

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

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция воздушной линии 35 кВ А-3 – Луговая - Соллерс

Исполнитель

студент группы 942-об2

подпись, дата

А.Д. Царегородцев

Руководитель

профессор, канд.техн.наук

подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант по

безопасности и

экологичности, доцент

канд.техн.наук

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2023

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

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Царегородцева Андрея Дмитриевича

1. Тема выпускной квалификационной работ Реконструкция воздушной линии 35 кВ А-3 – Луговая – Соллерс

(утверждено приказом от 03.04.2023 № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема ПС, перечень потребителей, нормативно-справочная литература: ПУЭ, ГОСТы, ПТЭ, ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): 1. Энергоэкономическая характеристика района проектирования. 2. Характеристика центра питания. 3. Состояние электрических сетей района реконструкции. 4. Прогнозирование нагрузки. 5. Характеристика и анализ режимов существующей сети. 6. Разработка и технический анализ двух вариантов реконструкции электрических сетей. 7. Выбор оптимального варианта реконструкции электрической сети. 8. Расчет токов короткого замыкания. 9. Выбор высоковольтного оборудования. 10. Оценка грозоупорности ВЛ. 11. Молниезащита и заземление подстанции Луговая. 12. Релейная защита. 13. Безопасность и экологичность проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 1. Однолинейная схема ПС. 2. Разрезы плана ПС. 3. План заземления молниезащиты. 4. Расчет режима существующей сети. 5. Выбор оптимального варианта развития сети. 6. Релейная защита трансформатора.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов): Безопасность и экологичность – А.Б.Булгаков

7. Дата выдачи задания 19.04.2023

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В. профессор, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 19.04.2023

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 101 с., 5 рисунков, 28 таблиц, 30 источников

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СЕТЬ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, МОЩНОСТЬ, РЕЖИМ, ВЫСОКОВОЛЬТНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, НАПРЯЖЕНИЕ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ГРОЗОУПОРНОСТЬ, НАДЕЖНОСТЬ

В данной выпускной квалификационной работе разработан вариант реконструкции электрических сетей напряжением 35кВА-3-Луговая-Соллерс, расположенных на территории Приморского края.

Рассмотрены варианты развития электрической сети 35 кВА-3-Луговая-Соллерс Приморского края в связи с увеличением потребления электроэнергии. Проведен технико-экономический анализ вариантов, и выбор оптимального варианта электроснабжения.

В ходе проектирования решены такие задачи как:

- выбор и проверка силового оборудования;
- проектирование ВЛ;
- выбор устройств релейной защиты линии;
- оценка экономической эффективности проекта;
- оценка надежности электроснабжения;
- оптимизация установившегося режима с целью минимизации потерь активной мощности;
- анализ опасных вредных факторов, которые могут действовать на человека и окружающую среду при реализации проекта, а также при эксплуатации линии электропередачи

ПЕРЕЧЕНЬ СОКРАЩЕНИЙ

| | | |
|----------|---|---|
| АВР | - | автоматический ввод резерва |
| АПВ | - | автоматически повторное включение |
| ВЛ | - | воздушная линия |
| ВН | - | высокое напряжения |
| ДЗТ | - | дифференциальная защита трансформатора |
| ЗРУ | - | закрытое распределительное устройство |
| КРМ | - | компенсация реактивной мощности |
| КРУ | - | комплектное распределительное устройство |
| К.З. | - | короткое замыкание |
| КЛ | - | кабельная линия |
| ЛЭП | - | линия электропередачи |
| МПУ РЗиА | - | микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики |
| НН | - | низкое напряжение |
| ОРУ | - | открытое распределительно устройство |
| ОПН | - | ограничители перенапряжения |
| ПС | - | подстанция |
| РЗ и А | - | релейная защита и автоматика |
| РУ | - | распределительное устройство |
| СИП | - | самонесущие изолированные провода |
| ТТ | - | трансформатор тока |
| ТО | - | токовая отсечка |
| ТН | - | трансформатор напряжения |
| ТП | - | трансформаторная подстанция |
| УЗО | - | устройство защитного отключения |

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| Введение | 6 |
| 1. Краткая характеристика района проектирования | 8 |
| 2. Характеристика существующего центра питания | 10 |
| 3. Текущее состояние электрических сетей в районе реконструкции | 11 |
| 4. Перспективный прогноз изменения нагрузки рассматриваемой сети | 14 |
| 5. Описание и анализ режимов существующей сети | 16 |
| 6. Сравнение проектируемых вариантов реконструкции электрической сети | 22 |
| 7. Определение оптимального варианта реконструкции электрической сети | 30 |
| 8. Расчет токов короткого замыкания | 36 |
| 9. Выбор высоковольтного оборудования | 41 |
| 10. Оценка грозоупорности ВЛ | 53 |
| 11. Расчет молниезащиты и заземления подстанции Луговая | 63 |
| 12. Расчет параметров релейной защиты | 70 |
| 13. Безопасность и экологичность проекта | 82 |
| 13.1 Безопасность проекта | 82 |
| 13.2 Экологичность проекта | 86 |
| 13.3 Чрезвычайные ситуации | 90 |
| Заключение | 98 |
| Библиографический список | 99 |

ВВЕДЕНИЕ

Обеспечение надежного и качественного электроснабжения в соответствии с национальными стандартами является приоритетной задачей энергоснабжающих организаций. Система электроснабжения должна обеспечивать:

- необходимую надежность электроснабжения потребителей;
- качество электроэнергии - нормированную частоту и напряжение электрического тока;
- возможность подключения дополнительных мощностей;
- адекватные средства автоматизации и системы учета электроэнергии, а также техническое обслуживание;
- электрическую и экологическую безопасность.

Система электроснабжения представляет собой постоянно развивающуюся систему. Она испытывает непрерывный рост нагрузок в связи с появлением новых потребителей, усилением электрификации домохозяйств, повышением требований к социально-культурному уровню жизни и другими факторами. Существующая схема сети в Лазовском районе Приморского края не соответствует требованиям надежности и качества электроэнергии.

Целью итоговой квалификационной работы является повышение надежности электроснабжения потребителей, улучшение качества электроэнергии, путем увеличения пропускной способности сети. Для достижения поставленной цели необходимо разработать различные варианты реконструкции электрической сети, из которых на основе технико-экономических расчетов выбирают оптимальное решение. Процесс проектирования включает в себя такие задачи, как расчет токов короткого замыкания, выбор силового оборудования и проведение анализа потока нагрузки, токов короткого замыкания, выбор энергетического оборудования, расчет механической части воздушных линий электропередачи, расчет надежности электроснабжения, выбор устройств релейной защиты и

определение параметров установившегося режима электрической сети. Также необходимо учесть вопросы безопасности строительства, эксплуатации, а также экологического влияния в связи с вводом новых энергетических объектов.

Работа выполнена с использованием лицензионных программ, таких как RastrWin 3 (для расчета электрической нагрузки), РТС Mathcad 15 и Microsoft Office Visio (для графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Владивосток — город и порт, расположенный на Дальнем Востоке России. Он служит политическим, культурным, научным, образовательным и экономическим центром региона. Административный центр Приморского края, Владивостокский городской округ, с 13 декабря 2018 года — центр Дальневосточного федерального округа. Город расположен на полуострове Муравьева-Амурского и включает в себя пять сельских поселений и острова в Петровской Большой залив Японского моря.

Владивосток имеет умеренный муссонный климат, характеризующийся отчетливой и контрастной сменой сезонных воздушных масс. Тем не менее, город обладает одними из самых благоприятных климатических условий на территории всего Дальнего Востока России.

Зимний период (с ноября по март) характеризуется морозной, сухой и ясной погодой, чему способствует движение сухого холодного воздуха с северных и северо-западных зимних муссонных ветров. Средняя скорость ветра в этот период составляет 6-9 м/с. Снегопад минимальный, от 14 до 24 мм, влажность воздуха 59-60%. В первой половине зимы возможны обильные, часто мокрые снегопады, способные повредить деревья.

Весной преобладают юго-восточные ветры со средней скоростью 6,4 м/с. Погода остается прохладной, несмотря на высокую влажность. Поздней весной бывают изморось и туман с осадками от 7 до 26 мм.

Лето во Владивостоке можно разделить на два отчетливых периода. Впервые половину лета характерна прохладная и пасмурная погода, часто с моросью и туманом. Вторая половина более теплая, с преобладанием юго-восточных ветров и средней скоростью 5,3-5,8 м/с. Летом типичны тайфуны с обильными осадками, сопровождающиеся значительным усилением скорости ветра, достигающей в 5-8 раз большей скорости, в пределах от 20 до 35 м/с. Влажность воздуха достигает максимальных показателей 87-91%. Летний климат длится с конца июня до конца сентября.

В первой половине календарной осени преобладает теплая, сухая и солнечная погода. Сентябрь характеризуется юго-восточными ветрами, а в октябре и ноябре наблюдается переход к северным ветрам. К зиме количество осадков постепенно уменьшается. Первые заморозки обычно бывают в начале ноября.

Среднегодовая температура воздуха в городе составляет 5,1 °С. Самым теплым месяцем является — август с температурой 20,0 °С, а самый холодный — январь с температурой -11,9 °С. Самая высокая зарегистрированная температура +33,6 °С была зарегистрирована 16 июля 1939 г. и 17 июля 1958 г., а самая низкая температура -30,0 °С была зафиксирована 10 января 1931 г. Температура воды в августе и начале сентября колеблется от от +21 до +23 °С (максимум +26,5 °С). Из-за сложного рельефа сумма активных температур воздуха в окрестностях города колеблется в пределах 2200–2800 °С.

Среднегодовой уровень осадков составляет 840 мм. Рекордное максимальное количество осадков за сутки составило 243,5 мм, которое произошло 13 июля 1989 года во время тайфуна «Джуди». Абсолютный максимум осадков за месяц, 521 мм, отмечен в августе 2019 года. Среднегодовое атмосферное давление составляет 763 мм рт.ст.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

| | |
|---|------|
| Климатическая зона | II |
| Среднегодовая температура, °С | 4 |
| Абсолютный минимум, °С | -30 |
| Абсолютный максимум, °С | 33,6 |
| Район по ветровому давлению | IV |
| Район по толщине стенки гололеда | IV |
| Число грозных часов в год | 20 |
| Нормативная глубина промерзания грунта, м | 1,41 |
| Удельное сопротивление грунта $\rho_{изм}$, Ом·м | 500 |

2 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕГО ЦЕНТРА ПИТАНИЯ

Электроснабжение района осуществляется от подстанции 220кВ «Зеленый угол», получающей электроэнергию по одной линии 110 кВ от Восточной ТЭЦ.

Восточная тепловая электростанция (ТЭС) — парогазовая электростанция, вырабатывающая как электрическую, так и тепловую энергию. Установленная электрическая мощность станции составляет 139,5 МВт, тепловая – 432 Гкал/ч. В качестве топлива она использует природный газ поступающий с сахалинских месторождений. Основное оборудование станции включает в себя три газотурбинные установки LM 6000 PF Sprint, производства фирмы General Electric, три котла-утилизатора КУВ-46,4-130, три пиковых водогрейных котла КВ-ГМ-116,3-150 и два паровых котла ТТ-200.

РУ на 110 кВ ПС Зеленый угол выполнено по схеме: одна рабочая секционированная выключателями обходная системы шин. РУ имеет два трансформаторных и три линейных присоединения, к одному из которых возможно подключение новой линии. РУ 220 кВ и РУ 35 кВ выполнены по схеме: одна секционированная система шин (рисунок 1).

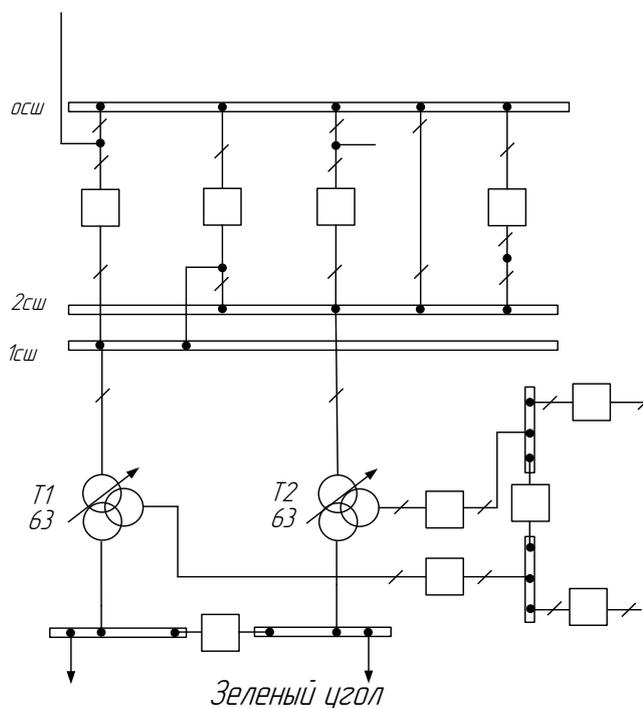


Рисунок 1 – Упрощенная схема ПС Зеленый угол

3 ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ В РАЙОНЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

При проектировании развития электрических сетей должна быть обеспечена экономическая сторона их расширения и эксплуатации с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с существующими. Поэтому необходимо дать характеристику электрической сети, включая ее конфигурацию, схемы подключения и схемы распределительных устройств подстанций, а также описание линий электропередачи и трансформаторов, а также перечень оборудования подстанций, планируемого к реконструкции. .

Энергосистема Приморского края действует в составе Дальневосточной энергосистемы (ДВЭС). Расположено на территории Приморского края и входит в зону деятельности Филиала «СО ЕЭС» Приморское РДУ.

Район сети характеризуется рассредоточенным присутствием относительно маломощных потребителей электроэнергии на значительной территории.

По конфигурации рассматриваемая сеть относится к радиальным. Такая сеть является наиболее рентабельной, но обеспечивает самый низкий уровень надежности.

Исходя из типа конфигурации сети и возможных схем подключения подстанций, можно выделить следующие схемы подключения:

- тупиковые схемы - питаются одной или двумя радиальными линиями;
- ответвительные – подключаются к одной или двум проходящим ЛЭП в точках ответвления;
- проходные – присоединяемые к сети путем захода одной линии.

Основные схемы электрического соединения подстанций в сеть реализуются с помощью структурных схем распределительных устройств (СРУ).

Характеристики линий электропередачи (ЛЭП) и трансформаторов приведены в таблицах 2 и 3 соответственно.

Таблица 2 – Описание линий электропередачи существующей сети

| Наименование линии | Год ввода в эксплуатацию | U, кВ | Длина, км | Марка провода |
|--------------------|--------------------------|-------|-----------|---------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Зеленый угол - А | 2011 | 110 | 3,5 | АС-240 |
| А - 3 | 1936 | 35 | 4,3 | АС-150 |
| 3 – Луговая | 1986 | 35 | 2,3 | АС-70 |
| Луговая - Соллерс | 2006 | 35 | 0,4 | АС-120 |

Таблица 3 – Данные по силовым трансформаторам

| Наименование ПС | Диспетчерский номер | Тип трансформатора |
|-----------------|---------------------|----------------------|
| 1 | 2 | 3 |
| А | Т-1 | ТДТН-40000/110/35/10 |
| А | Т-2 | ТДТН-40000/110/35/10 |
| 3 | Т-1 | ТД-10000/35 |
| 3 | Т-2 | ТД-10000/35 |
| Луговая | Т-1 | ТМН-6300/35 |
| Луговая | Т-2 | ТМ-4000/35 |
| Зеленый угол | Т-1 | АТДЦТН-63000/220/110 |
| Зеленый угол | Т-2 | АТДЦТН-63000/220/110 |
| Соллерс | Т-1 | ТМН-4000/35/10 |
| Соллерс | Т-2 | ТМН-4000/35/10 |

Большая часть трансформаторов отработала свой нормативный срок службы и находится в неудовлетворительном физическом состоянии.

Основные проблемы функционирования рассматриваемой сети

В следствии большой протяженности ВЛ 35 кВ А – 3 – Луговая – Соллерс и установленного провода малого сечения АС-70 отклонение напряжения у потребителей превышает нормативнодопустимые значения согласно ГОСТ 13109-97.

Подключение новых потребителей к действующим подстанциям 35кВ рассматриваемого района практически невозможно в связи с износом значительной части электрических сетей и превышением ими нормативного срока службы сети находятся в неудовлетворительном физическом состоянии и

требуют реконструкции и замены. Для решения этих вопросов необходима реконструкция электрической сети с акцентом на увеличение ее пропускной способности и надежности.

4 ПЕРСПЕКТИВНЫЙ ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ НАГРУЗКИ РАССМАТРИВАЕМОЙ СЕТИ

Рассчитаем прогнозирование нагрузки для рассматриваемого сегмента сети. Для прогноза нагрузок и расчета вероятностных характеристик воспользуемся данными контрольных замеров соответствующих электростанций в 2022 г. Прогнозный расчет нагрузки приведен в приложении А.

Таблица 4 – Нагрузка на ПС

| ПС | Активная нагрузка, МВт | Реактивная нагрузка, Мвар |
|--------------|------------------------|---------------------------|
| Зеленый угол | 69,57 | 26,92 |
| А | 45,93 | 22,16 |
| З | 9,511 | 6,5 |
| Луговая | 5,54 | 3,79 |
| Соллерс | 2,64 | 1,71 |

Средняя и эффективная мощности определяются выражениями:

$$P_{cp} = \frac{P_{max}}{k_{max}}, \quad (1)$$

$$P_{эф} = P_{cp} \cdot k_{\phi}, \quad (2)$$

где P_{max} – максимальная мощность ПС за текущий год;

k_{max} – коэффициент максимума, равный 1,2;

k_{ϕ} – коэффициент формы, равный 1,1.

По формуле сложных процентов определяем максимальную, среднюю и эффективную прогнозируемую мощность для рассматриваемых подстанций:

$$P_{cp.прогн} = P_{cp} \cdot (1 + \varepsilon)^{t_{прогн} - t_0}, \quad (3)$$

где ε – относительный прирост электрической нагрузки;

$t_{\text{прогн}}$ – год, к которому приводится электрическая нагрузка;

t_0 – год начала отсчёта (первый в рассматриваемом промежутке).

Вероятностные характеристики реактивной мощности определяются путем умножения характеристики активной мощности на коэффициент реактивной мощности:

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

В таблицу 5 сведём рассчитанные нагрузки.

Таблица 5 – Спрогнозированная нагрузка существующих ПС до 2027 г.

| ПС | Активная нагрузка, МВт | | |
|--------------|-----------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | $P_{\text{СР}}, \text{МВт}$ | $P_{\text{ЭФ}}, \text{МВт}$ | $P_{\text{ПРОГ}}, \text{МВт}$ |
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Зеленый угол | 57,97 | 63,77 | 70,15 |
| А | 38,19 | 42,01 | 46,21 |
| 3 | 7,92 | 8,71 | 9,59 |
| Луговая | 4,62 | 5,07 | 5,58 |
| Соллерс | 2,2 | 2,42 | 2,66 |

5 ОПИСАНИЕ И АНАЛИЗ РЕЖИМОВ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ

Целью расчета электрической сети является определение рабочих параметров, выявление возможностей дальнейшего повышения эффективности сети и получение необходимых данных для решения будущих вопросов развития сети.

Электрический расчет включает в себя распределение активной и реактивной мощностей внутри сети, а также расчет напряжений на сборных шинах потребительских подстанций в нормальных и послеаварийных режимах работы.

Расчет начинается с разработки схемы замещения сети (рис. 5) и определения параметров замещения сети. Данная схема представляет собой аналог электрической сети 110 кВ и 35 кВ, включая подстанции Зеленый Угол, Соллерс, А, 3, Мингородок, Луговая, 1П.

Для каждой линии передачи вычисляем активное и реактивное (индуктивное) сопротивление и емкостное сопротивление. Для трансформаторов подстанций определяются активное и реактивное сопротивления, а также активная и индуктивная проводимости.

Для определения параметров ВЛ приведем удельные сопротивления и индуктивные проводимости проводников, используемых в рассматриваемой сети.

Таблица 6 – Погонные параметры ВЛ

| $U_{\text{НОМ}}$ | Провод | r_0 , Ом/км | x_0 , Ом/км | b_0 , мкСм |
|------------------|--------|---------------|---------------|--------------|
| 110кВ | АС-240 | 0,120 | 0,405 | 2,81 |
| 35кВ | АС-150 | 0,198 | 0,420 | 2,70 |
| | АС-120 | 0,244 | 0,410 | 2,66 |
| | АС-70 | 0,430 | 0,430 | 2,75 |

Определяем параметры ВЛ по следующим формулам:

$$R = r_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (5)$$

$$X = x_0 \cdot l, \text{ Ом}; \quad (6)$$

$$B = b_0 \cdot l, \text{ мкСм}. \quad (7)$$

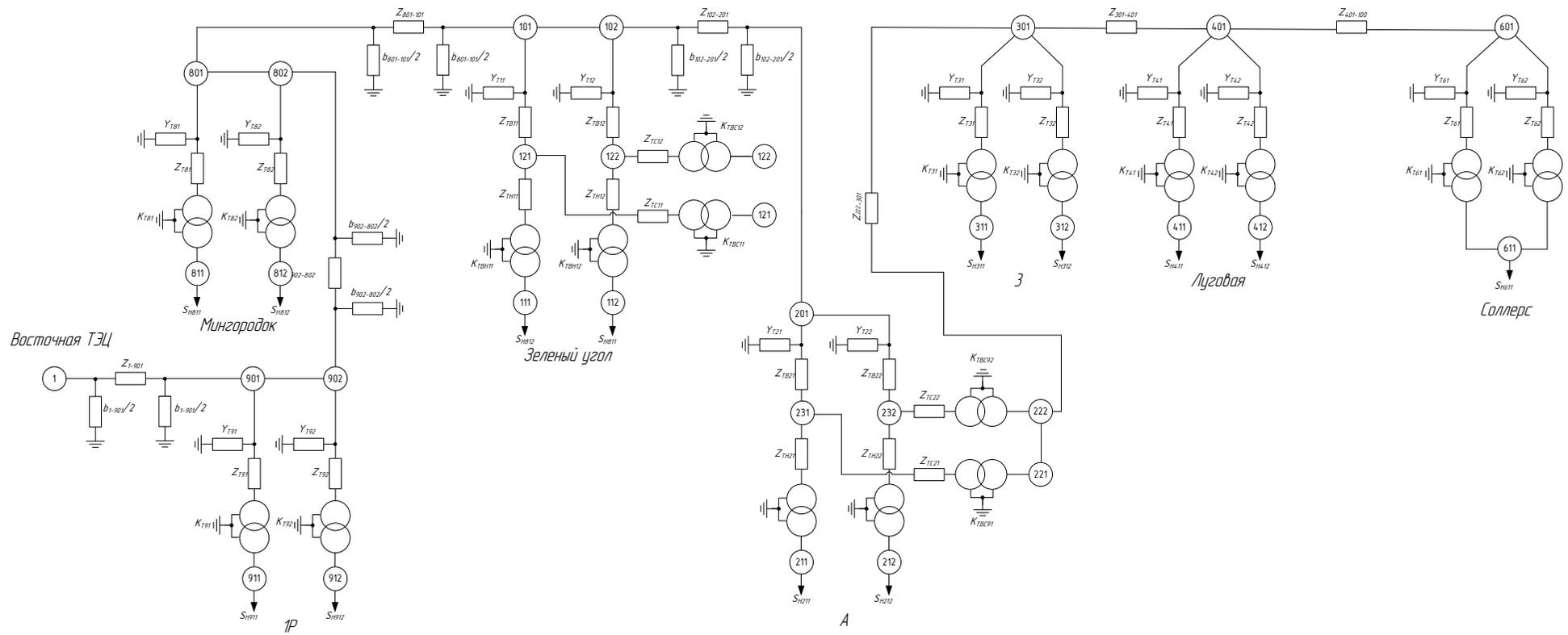


Рисунок 2 – Схема замещения электрической сети

Таблица 7 – Параметры линий электропередачи

| Линии | U, кВ | Марка провода | Длина, км | R, Ом | X, Ом | B, мкСм |
|-------------------|-------|---------------|-----------|-------|-------|---------|
| Зеленый угол - А | 110 | АС-240 | 3,5 | 0,21 | 0,71 | -4,91 |
| А - 3 | 35 | АС-150 | 4,3 | 0,43 | 0,91 | -5,81 |
| 3 – Луговая | 35 | АС-70 | 2,3 | 0,48 | 0,5 | -2,93 |
| Луговая - Соллерс | 35 | АС-120 | 0,4 | 0,05 | 0,09 | -0,53 |

Важным средством регулирования напряжения является выбор положения ответвлений на трансформаторах. Для выполнения операций переключения отводов необходимо отключить трансформатор от сети. Этот метод регулирования обычно называют переключением без возбуждения (ПБВ). Частая перестановка положений ПБВ при нормальной работе неудобна и не подходит для быстрого регулирования.

Одним из наиболее важных средств регулирования напряжения является использование трансформаторов с переключением ответвлений под нагрузкой (РПН). Принцип регулирования тот же, что и у ПБВ, но без отключения трансформатора от сети. Силовые трансформаторы с РПН имеют больше положений ответвления, чем трансформаторы с ПБВ (количество положений у ПБВ обычно равно 5), а диапазон регулирования напряжения РПН значительно шире.

Таблица 8 – Устройства регулирования напряжения

| Наименование ПС | Дисп. номер | Место уст. | Вид устр. рег | Кол. ступ. Регул. | Шаг регул., % | Вид устр. рег | Кол. ступ. регул. | Шаг регул., % |
|-----------------|-------------|------------|---------------|-------------------|---------------|---------------|-------------------|---------------|
| Зеленый угол | Т-1 | СН | РПН | 8 | 12 | ПБВ | - | - |
| Зеленый угол | Т-2 | СН | РПН | 8 | 12 | ПБВ | - | - |
| А | Т-1 | ВН | РПН | 9 | 1,78 | ПБВ | 2 | 2,5 |
| А | Т-2 | ВН | РПН | 9 | 1,78 | ПБВ | 2 | 2,5 |
| Соллерс | Т-1 | ВН | РПН | 6 | 2,5 | - | - | - |
| Соллерс | Т-2 | ВН | РПН | 6 | 2,5 | - | - | - |
| Луговая | Т-1 | ВН | РПН | 6 | 2,5 | - | - | - |
| Луговая | Т-2 | ВН | РПН | 6 | 2,5 | - | - | - |
| 3 | Т-1 | ВН | ПБВ | 2 | 2,5 | - | - | - |
| 3 | Т-2 | ВН | ПБВ | 2 | 2,5 | - | - | - |

Программный комплекс RastrWin используется для расчета, анализа и оптимизации режимов работы электрических сетей и систем. Он имеет следующие особенности:

Расчет установившихся режимов работы электрических сетей любого размера и сложности, при любом уровне напряжения обеспечивает комплексный расчет всех электрических параметров (токов, напряжений, потоков мощности, потерь активной/реактивной мощности) во всех узлах и ответвлениях электрической сети.

- Расчет установившихся режимов работы с учетом частот.
- Проверка логической и физической непротиворечивости входных данных.
- Расчет сетевого эквивалента.
- Оптимизация электрических сетей по уровням напряжения, потерям мощности и распределению реактивной мощности.
- Расчет положений переключателя ответвлений под нагрузкой (РПН).
- Расчет предельных состояний энергосистемы, определение критических участков ЛЭП.
- Анализ структуры потерь электроэнергии по их характеристикам, типам оборудования, регионам и уровням напряжения.
- Проведение пакетных расчетов для списка возможных сценариев отказа.
- Моделирование отключений линий, в том числе односторонних, и определение напряжения на открытом конце.
- Моделирование генераторов с возможностью определения их характеристик PQ (активная/реактивная мощность).
- Моделирование линейных и шинных реакторов, в том числе с возможностью их отключения.
- Анализ допустимой токовой нагрузки линий электропередач и трансформаторов с учетом зависимости допустимого тока от температуры.

Прежде чем приступить к решению поставленных задач проекта, необходимо подготовить исходные данные для схемы сети, нагрузок и генераторов в формате, пригодном для ввода в Растр.

В качестве балансирующего узла выбран узел №1, представляющий собой шинный участок Восточной ТЭЦ. Этот узел уравновешен по активной и реактивной мощности и определяется постоянной величиной напряжения ($|U_g| = \text{const}$) и фазовым углом ($\theta = \text{const}$).

Режим работы рассчитан по данным дня контрольных измерений 21.12.2022 (нагрузки приняты в 19:00).

Сопоставляя полученные результаты непосредственно с данными протоколов контрольных измерений, можно сделать вывод, что полученная эквивалентная электрическая сеть является правильной, с расхождениями в основном в пределах 5 %. Ниже приведены таблицы, представляющие нагрузку на трансформаторы и линии.

Таблица 9 – Данные по загрузке силовых трансформаторов

| Наименование ПС | I, А | I _{доп} , А | Загрузка, % |
|-----------------|-------|----------------------|-------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 |
| Зеленый угол Т1 | 94,8 | 150,3 | 63,2 |
| Зеленый угол Т2 | 91,5 | 150,2 | 61,3 |
| Соллерс Т1 | 25,3 | 73,1 | 34,6 |
| Соллерс Т2 | 25,9 | 73,1 | 35,4 |
| А Т1 | 85,6 | 130,1 | 65,8 |
| А Т2 | 102,6 | 145,4 | 64,3 |
| 3 Т1 | 63,9 | 103,5 | 61,7 |
| 3 Т2 | 55,8 | 98,9 | 56,5 |
| Луговая Т1 | 32,7 | 53,2 | 61,6 |
| Луговая Т2 | 51,2 | 67,4 | 76,0 |

Как видно из полученных данных, загрузка некоторых трансформаторов на подстанциях превышает номинальную ($k_3=0,7$; 70%).

Таблица 10 – Данные по загрузке линий

| Наименование линии | Марка провода | P, МВт | Q, Мвар | I, А | Плотность тока, А/мм ² |
|--------------------|---------------|--------|---------|------|-----------------------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Зеленый угол - А | АС-240 | 22,96 | 11,08 | 301 | 1,25 |
| А - 3 | АС-150 | 4,76 | 3,25 | 196 | 1,31 |
| 3 - Луговая | АС-70 | 2,77 | 1,89 | 115 | 1,64 |
| Луговая - Соллерс | АС-120 | 1,32 | 0,85 | 34,9 | 0,29 |

Экономическая плотность тока для этого района, учитывая количество часов использования максимальной нагрузки в год, равное 4100 часам, составляет 1,1 А/мм². Как видно из таблицы, приведенной выше, плотность тока линий от Зеленого угла - А, А - 3 и 3 - Луговой превышает экономически обоснованную плотность тока. В связи с чем необходимо заменить проводники на большее сечение.

По результатам расчетов в программе Rastr, составлена таблица распределения потерь между элементами сети.

Таблица 11 – Распределение потерь мощности

| Элементы сети | ΔP, МВт | ΔQ, МВар |
|---|---------|----------|
| ЛЭП | 3,18 | 1,98 |
| Нагрузочные потери в трансформаторах | 0,1 | 1,25 |
| Потери холостого хода в трансформаторах | 0,12 | 0,64 |
| суммарные потери | 3,31 | 3,87 |
| суммарные потери с учетом ген. Q ЛЭП | 3,31 | -1,59 |

Из приведенной выше таблицы видно, что зарядная мощность линий 35 кВ компенсирует избыточные потери реактивной мощности в сети. В первую очередь это связано с относительно низкой загруженностью района.

Суммарная нагрузка сети:

$$S_{H\Sigma} = 31,8 + j17,07 \text{ МВ} \cdot \text{А} \quad (8)$$

Процентное соотношение потерь в сети относительно нагрузки:

$$\Delta P_{\Sigma\%} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{H\Sigma}} \cdot 100\% = \frac{3,31}{31,6} \cdot 100\% = 10,46\%. \quad (9)$$

Высокие потери активной мощности обусловлены, прежде всего, несоответствием размеров проводников экономическим интервалам тока и значительным износом большей части электросетевого оборудования.

6 СРАВНЕНИЕ ПРОЕКТИРУЕМЫХ ВАРИАНТОВ РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Для компенсации реактивной мощности отмечается, что коэффициент мощности на подстанциях рассматриваемого района не превышает значений реактивной мощности ($\text{tg}(\varphi) = 0,5$ для сети 110 кВ, $\text{tg}(\varphi) = 0,4$ для сети 35 кВ). Поэтому установка компенсирующих устройств экономически не оправдана с точки зрения поддержания требуемого коэффициента мощности. Однако можно отметить, что установка такого оборудования целесообразна для повышения напряжения на подстанциях.

Тестирование трансформатора

Подбор трансформаторов осуществляется исходя из расчетной мощности для каждого узла. Поскольку на каждой подстанции имеются потребители электрической энергии, относящиеся ко II категории, на этих подстанциях необходимо установить 2 трансформатора.

Расчетная мощность для выбора трансформатора определяется по следующей формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (10)$$

где $S_{\text{трасч}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

Так как в рассматриваемой сети установка КУ с целью компенсации реактивной мощности не предполагается то $Q_{\text{неск}} = Q_{\text{мах}}$.

Рассчитаем мощность трансформатора на примере ПС Луговая:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{5,03^2 + 3,27^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,28 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМН-6300/35/10

Проверяем трансформатор на загрузку в послеаварийном режиме, т.е. при отключении одного трансформатора.

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} - 1 \cdot S_{\text{трасч}}} \quad (11)$$

При этом должно выполняться условие $k_{3 \text{ п/а}} \leq 1,4$

$$k_{3 \text{ п/а}} = \frac{\sqrt{5,03^2 + 3,27^2}}{6,3} = 0,95$$

Аналогично рассчитываем трансформаторы на остальных ПС (таблица 12).

Таблица 12 – Трансформаторы, выбранные для установки на подстанциях

| Наименование подстанции | Тип силового трансформатора |
|-------------------------|-----------------------------|
| Зеленый угол | АТДЦТН-63000/220/110 |
| Соллерс | ТМН-4000/35/10 |
| А | ТДТН-40000/110/35/10 |
| З | ТД-10000/35 |
| Луговая | ТМН-6300/35 |

Разработка вариантов конфигурации электрических сетей при реконструкции А-З-Луговая-Соллерс.

Конфигурация электрических сетей должна обеспечивать требуемую надежность электроснабжения, нормированное качество энергии у потребителей, удобство и безопасность эксплуатации сети, а также возможность дальнейшего развития и подключения новых электроустановок. Электрическая сеть также должна обладать необходимой экономичностью и гибкостью.

Для установления рациональной конфигурации сети применяется вариантный метод. По этому методу рассматривается несколько вариантов при

заданной схеме расположения потребителей, и на основе технико-экономического сравнения выбирается наилучший вариант.

Рассмотрим первый вариант, который предполагает замену ВЛ 35 кВ между А-3-Луговая-Соллерс на проводники большего сечения.

1 Вариант

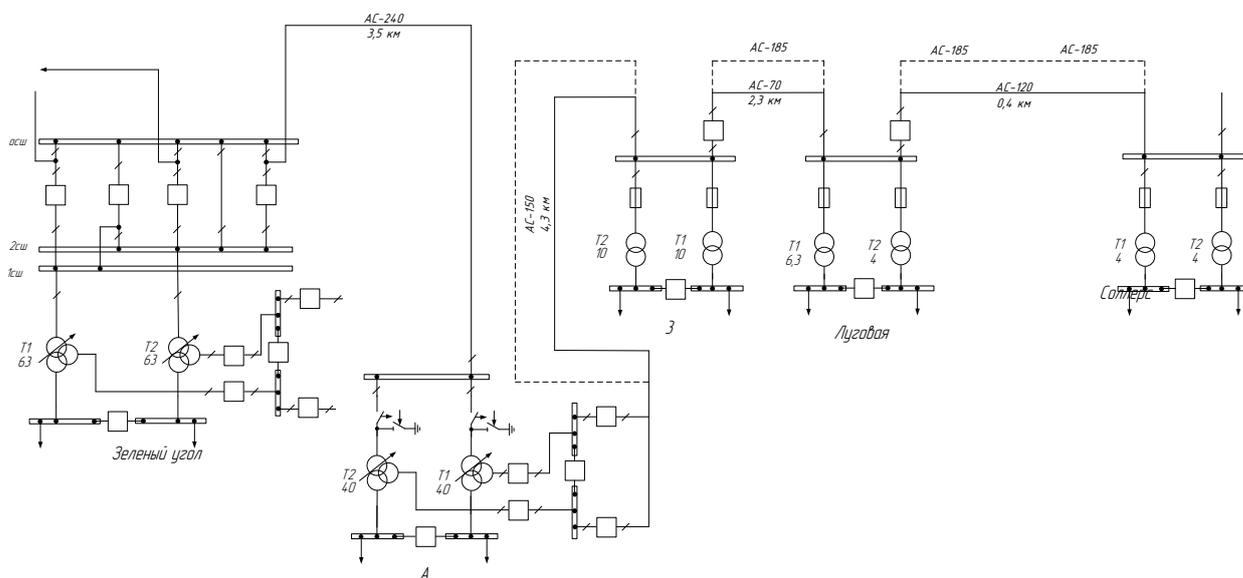


Рисунок 3 – 1 Вариант развития электрической сети

Критерием выбора сечения воздушных и кабельных жил является минимальная стоимость. При проектировании электрической сети 35 кВ в качестве такого показателя используется экономическая плотность тока.

Экономическое сечение проводников определяют исходя из расчетной плотности тока с учетом изменения токовой нагрузки во времени:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{расч}}^{\text{пр}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (12)$$

где $S_{\text{ЭК}}$ – экономическое сечение провода, мм²;

$I_{\text{расч}}^{\text{пр}}$ – приведенный расчетный ток, определенный с учетом фактора времени, А;

$j_{\text{ЭК}}$ – экономическая плотность тока провода, А/мм².

Приведенный расчетный ток определяем по формуле:

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = \alpha \cdot I_5, \quad (13)$$

где I_5 – базисный ток, принимаемый по току пятого года эксплуатации, А;
 α – поправочный коэффициент, зависящий от изменения тока во времени:

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(i_1 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (i_{\text{нб}} - 0,1)^2} \quad (14)$$

В этой формуле $i_1 = I_1 / I_5$ – расчетный ток первого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года; $i_{\text{нб}} = I_{\text{нб}} / I_5$ – наибольший расчетный ток за пределами пятого года эксплуатации линии электропередачи, отнесенный к току пятого года.

Поперечное сечение, полученное в результате этого расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Для ВЛ 35 кВ от точки А до точки З расчетный ток принимаем на уровне десятого года эксплуатации, который определяется с учетом среднегодового прироста потребления электроэнергии:

$$I_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \left(1 + \frac{n}{100}\right)^{10}, \text{ А.} \quad (15)$$

где P_{max} – наибольшая активная мощность протекающая по линии согласно зимнему контрольному замеру 2022г.;

Q_{max} – наибольшая реактивная мощность протекающая по линии.

$$I_{\text{нб}} = \frac{\sqrt{5,31^2 + 1,4^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} \cdot \left(1 + \frac{4,2}{100}\right)^{10} = 137 \text{ А}$$

$$\alpha = \sqrt{0,15 + 0,25(132 / 154,2 - 0,3)^2 + 0,35 \cdot (237,5 / 154,2 - 0,1)^2} = 1,22$$

$$I_{\text{расч}}^{\text{пр}} = 1,22 \cdot 154,2 = 188,12 \text{ А}$$

$$S_{\text{эк}} = \frac{188,12}{1,1} = 171,1 \text{ мм}^2$$

Принимаем провод АС-185.

Под допустимым падением напряжения в распределительной сети понимается такое падение напряжения, которое при регулировании напряжения обеспечивает, чтобы отклонения напряжения на зажимах всех электроприемников не превышали технических допустимых значений, указанных в соответствующих стандартах (например, ГОСТ в ваш случай). Допустимое падение напряжения в распределительной сети всегда должно быть больше или равно максимальному падению напряжения.

Другими словами, максимально допустимое падение напряжения определяется исходя из допустимых пределов напряжения для подключенных электрических устройств и должно учитываться при проектировании и эксплуатации распределительной сети. Конкретные значения допустимого падения напряжения зависят от действующих в вашем регионе стандартов и правил.

$$\Delta U_{\text{нб}} \leq \Delta U_{\text{доп}} \quad (16)$$

Определим минимальное допустимое напряжение на шинах 35 кВ наиболее отдаленной ПС Соллерс, принимая при этом, что ПБВ установлено в крайнем положении:

$$U_{\text{мин}}^{\text{В}} = 0,95 \cdot U_{\text{нб}}^{\text{Н}} \cdot \frac{U_{\text{ВН.ном}}}{U_{\text{НН.ном}}} + \Delta U_{\text{Т}}, \text{ кВ.} \quad (17)$$

где $U_{\text{ВН.ном}}$ – номинальное напряжение обмотки ВН;

$U_{\text{НН.ном}}$ – номинальное напряжение обмотки НН;

$U_{\text{нб}}^{\text{Н}}$ – напряжение на стороне НН в режиме наибольших нагрузок, согласно условию встречного регулирования равно 10,5 кВ;

$\Delta U_{\text{Т}}$ – потеря напряжения в трансформаторе:

$$\Delta U = \sqrt{\left(\frac{P_{\text{Т}} \cdot R_{\text{Т}} + Q_{\text{Т}} \cdot X_{\text{Т}}}{U_{\text{ном}}}\right)^2 + \left(\frac{P_{\text{Т}} \cdot X_{\text{Т}} + Q_{\text{Т}} \cdot R_{\text{Т}}}{U_{\text{ном}}}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(\frac{2,09 \cdot 2,7 + 0,56 \cdot 24,26}{35}\right)^2 + \left(\frac{2,09 \cdot 24,26 + 0,56 \cdot 2,7}{35}\right)^2} = 1,59 \text{ кВ}, \quad (18)$$

$$U_{\text{мин}}^B = 0,95 \cdot 10,5 \cdot \frac{35}{10,5} + 1,59 = 34,84 \text{ кВ}.$$

На ПС Амаксимально возможно напряжение на шинах СН равно 38,93 кВ, при напряжении на шинах НН равно 10,5 кВ. Данное значение определено с использованием ПК Rastr, при регулировании напряжения на стороне НН с помощью РПН, положение ПБВ при этом было максимальное.

Таким образом, допустимая потеря напряжения рассматриваемой сети равна:

$$\Delta U_{\text{доп}} = 38,9 - 34,84 = 4,06 \text{ кВ}.$$

Проверим выбранное сечение по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{P_{\text{max}} \cdot R_{\text{л}} + Q_{\text{max}} \cdot X_{\text{л}}}{U_{\text{ном}}}, \text{ В} \quad (19)$$

где P_{max} – максимальная активная мощность протекающая по линии, МВт;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность протекающая по линии, МВар;

$R_{\text{л}}$ – активное сопротивление линии, Ом;

$X_{\text{л}}$ – реактивное сопротивление линии, Ом.

$$\Delta U = \frac{9,511 \cdot 1,39 + 6,5 \cdot 3,55}{35} = 1,03 \text{ кВ}.$$

Проведем аналогичные расчеты для остальных ПС.

Суммарная потеря напряжения по линии Зеленый угол – А – 3 – Луговая – Соллерс составляет 2,6 кВ, что не превышает значения допустимой потери напряжения (4,06 кВ). При увеличении сечения провода линии, уменьшатся активное и реактивное сопротивления, и соответственно уменьшится

наибольшая потеря напряжения. Произведем аналогичные расчеты для провода АС-240:

Таблица 13 – Потери напряжения, рассчитанные для провода АС-185 и АС-240

| ВЛ | АС-185 | | | АС-240 | | |
|-------------------|-----------------------|-------|-----------------|-----------------------|-------|-----------------|
| | R, Ом | X, Ом | ΔU , кВ | R, Ом | X, Ом | ΔU , кВ |
| Зеленый угол - А | 1,14 | 2,89 | 1,23 | 0,84 | 2,84 | 0,93 |
| А - 3 | 1,39 | 3,55 | 1,03 | 1,03 | 3,48 | 0,92 |
| 3 - Луговая | 0,75 | 1,89 | 0,32 | 0,55 | 1,86 | 0,29 |
| Луговая - Соллерс | 0,13 | 0,33 | 0,02 | 0,096 | 0,32 | 0,01 |
| | Суммарные потери, кВ: | | 2,6 | Суммарные потери, кВ: | | 2,15 |

Из приведенной выше таблицы видно, что при замене провода на линиях 35 кВ на большее сечение, потеря напряжения не превышает допустимые потери.

Вторым вариантом реконструкции сети 35 кВ, является строительство ВЛ для реконструкции радиальной сети в кольцевую.

2 Вариант

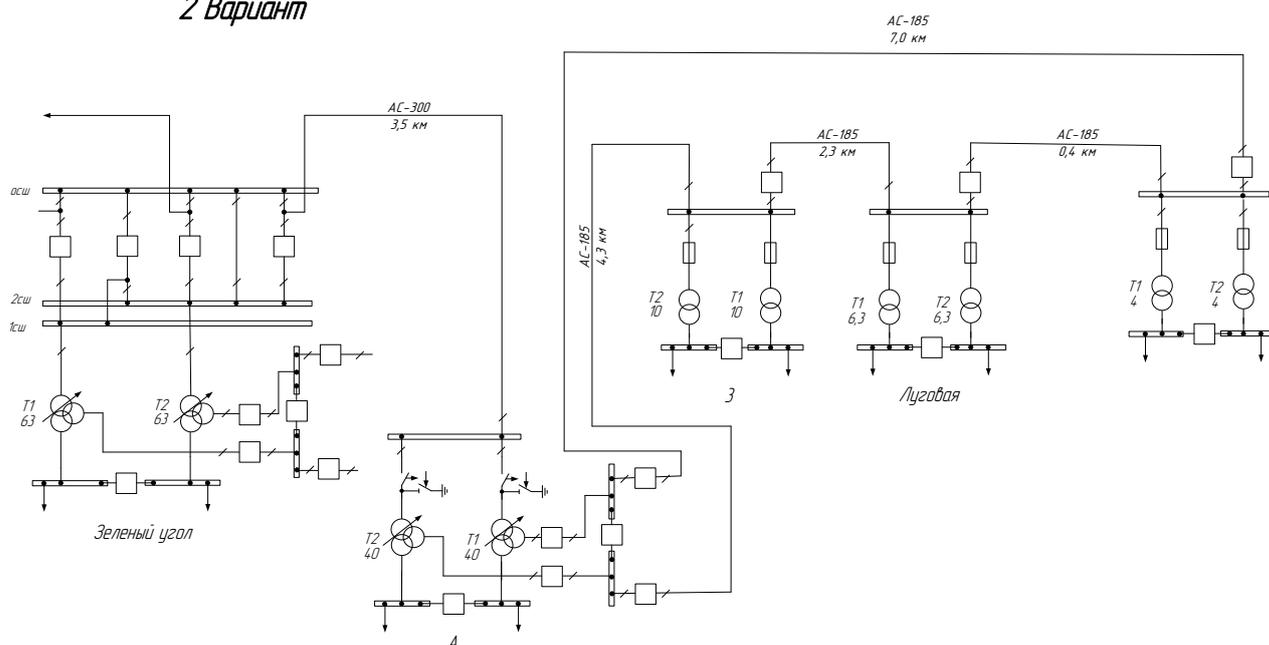


Рисунок 4 – 2 Вариант развития электрической сети

Рассчитаем мощность трансформатора на ПС Луговая:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{5,03^2 + 3,27^2}}{2 \cdot 0,7} = 4,28 \text{ МВА}$$

Принимаем трансформаторы ТМН-6300/35/10

Проверяем трансформатор на нагрузку в послеаварийном режиме, то есть при отключении одного трансформатора.

При этом должно выполняться условие $k_{3 п/а} \leq 1,4$

$$k_{3 п/а} = \frac{\sqrt{5,03^2 + 3,27^2}}{6,3} = 0,95$$

Провода выбираем аналогично 1 варианту АС-185.

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Обоснование решений при проектировании электрических сетей производится на основе технико-экономического сопоставления вариантов схемы и параметров сети, путем оценки их сравнительной эффективности. Обоснование решений основано на минимизации затрат при обеспечении одинакового энергетического эффекта сравниваемых вариантов.

Определение капитальных вложений в сеть получило широкое распространение в технико-экономическом анализе. Он основан на оценке стоимости проекта, опыте строительства и эксплуатации. Эти агрегированные технико-экономические показатели используются для сравнения вариантов энергетических объектов, схем электроснабжения и т. д. Они обеспечивают относительно простой способ определения капитальных затрат. Укрупненные стоимостные показатели приведены в базовых сметных ценах 2000 года.

$$K = K_{\text{ВЛ}} + K_{\text{П/С}} \quad (20)$$

где $K_{\text{ВЛ}}$ – капиталовложения в воздушные линии;

$K_{\text{П/С}}$ – капиталовложения в подстанции.

При определении фактических цен на строительство электрических сетей используется индекс для пересчета базовых цен 2000 года в текущие цены. Этот показатель отражает изменение стоимости материалов, труда и других факторов, влияющих на затраты на строительство во времени. Применяя этот индекс, базовые оценочные цены могут быть обновлены для отражения текущих рыночных условий и затрат. Капиталовложения в воздушные линии определяются по формуле:

$$K_{\text{ВЛ}} = k_0 \cdot l \cdot k_{\text{пер}} \quad (21)$$

где k_0 – стоимость одного километра строительства линии в ценах 2000 г.;

$k_{пер}$ – коэффициент переоценки (индекс цен).

В письме Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству № 1951-ВТ/10 от 12 февраля 2013 г. указано, что индекс изменения сметной стоимости на технологическое оборудование по отношению к 2000 г. составляет 3,86. С учетом дополнительного зонального коэффициента для Дальнего Востока он составляет 6,11 для ВЛ и 5,35 для подстанций.

Капитальные вложения на подстанции определяются по формуле:

$$K_{П/С} = K_{ОРУ} + K_{тр} + K_{ку} + K_{пост} \cdot k_{пер} \quad (22)$$

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

$K_{тр}$ – укрупненные показатели стоимости трансформаторов, тыс.руб.;

$K_{ку}$ – укрупненные показатели стоимости компенсирующих устройств, тыс.руб.;

$K_{пост}$ – постоянные затраты на строительство подстанций.

Так как для обоих вариантов планируется замена трансформаторов на ПС Луговая на ТМН-6300/35, капиталовложения в ПС равны:

$$K_{П/С} = (16495 + 3200 + 0 + 4080) \cdot 5,35 = 127196 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 14 – Капиталовложения в ВЛ:

| $U_{ном}$ | Линия | Марка провода | $n_{цеп}$ | l , км | k_0 , тыс. руб./км | КвЛ тыс. руб. |
|-----------|-----------|---------------|-----------|----------|----------------------|---------------|
| 1 Вариант | | | | | | |
| 35 кВ | А-3 | АС-185 | 2 | 4,3 | 1400 | 6020 |
| 35 кВ | 3-Луговая | АС-185 | 2 | 2,3 | 1400 | 3320 |
| 2 Вариант | | | | | | |
| 35 кВ | 3-Луговая | АС-185 | 1 | 2,3 | 850 | 1955 |
| 35 кВ | А-3 | АС-185 | 1 | 4,3 | 850 | 3655 |

| | | | | | | |
|-------|-----------|--------|---|-----|-----|------|
| 35 кВ | А-Соллерс | АС-185 | 1 | 7,0 | 850 | 5950 |
|-------|-----------|--------|---|-----|-----|------|

Для расчета потерь мощности в электрической сети рассмотрим условия работы двух сценариев развития. Для сравнительного анализа остановимся только на потерях в воздушных линиях (ВЛ). В линиях электропередачи напряжением не более 220 кВ потери мощности, как правило, определяются нагревом проводников. Потери нагрузки в ВЛ будут рассчитываться по методу средних нагрузок.

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = k_{\text{к}} \cdot \frac{P_{\text{ср}}^3 + Q_{\text{ср}}^3}{U_{\text{ном}}^2} \cdot R_{\text{л}} \cdot k_{\text{ф}}^2 \cdot T_{\text{з}} + k_{\text{л}}^2 \cdot T_{\text{л}}, \quad (23)$$

где $k_{\text{к}}$ – коэффициент, учитывающий различие конфигураций графиков активной и реактивной нагрузки (принимается равным 0,99);

$P_{\text{ср}}^3$ – поток средней активной мощности зимой;

$Q_{\text{ср}}^3$ – поток средней реактивной мощности;

$T_{\text{з}}, T_{\text{л}}$ – количество зимних, летних часов;

$R_{\text{л}}$ – сопротивление линии;

$k_{\text{ф}}$ – коэффициент формы графика;

$k_{\text{л}}$ – коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки.

Коэффициент формы графика определяется по формуле:

$$k_{\text{ф}}^2 = \frac{1 + 2 \cdot k_{\text{з}}}{3 \cdot k_{\text{з}}} = \frac{1 + 2 \cdot 0,5}{3 \cdot 0,5} = 1,33, \quad (24)$$

где $k_{\text{з}}$ – коэффициент заполнения графика, который можно принять равным 0,5.

Коэффициент летнего снижения максимальной нагрузки определяется относительно времени использования максимальной нагрузки (T_{max}) и равен 0,75. Поскольку режимы работы рассчитываются при максимальных нагрузках (по табл. 7), для определения потоков мощности при средних нагрузках будем использовать коэффициент нагрузки, являющийся коэффициентом заполнения кривой нагрузки:

$$P_{\text{cp}}^3 = P_{\text{max}}^3 \cdot k_3 \quad (25)$$

Для выбора оптимального варианта выберем следующие линии, для которых определяем потери:

Таблица 15 – Потери ВЛ

| 1 Вариант | | | | |
|-------------------|-----------------------|--------|---------|-----------|
| Линия | U _{ном} , кВ | P, МВт | Q, МВар | ΔW, МВт·ч |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Зеленый угол - А | 110 | 3.41 | 1.31 | 501.71 |
| А - 3 | 35 | 2.79 | 1.02 | 287.46 |
| 3 - Луговая | 35 | 2,14 | 0,42 | 80,47 |
| Луговая - Соллерс | 35 | 0,08 | 0,04 | 0,05 |
| Суммарные потери: | | | | 971.21 |
| 2 Вариант | | | | |
| Зеленый угол - А | 110 | 7,4 | 0,57 | 257,23 |
| А - 3 | 35 | 4.64 | 0.48 | 131,60 |
| 3 - Луговая | 35 | 4,23 | 0.27 | 70,32 |
| Луговая - Соллерс | 35 | 0,24 | 0.01 | 32,14 |
| А-Соллерс | 35 | 5,87 | 0,53 | 164,29 |
| Суммарные потери: | | | | 654,29 |

Для определения суммарных эксплуатационных издержек используется следующая формула:

$$И = И_a + И_р + И_{\Delta W} \quad (26)$$

где $И_a$ – среднегодовое отчисление на амортизацию;

$И_р$ – суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети;

$И_{\Delta W}$ – затраты на технологический расход электроэнергии.

Среднегодовые отчисления вычисляются по формуле:

$$I_a = \frac{K}{T_{сл}} \quad (27)$$

где $T_{сл}$ – срок службы, для подстанций $T_{сл} = 15$, для линий $T_{сл} = 20$.

Суммарные затраты на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сети:

$$I_э = \alpha_э \cdot K \quad (28)$$

где $\alpha_э$ – норма отчисления на обслуживание электрических сетей, $\alpha_{эПС} = 0,037$, $\alpha_{эВЛ} = 0,008$.

Затраты на технологический расход электроэнергии:

$$I_{\Delta W} = C_0 \cdot \Delta W, \quad (29)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии $C_0 = 1948,25$ руб/МВт·ч.

ΔW – потери электроэнергии в сети.

Таблица 16 – Эксплуатационные издержки

| Издержки | 1 Вариант | 2 Вариант |
|----------------------------|-----------|-----------|
| I_a , тыс. руб. | 12299.45 | 11851.08 |
| $I_э$, тыс. руб. | 10044.33 | 8797.06 |
| $I_{\Delta W}$, тыс. руб. | 1892.16 | 851.17 |
| Суммарные издержки | 24235.94 | 21499.32 |

Как видно из приведенной выше таблицы, общие эксплуатационные расходы для второго варианта ниже, чем для первого варианта.

Экономическим показателем, используемым для выбора оптимального варианта, является эквивалентная годовая стоимость.

Эквивалентные годовые затраты определяются по следующей формуле:

$$Z_{ср.г} = E \cdot K + I \quad (30)$$

где E – норматив дисконтирования $E = 0,1$;

K – капитальные вложения;

И– суммарные эксплуатационные издержки.

Затраты для выбранных вариантов:

$$Z_{\text{ср.г1}} = 157,17 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_{\text{ср.г2}} = 149,78 \text{ тыс.руб.}$$

Затраты двух вариантов отличаются на 5,5 %, поэтому выбираем второй вариант развития электрической сети.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Определение эквивалентных параметров цепи

Обычно подбор электрооборудования осуществляется в два этапа. Первый этап предполагает предварительный выбор оборудования по параметрам непрерывной работы, в том числе по допустимым режимам перегрузок. Второй этап включает в себя проверку первоначально выбранного оборудования по параметрам и условиям кратковременной работы, особенно ориентируясь на расчетные режимы токов короткого замыкания.

В условиях короткого замыкания электрооборудование испытывается на электродинамическую и термическую устойчивость, а также на огнестойкость. Коммутационные устройства, напротив, проверяются на их коммутационную способность и износостойкость. Перед проведением этих испытаний важно правильно определить расчетные условия короткого замыкания, учесть соответствующие параметры оборудования, выбрать подходящую модель для расчета токов короткого замыкания и выбора оборудования, а также оценить методы и средства ограничения короткого замыкания, токи цепи.

Для оценки электрических аппаратов и жестких проводников (включая их опорные и конструктивные элементы) с точки зрения электродинамической устойчивости расчетное состояние короткого замыкания обычно представляет собой трехфазное короткое замыкание. В общем случае механическими колебаниями шинпроводных конструкций в таких случаях можно пренебречь.

При оценке гибких проводников на электродинамическую устойчивость (учитывая натяжение, опасную близость и столкновение проводников) расчетное состояние короткого замыкания обычно представляет собой двухфазное короткое замыкание. Расчет на коллизии следует выполнять с учетом конструкции системы гибких проводников, величины тока короткого замыкания и расчетной продолжительности режима короткого замыкания. При проверке проводников и электрических аппаратов на термическую стойкость, расчетным видом КЗ в общем случае является трехфазное КЗ.

При проверке на термическую стойкость проводников и аппаратов в цепях генераторного напряжения электростанций, расчетным может быть также двухфазное КЗ, если оно обуславливает больший нагрев проводников и аппаратов, чем при трехфазном КЗ.

Определение эквивалентных параметров цепи

При испытании электрического оборудования на коммутационную способность расчетное состояние короткого замыкания может быть либо трехфазным, либо однофазным коротким замыканием, в зависимости от того, какой тип короткого замыкания приводит к наибольшему значению тока короткого замыкания. Если для трехфазных и однофазных коротких замыканий указаны разные коммутационные возможности, то испытания следует проводить отдельно для каждого типа короткого замыкания.

В качестве точек расчета токов короткого замыкания для выбора и поверки электроаппаратов выбраны шины 35 кВ ПС «Луговая» (К-1) и шины 10 кВ (К-2).

Расчет токов короткого замыкания для выбора и испытаний электроаппаратов удобнее и нагляднее в системе относительных единиц с приближенным преобразованием, т. е. приведением параметров различных элементов к базовому уровню напряжения с использованием средних коэффициентов трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо определить некоторые базовые условия: S_b - базовая мощность в МВА (мегавольт-ампер) и U_b - базовое напряжение в кВ.

Любое значение может быть выбрано в качестве базовой мощности. Для удобства порядка величин относительных сопротивлений при расчетах примем $S_b = 100$ МВА. За базовое напряжение удобно взять среднее напряжение $U_{ср}$ этапа, на котором рассчитывается КЗ, поэтому примем $U_b = U_{ср}$.

Определим значения сопротивлений всех элементов схемы замещения в относительных единицах, отнесенных к базовым условиям. Значения переходных электродвижущих сил (ЭДС) и сопротивлений источников принимаются в соответствии с рекомендациями.

– для системы $E_C''=1$;

Для ПС Луговая:

Рассчитаем сопротивление всех элементов схемы замещения.

Система

$$X_C = \frac{S_6}{S_k} \quad (31)$$

$$X_C = \frac{100}{80} = 1,25 \text{ о.е.}$$

Определим сопротивление двухобмоточного трансформатора на ПС Луговая:

$$X_{Т1} = \frac{U_{K\%} \cdot S_6}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{7,5 \cdot 100}{100 \cdot 6,3} = 1,19 \text{ о.е.} \quad (32)$$

Сопротивления ЛЭП:

$$X_{Л} = X_{Л} \cdot \frac{S_6}{U_{ВН}^2} = 0,95 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,077 \text{ о.е.} \quad (33)$$

Рассчитаем базисный ток для каждой стороны напряжения:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3}U_{ВН}} \quad (34)$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 35} = 1,65 \text{ кА}$$

$$I_6 = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,45 \text{ кА}$$

Расчет 3-х фазных КЗ:

Для точки К1:

Расчет результирующего сопротивления до точки К1:

$$X_{\Sigma 1} = X_c + X_l,$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,077 + 1,25 = 1,327 \text{ о.е.}$$

Расчет периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{E''}{X_{\Sigma 1}} \cdot I_6, \quad (35)$$

$$I_{\text{П0}}^{(3)} = \frac{1}{1,327} \cdot 1,65 = 1,24 \text{ кА},$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$K_{\text{уд}} = 1,8$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}},$$

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,24 \cdot 1,8 = 3,1 \text{ кА}.$$

Таблица 17 – Значения токов КЗ

| Вид КЗ, составляющие тока0 КЗ | Точка КЗ | |
|---|--------------------------------|----------------------------------|
| | К – 1, ПС Луговая (35кВ) | К – 2, ПС Луговая (10,5кВ) |
| ток трехфазного КЗ $I_{П0}^{(3)}$, кА | 1,24 | 4,1 |
| ток двухфазного КЗ $I_{к}^{(2)}$, кА | 1,07 | 3,55 |
| ток однофазного КЗ $I_{к}^{(1)}$, кА | 1,284 | 4,26 |
| ток двухфазного КЗ $I_{к}^{(2)}$ на землю, кА | 1,07 | 3,55 |
| ударный ток КЗ $i_{уд}$, кА | 3,1 | 10,4 |

9 ВЫБОР ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Реконструкция, строительство распределительных устройств ПС Луговая.

Для выбора высоковольтного выключателя и разъединителей для соответствующего подключения определим номинальные токи для продолжительной работы. Сюда входят максимальный нормальный рабочий ток ($I_{\text{норм}}$) и максимальный ремонтный ток (I_{max}).

Номинальные токи для продолжительной работы определяются относительно мощности трансформатора, устанавливаемого на ПС Луговая:

$$I_{\text{норм}} = 2 \cdot 0,7 \cdot \frac{S_{\text{т.норм}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 0,7 \cdot \frac{6,3 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 72,75 \text{ А}, \quad (36)$$

$$I_{\text{max}} = I_{\text{норм}} = 72,75 \text{ А}. \quad (37)$$

Поскольку установка различных типов высоковольтных выключателей снижает надежность системы, необходимо выбирать высоковольтные выключатели по всей распределительной системе одного типа. Для выбора линейных разъединителей принимаем расчетный ток равный 72,75А.

На ПС Луговая предусматривается реконструкция распределительного устройства 35кВ по схеме одна секционированная система шин.

Выбор выключателей.

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для коммутации электрической цепи (включения и отключения тока нагрузки).

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$;
- длительному току: $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}$; $k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}$.

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока КЗ:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном} / 100 \geq i_{ат}, \quad (38)$$

где $i_{a.ном}$ – номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{ном}$ – нормированное значение содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, %;

$i_{ат}$ – аperiodическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов:

$$\tau = t_{з min} + t_{с.в}, \quad (39)$$

где $t_{з min}$ – минимальное время действия релейной защиты; $t_{с.в}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{вкл} \geq i_{уд}, I_{вкл} \geq I_{п0},$$

где $i_{вкл}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{уд}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{вкл}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (40)$$

где $i_{\text{пр.скв}}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;
 $I_{\text{пр.скв}}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}, \quad (41)$$

где $I_{\text{тер}}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{\text{тер}}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

$B_{\text{к}}$ – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}), \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (42)$$

где $t_{\text{откл}}$ – расчетная продолжительность КЗ .

$T_{\text{а}}$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ .

На примере ПС луговая покажем выбор оборудования.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 1,895^2 \cdot (0,16 + 0,03) = 0,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель ВБЭТ-35Ш-25/630 УХЛ1 .

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющих тока короткого замыкания в конкретный момент времени.

Минимальное время от начала короткого замыкания до момента разъединения контактов равно:

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

Апериодическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-t}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 1,895 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,03}} = 0,598 \text{ кА.} \quad (43)$$

Для определения действующего значения периодической составляющей в любой момент короткого замыкания t используется метод типичных кривых. Он основан на использовании кривых, представляющих изменение во времени отношения действующих значений периодической составляющей тока КЗ от генератора в произвольный и начальный моменты времени, построенных для различных удалений от места КЗ. Метод типичных кривых подходит для применения, когда место короткого замыкания находится вблизи клемм генератора или на небольшом электрическом расстоянии от них. Однако в случае, когда энергосистема напрямую подключена к месту короткого замыкания, как в нашем случае, действующее значение апериодической составляющей тока короткого замыкания от системы для трехфазного короткого замыкания в любой момент времени в время можно считать равным $I_{пт} = I_{п0} = \text{const}$

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в токе отключения автоматического выключателя:

$$i_{а.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40 \cdot 40}{100} = 22,63 \text{ кА.} \quad (44)$$

Термическая стойкость:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 18 – Каталожные и расчетные данные по выбору вакуумного выключателя ВБЭТ-35III-25/630 УХЛ1 на ПС Луговая

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|---------------------------------|------------------------------------|
| $U_{НОМ}=35$ кВ | $U_{сет.НОМ}=35$ кВ | $U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$ |
| $I_{НОМ}=630$ А | $I_{max}=72,75$ А | $I_{НОМ} \geq I_{max}$ |
| $I_{откл.НОМ} = 25$ кА | $I_{пт}=0,953$ кА | $I_{откл.НОМ} \geq I_{пт}$ |
| $i_{а.НОМ}=12,37$ кА | $i_{ат}=0,3$ кА | $i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$ |
| $I_{пр.скв} = 25$ кА | $I_{п0}=0,953$ кА | $I_{пр.скв} \geq I_{п0}$ |
| $i_{дин} = 63$ кА | $i_{уд} = 3,25$ кА | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7500$ кА ² · с | $B_k = 1,3$ кА ² · с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Подбор разъединителей.

Разъединитель — это контактное коммутационное устройство, предназначенное для отключения и присоединения электрической цепи без тока нагрузки или с незначительным током. Для обеспечения безопасности он имеет изоляционный зазор между контактами в разомкнутом положении.

Подбор разъединителей проводят аналогично выключателям, но без испытаний на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током нагрузки.

Для ПС Луговая выбираем разъединитель РГ-35/2000 УХЛ1 с мотор-электроприводом типа ПД-14УХЛ1.

Таблица 19 – Каталожные и расчетные данные по выбору разъединителя РГ-35/2000 УХЛ1 на ПС Луговая

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|--------------------------------|------------------------------------|
| $U_{ном}=35$ кВ | $U_{сет.ном}=35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$ |
| $I_{ном}=2000$ А | $I_{max}=72,75$ А | $I_{ном} \geq I_{max}$ |
| $i_{дин}=80$ кА | $i_{уд}=3,25$ кА | $i_{дин} \geq i_{уд}$ |
| для главных ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 768$ кА ² ·с | $B_k = 1,3$ кА ² ·с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |
| для заземляющих ножей: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 256$ кА ² ·с | $B_k = 1,3$ кА ² ·с | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$ |

Выбор трансформаторов тока.

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

Трансформаторы тока выбирают исходя из следующих критериев:

- по напряжению установки $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$;
- току $I_{ном} \geq I_{расч}$;

Номинальный ток трансформатора тока должен быть максимально приближен к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к повышенным неточностям.

- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости $i_{дин} \geq i_{уд}$;
- по термической стойкости: $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$;
- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2ном}, \quad (45)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Выбираем на ПС Луговая элегазовый трансформатор тока TG145.

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 80 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 5,38 \text{ кА}, \quad (46)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \geq B_{\text{к}} = 0,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (47)$$

Вторичная нагрузка состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}. \quad (48)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}. \quad (49)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора тока

Таблица 20 – Вторичная нагрузка трансформатора тока

| Прибор | Тип | Нагрузка, В·А, фазы | | |
|--------------------|-------------------|---------------------|-----|-----|
| | | А | В | С |
| Амперметр | ЦА2131 АС | 0,2 | 0,2 | 0,2 |
| Ваттметр, варметр | ЦП8506 -120 | 2,5 | - | 2,5 |
| Счетчик АЭ и РЭ | Энергомера СЕ 303 | 0,3 | 0,3 | 0,3 |
| Суммарная нагрузка | - | 3 | 0,5 | 3 |

Выбранный счетчик электрической энергии Энергомера СЕ 303 предназначен для измерений и учета активной и реактивной энергии в 3-х и 4-х проводных цепях переменного тока промышленной частоты. Счетчик может быть использован в составе автоматизированных систем контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ).

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{3}{5^2} = 0,12 \text{ Ом.}$$

Во вторичных цепях трансформаторов тока применяем провода с медными жилами ($\rho=0,0175$). Контактное сопротивление принимается равным 0,05 Ом. Следовательно, сопротивление проводов равно:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{20}{5^2} - 0,12 - 0,05 = 0,63 \text{ Ом.} \quad (50)$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,63} = 2,78 \text{ мм}^2. \quad (51)$$

Принимаем стандартное сечение 3 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,0175 \cdot 100}{3} = 0,58 \text{ мм}^2. \quad (52)$$

Итоги выбора трансформатора тока сведены в таблице 21.

Таблица 21 - Каталог и расчетные данные трансформатора тока GIF-40,5 - выбор на 35 кВ на ПС Луговая.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|--|---|---|
| $U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.ном}}=35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ |
| $I_{\text{ном}}=1500 \text{ А}$ | $I_{\text{расч}}=72,75 \text{ А}$ | $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$ |
| $i_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$ | $i_{\text{уд}}=5,38$ | $i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$ |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}=2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $B_{\text{к}}=0,68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$ |
| $Z_{2\text{ном}}=0,8$ | $Z_2=0,75$ | $Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$ |

Выбор трансформаторов напряжения на ПС Луговая.

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или В и для изоляции цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают исходя из следующих критериев:

-номинальное напряжение $U_{ном}$ и $U_{сет.ном}$.

-конструкция и схема соединения обмоток.

-класс точности.

-вторичная нагрузка: $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$,

где $S_{ном}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Определяем вторичную нагрузку трансформатора напряжения:

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Приборы | Тип | S, В·А | cosφ | sinφ | Число приборов | P, Вт | Q, Вар |
|-----------------------------|-----------------|-----------|------|------|-------------------|----------|-----------|
| Вольтметр | ЦВ2101 | 10 | 1 | 0 | 1 | 10 | |
| Вольтметр регистрирующий | Н-394 | 10 | 1 | 0 | 1 | 10 | |
| Варметр, ваттметр | ЦП8506 - 120 | 5 | 1 | 1 | 2 | 5 | 5 |
| Счетчик АЭ, РЭ | ГАММА 3 | 0,6 | 1 | 0 | 2 | 1,2 | |
| Частотомер | ЩЧ120 | 1 | 1 | 0 | 1 | 1 | |
| $S_{2\Sigma}$, В·А | 27,2 | | | | | | |

Сопоставление каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице 23.

Таблица 23 – Каталожные и расчетные данные

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|-------------------|------------------------|----------------------------|
| $U_{ном}=35$ кВ | $U_{сет.ном}=35$ кВ | $U_{ном} \geq U_{сет.ном}$ |
| $S_{ном}=240$ В·А | $S_{2\Sigma}=27,2$ В·А | $S_{ном} \geq S_{2\Sigma}$ |

Как видно из результатов, трансформатор напряжения (ТН) соответствует критериям выбора и может быть принят к установке.

На стороне 35 кВ ПС «Луговая» выбран трансформатор напряжения НАМИ-35 УХЛ1.

Таблица 24 - Каталожные и расчетные данные для трансформатора напряжения НАМИ-35 УХЛ1.

| Каталожные данные | Расчетные данные | Условия выбора |
|---|---|--|
| $U_{\text{ном}}=35 \text{ кВ}$ | $U_{\text{сет.ном}}=35\text{кВ}$ | $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$ |
| $S_{\text{ном}}=240 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{2\Sigma}=27,2 \text{ В}\cdot\text{А}$ | $S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$ |

Выбор гибких шин на ПС Луговая.

Гибкие шины из проводов переменного тока применяются в распределительных устройствах 35 кВ и выше. Гибкие проводники для присоединения трансформаторов к распределительным устройствам 10 кВ выбраны сталеалюминиевыми проводами, где стальной сердечник несет механические нагрузки, такие как гололед, ветер и вес проводников, а алюминиевые проводники обеспечивают прохождение тока нагрузки.

Сечение гибких шин и проводников выбирают исходя из следующих условий:

Проверка сечения на нагрев (исходя из допустимого тока):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}} \quad (53)$$

Испытания на термический эффект для тока короткого замыкания не проводятся, так как шины представляют собой неизолированные проводники, находящиеся на открытом воздухе.

Гибкие шины в распределительных устройствах испытывают на электродинамическое воздействие токов короткого замыкания, когда они превышают или равны 20 кА. Поскольку расчетные трехфазные токи короткого замыкания не превышают этого значения, нет необходимости проводить испытания на электродинамическое воздействие токов короткого замыкания.

Проверка на коронное состояние необходима для гибких проводников на напряжение 35 кВ и выше. Коронный разряд возникает вокруг проводника при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается растрескиванием и свечением. Ионизационные процессы в воздухе, окружающем проводник, приводят к дополнительным потерям энергии, генерации электромагнитных колебаний, вызывающих радиопомехи, и образованию озона, оказывающего вредное воздействие на контактные поверхности. Правильный выбор проводников должен обеспечивать снижение влияния коронного разряда до допустимого уровня.

Коронный разряд возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля, выраженной в киловольтах на сантиметр (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (54)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{r_0 \cdot \log \left(\frac{D_{\text{ср}}}{r_0} \right)}, \quad (55)$$

где $U_{\text{ВН}}$ – линейное напряжение, кВ;

$D_{\text{ср}}$ – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз.

Выбираем сечение по допустимому току, на ОРУ 35 кВ принимаем провод АС-185.

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,77}} \right) = 33,31 \text{ кВ/см.}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U_{\text{ВН}}}{n \cdot r_0 \cdot \log\left(\frac{D_{\text{сп}}}{r_0}\right)} = \frac{0,354 \cdot 110}{3 \cdot 1,08 \cdot \log\left(\frac{3150}{0,77}\right)} = 14 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

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

$$14,98 < 29,98$$

Таким образом, провод АС-185 соответствует условиям коронного разряда.

Принимаем эту марку на гибкие шины 35 кВ на ПС Луговая.

10 ОЦЕНКА ГРОЗОУПОРНОСТИ ВЛ

Заземление ВЛ служит прежде всего для отвода импульсных токов, возникающих при ударе в опору или проводник, и для снижения напряжения на изоляции ЛЭП. Заземление характеризуется сопротивлением, которое окружающий грунт оказывает втекающему в него току. Сопротивление заземления зависит от геометрических размеров заземляющего устройства и удельного сопротивления грунта, в котором оно установлено.

Сопротивление заземления для фундамента с четырьмя грибовидными электродами можно определить по следующей формуле:

$$R_{\phi} = k_f \cdot \frac{\rho}{H_{\pi}}, \quad (56)$$

где k_f - коэффициент формы, определяемый с учетом расстояния между осями электродов и геометрических размеров башни и основания электрода, $k_f = 0,1$.

H_{π} – высота подножника;

ρ – удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{изм}} = 500 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

$$R_{\phi} = k_f \cdot \frac{\rho}{H_{\pi}} = 0,1 \cdot \frac{500}{3,4} = 14,71 \text{ Ом}.$$

Сопротивление заземления комбинированного заземлителя (фундамент и лучи) рассчитывается по формуле:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\phi} \cdot R_{\text{л}}}{R_{\phi} + R_{\text{л}}} \cdot \frac{1}{k_{\text{ис}}}, \quad (57)$$

где $k_{\text{ис}}$ - коэффициент использования, равный 0,9, а $R_{\text{л}}$ – сопротивление заземлителей, рассчитываемое по формуле:

$$R_{\text{л}} = \rho \cdot \frac{k_{\text{под}}}{l_{\text{л}}}, \quad (58)$$

где $l_{\text{л}}$ – длина лучей, $l_{\text{л}} = 10 \text{ м}$;

$k_{\text{под}}$ – коэффициент подобия, $k_{\text{под}}=0,595$.

$$R_{\text{л}} = \rho \cdot \frac{k_{\text{под}}}{l_{\text{л}}} = 500 \cdot \frac{0,595}{10} = 29,75 \text{ Ом};$$

$$R_{\Sigma} = \frac{R_{\text{ф}} \cdot R_{\text{л}}}{R_{\text{ф}} + R_{\text{л}}} \cdot \frac{1}{k_{\text{ис}}} = \frac{14,71 \cdot 29,75}{14,71 + 29,75} \cdot \frac{1}{0,9} = 10,94 \text{ Ом}.$$

При протекании тока молнии сопротивление системы заземления изменяется по сравнению со значением, измеренным на частоте 50 Гц, из-за нелинейности удельного сопротивления грунта в импульсном режиме и процесса искрения при разряде тока. Напряжение пробоя грунта определяется как:

$$E_{\text{пр}} = 6,9 \cdot \lg \rho - 0,6(\lg \rho)^2 - 3,4 = 6,9 \cdot \lg 500 - 0,6(\lg 500)^2 - 3,4 = 10,85 \text{ кВ/см} \quad (59)$$

Расчету сопротивления заземления с учетом искрения предшествует определение критического значения тока, протекающего от заземляющего устройства, при котором начинается процесс искрения. Для этого критериальные параметры Π_1 и Π_2 рассчитываются для установившегося значения сопротивления заземления по следующим формулам:

$$\Pi_1 = \frac{R \cdot S}{\rho} = \frac{10,94 \cdot 11,4}{500} = 0,249, \quad (60)$$

$$\Pi_2 = e^{\left(\frac{\ln \frac{0,256}{\Pi_1}}{0,354} \right)} = e^{\left(\frac{\ln \frac{0,256}{0,249}}{0,354} \right)} = 1,076. \quad (61)$$

По полученному параметру Π_2 определяется критическое значение тока $I_{\text{иск}}$ по следующей формуле:

$$I_{\text{иск}} = \frac{\Pi_2 \cdot S^2 \cdot E_{\text{пр}}}{\rho} = \frac{1,076 \cdot 11,4^2 \cdot 10,85}{500} = 3,035 \text{ кА}. \quad (62)$$

Расчет импульсного сопротивления заземления выполняется следующим образом при токе через опору больше $I_{иск}$:

Значение критериального параметра Π_2 рассчитывается по формуле:

$$\Pi_2 = \frac{I \cdot \rho}{S^2 \cdot E_{пр}}, \quad (63)$$

где I – среднее значение амплитуды тока молнии:

$$I = 20 + 0,32(h_{он} - 20) = 20 + 0,32(25 - 20) = 21,6 \text{ кА}$$

$$\Pi_2 = \frac{I \cdot \rho}{S^2 \cdot E_{пр}} = \frac{21,6 \cdot 500}{11,4^2 \cdot 10,85} = 7,66$$

Определяется соответствующее значение Π_1 :

$$\Pi_1 = 0,256 \cdot \Pi_2^{-0,354} = 0,256 \cdot 7,66^{-0,354} = 0,125. \quad (64)$$

Импульсное сопротивление заземления определяется по формуле:

$$R_{и} = \frac{\Pi_1 \cdot \rho}{S} = \frac{0,125 \cdot 500}{11,4} = 5,46 \text{ Ом}. \quad (65)$$

Число отключений ВЛ при обратных перекрытиях с опоры на провод.

Средняя высота подвеса троса над землей определяется по формуле:

$$h_{ср} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр}, \quad (66)$$

где $f_{тр}$ – стрела провеса троса.

При $h_{тр-пр} > h_{тр} - h_{пр}^B$:

$$f_{тр} = h_{тр} - h_{г} - (h_{пр}^B - h_{пр}^H) - h_{тр-пр}, \quad (67)$$

где $h_{тр}$ – высота подвеса троса, $h_{тр} = 25$;

h_r – минимальное расстояние от проводов ВЛ до поверхности земли в нежилых и труднодоступных местах, $h_r = 7$;

$h_{пр}^B, h_{пр}^H$ – высота подвеса верхнего и нижнего проводов на опоре, $h_{пр}^B = 21,73$, $h_{пр}^H = 17$;

$h_{тр-пр}$ – расстояние между тросом и проводом в середине пролета. $h_{тр-пр} = 5$ м.

$$f_{тр} = h_{тр} - h_r - (h_{пр}^B - h_{пр}^H) - h_{тр-пр} = 25 - 7 - (21,73 - 17,73) - 5 = 9 \text{ м};$$

$$h_{ср} = h_{тр} - \frac{2}{3} \cdot f_{тр} = 25 - \frac{2}{3} \cdot 9 = 19 \text{ м.}$$

Плотность разрядов молнии на землю равна:

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.}, \quad (68)$$

где $N_{г.ч.}$ – число грозových часов в год, $N_{г.ч.} = 20$ ч. (таблица 1).

$$p_0 = 0,05 \cdot N_{г.ч.} = 0,05 \cdot 29 = 1.$$

Число ударов молнии на 100 км длины ВЛ рассчитывается по формулам:

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right), \quad (69)$$

где $d_{тр-тр}$ – расстояние между тросами, для ВЛ с одним тросом $d_{тр-тр} = 0$;

$$N = 0,15 \cdot p_0 \cdot \left(\frac{d_{тр-тр}}{2} + h_{ср} + 90 \right) = 0,15 \cdot 1 \cdot (19 + 90) = 16,35.$$

Число ударов молнии на 7,0 км длины ВЛ равно $N = 10,07$

Число ударов в опору:

$$N_{оп} = 4 \cdot N \cdot \frac{h_{тр}}{l_{прол}} = 4 \cdot 17 \cdot \frac{25}{260} = 3,87. \quad (70)$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в опору можно определить по значению критического тока:

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_{и} + \delta \cdot h_{оп}}, \quad (71)$$

где $U_{50\%}$ – мпульсное напряжение пробоя 50 % для полимерного изолятора типа ЛК-70/35-3 УХЛ1, исходя из технических условий, составляет 550 кВ.

$\delta = 0,3$ для линий с одним тросом ;

$h_{оп}$ – высота опоры, $h_{оп}=19$ м.

$$I_{кр} = \frac{U_{50\%}}{R_{и} + \delta \cdot h_{оп}} = \frac{550}{5,46 + 0,3 \cdot 19} = 42,44 \text{ кА.}$$

Вероятность того, что амплитуда тока молнии при одиночном ударе молнии превысит заданное значение $I_{кр}$ равно:

$$P_{оп} = e^{-0,04 \cdot I_{кр}} = e^{-0,04 \cdot 42,44} = 0,183. \quad (72)$$

По формуле определяют ожидаемое удельное количество молниевых пробоев линейной изоляции из-за ударов молнии в опору:

$$n_{оп} = 4 \cdot N_{оп} \cdot P_{оп} \cdot \eta \cdot (1 - P_{АПВ}), \quad (73)$$

где $P_{АПВ}$ – вероятность успешной работы АПВ, для ВЛ 35 кВ $P_{АПВ}=0,8$;

η – коэффициент преобразования импульса в дугу определяется по формуле.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{I_{разр}} - 6 \right) \cdot 10^{-3}, \quad (74)$$

где $I_{разр}$ - длина разрядного пути по гирлянде изоляторов, $I_{разр}=2,78$ м;

U - наибольшее длительно допустимое линейное напряжение, $U=36$ кВ.

$$\eta = \left(0,92 \cdot \frac{U}{I_{\text{разр}}} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = \left(0,92 \cdot \frac{36}{2,78} - 6 \right) \cdot 10^{-2} = 0,36,$$

$$n_{\text{оп}} = N_{\text{оп}} \cdot P_{\text{оп}} \cdot \eta \cdot (1 - P_{\text{АПВ}}) = 3,87 \cdot 0,183 \cdot 0,36 \cdot (1 - 0,8) = 0,05$$

Количество отключений из-за ударов молнии в растяжку в середине пролета.

Отключения на воздушной линии из-за ударов молнии в середине пролета могут происходить из-за перекрытия изоляции на несущих конструкциях, что ограничивает пораженный пролет. Выбор воздушного зазора между оттяжкой и проводом в соответствии с требованиями Правил устройства электроустановок (7 издание) исключает его перекрытие при ударе молнии в середине пролета.

Собственное сопротивление растяжки рассчитывается следующим образом:

$$Z_{11} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot h_{\text{сп}}}{r_{\text{тр}}} = 60 \cdot \ln \frac{2 \cdot 19}{0,005} = 530,44 \text{ Ом.} \quad (75)$$

Взаимное волновое сопротивление троса относительно провода:

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d_{12'}}{d_{12}}, \quad (76)$$

где d_{12}' – расстояние между проводом и зеркальным отражением троса относительно земли $d_{12}' = 48,05$ м;

d_{12} – расстояние между тросом и верхним проводом, $d_{12} = 2,9$ м .

$$Z_{12} = 60 \cdot \ln \frac{d_{12'}}{d_{12}} = 60 \cdot \ln \frac{48,05}{2,9} = 168,45 \text{ Ом.}$$

Волновое сопротивление троса, рассчитанное по геометрическим параметрам линии :

$$Z_{\text{тр.г}} = \frac{Z_{11} \cdot Z_{12}}{2} = \frac{530,44 \cdot 168,45}{2} = 349,44 \text{ Ом.} \quad (77)$$

Волновое сопротивление коронирующей линии:

$$Z_{\text{тр.к}} = Z_{\text{тр.г}} \cdot \beta, \quad (78)$$

где β – коэффициент затухания электромагнитной волны:

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}}}, \quad (79)$$

где $E_{\text{ср}}$ – средняя напряженность электрического поля на границе чехла короны
 $E_{\text{ср}} = 21$ кВ/см.

$$\beta = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot h_{\text{тр}} \cdot E_{\text{ср}}}{U}}{\ln \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r}}} = 1,16 \cdot \sqrt{\frac{\ln \frac{1,5 \cdot 2500 \cdot 21}{36}}{\ln \frac{2 \cdot 2500}{0,55}}} = 0,98;$$

$$Z_{\text{тр.к}} = Z_{\text{тр.г}} \cdot \beta = 349,44 \cdot 0,98 = 340,66 \text{ Ом.}$$

Геометрический коэффициент связи провода с тросом рассчитывается по формуле:

$$K_{\text{г}} = \frac{Z_{12}}{Z_{11}} = \frac{168,45}{530,44} = 0,32; \quad (80)$$

$$K_{\text{к}} = K_{\text{г}} \cdot \frac{Z_{\text{тр.г}}}{Z_{\text{тр.к}}} = 0,28 \cdot \frac{349,44}{340,66} = 0,33. \quad (81)$$

Критическая крутизна фронта тока молнии, при котором происходит перекрытие изоляции:

$$a_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot E_{\text{расч.ср}} \cdot \Delta h \cdot \upsilon}{Z_{\text{тр.к}} \cdot (1 - K_{\text{к}}) \cdot l_{\text{прол}}}, \quad (82)$$

где $E_{\text{расч.ср}}$ – средний разрядный градиент промежутка трос – провод, $E_{\text{расч.ср}} = 1654$ кВ/м;

υ – скорость распространения волны, $\upsilon=250$ м/мкс;

Δh – расстояние между тросом и проводом в середине пролета, $\Delta h = 4$ м:

$$a_{кр} = \frac{2 \cdot E_{расч.ср} \cdot \Delta h \cdot \upsilon}{Z_{тр.к} \cdot (1 - K_k) \cdot I_{прол}} = \frac{2 \cdot 1654 \cdot 5 \cdot 250}{340,66 \cdot (1 - 0,3) \cdot 260} = 69,24 \text{ кА/мкс}.$$

Ожидаемое удельное количество грозовых отключений на ВЛ из-за ударов молнии в растяжку в середине пролета рассчитывается по формуле:

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta, \quad (83)$$

где $N_{тр}$ – число ударов молнии в трос в середине пролета на 100 км;

$P_{тр}$ – вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в трос, определяемая по формуле:

$$P_{тр} = e^{-0,08 \cdot a_{кр}} = e^{-0,08 \cdot 69,24} = 0,004. \quad (84)$$

$$N_{тр} = N \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot h_{тр}}{I_{прол}}\right) = 10,07 \cdot \left(1 - \frac{4 \cdot 25}{260}\right) = 6,2;$$

$$n_{тр} = N_{тр} \cdot P_{тр} \cdot \eta = 6,2 \cdot 0,004 \cdot 0,36 = 0,09.$$

На количество отключений из-за обратных ударов от растяжки к проводнику влияет расстояние между точкой удара молнии по оттяжке и опорой. С увеличением расстояния вероятность пробоя на линейном изоляторе уменьшается, но возрастает вероятность пробоя в воздушном промежутке вблизи точки удара.

Взаимное сопротивление между оттяжкой и жилой другой фазы определяется по формуле:

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \frac{d_{13'}}{d_{13}}, \quad (85)$$

где $d_{13'}$ – расстояние между тросом и зеркальным отражением нижнего провода относительно земли, $d_{13'} = 44,2$;

d_{13} – расстояние между тросом и нижним проводом, определяемое конструкцией опоры, $d_{13} = 7,32$ м.

$$Z_{13} = 60 \cdot \ln \frac{d_{13'}}{d_{13}} = 60 \cdot \ln \frac{44,2}{7,32} = 107,89 \text{ Ом} .$$

Волновое сопротивление коронирующего провода:

$$Z_{\text{пр.г}} = \frac{Z_{11} + Z_{12} + Z_{13}}{3} = \frac{530,44 + 168,45 + 107,89}{3} = 268,93 \text{ Ом};$$

(86)

$$Z_{\text{пр.к}} = Z_{\text{пр.г}} \cdot \beta = 268,93 \cdot 0,98 = 262,17 \text{ Ом}.$$

Число прорывов молнии:

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha},$$

(87)

где P_{α} – вероятность прорыва молнии на провода при положительных углах защиты троса, определяется по эмпирической формуле:

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)},$$

(88)

где D определяем по формуле:

$$D = 1 + U_{\text{ном}} \cdot \frac{h_{\text{тр}}}{\Delta h} \cdot \left(\frac{U_{\text{ном}}^2 \cdot 117}{\Delta h \cdot \Delta S \cdot I_{\text{прол}} \cdot \frac{2 \cdot h_{\text{тр}}}{r_{\text{пр}}}} \right)^3 = 1 + 110 \cdot \frac{25}{5} \times$$

$$\times \left(\frac{(35 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 117}{5 \cdot 2,1 \cdot \ln \frac{2 \cdot 19}{0,008}} \right) = 1,44;$$

(89)

$$P_{\alpha} = e^{\frac{1}{D} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{\Delta h} \cdot \sqrt{\alpha \cdot h_{\text{тр-ср}} \cdot \Delta S} - \frac{9}{D} \right)} = e^{\frac{1}{1,44} \left(3,2 \cdot \frac{0,55}{5} \cdot \sqrt{22,78 \cdot 19,2,1 - 9/1,44} \right)} = 0,53;$$

$$N_{\text{пр}} = N \cdot P_{\alpha} = 10,07 \cdot 0,53 = 5,34$$

Крутизна тока молнии, определяемая по формуле:

$$I_{\text{кр}} = \frac{2 \cdot U_{50\%}}{Z_{\text{пр.к}}} = \frac{2 \cdot 515}{262,17} = 4,2 \text{ кА.} \quad (90)$$

Вероятность перекрытия изоляции при ударе молнии в провод, определяемая по формуле:

$$P_{\text{пр}} = e^{-0,04 \cdot I_{\text{кр}}} = e^{-0,08 \cdot 4,2} = 0,85. \quad (91)$$

Удельное число грозовых отключений (на 100 км линии) при ударе молнии в провод:

$$n_{\text{пр}} = N_{\text{пр}} \cdot P_{\text{пр}} \cdot \eta = 5,34 \cdot 0,85 \cdot 0,36 = 1,61. \quad (92)$$

Суммарное число грозовых отключений в год равно:

$$n_{\Sigma} = n_{\text{оп}} + n_{\text{тр}} + n_{\text{пр}} = 0,05 + 0,009 + 1,6 = 1,67 \quad (93)$$

Приближенная оценка числа лет безаварийной работы τ равно:

$$\tau = \frac{1}{n_{\Sigma}} = \frac{1}{1,67} = 0,6. \quad (94)$$

11 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЛУГОВАЯ

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в пределах рабочей зоны электроустановки и за ее пределами. Они используются для отвода импульсных токов от молниеотводов и разрядников в землю и для создания цепи защиты заземления от замыканий.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и габаритная форма этой системы определяются компоновкой электрооборудования. Обычно он состоит из сетки с прямоугольными ячейками, к которым присоединены вертикальные электроды молниеотводов. Дополнительно по периметру сетки могут быть установлены вертикальные электроды для достижения заданных значений сопротивления заземления.

Продольные ответвления сети проложены вдоль рядов оборудования ОРУ. Поперечные ветви имеют переменное расстояние между ячейками, при этом первое и последующие расстояния от периферии не превышают следующих значений, в метрах: 4,0, 5,0, 6,0, 7,5, 9,0, 11,0, 13,5, 16,5, 20,0.

Заземляющее устройство ПС 35/10 кВ Луговая должно иметь сопротивление заземления не более 0,5 Ом в любое время года. Площадь S , используемая для заземления ПС «Луговая», определяется следующим образом:

$$S = (40 + 2 * 1,5) * (30 + 2 * 1,5) = 1419 \text{ кв.}$$

Для заземляющего электрода выбирают диаметр и длину стержня: $d = 10 \text{ мм}$, $L_{\text{в}} = 5 \text{ м}$. Площадь поперечного сечения этого стержня $S_{\text{пр.в.}} = 78,5 \text{ мм}^2$.

Выбранный стержень проверяют на термическую стойкость к токам короткого замыкания по следующей формуле:

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{I_{\text{к}}^{(1)2} \cdot t}{400 \cdot \beta}}, \quad (95)$$

где $I_{\text{к}}^{(1)}$ – ток короткого однофазного замыкания;

t – время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания основной защиты и полного времени отключения выключателя, с;

β – коэффициент, для стали равный 21.

$$F_{\text{т.с.}} = \sqrt{\frac{1,97^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 6,8 \text{ мм}^2$$

Выбранное сечение проверяется на коррозионную стойкость по формуле:

$$F_{\text{кор}} = \pi \cdot \delta_{\text{ср}} (d_{\text{пр}} + \delta_{\text{ср}}), \quad (96)$$

где $\delta_{\text{ср}}$ – средняя глубина коррозии, по сечению проводника, определяемая по формуле:

$$\delta_{\text{ср}} = a_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + b_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + c_{\text{к}} \cdot \ln(T)^3 + d_{\text{к}}, \text{ мм} \quad (97)$$

где T – расчетный срок службы заземлителя, 240 месяцев;

$a_{\text{к}}$, $b_{\text{к}}$, $c_{\text{к}}$, $d_{\text{к}}$ – коэффициенты, зависящие от грунтовых условий.

$$\delta_{\text{ср}} = 0,0026 \cdot \ln(240)^3 + 0,00915 \cdot \ln(240)^3 + 0,0104 \cdot \ln(240)^3 + 0,0224 =$$

$= 0,782 \text{ мм};$

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot 0,78(10 + 0,78) = 26,49 \text{ мм}^2.$$

Делается проверка выбранного сечения по вышеприведенным условиям:

$$S_{\text{пр.в.}} \geq F_{\text{т.с.}} + F_{\text{кор}};$$

$$78,5 \geq 6,8 + 24,4$$

Результаты проверки подтверждают правильность выбора площади поперечного сечения заземлителя подстанции.

Глубина заглубления горизонтальных элементов заземляющего электрода принимается равной 0,8 метра.

С помощью плана размещения оборудования, зданий и сооружений подстанции определяют расположение и длину горизонтальных заземлителей с учетом того, что размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к соединениям нейтралей силового трансформатора не должен превышать 6 метров на 6 метров.

Сооружение заземляющей сетки выполняется соответствующим образом. Длина стороны «d» делится на целое число с шагом «a_q» 6 метров. Расстояние между ячейками между поперечными ветвями заземляющей сетки предполагается увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки.

Суммарная длина горизонтальных заземлителей определяется по следующей формуле:

$$L = \left(\frac{S}{a_q} \right) \cdot 2 = \left(\frac{1419}{6} \right) \cdot 2 = 473 \text{ м.} \quad (98)$$

Представим площадь подстанции квадратичной моделью со сторонами a, тогда $a = \sqrt{1419} = 37,67$ м.

Число ячеек в этом случае определяется как:

$$m = \frac{L}{2 \cdot a} - 1 = \frac{473}{2 \cdot 37,67} - 1 = 17,87 \quad (99)$$

принимается ближайшее значение – 18 штук.

Длина ячейки $a_m = a / m = 37,67 / 18 = 2,09$ м.

Длина горизонтальных полос в этой модели определяется по формуле:

$$L = 2 \cdot a \cdot (m + 1) = 1431 \text{ м} \quad (100)$$

Количество вертикальных электродов находится из выражения:

$$n_B = \frac{4 \cdot a}{\frac{a_q}{l_B} \cdot l_B} = \frac{4 \cdot 37,67}{6} = 25,13, \quad (101)$$

где a_q – расстояние между вертикальными электродами, равная 6 м;

l_B – длина вертикальных электродов, м.

Округлим до ближнего целого значения $n_B = 64$ шт.

Определение стационарного сопротивления заземлителя, выполненного в виде сетки:

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (102)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта;

A – параметр зависящий от соотношения l_B / \sqrt{S} , равный 0,05.

$$R_{ст} = \rho \cdot \left(\frac{0,05}{37,67} + \frac{1}{3046,1 + 64 \cdot 5} \right) = 0,44 \text{ Ом} \quad (103)$$

Импульсное сопротивление $R_{и}$ определяют путем умножения сопротивления в установившемся режиме на импульсный коэффициент, который зависит от характеристик грунта, величины импульса тока молнии и типа заземлителя:

$$R_{и} = R_{ст} \cdot \alpha_{и}, \quad (104)$$

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_{мол} + 45)}}, \quad (105)$$

где $I_{мол}$ – ток молнии, принимается равным 60 кА.

$$\alpha_{и} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 37,67}{(500 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 1,22$$

$$R_{\text{и}} = 0,44 \cdot 1,12 = 0,49 \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Полученное значение сопротивления заземления составляет менее 0,5 Ом, что соответствует требованиям Правил устройства электроустановок. Схема заземления подстанции 3 приведена на пятом листе графического раздела дипломного проекта.

Расчет молниезащиты.

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. Наименьшую надежность защиты объект будет иметь, если его внешняя поверхность повторяет поверхность границы зоны защиты. При размещении объекта в глубине зоны надежность его защиты повышается.

Наиболее опасное проявление молнии с точки зрения поражения зданий и сооружений является прямой удар.

Расчет выполнен для защиты объектов ПС Луговая, расположенных на высоте h_x над уровнем земли:

-8 м для порталов 35 кВ;

-6 м для другого оборудования.

Примем высоту молниеотвода равной 30 м.

Зона защиты одностержневого молниеотвода высотой h представлена круглым конусом с вершиной на высоте $h_{\text{эф}} < h$ и радиусом основания r_0 на уровне земли.

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м;} \quad (106)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 30) \cdot 30 = 31,5 \text{ м} \quad (107)$$

Границы внутренней области охранной зоны рассчитываются по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr} - h_i}{h_{cr}}, \quad (108)$$

Определим границы внутренней зоны защиты молниеотводов 1 и 2:

Для громоотвода 1:

Высота внутренней защитной зоны на уровне земли посередине между взаимодействующими молниеотводами (h_{cr}).

Полуширина внутренней защитной зоны на уровне земли (r_{c0}).

$$h_{cr12} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{1-2} - h) = 25,5 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 30) \times \\ \times (37 - 30) = 24,2 \text{ м}. \quad (109)$$

При расстояниях между молниеотводами $2h < L_{м-м} \leq h$ половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли равна: $r_{c0} = r_0$.

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{1-2} - 2h)}{h} \right) = 31,5 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (37 - 2 \cdot 30)}{30} \right) = 36,3 \text{ м} \quad (110)$$

$$r_{c12} = r_{c0} \cdot \frac{h_{cr12} - h_{лп}}{h_{cr12}} = 36,3 \cdot \frac{24,2 - 8}{24,2} = 24,3 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне линейного портала:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{лп}}{h_{эф}} \right) = 31,5 \cdot \left(1 - \frac{8}{25,5} \right) = 21,6 \text{ м} \quad (111)$$

Параметры молниезащиты от прямых ударов молнии распредустройства представлены в таблице:

Таблица 25 – Параметры молниезащиты

| Молниеотводы | Высота внутренней зоны защиты $h_{сг}$, м | Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли $r_{сi}$, м | |
|--------------|--|---|------|
| | | 8м | 6м |
| 1-2 | 24,2 | 24,3 | 20,1 |
| 2-3 | 26,02 | 26,6 | 27,3 |
| 3-4 | 24,2 | 24,3 | 13,9 |
| 1-4 | 26,02 | 26,6 | 27,3 |

12 РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Общие принципы построения защиты:

Релейная защита состоит из трех частей: измерительной, логической и выходной. Измерительная часть включает в себя измерительные и триггерные устройства, воздействующие на логическую часть при отклонении электрических параметров (ток, напряжение, мощность, сопротивление) от заданных значений для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и устройств задержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и запускающих устройств активируют выходную часть в соответствии с запрограммированной логикой.

Выходная часть соединяет релейную защиту с цепями управления коммутационными аппаратами (выключателями) и каналами связи для передачи команд и телемеханики. Выходные устройства защиты имеют коммутационные элементы достаточной мощности для срабатывания цепей управления.

До недавнего времени все устройства релейной защиты выполнялись с использованием электромеханических реле. Однако такое оборудование устарело и требует замены. На этом оборудовании трудно добиться высокой точности, быстродействия и сложных характеристик. Для обслуживания защиты требуется значительный труд. Оборудование занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное энергопотребление требует наличия мощных источников питания рабочего тока, а также мощных трансформаторов тока и напряжения. Зачастую новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства оборудования, содержащего электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных систем защиты существенно выше по сравнению с микроэлектронными и особенно электромеханическими. Например, потребляемая мощность от трансформаторов тока и напряжения

находится в пределах 0,1-0,5 ВА, точность аппаратуры - в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных приборов - 0,96-0,97.

Защита трансформатора

На подстанции 35/10 кВ Луговая планируется установка двух трансформаторов мощностью 6300 кВА. Для защиты трансформаторов выбрано устройство "Бреслет". Защиту и автоматизацию соединений 10 кВ и 35 кВ обеспечивают микропроцессорные терминалы с такими функциями, как максимальная токовая защита, отсечка тока, логическая защита шин и защита от замыканий на землю.

Устройство «Бреслер СТ» включает в себя комплекс основной и резервной защиты и предназначено для защиты от внутренних повреждений и длительных токов при внешних коротких замыканиях.

Устройство включает в себя следующие защиты:

Дифференциальная токовая защита (DCP)

Отсечка дифференциального тока (DCC)

Защита по току нулевой последовательности (ZSCP) на стороне высокого напряжения (ВН)

Максимальная токовая защита (MCP) на стороне ВН с отключением по напряжению

ГЦН на стороне среднего напряжения (СН) с устройствами отключения и регулирования мощности по напряжению

ГЦН на стороне низкого напряжения (НН) с устройствами отключения и регулирования мощности по напряжению

Автоматический разгон ГЦН НН при включении выключателя

Резервное резервное устройство отказа (BFRO) для высоковольтного выключателя

Защита от перегрузки

Запуск автоматики охлаждения

Блокировка устройства RPV

Выбор текущих входных ветвей для терминала.

Номинальные токи для трансформатора определяются по формуле:

$$I_{\text{ном.Н}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.Н}}}, \quad (112)$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{ном.Н}}$ – номинальное напряжение стороны N.

Номинальные токи трансформатора равны:

$$I_{\text{ном.ВН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.ВН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 94,48 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.НН}}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66 \text{ А}$$

При протекании в обмотках силового трансформатора номинального тока на входе терминала наблюдается вторичный ток в номинальном режиме:

$$I_{\text{ном.НН}} = \frac{I_{\text{ном.Н}} \cdot I_{\text{н.ТТ.В}}}{I_{\text{н.ТТ.П}}} = \frac{I_{\text{ном.Н}}}{K_{\text{тр.ТТ.Н}}}, \quad (113)$$

где $K_{\text{тр.ТТ.Н}} = I_{\text{н.ТТ.П}} / I_{\text{н.ТТ.В}}$ – коэффициент трансформации измерительного трансформатора тока стороны N;

$I_{\text{н.ТТ.П}}$, $I_{\text{н.ТТ.В}}$ – первичный и вторичный номинальные токи трансформатора тока стороны N.

Коэффициенты трансформации трансформаторов тока:

$$K_{\text{тр.ТТ.ВН}} = 300/5 = 60$$

$$K_{\text{тр.ТТ.НН}} = 400/5 = 40$$

При выборе рабочей ветви ввода тока для клеммы, к которой подключаются вторичные цепи трансформатора тока, должно выполняться условие максимального цифрового коэффициента согласования, который должен быть меньше пяти и больше 0,5.

$$0,5 \leq K_{\text{ТР.ТТН}} \geq 5$$

$$I_{\text{НОМ.ВН}} = 0,53 \text{ А, выбираем } 0,5 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ.НН}} = 8,2 \text{ А, выбираем } 5 \text{ А}$$

Выбор уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита с торможением предназначена для срабатывания практически при всех видах КЗ внутри защищаемой зоны, в том числе с малым током КЗ.

Дифференциальная защита трансформатора включает в себя:

Дифференциальный элемент с ограничителем

Ограничение дифференциального тока (DCR)

Дифференциальная защита трансформатора должна быть согласована с максимальным током небаланса и пусковыми токами намагничивания.

Согласование с токами небаланса достигается выбором настроек характеристики торможения (RC). РК состоит из двух секций и характеризуется следующими настройками:

Начальный дифференциальный ток срабатывания

Начальный ток ограничения

Коэффициент сдержанности

Блокирующий ток ограничения

Координация с пусковыми токами намагничивания достигается за счет блокировки второй гармоники и блокировки формы волны тока.

Относительный ток небаланса определяется как сумма трех составляющих, вызванных ошибками трансформатора тока.

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}} \quad (114)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч}}^* \quad (115)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I^*_{\text{расч}} \quad (116)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = f_{\text{выр}} \cdot I^*_{\text{расч}} \quad (117)$$

где $I'_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью измерительного трансформатора тока;

$k_{\text{пер}}$ – коэффициент, учитывающий переходной режим (наличие аperiodической составляющей), рекомендуется принимать 1,0 согласно /4/;

$k_{\text{одн}}$ – коэффициентоднотипности трансформаторов тока. Для защиты Бреслер рекомендуется во всех режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

ε – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока. Рекомендуется принимать равной 0,1;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием защищаемого трансформатора;

ΔU – погрешность, обусловленная регулированием напряжения под нагрузкой на сторонах защищаемого трансформатора и принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования;

$I''_{\text{нб.расч}}$ – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты;

$f_{\text{выр}}$ – погрешность выравнивания токов плеч терминале защиты, принимается равным 0,03;

$I^*_{\text{расч}}$ – относительный ток в терминале, для которого производится расчет небаланса, величину рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0.

$$I_{\text{нб.расч}} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 0,16 + 0,03) \cdot 1 = 0,29 \text{ о.е.}$$

Относительный начальный дифференциальный ток срабатывания выбирают исходя из условия отклонения от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора.

$$I_{\text{диф.нач}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}} = 1,25 \cdot 0,29 = 0,36 \text{ о.е.}, \quad (118)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас, равен $1,1 \div 1,3$.

Начальный тормозной ток рекомендуется выбирать из диапазона:

$$I_{\text{торм.нач}} = 0,6 - 1,0$$

Уставка срабатывания принимается как минимальное значение 0,6 для резервных трансформаторов и трансформаторов, где возможен асинхронный АРН (автоматический регулятор напряжения). В других случаях настройку срабатывания можно выбрать равной 1.

Ток блокирующего тормоза рекомендуется регулировать исходя из максимально возможного продолжительного тока нагрузки. Параметр следует выбирать из следующего диапазона:

$$I_{\text{блок}} = 1 \div 2$$

Своего наибольшего значения сквозной ток нагрузки достигает при действии АВР секционного выключателя или АПВ питающих линий и может принят равным 1,5 о.е при $I_{\text{торм.нач}} = 1$ и 1,2 о.е при $I_{\text{торм.нач}} = 0,6$.

Коэффициент торможения рассчитывается по выражению:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\text{диф.расч}} - I_{\text{диф.нач}}}{I_{\text{торм.расч}} - I_{\text{торм.нач}}}, \quad (119)$$

где $I_{\text{диф.расч}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$ – относительный расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ;

$k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равен $1,1 \div 1,3$;

$I_{\text{торм.расч}}$ – определяемый для режима внешнего КЗ. При этом коэффициент переходного режима $k_{\text{пер}}$ рекомендуется принимать равным $1,5 \div 2$, величину

$I_{\text{нб.расч}}$ принимать равной максимальному относительному току при внешнем трехфазном КЗ;

$I_{\text{торм.расч}}$ – тормозной ток в расчетном режиме. Принимается равным максимальному относительному току при трехфазном КЗ.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 94,48 = 12,32 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 15,4 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{15,4 - 0,36}{36,23 - 0,6} = 0,42$$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (1,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 0,91 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{диф.расч}} = 1,25 \cdot 12,32 = 1,14 \text{ о.е.}$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{1,14 - 0,36}{3,24 - 0,6} = 0,29$$

Уставка срабатывания дифференциального отключения тока (ДТн) выбрана для мгновенного отключения больших токов короткого замыкания в пределах зоны защиты.

Настройка срабатывания ДТО регулируется на основе:

Пусковой ток намагничивания.

Максимальный несимметричный ток при коротком замыкании.

$$I_{\text{дто}} \geq 6$$

$$I_{\text{дто}} \geq k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб.расч}}$$

где $k_{\text{отс}} = 1,5$ – коэффициент отстройки;

$I_{\text{нб.расч}}$ – расчетный ток небаланса при максимальном токе КЗ.

При расчете коэффициента переходного режима рекомендуется принимать его равным $3/4$. Значение определяется как ток (в относительных единицах), протекающий через защищаемую зону при расчетном трехфазном коротком замыкании на стороне, где рассматривается неисправность. Этот ток определяется при работе трансформатора на расчетную ветвь, обычно соответствующую минимальному значению напряжения регулируемой обмотки.

Настройка срабатывания для ДТО выбирается как большее из двух значений.

На стороне ВН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) \cdot 36,23 = 19,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,5 \cdot 19,56 = 29,35 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 29,35 \text{ о.е.}$

На стороне НН:

$$I_{\text{нб.расч}} = (3,5 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03) \cdot 3,24 = 1,56 \text{ о.е.}$$

$$I_{\text{дто}} = 1,25 \cdot 1,56 = 1,94 \text{ о.е.}$$

Выбираем $I_{\text{дто}} = 6 \text{ о.е.}$

Выбор уставок срабатывания по максимальной токовой защите (МТЗ) на стороне ВН осуществляется следующим образом:

Максимальная токовая защита предназначена для защиты трансформатора от внешних коротких замыканий и служит резервной защитой при внутренних замыканиях. При недостаточной чувствительности МТЗ используется отключение по напряжению. Уставки всех измерительных приборов рассчитываются в первичных величинах, пересчитанных на сторону защищаемого силового трансформатора, где установлена защита.

Ток срабатывания МТЗ определяют по отклонению от тока в точке установки защиты при самозапуске двигателей нагрузки, используя выражение:

$$I_{с.з.} = \frac{k_3 \cdot k_C}{k_B} \cdot I_{нагр.макс} , \quad (120)$$

где $k_3=1,2$ – коэффициент запаса;

k_C – коэффициент самозапуска, в предварительных расчетах принимается равным $1,5 \div 2,5$;

k_B – коэффициент возврата, равный $0,95$;

$I_{нагр.макс}$ – максимальный ток нагрузки на стороне ВН защищаемого трансформатора.

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 48 = 121,26 \text{ А}$$

Коэффициент чувствительности определяется:

$$k_{ч} = \frac{I_{к.мин}}{I_{с.з.}} \quad (121)$$

где $I_{с.з.}$ – следует определить минимальное значение тока в точке установки защиты при расчетном состоянии КЗ (с учетом двухфазного КЗ).

Коэффициент чувствительности должен быть не менее $1,5$ при выполнении функции защиты основной шины для МТЗ и не менее $1,2$ при выполнении резервной функции.

$$k_{ч} = \frac{992}{121,26} = 8,18 > 1,5$$

Для МТЗ НН выбраны уставки максимальной токовой защиты по низковольтной стороне. Назначение МТЗ НН – отключение коротких замыканий на шинах НН и обеспечение резервной защиты устройств, подключенных к этим шинам. Конфигурация и выбор уставок ступеней МТЗ НН аналогичны соответствующим ступеням МТЗ СН (сторона высокого напряжения). Первая ступень:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 155 = 391,58 \text{ A}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{391,58} = 4,73 > 1,5$$

Вторая ступень:

$$I_{c.з.} = \frac{1,2 \cdot 2}{0,95} \cdot 330,66 = 835,35 \text{ A}$$

$$k_{ч} = \frac{1853}{835,35} = 2,21 > 1,5$$

Защита от перегрузок реализована по схеме защиты по току мгновенного действия на трансформаторах, находящихся под наблюдением оперативного персонала. Чтобы избежать ненужных срабатываний сигнализации при коротких замыканиях и кратковременных перегрузках, в схему защиты включено реле выдержки времени. Обмотка реле должна быть рассчитана на длительное протекание тока.

Трансформаторные перегрузки обычно симметричны. Поэтому защита от перегрузки достигается за счет использования максимальной токовой защиты, срабатывающей по току одной фазы. Защита срабатывает с выдержкой времени перед выдачей сигнала и на необслуживаемых подстанциях может привести к разгрузке или отключению трансформатора.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (для сигнализации) определяется следующим выражением:

$$I_{c.з.} = \frac{k_{отс}}{k_{в}} \cdot I_{ном}, \quad (122)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый равным 1,05;

$k_{в}$ – коэффициент возврата;

$I_{\text{ном}}$ номинальный ток обмотки трансформатора на стороне которого установлена защита.

На стороне ВН:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 94,48 = 124,05 \text{ А}$$

На стороне НН:

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 330,66 = 434 \text{ А}$$

Газозащита

Газозащита предназначена для защиты силовых трансформаторов с масляной изоляцией и оборудованных расширителями от всех видов внутренних повреждений, приводящих к газообразованию, ускоренному течению масла из бака в расширитель, утечке масла из бака трансформатора.

Газовое реле, установленное на маслопроводе между баком и расширителем, служит измерительным устройством для газовой защиты. Ранее использовалось поплавковое газовое реле ПГ-22, но оно было заменено более совершенным реле РГЧЗ-66 с чашеобразными элементами. Непосредственно в нашей стране широко применяется газовое реле с двумя сферическими пластиковыми поплавками типа ВФ80/Q. Это реле состоит из металлического корпуса, крышки и интегрированного блока. На корпусе имеются застекленные отверстия с откидными крышками для осмотра встроенного блока. Также имеется контрольный клапан для отбора проб газа и кнопка управления для проверки работы реле путем имитации потери масла из трансформатора. Принцип работы этого реле такой же, как и у других газовых реле.

Газовая защита очень чувствительна и часто позволяет обнаруживать неисправности трансформатора на ранних стадиях. В случае серьезного повреждения трансформатора газовая защита срабатывает быстро, в течение 0,1-0,2 секунды (при расходе масла не менее чем на 25 % выше заданного значения). Благодаря этим преимуществам газозащита обязательна для всех трансформаторов мощностью 6,3 МВА и выше, а также для понижающих

трансформаторов подстанций, начиная с мощности 630 кВА. Газозащита также может быть установлена на трансформаторах мощностью от 1 до 4 МВА. Однако он имеет ряд существенных недостатков, главный из которых – неспособность реагировать на неисправности, расположенные вне бака, в зоне между трансформатором и распределительным устройством. Защита может выдавать ложные срабатывания при попадании воздуха в бак трансформатора, например, при доливке масла или после установки системы охлаждения. Также возможно ложное срабатывание защиты на трансформаторах, установленных в сейсмоопасных районах. В таких случаях допускается вариант перевода действия отключающего элемента в сигнализацию. Следовательно, газовая защита не может использоваться в качестве единственной защиты от внутренних повреждений трансформаторов.

Также следует отметить, что начальная стадия короткого замыкания обмотки может не сопровождаться образованием дуги и газа. В таких случаях газовая защита не срабатывает, и короткое замыкание обмоток в трансформаторе может длительное время оставаться незамеченным.

Для защищаемого трансформатора на ПС Луговая установлено газовое реле Бухгольца типа BF80/Q.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Развитие сети 35 кВ в эксплуатации предполагает проектирование ВЛ напряжением 35 кВ А-3 Луговая-Соллерс, а также реконструкцию ПС 35/10 кВ Луговая. Необходимость проектирования возникает в связи с износом значительной части электросетевого оборудования и ограничением пропускной способности сети в данном районе.

В соответствии с вышесказанным, при строительстве, реконструкции и эксплуатации электросетевого оборудования необходимо учитывать основные правила техники безопасности (обеспечение безопасности персонала в рабочей среде).

Обратить внимание на экологическую обстановку, воздействие на окружающую среду, рассмотреть воздействие проектируемых объектов на окружающую природную среду, здоровье человека.

Также, обязательным является рассмотрение возможных чрезвычайных ситуаций на объектах, их классификация, оценка. Необходимо рассмотреть наиболее возможную чрезвычайную ситуацию, которая может возникнуть на подстанции Луговая.

13.1 Безопасность проекта

Меры безопасности при строительстве воздушных линий электропередачи (ВЛ).

Весь комплекс строительно-монтажных работ должен обеспечивать выполнение мероприятий по организации безопасных работ с применением механизмов, грузоподъемного оборудования, транспортных средств, работ на высоте и других технологических операций в соответствии с действующими нормативными актами.

При организации работы с персоналом согласно Федеральному закону «Об основах охраны труда в Российской Федерации» надлежит исходить из принципа государственной политики о признании и обеспечении приоритета жизни и

здоровья работников по отношению к результатам производственной деятельности.

Безопасные методы и порядок производства строительно-монтажных работ должны соответствовать технологическим картам на соответствующие виды строительно-монтажных работ. Сооружение ВЛ вблизи существующих линий электропередач должно осуществляться с соблюдением регламентированных расстояний между проводниками ВЛ и работающими механизмами, надлежащего заземления и других мер безопасности.

При работе на ВЛ в местах пересечения, при замене проводов, расположенных ниже проводов, находящихся под напряжением должны быть приняты меры для исключения подсечки проводов, находящихся под напряжением путем перекидки синтетических канатов через ремонтируемые провода по обе стороны места пересечения. При проведении строительно-монтажных работ в охранной зоне, действующей ВЛ должны быть приняты меры безопасности, исключающие приближение людей и механизмов на расстояние ближе минимально допустимого согласно требования Правил охраны труда при эксплуатации электроустановок. В противном случае ВЛ должна быть отключена и заземлена.

Все работы вблизи существующей ВЛ, в зоне наведенного напряжения и в электроустановках должны производиться по наличию наряду-допуску для работ в электроустановках, после получения целевых инструктажей по охране труда при выполнении работ.

Меры безопасности и охрана труда на подстанции

Под безопасностью понимают меры и средства, предотвращающие поражение людей электрическим током.

Подстанцию обслуживает оперативно-ремонтный персонал, возраст которого должен быть не моложе 18 лет, группа по электробезопасности IV и выше, обладающий практическими навыками выполнения работ, прошедший инструктаж по технике безопасности и допущенный по состоянию здоровья к работам в электроустановках. Все работы на подстанции выполняются бригадой

в составе не менее 2 человек. Для обеспечения безопасности от поражения электрическим током должны быть выполнены следующие мероприятия:

- Выдан наряд-допуск на проведение работ;
- Назначены ответственные лица за обеспечения безопасности проведения работ;
- Проведены необходимые отключения коммутационных аппаратов и приняты меры, препятствующие их включению;
- Заземлены токоведущие части, на которых будет производиться работа;
- Ограждено рабочее место им ввешены запрещающие и предупредительные плакаты.

Для обеспечения электробезопасности персонала должно быть организовано производственное обучени, проводиться периодические инструктажи и проверки знаний. Также должно проводиться:

Осмотр защитного заземления и периодические проверки системы заземления.

Регулярный контроль технического состояния электроустановок и оборудования и устранение дефектов.

Использование средств индивидуальной защиты.

Применение безопасных напряжений (12-36 В) в цепях управления и переносного освещения.

Надлежащее ведение технической документации.

Все работы на действующих электроустановках должны выполняться с обязательным выполнением организационно-технических мероприятий согласно требованиям Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок.

Доступ на подстанцию для выполнения работ разрешается только оперативному и ремонтному персоналу, закрепленному за конкретным участком, на основании соответствующего наряда-наряда. Доступ на подстанцию также разрешается инженерно-техническому персоналу участка для

осмотра оборудования, проверки его работы при наличии у них допуска группы V и ОРД организации.

Согласно «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках», приложение № 8 «Нормы комплектования средствами защиты», подстанция должна быть оборудована средствами защиты, перечисленными в таблице 26.

Таблица 26 - Защитные средства

| Наименование средств защиты | Количество |
|---|--|
| 1 | 2 |
| Изолирующая штанга 35 кВ | 2 шт. |
| Изолирующая штанга 10 кВ | 2 шт. |
| Указатель напряжения 35 кВ | 2 шт. |
| Указатель напряжения 10 кВ | 2 шт. |
| Изолирующие клещи (при отсутствии универсальной штанги) | 1 шт. на каждый класс напряжения (при наличии соответствующих предохранителей) |
| Диэлектрические перчатки | Не менее 2 пар |
| Диэлектрические боты (для ОРУ) | 1 пара |
| Переносные заземления | Не менее 2 на каждый класс напряжения |
| Защитные ограждения (щиты) | Не менее 2 шт. |
| Плакаты и знаки безопасности (переносные) | 15 шт. |
| Противогаз изолирующий | 2 шт. |
| Защитные щитки или очки | 2 шт. |

Данные требования являются минимальными. Используемое оборудование должно храниться в специально отведенных местах. В местах хранения средств защиты должны быть перечни средств защиты.

Работа воздушных линий электропередач переменного тока промышленной частоты создает электрическое поле и другие сопутствующие факторы, воздействующие на персонал, работающий в их непосредственной близости. Интенсивность электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередач, уменьшается по мере удаления от линий. Электрическое поле в непосредственной близости от линий электропередач может оказывать вредное воздействие на человека.

При работе на ЛЭП на работника могут воздействовать неблагоприятные факторы: электрические и магнитные поля частотой 50 Гц, электромагнитное

излучение, вызванное коронным разрядом, аэроионизацией, оксидами азота, озоном.

Работники при работе в электроустановках обязаны пользоваться защитными касками. При приближении грозы все работы в электроустановках и на ВЛ должны быть прекращены.

Все работы в электроустановках должны производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для конкретной работы и класса напряжения электроустановки в которой предстоит работать.

Электрозащитные средства делятся на основные и дополнительные.

Основные электрозащитные средства длительно выдерживают рабочее напряжение и позволяют работать на токоведущих частях, находящихся под напряжением. Дополнительные электрозащитные средства не позволяют работать под напряжением, но дополняют основные и служат в том числе для защиты от напряжения прикосновения и напряжения шага (диэлектрические перчатки, диэлектрические боты).

13.2 Экологичность проекта

При строительстве вновь сооружаемой воздушной линии электропередачи должен быть выполнен отвод земли под опоры и установлена охранная зона в соответствии с классом напряжения.

Площадь земельного участка, отводимого в постоянное пользование, определяется в соответствии с «Нормами отвода земельных участков под электрические сети 0,4-750 кВ № 14278тм-т1». В постоянное пользование передаются только площади, занятые опорами, включая полосу земли шириной 2 метра вокруг каждой опоры, и территории подстанций.

В соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 24 февраля 2009 г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электроэнергетики и особых условиях использования земельных участков, расположенных в пределах таких зон», зона устанавливается вдоль воздушных линий электропередачи, в виде участка земной поверхности и воздушного пространства (до высоты опор воздушных линий электропередачи),

ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, расположенными по обеим сторонам линии электропередачи. ЛЭП на расстоянии, определяемом для проектируемой ЛЭП следующими критериями: для ВЛ 35 кВ - 15 метров.

В соответствии с вышеуказанным порядком в пределах охранных зон любые действия, которые могут нарушить безопасную эксплуатацию объектов электроэнергетики, в том числе их повреждение или разрушение, и (или) причинить вред жизни, здоровью или имуществу физических, или юридических лиц, а равно причинить ущерб окружающей среде или вызвать пожары, запрещены.

В соответствии с СанПиНом 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, строений и иных объектов» для ВЛ 35 кВ санитарно-защитная зона от воздействия электрического поля не устанавливается.

Согласно СанПиН 2971-84 «Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля, создаваемого воздушными линиями электропередачи переменного тока промышленной частоты» требования по защите населения от воздействия создаваемого электрического поля отсутствуют по воздушным линиям электропередачи напряжением 220 кВ и ниже при их соответствии Правилам устройства электроустановок.

Согласно требованиям действующих нормативно-технических документов трассы ВЛ, дороги и площадки подстанций располагаются на непродуктивных землях на расстоянии не менее 30 м от мест постоянного проживания людей с учетом рационального использования земельных и лесных ресурсов и минимизации ущерба окружающей среде. Линии электропередач, проходящие через лесные массивы и земельные насаждения, выбирают на землях с малоценной растительностью и кустарниками.

Предлагаемая воздушная линия электропередачи (ВЛ) расположена в границах существующей ЛЭП. Протяженность проектируемой трассы ВЛ-35 кВ А-3-Луговая-Соллерс составляет 7 км.

Рассматривая экологический аспект, можно отметить, что трансформаторы представляют наибольшую опасность для окружающей среды при авариях и при ремонтных работах, в основном из-за разлива трансформаторного масла. Для минимизации риска попадания масла в окружающую среду планируется строительство маслоприемников для трансформаторов.

Проект подстанции 35 кВ Луговая включает замену трансформатора и установку двух трансформаторов модели ТДТН-6300/35, размерами (м) 3,901x3663x3316 и массой масла 3,3 тонны.

Согласно Правил устройства электроустановок габариты маслоприемника должны выходить за габариты индивидуального электрооборудования не менее чем на 1,0 метр при массе масла до 10 тонн включительно. Таким образом, размеры маслоприемника будут:

$$B=3,9+1=4,9 \text{ м.}$$

$$Г=3,66+1=4,66 \text{ м.}$$

Площадь маслоприемника

$$S_{\text{МП}} = B \cdot Г = 4,9 \cdot 4,66 = 22,834 \text{ м}^2 \quad (123)$$

Объём трансформаторного масла:

$$V_{\text{ТМ}} = \frac{M_{\text{ТР.М}}}{\rho} = \frac{3300}{850} = 3,75 \text{ м}^3, \quad (124)$$

где: ρ - плотность трансформаторного масла $\rho = 850 \text{ кг/ м}^3$

Маслоприемники под трансформаторами с объемом масла до 20 тонн допускается выполнять без отвода масла без отвода масла. В этом случае маслоприемники выполняются заглубленной конструкции и закрываются металлической решеткой, поверх которой насыпается слой чистого гравия или гранитного щебня толщиной не менее 0,25 м. Уровень полного объема масла в маслоприемнике должен быть ниже решетки не менее чем на 50 мм. Удаление в этом случае воды и масла из маслоприемника предусматривается передвижными средствами. Объем маслоприемника без отвода масла должен

быть рассчитан на прием 100 % масла самого трансформатора и 80 % воды от средств пожаротушения, поступающей в течение 30 минут с расходом 0,2 л/с*м². Определим объем воды, необходимый для тушения пожара в трансформаторе:

$$V_{H_2O} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}), \text{ м}^3 \quad (125)$$

где K – интенсивность пожаротушения, $K = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2 = 0,2 \text{ л/с} \cdot \text{м}^2$;

t – нормативное время пожаротушения, $t = 1800 \text{ с}$;

$S_{БТ}$ – площадь боковых поверхностей трансформатора:

$$S_{БТ} = (A + B) \cdot H = (3,663 + 3,316) \cdot 3,901 = 27,23 \text{ м}^2 \quad (126)$$

$$V_{H_2O} = K \cdot t \cdot (S_{МП} + S_{БТ}) = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (22,83 + 27,23) = 18,02 \text{ м}^3$$

Глубина маслоприёмника для приёма 100 % масла и 80 % воды:

$$h_{ТМ+H_2O} = \frac{V_{ТМ} + 0,8 \cdot V_{H_2O}}{S_{МП}} = \frac{3,75 + 0,8 \cdot 18,02}{22,834} = 0,8 \text{ м} \quad (127)$$

Конструкция рассчитываемого маслоприёмника представлена на рисунке 5.

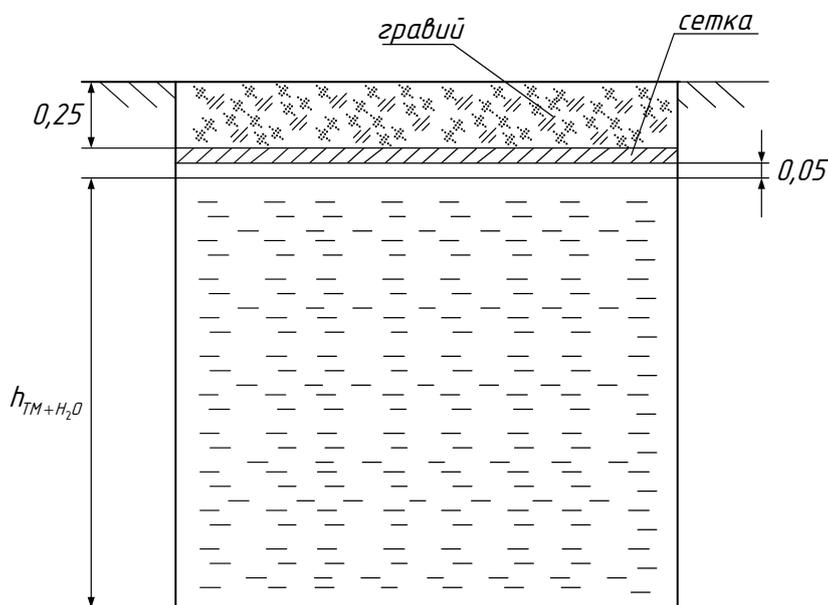


Рисунок 5 – Конструкция маслоприёмника

Как видно из схемы, общая глубина маслоприемника будет определяться глубиной заливки масла, а также глубиной, предназначенной для гравийной

отсыпки и размещения сетки. Дно маслоприемника должно быть засыпано крупным чистым гравием или промытым гранитным щебнем либо непористым щебнем другой породы с частицами от 30 до 70мм. Толщина засыпки должна быть не менее 0,25м.

$$h_{MP} = h_{TM} + H_{20} + 0,3 = 1,2 \text{ м.}$$

В пределах бортовых ограждений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии и не реже одного раза в год промываться.

При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной не менее 3 мм или появлении растительности и в случае невозможности ее промывки должна осуществляться полная или частичная замена гравия.

Также запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов подстанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

При обнаружении капель свежего масла на гравийной засыпке или в маслоприемнике следует принять незамедлительные меры по выявлению источников их появления и недопущению нового попадания (затяжка фланцев, трещины сварки) с соблюдением техники безопасности на работающем маслonaполненном оборудовании.

13.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайная ситуация – событие, при котором на объекте определенной территории, нарушаются нормальные условия жизни людей, возникает угроза здоровью, наносится ущерб имуществу, экономике и окружающей среде.

Источник чрезвычайной ситуации – опасное природное явление, авария или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может произойти чрезвычайная ситуация.

К авариям относятся все случаи отклонений от нормальных условий эксплуатации подстанций и линий электропередачи (автоматическое отключение оборудования при коротких замыканиях, ошибочные действия персонала) в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и возникающих последствий.

В настоящем дипломном проекте, т.к. подстанция «Луговая» относится к пожаровзрывоопасным объектам, в качестве чрезвычайной ситуации, как наиболее вероятной, рассматривается пожар. Такая чрезвычайная ситуация относится к техногенным.

Наличие многочисленных источников воспламенения в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (различные сорта масел, изоляция электрических кабелей и т.п.) способствует высокому риску пожароопасности электроустановок. Распространение горящего масла создает риск распространения пожара на другие электроустановки.

Большинство пожаров возникает из-за нарушения технологического процесса, некачественным обслуживанием оборудования, а так же нарушением требований пожарной безопасности при эксплуатации. К основным причинам такой аварии, можно отнести: ошибка человека, а также техногенные причины (конструктивные недостатки, технологические причины, эксплуатационные, производственные).

Для организации работ по тушению возгораний в электроустановках в целях электробезопасности персонала необходимо произвести отключение и заземление оборудования в зоне пожара.

Для обеспечения допуска пожарных подразделений на тушение пожара в электроустановках, предприятием, обслуживающим высоковольтное энергетическое оборудование подстанций 110 кВ и выше, разрабатываются планы тушения пожара, для оборудования подстанций 35 кВ и ниже - карточки пожаротушения. Для обеспечения быстрого, безопасного и эффективного

тушения, электроустановки дополнительно обеспечиваются автоматическими установками пожаротушения.

В планах тушения пожара и карточках пожаротушения указывается порядок вызова, сбора и обеспечения безопасной работы подразделений пожарной охраны при тушении, операции по отключению и заземлению силового оборудования, наличие электроустановок до 0,4 кВ, оставшихся под напряжением, приведение в действие стационарных установок пожаротушения и другие мероприятия по обеспечению тушения пожара.

Возгорания на подстанциях происходят непосредственно в трансформаторах, масляных выключателях, кабельных сетях в случае нарушения изоляции и возникновением горения электрической дуги. Так же причиной возгорания может быть наличие растительности (травы), мусора на территории подстанции.

В результате нарушения внутрибаковой изоляции (старение нарушение температурного режима) маслонаполненного высоковольтного оборудования (трансформаторы, выключатели) происходит пробой токоведущих частей на заземленный корпус, возникает короткое замыкание и горит масло, что вызывает разложение трансформаторного масла и появление горючих газов.

Не своевременное принятие мер по тушению возгораний маслонаполненного оборудования приводит к распространению пожара на соседние электроустановки, распределительные щиты, кабельные каналы или туннели.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети со всех напряжений и заземлен. Запрещено при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса. В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления пожарной техники.

При тушении пожаров в электроустановках, которые могут оказаться под напряжением, следует руководствоваться “Инструкцией по тушению пожаров в электроустановках электростанций и подстанций”.

Допускается тушение электроустановок до 0,4 кВ, находящихся под напряжением, в случае невозможности их отключения. К таким электроустановкам относятся:

собственные нужд подстанции, системы управления, релейной защиты, сигнализации, автоматики, телемеханики.

Все электроустановки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения, указателями их местоположения.

Первичные средства пожаротушения должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.).

Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, должны иметься на тропах обхода территории.

Для обеспечения электробезопасности персонала пожарных подразделений при тушении пожара на энергообъекте должно быть в наличии необходимое количество диэлектрической обуви, перчаток, заземляющих устройств. Должны быть определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации возгорания и их необходимое количество. На подстанциях с постоянным персоналом первичные средства пожаротушения должны размещаться у входов. Заземление пожарных стволов и пожарных насосов производится гибкими медными неизолированными проводами сечением не менее 25 мм² для электроустановок напряжением выше 1000 В и не менее 16 мм² для напряжения ниже 1000 В, снабженными зажимами для присоединения к оборудованию.

Каждый работник предприятия, обнаруживший возгорание или пожар, обязан по телефону сообщить диспетчеру смены об этом. При этом звонящий обязан назвать свою фамилию, должность и сообщить место, где горит, в соответствии с принятыми обозначениями и диспетчерскими наименованиями. Руководитель энергообъекта, на котором произошло возгорание должен до прибытия пожарных подразделений организовать эвакуацию персонала и принять меры по локализации и тушению пожара. По прибытии первых

пожарных подразделений он должен провести им инструктаж о месте возгорания, принятых мерах электробезопасности (отключению и заземлению оборудования в зоне пожара) и передать руководство тушения пожара командиру прибывшего пожарного подразделения и дальше действовать по его указаниям.

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Тушение пожаров на энергообъектах может проводиться на отключенном электрооборудовании и на электроустановках, находящихся под напряжением, используют воду в виде компактных струй из стволов РСК-50 ($d_{\text{сн}} = 11,5$ мм) РС-50 ($d_{\text{сн}} = 13$ мм) и распыленных из стволов с насадками НРТ-5, а также негорючие газы, порошковые составы и комбинированные составы (углекислота с хладоном или распыленная вода с порошком). На рисунке 39 представлена принципиальная схема подачи распыленной воды при тушении пожара

Подача любой пены ручными средствами при тушении электроустановок под напряжением категорически запрещается.

Таблица 27 – Безопасное расстояние до горящих электроустановок, находящихся под напряжением

| Применяемое огнетушащее вещество | до 1кВ | от 1 до 10 кВ | от 10 до 35 кВ | от 35 до 110 кВ | от 110 до 220 кВ вкл. |
|---|--------|---------------|----------------|-----------------|-----------------------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Вода, подаваемая из стволов, снабженных насадками турбинного типа НРТ; огнетушащие порошковые составы (всех типов); одновременная подача воды и порошка | 1,5 | 2,0 | 2,5 | 3,0 | 4,0 |

| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
|--|-----|------|------|------|----------------|
| Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 50 с расходом 3,6 л/с | 4,0 | 6,0 | 8,0 | 10,0 | Не допускается |
| Вода (компактные струи), подаваемая из ручных стволов типа РС- 70 с расходом 7,4 л/с | 8,0 | 12,0 | 16,0 | 20,0 | Не допускается |

Данные расстояния приняты из условия прохождения через ствольщика тока силой до 0,5 мА, который не является опасным для человека.

Расстояние от насадок стволов до электрооборудования под напряжением определяют с учетом удельного сопротивления воды, равного 100 Ом/см. Сильно загрязненная и морская вода, по сравнению с водопроводной, имеет меньшее сопротивление, поэтому применять ее для тушения электроустановок под напряжением запрещается.

Для ликвидации возгораний на отключенном и заземленном электрооборудовании применяются первичные средства пожаротушения – песок, ручные и передвижные огнетушители (порошковые, хладоновые, углекислотные). Допустимо применение огнетушителей соответствующих типов и при тушении электроустановок, находящихся под напряжением. Возможность применения огнетушителей указана в таблице 28.

Таблица 28 - Типы огнетушителей, применяемых для тушения электроустановок, находящихся под напряжением

| Напряжение, кВ | Безопасное расстояние до электроустановки | Тип персональных огнетушителей |
|----------------|---|--------------------------------|
| до 0,4 | не менее 1 м | хладоновые |
| до 1,0 | не менее 1 м | порошковые |
| до 10,0 | не менее 1 м | углекислотные |

Для обеспечения пожарной безопасности энергообъектов должна быть создана пожарно-техническая комиссия, установлен соответствующий их пожарной опасности противопожарный режим. Также должен быть определен порядок проведения огнеопасных работ на оборудовании, установлен порядок проверки состояния пожарной безопасности энергообъекта, исправности технических средств тушения пожара, средств противопожарной защиты. Должны быть назначены ответственные лица за пожарную безопасность объекта. Таблички с указанием ответственного лица, класса пожарной опасности и номером телефона вызова пожарной охраны должны быть вывешены на видном месте.

Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать правилам устройства электроустановок и стандартам испытаний оборудования.

Дороги и проезды на территории и к водоисточникам необходимо содержать в надлежащем состоянии в течении всего года, а в зимнее время они должны быть очищены от снега для обеспечения беспрепятственного проезда пожарных машин.

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслоотводы должны содержаться в исправном состоянии для исключения растекания масла и его попадание в кабельные каналы и другие сооружения. В маслоприемнике гравий следует содержать в чистом состоянии и промывать не реже одного раза в год, а при наличии твердых нефтяных отложений заменять. Проходы труб и кабелей через перегородки или перекрытия, а также вводы в шкафы должны быть герметизированы негорючими материалами, обеспечивающими необходимую огнеупорность.

Трава на территории энергообъекта должна регулярно коситься и убираться. Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

Планы аварийной эвакуации при пожарах должны вывешиваться у входа энергообъектов.

Применение первичных средств полжаротушения для других целей не допускается.

Переносные огнетушители должны быть пронумерованы, опломбированы и размещены на высоте не более 1,5 м от пола до нижнего торца огнетушителя. В холодное время года огнетушители необходимо перенести в теплое помещение с табличками на месте установки их новое местонахождение. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается хранить при температуре не ниже минус 20°С.

В местах установки передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) должны быть обозначены и оборудованы места заземления.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы все поставленные задачи выполнены.

Определен наиболее экономически и технически целесообразный вариант реконструкции сети 35 кВ А-З-Луговая-Соллерс. Проведен расчет рабочих токов для выбора соответствующего сечения проводника, а также проведена оценка токов короткого замыкания для выбора современного высоковольтного электрооборудования и определения необходимой мощности трансформатора для объекта. Выполнены расчеты молниезащиты и анализ грозостойкости ПС Луговая. Подобраны параметры современных устройств релейной защиты и автоматики. Рассмотрены основные мероприятия по обеспечению безопасности оборудования при эксплуатации, а также мероприятия по охране окружающей среды и пожарной безопасности на подстанции. Из результатов расчетов, произведенных в проекте, следует, что реконструкция сети необходима и выгодна.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Аржанников Е. А., Лукоянов В. Ю., Мисриханов М. Ш. Определение места короткого замыкания на высоковольтных линиях электропередачи. М.: Энергоатомиздат, 2003.
2. Андреев В.А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения. – М.: Высшая школа, 2007. – 639 с.
3. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. А.И. Попов). —8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.
4. Гук Ю.Б. Проектирование электрической части станций и подстанций / Ю.Б. Гук, В.В. Кантан, С.С. Петрова. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 266 с.
5. Долин П. А. Основы техники безопасности в электроустановках: Учеб. пособие для вузов. М.: Энергоатомиздат, 1984.
6. Закон РФ «Об охране окружающей среды» 03.03.92г.
7. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов. М.: Энергоатомиздат. 1989.
8. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования.- М.: Энергоатомиздат, 1989.- 608 с.: ил.
9. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утв. Приказом Мин.труда и социальной защиты РФ от 15.12.2020 г. №903н в редакции Приказа Мин.труда и социальной защиты РФ от 29.04.2022 №279н)
10. Казакул, А.А. Промышленные программно-вычислительные комплексы в электроэнергетике. Методические указания для самостоятельной работы студентов / А.А. Казакул –Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2013.-49 с.
11. Методические указания по курсу «Безопасность жизнедеятельности»./Сост. В.Ф.Панин и др.- Томск, изд. ТПУ,1991. – 48 с.

12. Попов Е. Н. Механическая часть воздушных линий электропередачи. Учебно-методическое пособие / Амурский гос. ун-т. г. Благовещенск, 1998 г. – 28с.

13. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностей вузов /В.М. Блок, Г.К. Обушев, Л.Б. Паперно и др.; Под ред. В.М. Блок. - М.: Высшая школа, 1990.

14. Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды»

15. Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г.Москва «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи».

16. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

17. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

18. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под.ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.

19. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 11. Расчеты токов короткого замыкания для релейной защиты и системной автоматики в сетях 110 - 750 кВ. – М.: Энергия, 1979. – 152 с.

20. Санитарные нормы и правила защиты населения от воздействия электрического поля созданного ВЛ электропередачи переменного тока промышленной частоты № 2971-84

21. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

22. СН 14278-т1 «Нормы отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38-750 кВ»

23. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. - М.: Энергия, 1977.
24. Трубицин В.И. Надежность электрической части электростанций. М.: Издательство МЭИ, 1993.
25. Файбисович Д. Л. Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – м.: нтФ «Энергопрогресс», 2003.-32с.
26. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. - 3-е изд. – Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985.
27. Экономика промышленности: Учебное пособие для вузов. – В 3-х томах. Т 2 Экономика и управление энергообъектами. Кн. 1. М.: Издательство МЭИ, 1998г.
28. Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.
29. Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭВ.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002.
30. Электрооборудование станций и подстанций, под ред. Козулин В.С., Рожкова Л.Д. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.