трансформатора на расстоянии не менее 2 м.

Объем маслоприемника с отводом масла следует рассчитывать на единовременный прием 100 % масла, залитого в трансформатор.

На ПС «Сковородино» установлены маслоприёмники с отводом масла и с установкой металлической решётки на нём (поверх решётки насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м).

В пределах бортовых ограждений маслоприёмника гравийная засыпка содержится в чистом состоянии и не реже одного раза в год промывается, а в

случае невозможности её промывки (образование твёрдых отложений, появление растительности) осуществляется замена гравия. Незаглубленный маслоприемник следует выполнять в виде бортовых ограждений маслonaполненного оборудования. Высота бортовых ограждений должна быть не более 0,5 м над уровнем окружающей планировки.

Дно маслоприемника должно иметь уклон не менее 0,005 в сторону приямка и быть засыпано чисто промытым гранитным (либо другой непористой породы) гравием или щебнем фракцией от 30 до 70 мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25 м. Для удаления масла и воды из маслоприёмника установлены специальные маслоотводы. Диаметр маслоотводов выбран из расчета отвода 50% масла и полного количества воды от пожаротушения за 15 минут.

Сеть маслоотводов от трансформаторов (автотрансформаторов) выполняется в виде подземных трубопроводов из асбоцементных труб диаметром 300 мм за исключением участков пересечения с автодорогой, где они предусматриваются из чугунных труб того же диаметра. По сети маслоотводов масло поступает в маслосборник, удалённый от силового оборудования. Маслосборник выполнен закрытого типа.

Внутренние поверхности маслосборника, а также маслоприёмника защищены маслостойким покрытием. Емкость маслосборника рассчитывается на прием полного объема масла единичного автотрансформатора, содержащего наибольшее количество масла, а также расхода воды на тушение пожара.

Автотрансформаторы мощностью 63 МВА на напряжение 220 кВ, установленные на подстанциях «Сковородино» по паспортным данным имеют полную массу 130 т. Масса масла в трансформаторе составляет 47 т, а его объем вычисляется по выражению:

$$V = \frac{m}{\rho_m}, \quad (140)$$

где  $\rho_m$  - плотность трансформаторного масла.

Выберем масло марки Т-750. Для марки этого масла  $\rho_m = 895 \text{ кг/м}^3$ . Тогда объем выбранной марки масла равен:

$$V = \frac{47}{0,895} = 52,5 \text{ м}^3$$

Для автотрансформатора АТДЦТН-63000/220/110/35 принимаем прямоугольный незаглубленный маслоприёмник емкостью 53 м<sup>3</sup> с установкой металлической решетки на нём, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м. Зная объем, который занимает масло и площадь, отводимая под маслоприемник можно определить высоту забора маслоприемника.

Площадь маслоприёмника:

$$S = L' \cdot B' = 12,75 \cdot 8,25 = 105,2 \text{ м}^2, \quad (141)$$

где  $L' = L + \Delta = 9,75 + (2 \cdot 1,5) = 12,75 \text{ м}$  - длина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$L = 9,75 \text{ м}$  - длина трансформатора;

$\Delta = 1,5 \text{ м}$  - размер выступа за габариты единичного электрооборудования, зависящий от массы трансформаторного масла находящегося в электрооборудовании, при массе трансформаторного масла от 10 до 50т;

$B' = B + \Delta = 5,25 + (2 \cdot 1,5) = 8,25 \text{ м}$  - ширина трансформатора с учетом выступов за габариты единичного электрооборудования;

$B = 5,25 \text{ м}$  - ширина трансформатора.

Отсюда высота маслоприемника равна:

$$h = \frac{V}{S} + h_1, \quad (142)$$

где  $h_1 = 0,25 \text{ м}$  - толщина гравийной засыпки.

$$h = \frac{52,5}{105,2} + 0,25 = 0,75 \text{ м.}$$

Зная площадь и высоту маслоприемника можно найти его объем:

$$V_{МП} = S \cdot h \text{ м}^3, \quad (143)$$

$$V_{МП} = 105,2 \cdot 0,75 = 78,9 \text{ м}^3.$$

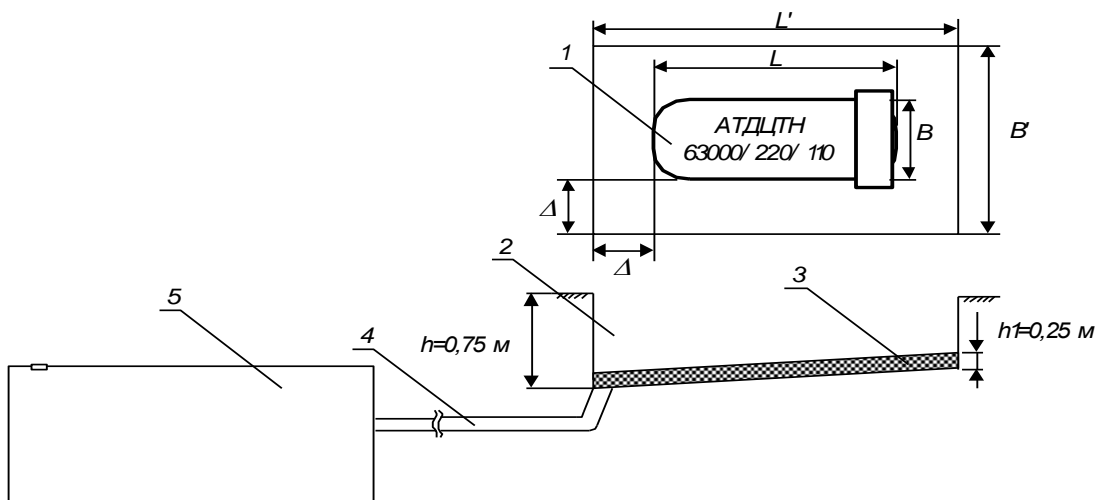


Рисунок 9 – Схема включающая автотрансформатор, маслоприемник, маслоотвод, маслосборник и гравийную засыпку.

На рисунке показаны: 1 – автотрансформатор; 2 – маслоприёмник; 3 – гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник.

Маслосборник вмещает 100% масла наиболее мощного трансформатора и 80% воды от пожаротушения, поступающей в течении 30 минут со скоростью  $0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$ . Определим, сколько воды расходуется за этот период ( $30_{\text{мин}} = 1800_{\text{сек}}$ ):

$$Q_B = 0,2 \cdot 1800 = 360 \text{ л/м}^2 \quad (144)$$

Зная габариты трансформатора, можно найти площадь поверхности, на которую поступает вода на пожаротушение.

$$S' = 2 \cdot [(H \cdot B) + (H \cdot L)] = 2 \cdot [(7,3 \cdot 5,25) + (7,3 \cdot 9,75)] = 219 \text{ м}^2 \quad (145)$$

Зная площадь поверхности, на которую поступает вода и её количество, можно найти объём воды необходимый на пожаротушение.

$$V' = S' \cdot 360 \cdot 0,001 \cdot \frac{80 \%}{100 \%} = 63 \text{ м}^3 \quad (146)$$

При загрязнении трансформаторного масла требуется его замена на свежее. Для этого производится слив масла из трансформаторов.

Перед началом сливных операций должны проверяться правильность открытия всех сливных устройств и задвижек, а также плотность соединений гибких шлангов и труб. Наконечники шлангов должны изготавливаться из материала, исключающего возможность искрообразования при ударе.

Нижний слив масла допускается только через герметизированные сливные устройства. Запрещается слив масла в открытые сливные люки, а также во время грозы.

При открытии сливных устройств должны применяться инструмент, фланцевые и муфтовые соединения или приспособления, не дающие искрообразования. Во время слива указанного вида жидкости должны применяться переносные лотки или кожухи для исключения разбрызгивания.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприёмнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений (подтяжка фланцев, заварка трещин) с соблюдением мер безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

Маслоочистительные установки (сепараторы), установленные стационарно, должны иметь исправную дренажную систему, а приёмный бак грязного масла – мерное стекло с защитным кожухом от повреждений. Под фильтр - прессами должны устанавливаться поддоны для сбора масла и удаления его в специальную ёмкость.

Слив масла из трансформаторов и реакторов на ремонтной площадке должен осуществляться путём подключения переносных шлангов к

централизованной разводке маслопроводов маслохозяйства и с использованием специальных баков для этих целей. После сливных операций необходимо убирать всё пролитое масло.

### **9.3 Чрезвычайные ситуации**

В качестве чрезвычайной ситуации рассмотрим пожар на подстанции «Сковородино» и основные противопожарные мероприятия.

Пожарная опасность электроустановок связана с применением горючих изоляционных материалов: резины, лаков, масел и т.п. Причины пожара на производстве:

1. нарушение, связанное с технологическим режимом;
2. неисправленное электрооборудование;
3. неправильное устройство электрооборудования;
4. конструктивные недостатки;
5. несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться ”Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Порядок тушения пожара на энергообъекте:

1) Первый заметивший возгорание обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

2) Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

3) После определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара

силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников.

4) До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта.

Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

5) Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

6) Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

7) Работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения).

8) Недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением. Также во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

Так как, на подстанции «Сковородино» установлено два автотрансформатора марки АДЦТН-63000/220/110/35, единичная мощность автотрансформатора составляет 63 МВ·А то на подстанции предусматривается противопожарный водопровод с питанием от существующей внешней сети

Кроме этого, как уже было сказано, с целью ограничения пожара в слу-



чае загорания масла под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

Трансформаторы и другие электроустановки, расположенные рядом с источником возгорания, следует защищать от действия высокой температуры (лучше всего распыленной водой). Во избежание увеличения площади пожара горячее масло не следует тушить компактными водяными струями. Методы тушения другой маслonaполненной аппаратуры не отличаются от методов тушения трансформаторов - отключение аппарата со всех сторон и тушение всеми имеющимися подручными средствами.

При тушении щитов управления, релейных панелей, являющихся наиболее ответственной частью электроустановки, следует сохранить аппаратуру, установленную на них.

Пожарный инвентарь, первичные средства пожаротушения и щиты для их хранения должны находиться на видных местах, иметь свободный доступ и должны быть окрашены масляной краской в красный цвет.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели. В случае необходимости тушения пожара без снятия напряжения прикасаться к кабелям, проводам и аппаратуре запрещается.

Помещение аккумуляторной ОПУ относится к взрывоопасным класса В-1а в период формовки батарей и заряда их после ремонта.

Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

Для пожаротушения на подстанции «Сковородино» предусматриваются следующие средства: четыре химических пенных (ОХП-

10) и четыре углекислотных (ОУ- 8) огнетушителя, два ящика с песком объёмом 0,5 м<sup>3</sup> расположены непосредственно около автотрансформаторов и укомплектованы совковыми лопатами, так же около автотрансформаторов расположены два щита с противопожарным инвентарём (лопаты, кирки, ломы и т.д.).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был произведен расчёт варианта развития электрической сети 220 кВ Западного энергорайона Амурской области, в связи с вводом новых ЛЭП.

Произведен расчёт существующего режима участка сети, разработаны варианты подключения новых линий и выбран оптимальный. Рассчитаны прогнозируемые нагрузки и выбраны новые элементы сети.

Произведен расчёт реконструкции подстанции «Сковородино». Выполнено проектирование электрической части реконструируемых ячеек и новой ячейки ОРУ 220 кВ. На ОРУ рассчитано защитное заземление, выполненное в виде сетки, вертикальных и горизонтальных проводников. Спроектирована система молниезащиты.

Спроектированные линии электропередачи 220 кВ «Сковородино-Тында» и «Сковородино-БАМ-тяга» одноцепные выполнены на опорах промежуточных «Стальная промежуточная одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ (П220-3)» и анкерных опорах «Стальная анкерная (угловая) одноцепная свободностоящая опора ВЛ 220 кВ (У220-2+1) с подвеской проводов АС-300/39. В качестве подвесных и натяжных изоляторов выбраны изоляторы ЛК – 70/220. Предусмотрены зажимы: поддерживающие – глухие и натяжные – болтовые. Фактические коэффициенты запаса прочности изоляторов и арматуры соответствуют нормам.

Рассчитан установившийся режим развития электрической сети (максимальный, минимальный и послеаварийный). Пришли к выводу, что все параметры в пределах допустимого.

Был произведен расчет сроков окупаемости вложенных инвестиций на строительство новых ЛЭП. В результате расчетов было выявлено, что он равен 4,5 года. Ввод новых линий является достаточно быстро окупаемыми.

Были выбраны организационно-технические мероприятия и меры безопасности при монтаже и эксплуатации ОРУ 220 кВ подстанции

«Сковородино», новых линий электропередачи. Определены мероприятия для обеспечения пожарной безопасности на подстанциях.

Можно сделать вывод, что спроектированная сеть сможет поддерживать соответствующее электроснабжение, в связи с развитием потребителей, питающихся от данного участка сети Западного энергорайона Амурской области.

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2013.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2011.
- 3 Межотраслевые правила по охране техники труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. М.: НЦ ЭНАС., 2001.
- 4 Мучин, П.В. Безопасность жизнедеятельности: Учебное пособие для вузов. Новосибирск.: СГТА, 2003. - 276 с.
- 5 Неклепаев, Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций / Б. Н. Неклепаев, Крючков И. П. – Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования : учеб.пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 2007. - 608 с.
- 6 Правила устройства электроустановок: нормативно-технич. материал. – 7-е изд. – М. :Энергосервис, 2012. – 280с.
- 7 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей
- 8 Приказ Минэнерго России от 1 марта 2016 г. № 147 «Об утверждении схемы и программы развития Единой энергетической системы России на 2016-2022 гг.»
- 9 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М. : 2012. – 151 с.
- 10 Рожкова, Л.Д., Электрооборудование электрических станций и подстанций/ Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – 4-е изд., стер. – М.: Издательский центр «Академия», 2007. – 448 с.
- 11 Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» (3-е издание с изменениями и дополнениями). РД 153-34.0-03.301-00. – СПб.: Издательство НЦ ЭНАС, 2004.-154 с.

12 Рожкова Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций. - М.: Энергоатомиздат, 1987. - 648 с.

13 Руководящий документ «Методические указания по эксплуатации трансформаторных масел» РД 34.43.105-89 - М.: СПО «Союзтехэнерго» 1989, - 87 с.

14 Растрвин. Ру [Электронный ресурс] : офиц. сайт. – 02.01.2011. – Режим доступа :<http://www.rastrwin.ru>. – 21.04.2016

15 Файбисович, Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей : / Д. Л. Файбисович, И. Г. Карапетян – М. : НТФ «Энергосетьпроект», 2012. – 376 с.