

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

« _____ » _____ 2025 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Эльгинского угольного комплекса в связи с вводом в работу подстанции Промплощадка напряжением 110/35 кВ

Исполнитель

студент группы 142-узб

подпись, дата

С.Н. Сержанков

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 2025

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

подпись	И.О.Фамилия
« _____ »	_____ 202 г,

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента С.Н. Сержанков

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электро-снабжения Эльгинского угольного комплекса в связи с вводом в работу подстанции Промплощадка напряжением 110/35 кВ

(утверждена приказом от 10.04.2025 № 950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Карта-схема сетей напряжением 35 кВ Эльгинского угольного комплекса, Однолинейная схема 35-220 кВ Южно-Якутских электрических сетей, замерные нагрузки подстанций 2024-2025 года.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района реконструкции, расчёт электрических нагрузок, выбор оптимального варианта реконструкции Эльгинского угольного комплекса, расчёт потоков мощности для выбора и проверки сечений, распределительных линий, расчёт токов короткого замыкания, выбор электрических аппаратов 110 кВ, выбор электрических аппаратов 35 кВ, релейная защита и автоматика, заземление и молниезащита подстанции Промплощадка

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): существующая система электроснабжения напряжением 35 кВ Эльгинского угольного комплекса, вариант 1 развития сети напряжением 35 кВ Эльгинского угольного комплекса, вариант 2 развития сети напряжением 35 кВ Эльгинского угольного комплекса, однолинейная схема ПС Промплощадка 110/35 кВ, план и разрез по ору 110 кВ и токи КЗ по ПС Промплощадка 110/35 кВ, защита трансформатора 110/35 кВ на базе терминала СИРИУС-Т, результаты расчёта потоко-распределения по нормальной и послеаварийной схемам

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 130 с, 20 рисунков, 45 таблиц, 140 формул, 35 источников.

ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТЕРРИТОРИЯ ОПЕРЕЖАЮЩЕГО РАЗВИТИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, ИЗДЕРЖКИ, РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ, КАПИТАЛЬНЫЕ ВЛОЖЕНИЯ, СЕБЕСТОИМОСТЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, НАГРУЗКА ПОДСТАНЦИИ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ.

В выпускной квалификационной работе разработаны варианты реконструкции распределительной электрической сети 35 кВ Эльгинского угольного комплекса в связи с вводом в работу подстанции Промплощадка, находящейся в Южной Якутии на территории угольного комплекса.

Актуальность работы заключается в необходимости определения рационального варианта включения подстанции Промплощадка в существующие сети 35 кВ с планированием места расположения ПС Промплощадка и нагрузки, переводимой на неё по стороне 35 кВ.

Целью работы является реконструкция системы электроснабжения Эльгинского угольного комплекса в связи с вводом в работу подстанции Промплощадка напряжением 110/35 кВ.

Практическая значимость работы состоит в том, что полученные характеристики системы электроснабжения Эльгинского угольного комплекса после реконструкции можно использовать для сравнения иных альтернативных вариантов реконструкции.

При проведении расчётов и оформлении их результатов использовались программные средства MS Office Word 14, MS Office Excel 14, в MS Office Visio 14, Mathcad 14 установленные на операционную систему Windows 10.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика района реконструкции	9
1.1 Климатическая и географическая характеристика	9
1.2 Характеристика потребителей	11
1.3 Характеристика подстанций	12
1.4 Характеристика линий 35 кВ	15
2 Расчёт электрических нагрузок	17
2.1 Расчёт электрических нагрузок по данным замеров	17
2.2 Прогнозирование электрических нагрузок	22
3 Выбор оптимального варианта реконструкции Эльгинского угольного комплекса	25
3.1 Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения	25
3.2 Выбор рационального напряжения подключения ПС Промплощадка	32
3.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов	34
3.4 Расчёт потоков мощности для выбора и проверки сечений распределительных линий	36
3.5 Выбор марки и сечения линий электропередачи	50
3.6 Техничко-экономическое сравнение вариантов реконструкции	53
3.6.1 Капитальные вложения	54
3.6.2 Ежегодные эксплуатационные издержки	56
3.6.3 Приведенные затраты	59
4 Расчёт токов короткого замыкания	60
5 Выбор электрических аппаратов 110 кВ	66
5.1 Выбор выключателей 110 кВ	66
5.2 Выбор разъединителей 110 кВ	69
5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ	69
5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ	72
5.5 Выбор ВЧ заградителей, конденсаторов связи и фильтров	

присоединения 110 кВ	73
5.6 Выбор шин 110 кВ	73
5.7 Выбор изоляторов 110 кВ	76
5.8 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ	77
6 Выбор электрических аппаратов 35 кВ	81
6.1 Выбор КРУ 35 кВ	81
6.2 Выбор выключателей 35 кВ	83
6.3 Выбор трансформаторов тока 35 кВ	85
6.4 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ	87
6.5 Выбор шин 35 кВ	88
6.6 Выбор изоляторов 35 кВ	90
6.7 Выбор ограничителей перенапряжений 35 кВ	90
6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	91
7 Релейная защита и автоматика	93
7.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора	94
7.2 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора	97
7.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки	88
7.4 Газовая защита трансформатора	101
7.5 Включение обдува	101
7.6 Устройства автоматического включения резерва	102
8 Заземление и молниезащита подстанции Промплощадка	104
9 Безопасность и экологичность	111
9.1 Безопасность	111
9.2 Экологичность	116
9.3 Чрезвычайные ситуации	120
Заключение	126
Библиографический список	127
Приложение А Листинг расчёта перетоков мощности в программе Mathcad	

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВ – автоматический выключатель;

ВЛ – воздушная линия;

ЗНЗ – защита от замыкания на землю;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ПС - подстанция;

РЗ – релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО –токовая отсечка;

ТП - трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

По имеющейся схеме и программе развития энергосистемы Республики Саха (Якутия) к существующим крупным потребителям энергии энергосистемы Республики Саха (Якутия) относится ООО «Эльгауголь» с максимальной потребляемой мощностью 53,8 МВт [1]. В существующей схеме подключения питающей Эльгинский угольных комплекс подстанции Эльгауголь к сетям ЕНЭС 220 кВ ПАО «Россети» имеется ограничение на передачу мощности из сети ЕНЭС в распределительные сети Эльгинского угольного комплекса [2].

Развитие Эльгинского угольного комплекса и наращивание темпов производства возможно за счёт ввода в работу подстанции Промплощадка, после чего ожидается снижение уровня потерь в существующих распределительных сетях 35 кВ после ввода в работу участка сети 110 кВ и перераспределении потоков мощности по сети 35 кВ, так как сокращается протяженность имеющихся сетей 35 кВ и добавляется трансформация 110/35 кВ. Кроме того, автотрансформаторы на подстанции Эльгауголь эффективно загружаются не только по стороне 35 кВ, но и по стороне 110 кВ, так как проектируемая подстанция Промплощадка подключается к РУ 110 кВ подстанции Эльгауголь. Часть существующей нагрузки Эльгинского угольного комплекса планируется перевести на подстанцию Промплощадка.

Исходными данными для проектирования являются географические и климатические характеристики местности, где расположен Эльгинский угольных комплекс в южной части Республики Саха (Якутия) на границе с Амурской областью. В расчётах были использованы имеющиеся результаты контрольных замеров по сети 35 кВ.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи:

- выполнить характеристику района реконструкции;
- разработка вариантов реконструкции сети 35 кВ Эльгинского угольного комплекса и выбор оптимального;
- расчет токов короткого замыкания по подстанции Промплощадка;

- выбор и проверка электрических аппаратов и оборудования, средств релейной защиты, параметров молниезащиты по подстанции Промплощадка;
- привести меры безопасности при реконструкции электрических сетей 35 кВ, соблюсти экологичность при реконструкции сетей 35 кВ.

Целесообразность темы данной работы состоит в необходимости ввода подстанции Промплощадка с разгрузкой стороны 35 кВ подстанции Эльгауголь и загрузкой стороны 110 кВ подстанции Эльгауголь.

Основанием для разработки темы работы является необходимость в получении параметров оборудования подстанции Промплощадка и вводимых участков сетей 35-110 кВ.

В работе рассмотрены два варианта подключения подстанции Промплощадка к существующей электрической сети 35 кВ, оптимальный вариант выбран по приведенным затратам. Для выбранного варианта выполнен расчёт потоков мощности в проектируемом участке сети 110 кВ до подстанции Промплощадка и в существующих сетях 35 кВ. Для подстанции Промплощадка рассчитаны зоны молниезащиты и сопротивление заземлителя. В разделе безопасность и экологичность приведены меры безопасности при работах на ВЛ-35 кВ, рассчитан маслоприёмник для силовых трансформаторов, приведены меры безопасности при возникновении пожара на сооружаемых объектах электрических сетей 35 кВ и ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса. Полученные результаты расчётов могут быть использованы при развитии электрических сетей Эльгинского угольного комплекса.

Результаты реконструкции сети 35 кВ Эльгинского угольного комплекса могут применяться при прогнозировании электропотребления и планов добычи Эльгинского угольного комплекса.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Климатическая и географическая характеристика

Территория Эльгинского угольного комплекса располагается в границах Нерюнгринского района Республики Саха-Якутия, в юго-восточной части региона. Удаленность от города Нерюнгри составляет 415 км на запад, удаленность от Байкало-Амурской магистрали составляет 300 км на юг.

Основные виды грунта в районе проектирования представляют собой различные черноземно-луговые, лугово-черноземные, дерново-карбонатные участки, а также торфянисто-перегнойные и мерзлотные таежные. В зависимости от времени года по слоям происходят изменения в связи с сезонным насыщением талыми водами, поэтому удельное сопротивление грунта принимается по наименьше величине сопротивления грунта.

Карта-схема района реконструкции с указанием расположения электрических сетей приведена на рисунке 1.

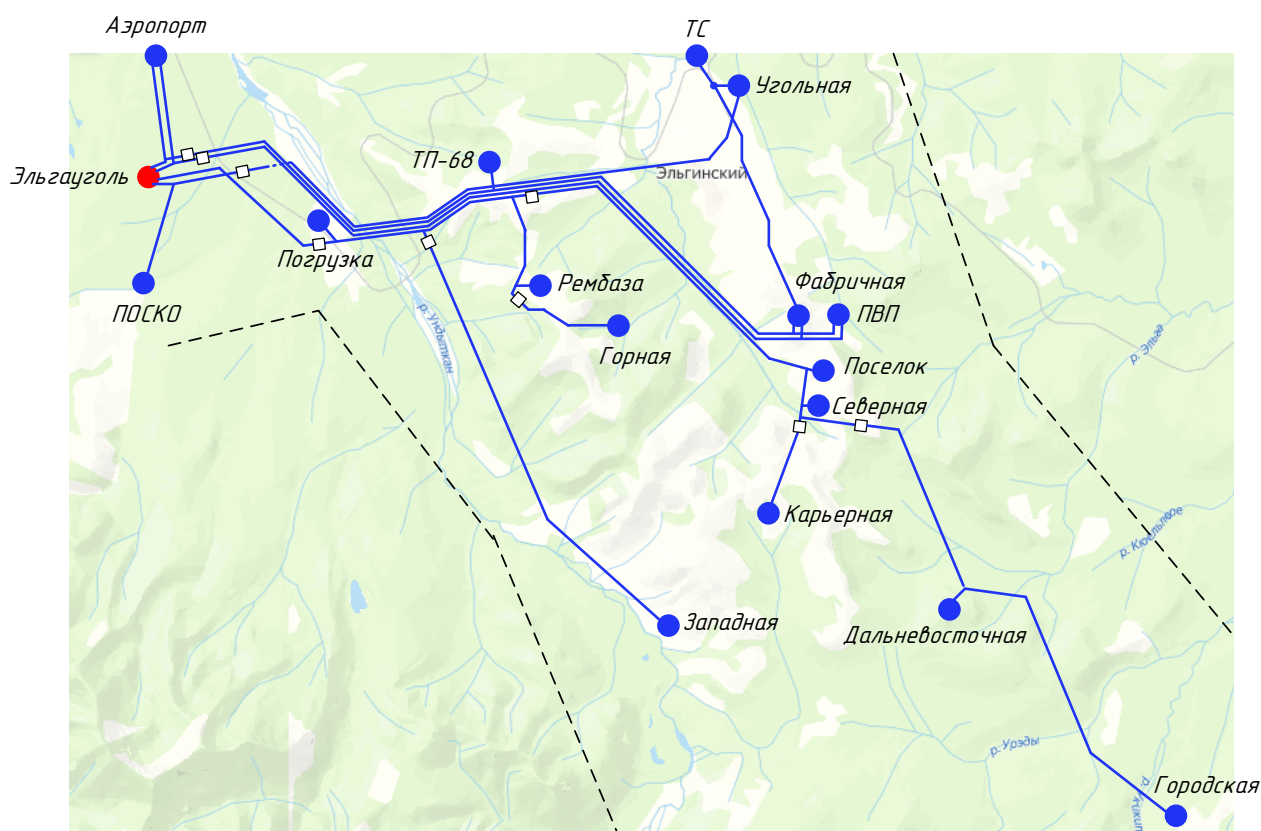


Рисунок 1 - Карта-схема района реконструкции электрических сетей Эльгинского угольного месторождения

По картам климатического районирования на рисунке 2 определяется район по ветру (слева на рисунке 2) и гололеду (справа на рисунке 2), информация по районам заносится в таблицу 1.



Рисунок 2 – Карты климатического районирования района реконструкции электрических сетей Эльгинского угольного месторождения (слева район по ветру, справа район по толщине стенки гололеда) [3]

В таблице 1 представлены все необходимые условия района.

Таблица 1 – Климатические условия района

Климатические условия	величина
1	2
Район по ветру [25]	III
Нормативная скорость ветра, м/сек	32
Район по гололеду [25]	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	20
Район по степени пляски проводов	умеренная
Средняя декадная высота снежного покрова, см	54
Число грозových часов	20-40
Средняя температура воздуха наиболее холодного месяца (январь), °C	-37,8
Средняя месячная относительная влажность воз- духа наиболее холодного месяца, %	78

Продолжение таблицы 1

1	2
Средняя температура воздуха наиболее теплого месяца (июль), °С	22,7
Средняя месячная относительная влажность воздуха наиболее теплого месяца, %	74
Минимальная температура воздуха, °С	-45
Максимальная температура воздуха, °С	32
Среднегодовая температура воздуха, °С	-10,5
Среднегодовое количество осадков, мм	465
Средняя годовая относительная влажность воздуха, %	75
Средняя декадная высота снежного покрова, см	54
Средняя годовая скорость ветра, м/с	0,7
Преобладающее направление ветра в течение года	3
Среднее количество дней с грозами за год	10,27
Глубина промерзания грунта	1,7 м
Сопротивление грунта почвенный слой, суглинки неводоносные	30 Ом·м 200 Ом·м

1.2 Характеристика потребителей

От ПС Фабричная 35/6 кВ через собственные КТП 6/0,4 кВ подключены дегазационная установка, котельная №1-2, площадки Эльгастрой, в общей сложности 10 шт карьерных КТП 6/0,4 кВ мощностью 1000-2500 кВА, 2 шт РП 6 кВ с секционными разъединителями, количество ячеек КРУ-6 кВ – 19 шт.

От ПС ПВП 35/6 кВ через собственные КТП 6/0,4 кВ подключены скважина, передвижная насосная станция, погрузочные линии-1,2,3, 12 КТП 6/0,4 кВ мощностью 1000-2500 кВА, 2 шт РП 6 кВ с секционными разъединителями, количество ячеек КРУ-6 кВ – 19 шт.

От ПС Угольная 35/6 кВ через собственные КТП 6/0,4 кВ подключены склады, завод магнетита, АБК, 12 КТП 6/0,4 кВ мощностью 1000-2500 кВА, 2 шт РП 6 кВ с секционными разъединителями, количество ячеек КРУ-6 кВ – 19 шт.

Система электроснабжения на напряжении 6 кВ до потребителей выполнена кабелями ПвВнг(А)-LS 3х70/35 протяженность 0,5-2,3 км, проводом СИП-3 1х95 протяженность 0,1-1,309 км, проводом АС-95 длиной 0,09-0,976 км.

Так как потребитель имеет сезонный характер нагрузки, определяющийся количеством и загрузкой участков добычи, а также рабочим составом оборудования карьера, единовременная загрузка в равной степени всех участков карьера по технологии производства работ в эксплуатации встречается редко. Несовпадение максимумов нагрузки в условиях эксплуатации оборудования возможно учесть путём использования замерных величин за период работы комплекса 2-3 месяца, так как при использовании данных контрольного замера в период замера могут попасть как простаивающие потребители, так и ранее не вводимые в работу участки комплекса.

Выделяются потребители на напряжении 6 кВ – карьерные гусеничные экскаваторы ЭКГ-18, подключаемые к различным источникам питания: ПС Западная - 4 шт, ПС Карьерная - 5 шт, ПС Горная - 5 шт, ПС Дальневосточная – 4, ПС Городская - 2 шт, всего 20 шт.

Карьерные гусеничные экскаваторы ЭКГ являются источником искажения показателей качества электроэнергии в связи с резкопеременным режимом работы, при котором возникают провалы напряжения в питающей сети [32].

1.3 Характеристика подстанций

Напряжение системы внутреннего электроснабжения потребителей Эльгинского угольного комплекса 35 кВ, напряжение распределительной сети низкого напряжения – 6/0,4 кВ.

Используются подстанции блочного исполнения открытого монтажа, так как обслуживание подстанций в таком случае упрощается. На стороне 35 кВ подстанций используется как глухое присоединение к питающей ВЛ-35 кВ через разъединитель, так и через выключатель. Для получения данных о степени резервирования ПС на стороне 35 кВ и возможности их развития составляется таблица 2.

Таблица 2 – Характеристика ПС Эльгинского угольного комплекса

ПС	Стр ном, МВА	Способ присо- единения к сети	Наименование схемы РУ
Аэропорт	2х1	отпайка	Не типовая (2 блока линия-трансформатор с выключателем) без ремонтной перемычки
Поско (СГТ)	2,5	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
Погрузка	2,5	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
ТП-68	0,1	отпайка	Не типовая блок линия-трансформатор с предохранителем
Западная	6,3	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
Рембаза	6,3	отпайка	Не типовая блок линия-трансформатор с вы- ключателем через секцию шин
Горная	6,3	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
ТС	6,3	отпайка	Не типовая Глухое подключение к отпайке
Угольная	2х25	проходная	Одна секционированная выключ- ателем система шин – 9
Фабричная	2х16	отпайка	Не типовая Одна секционированная выключ- ателем система шин на 2 секци- онных выключателя
ПВП	2х25	тупиковая	Одна секционированная выключ- ателем система шин – 9
Поселок	6,3	отпайка	Не типовая блок линия-трансформатор с вы- ключателем через секцию шин
Северная	6,3	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
Карьерная	6,3	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
Дальневосточная	10	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н
Городская	6,3	отпайка	блок линия-трансформатор с вы- ключателем – 3Н

На примере загруженности трансформатора Т1 ПС Фабричная выполняется расчёт его загрузки:

$$K_3 = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{S_{ном}}; \quad (1)$$

$$K_3 = \frac{\sqrt{6339^2 + 2536^2}}{16} = 0,43.$$

Оценка загруженности трансформаторов ПС делается на основе данных замеров нагрузки за январь-март 2025 года по максимальному значению значений тока нагрузки вводов 35-6 кВ, таблица 3 с данными загрузки приводится далее.

Таблица 3 – Загрузка Эльгинского угольного комплекса

Наименования ПЭС	Тип трансформатора	Стр ном, МВА	Р, кВт	Q, квар	Кз
1	2	3	4	5	6
Аэропорт Т1	ТМН	1	537	215	0,58
Аэропорт Т2	ТМН	1	537	215	0,58
Поско (СГТ)	ТМН	2,5	1218	487	0,52
Погрузка	ТМН	2,5	1000	400	0,43
ТП-68	ТМ	0,1	34	14	0,36
Западная	ТМН	6,3	1902	761	0,33
Рембаза	ТМН	6,3	3418	1367	0,58
Горная	ТМН	6,3	1654	662	0,28
ТС	ТМН	6,3	1754	701	0,3
Угольная Т1	ТРДНС	25	7747	3099	0,33
Угольная Т2	ТРДНС	25	4722	1889	0,2
Фабричная Т1	ТДНС	16	6339	2536	0,43
Фабричная Т2	ТДНС	16	5231	2092	0,3

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6
ПВП Т1	ТРДНС	25	9450	3780	0,41
ПВП Т2	ТРДНС	25	8120	3248	0,35
Поселок	ТМН	6,3	3672	1469	0,63
Северная	ТМН	6,3	3767	1507	0,64
Карьерная	ТМН	6,3	2463	985	0,42
Дальневосточная	ТДНС	10	1881	753	0,2
Городская	ТМН	6,3	1185	474	0,2

По данным таблицы 3 загруженность трансформаторов не превышает 75%, что даёт возможность выполнять расчёты нагрузок ПС с перспективой увеличения нагрузки без увеличения трансформаторной мощности ПС на период развития комплекса.

1.4 Характеристика линий 35 кВ

Система электроснабжения Эльгинского угольного комплекса выполнена неизолированными проводами марки АС-120/19, АС-95/16 и изолированными проводами СИП-3 3х(1х120), СИП-3 3х(1х95).

Использование проводов СИП-3 в сети 35 Эльгинского угольного комплекса обосновано высокой надёжностью таких проводов, что актуально при прокладке трассы ВЛ вблизи участков взрывных работ.

Для оценки протяженности сетей 35 кВ и выявления участков с недостаточной пропускной способностью формируется таблица 4, содержащая информацию по участкам сети.

Таблица 4 - ВЛ Эльгинского угольного комплекса

Участок ВЛ	L, км	марка	примечание
1	2	3	4
Эльгауголь - Аэропорт	0,12	СИП-3 3х(1х120)	
Аэропорт – ТП-68	8	СИП-3 3х(1х120)	Через СПП-35 кВ
Эльгауголь – отп Поско	0,1	СИП-3 3х(1х120)	
отп. Поско	1,9	СИП-3 3х(1х95)	

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4
Поско - угольная	12,08	СИП-3 3х(1х120)	
Аэропорт – Фабричная	12,1	СИП-3 3х(1х120)	Через СПП-35 кВ
Фабричная-ПВП	0,1	СИП-3 3х(1х120)	
Угольная-ТС	2,3	СИП-3 3х(1х120)	
Эльгауголь - Погрузка	3,8	АС-95	через СПП-35 кВ
Погрузка-Западная	2,5	АС-95	
отп. Западная	4,85	СИП-3 3х(1х120)	через СПП-35 кВ
Западная-Рембаза	2,1	АС-120	
Рембаза-Горная	1,4	СИП-3 3х(1х120)	через СПП-35 кВ
Северная-Карьерная	0,1	СИП-3 3х(1х120)	
отп.Карьерная	1,5	СИП-3 3х(1х120)	через СПП-35 кВ
Карьерная-Дальневосточная	3,8	СИП-3 3х(1х120)	
Дальневосточная-Городская	2	СИП-3 3х(1х120)	

С точки зрения загруженности ПС 35 кВ Фабричная и ПС 35 кВ ПВП, их удаленности от питающей ПС 220 кВ Эльгауголь на перспективу развития сетей 35 кВ целесообразно предусмотреть возможность сооружения центра питания на напряжении 110 кВ располагая его восточнее ПС 220 кВ Эльгауголь. Оптимальная нагрузка ПС 220 кВ Эльгауголь по стороне 110 кВ также позволит снизить потери напряжения для существующих сетей 35 кВ посредством введения ступени трансформации 110/35 кВ. В таком случае произойдет разделение сети 35 кВ на 2 участка: ПС Аэропорт, ПС Поско, ТП-68, ПС Поселок, ПС Северная, ПС Карьерная, ПС Дальневосточная, ПС Городская подключаемые к ПС 220 кВ Эльгауголь на напряжении 35 кВ и ПС Фабричная, ПС ПВП, ПС Угольная, ПС ТС, ПС Погрузка, ПС Западная, ПС Рембаза, ПС Горная подключаемые к ПС 220 кВ Эльгауголь на напряжении 110 кВ через ступень трансформации 110/35 кВ нового центра питания.

2 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчёт электрических нагрузок по данным замеров

Для того, чтобы воспользоваться актуальными данными об имеющихся электрических нагрузках в реконструируемых сетях производится выборка данных измерительных комплексов, осуществляющих фиксацию мгновенных значений токовой нагрузки на вводах 35 и 6 кВ подстанций и секционирующих пунктов. На примере ПС Фабричная и имеющихся фазных токов измерительных комплексов выполняется расчёт нагрузки по следующему порядку.

Ввиду того, что ввод в работу ПС 35 кВ рассматриваемого района реконструкции был произведен в конце 2024 года и налажен сбор данных о токовой нагрузке ПС на вводах 35 кВ, используются данные за январь-март 2025 года. При этом дальнейшие расчёты нагрузок проводятся исходя из имеющихся токовых нагрузок, номинальных коэффициентах мощности потребителей ПС 35 кВ и предельно допустимых коэффициентах реактивной мощности.

Замерные данные по ПС Фабричная за 2025 год приводятся в таблице 5.

Таблица 5 – Замерные данные по ПС Фабричная за 2025 год

Период замера	Т-1				Т-2			
	Ia	Ib	Ic	I _{max}	Ia	Ib	Ic	I _{max}
1	2	3	4	5	6	7	8	9
01.01.2025	82,48	82,48	83,07	82,29	75,15	74,84	75,30	75,30
02.01.2025	103,05	103,05	104,79	103,70	70,68	70,14	70,55	70,68
03.01.2025	91,25	91,25	93,37	92,08	77,28	76,43	77,16	77,28
04.01.2025	88,20	88,20	89,37	88,23	74,35	73,57	74,19	74,35
05.01.2025	90,28	90,28	92,57	91,17	68,60	68,28	68,76	68,76
06.01.2025	83,46	83,46	84,30	83,38	74,86	73,90	74,80	74,86
07.01.2025	86,49	86,49	88,73	87,25	70,56	69,92	70,89	70,89
08.01.2025	100,28	100,28	101,96	100,50	62,57	61,85	62,65	62,65
09.01.2025	92,13	92,13	93,78	92,39	73,46	72,70	73,64	73,64
10.01.2025	80,29	80,29	81,43	79,98	74,14	73,61	74,30	74,30
11.01.2025	93,85	93,85	95,69	94,20	64,63	64,03	64,91	64,91
12.01.2025	99,32	99,32	101,69	100,27	76,60	75,86	76,99	76,99
13.01.2025	96,19	96,19	98,91	97,12	70,95	70,16	71,09	71,09
14.01.2025	55,66	55,66	58,26	56,03	69,93	69,16	69,95	69,95
15.01.2025	57,33	57,33	60,03	57,67	72,69	71,49	72,25	72,69
16.01.2025	82,58	82,58	85,01	83,22	73,43	72,39	73,37	73,43
17.01.2025	84,09	84,09	85,01	83,72	70,15	69,67	70,20	70,20

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
18.01.2025	97,21	97,21	98,95	97,05	51,50	51,09	51,27	51,50
19.01.2025	95,83	95,83	97,48	96,02	72,81	72,21	72,88	72,88
20.01.2025	98,13	98,13	100,28	98,49	75,83	75,21	75,83	75,83
21.01.2025	64,79	64,79	64,84	63,83	53,26	53,08	53,58	53,58
22.01.2025	106,01	106,01	107,22	106,58	84,76	83,30	84,79	84,79
23.01.2025	83,64	83,64	83,56	83,11	72,01	71,22	72,25	72,25
24.01.2025	100,37	100,37	101,48	100,15	38,43	38,44	38,72	38,72
25.01.2025	81,43	81,43	83,17	81,50	76,74	75,90	76,62	76,74
26.01.2025	104,40	104,40	106,12	105,01	79,20	78,33	79,53	79,53
27.01.2025	74,67	74,67	76,19	74,46	69,71	69,04	69,74	69,74
28.01.2025	101,21	101,21	102,54	101,22	80,02	78,59	79,54	80,02
29.01.2025	78,50	78,50	79,10	78,06	78,14	76,93	78,16	78,16
30.01.2025	96,23	96,23	97,98	96,88	77,82	76,11	77,95	77,95
31.01.2025	57,40	57,40	57,18	56,22	45,88	45,09	46,47	46,47
01.02.2025	59,75	59,75	59,44	58,78	57,85	56,41	58,37	58,37
02.02.2025	61,43	61,43	62,10	61,03	75,69	73,66	75,85	75,85
03.02.2025	96,58	96,58	98,13	96,86	54,54	53,10	54,67	54,67
04.02.2025	96,42	96,42	97,57	96,60	84,79	82,46	84,45	84,79
05.02.2025	98,72	98,72	100,46	99,31	84,40	82,02	83,93	84,40
06.02.2025	96,56	96,56	98,01	97,19	75,43	73,58	75,65	75,65
07.02.2025	98,72	98,72	100,48	99,27	88,47	86,21	88,21	88,47
08.02.2025	86,00	86,00	87,63	86,46	79,03	77,10	78,93	79,03
09.02.2025	84,80	84,80	86,24	85,33	86,16	83,93	86,46	86,46
10.02.2025	101,29	101,29	103,50	102,19	84,47	82,32	84,39	84,47
11.02.2025	98,30	98,30	99,79	98,82	85,61	83,39	85,58	85,61
12.02.2025	90,81	90,81	93,05	91,57	61,82	60,10	61,90	61,90
13.02.2025	101,30	101,30	103,17	102,22	84,90	82,64	84,97	84,97
14.02.2025	97,02	97,02	98,01	96,88	74,03	71,99	73,61	74,03
15.02.2025	65,72	65,72	66,92	65,37	79,18	76,64	78,32	79,18
16.02.2025	101,45	101,45	102,60	101,88	83,51	80,98	83,01	83,51
17.02.2025	81,88	81,88	82,89	81,99	74,55	72,48	74,20	74,55
18.02.2025	97,32	97,32	98,75	97,71	54,88	53,34	54,68	54,88
19.02.2025	102,36	102,36	103,81	102,81	79,93	77,77	79,43	79,93
20.02.2025	101,04	101,04	102,46	101,59	77,19	75,62	77,21	77,21
21.02.2025	103,92	103,92	105,51	104,26	83,48	81,66	83,08	83,48
22.02.2025	100,38	100,38	102,07	100,71	77,24	75,58	76,91	77,24
23.02.2025	94,46	94,46	95,43	94,59	80,45	78,74	80,21	80,45
24.02.2025	103,24	103,24	104,42	103,41	81,12	79,25	80,57	81,12
25.02.2025	103,65	103,65	104,74	103,76	84,56	82,51	83,83	84,56
26.02.2025	104,16	104,16	105,72	104,62	85,39	83,24	84,66	85,39
27.02.2025	96,71	96,71	97,39	96,61	80,21	78,03	79,49	80,21
28.02.2025	96,66	96,66	97,65	96,77	82,34	80,33	81,74	82,34
01.03.2025	85,55	85,55	85,94	84,82	83,17	81,28	82,44	83,17
02.03.2025	89,39	89,39	89,84	89,11	77,73	75,50	76,98	77,73

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8	9
03.03.2025	84,20	84,20	85,22	83,98	83,48	81,08	82,56	83,48
04.03.2025	97,53	97,53	98,57	97,51	85,67	83,23	84,80	85,67
05.03.2025	103,49	103,49	104,55	103,29	73,54	71,24	72,66	73,54
06.03.2025	90,28	90,28	91,09	89,86	87,03	84,90	86,32	87,03
07.03.2025	98,63	98,63	99,65	98,08	85,64	83,64	84,56	85,64
08.03.2025	96,14	96,14	97,45	95,68	79,59	77,47	78,14	79,59
09.03.2025	87,14	87,14	87,21	86,00	83,00	80,98	81,92	83,00
10.03.2025	97,35	97,35	98,90	97,76	84,93	82,54	84,23	84,93
11.03.2025	100,32	100,32	101,64	100,17	59,27	57,74	58,79	59,27
12.03.2025	103,78	103,78	105,35	104,07	86,43	84,29	85,95	86,43
13.03.2025	92,25	92,25	93,06	92,18	84,38	82,24	84,00	84,38
14.03.2025	88,57	88,57	90,42	88,78	71,22	69,39	70,62	71,22
15.03.2025	97,29	97,29	98,66	98,22	77,11	75,19	76,98	77,11
16.03.2025	101,90	101,90	103,35	103,16	82,40	80,73	82,43	82,43
17.03.2025	95,16	95,16	97,06	95,66	75,56	73,97	74,98	75,56
18.03.2025	93,88	93,88	95,03	93,85	82,31	80,80	81,69	82,31
19.03.2025	104,13	104,13	105,21	103,87	81,89	80,51	81,00	81,89

Перейти к величине мощности допускается по формуле при известных схемах соединения на стороне ВН обмоток трансформатора. На примере первого значения нагрузки в таблице 1 расчётная величина нагрузки составит:

$$P_{p\text{ ПС}} = \sqrt{3} \cdot I_{\Phi(\text{макс})} \cdot U_{\text{Лном}} \cdot \cos \varphi_{\text{ном}}; \quad (2)$$

$$P_{p\text{ ПС}} = \sqrt{3} \cdot 83,07 \cdot 36,75 \cdot 0,93 = 4911 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\text{ ПС}} = P_{p\text{ ПС}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{расч}}; \quad (3)$$

$$Q_{p\text{ ПС}} = 4911 \cdot 0,4 = 1964 \text{ квар.}$$

где $I_{\Phi(\text{макс})}$ - значение максимальной токовой нагрузки за период замера по фазам А-В-С, А;

$U_{\text{Лном}}$ - номинальное линейное напряжение стороны ВН ПС, где производился замер токовой нагрузки, 36,75 кВ;

$tg\varphi_{расч}$ - коэффициент реактивной мощности, предельное значение по приказу №380 для шин 35 кВ.

Для каждого интервала замера расчёт проводится по такому же порядку, далее выбирается максимальное значение из полученной величины активной нагрузки по замеру, таблица 6.

Таблица 6 – Результат обработки замера по ПС Фабричная за 2025 год

Период замера	Т-1			Т-2		
	I _{max}	P, кВт	Q, квар	I _{max}	P, кВт	Q, квар
1	2	3	4	5	6	7
01.01.2025	83,07	4911	1965	75,30	4452	1781
02.01.2025	104,79	6196	2478	70,68	4179	1672
03.01.2025	93,37	5521	2208	77,28	4569	1828
04.01.2025	89,37	5284	2114	74,35	4396	1758
05.01.2025	92,57	5473	2189	68,76	4066	1626
06.01.2025	84,30	4984	1994	74,86	4426	1771
07.01.2025	88,73	5247	2099	70,89	4191	1677
08.01.2025	101,96	6029	2412	62,65	3705	1482
09.01.2025	93,78	5545	2218	73,64	4354	1742
10.01.2025	81,43	4815	1926	74,30	4393	1757
11.01.2025	95,69	5658	2263	64,91	3838	1535
12.01.2025	101,69	6012	2405	76,99	4552	1821
13.01.2025	98,91	5848	2339	71,09	4203	1681
14.01.2025	58,26	3445	1378	69,95	4136	1654
15.01.2025	60,03	3549	1420	72,69	4298	1719
16.01.2025	85,01	5027	2011	73,43	4341	1737
17.01.2025	85,01	5026	2010	70,20	4151	1660
18.01.2025	98,95	5851	2340	51,50	3045	1218
19.01.2025	97,48	5764	2305	72,88	4309	1724
20.01.2025	100,28	5929	2372	75,83	4484	1793
21.01.2025	64,84	3834	1534	53,58	3168	1267
22.01.2025	107,22	6339	2536	84,79	5013	2005
23.01.2025	83,64	4945	1978	72,25	4272	1709
24.01.2025	101,48	6000	2400	38,72	2290	916
25.01.2025	83,17	4917	1967	76,74	4537	1815
26.01.2025	106,12	6274	2510	79,53	4702	1881
27.01.2025	76,19	4505	1802	69,74	4124	1650
28.01.2025	102,54	6063	2425	80,02	4732	1893
29.01.2025	79,10	4677	1871	78,16	4622	1849
30.01.2025	97,98	5793	2317	77,95	4609	1844
31.01.2025	57,40	3394	1358	46,47	2748	1099
01.02.2025	59,75	3533	1413	58,37	3451	1380
02.02.2025	62,10	3672	1469	75,85	4485	1794
03.02.2025	98,13	5802	2321	54,67	3232	1293

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
04.02.2025	97,57	5769	2308	84,79	5013	2005
05.02.2025	100,46	5940	2376	84,40	4990	1996
06.02.2025	98,01	5795	2318	75,65	4473	1789
07.02.2025	100,48	5941	2376	88,47	5231	2092
08.02.2025	87,63	5181	2073	79,03	4673	1869
09.02.2025	86,24	5099	2040	86,46	5112	2045
10.02.2025	103,50	6120	2448	84,47	4995	1998
11.02.2025	99,79	5900	2360	85,61	5062	2025
12.02.2025	93,05	5502	2201	61,90	3660	1464
13.02.2025	103,17	6100	2440	84,97	5024	2010
14.02.2025	98,01	5795	2318	74,03	4377	1751
15.02.2025	66,92	3957	1583	79,18	4682	1873
16.02.2025	102,60	6066	2427	83,51	4938	1975
17.02.2025	82,89	4901	1960	74,55	4408	1763
18.02.2025	98,75	5839	2336	54,88	3245	1298
19.02.2025	103,81	6138	2455	79,93	4726	1890
20.02.2025	102,46	6058	2423	77,21	4565	1826
21.02.2025	105,51	6238	2495	83,48	4936	1974
22.02.2025	102,07	6035	2414	77,24	4567	1827
23.02.2025	95,43	5643	2257	80,45	4757	1903
24.02.2025	104,42	6174	2470	81,12	4796	1919
25.02.2025	104,74	6193	2477	84,56	5000	2000
26.02.2025	105,72	6251	2500	85,39	5049	2020
27.02.2025	97,39	5759	2303	80,21	4742	1897
28.02.2025	97,65	5774	2310	82,34	4869	1947
01.03.2025	85,94	5082	2033	83,17	4917	1967
02.03.2025	89,84	5312	2125	77,73	4596	1838
03.03.2025	85,22	5039	2016	83,48	4936	1974
04.03.2025	98,57	5828	2331	85,67	5065	2026
05.03.2025	104,55	6182	2473	73,54	4348	1739
06.03.2025	91,09	5386	2154	87,03	5146	2058
07.03.2025	99,65	5892	2357	85,64	5063	2025
08.03.2025	97,45	5762	2305	79,59	4706	1882
09.03.2025	87,21	5156	2063	83,00	4907	1963
10.03.2025	98,90	5848	2339	84,93	5022	2009
11.03.2025	101,64	6010	2404	59,27	3505	1402
12.03.2025	105,35	6229	2491	86,43	5110	2044
13.03.2025	93,06	5502	2201	84,38	4989	1996
14.03.2025	90,42	5346	2138	71,22	4211	1684
15.03.2025	98,66	5833	2333	77,11	4559	1824
16.03.2025	103,35	6111	2444	82,43	4874	1950
17.03.2025	97,06	5739	2295	75,56	4468	1787
18.03.2025	95,03	5619	2247	82,31	4867	1947
19.03.2025	105,21	6221	2488	81,89	4842	1937

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7
максимум	107	6339	2536	88	5231	2092

Аналогично расчёт проводится для остальных ПС, по которым возможно получить данные замера за такой же период наблюдения. Все полученные данные по максимальной величине нагрузки сводятся в таблицу 7.

Таблица 7 – Данные замера максимальной нагрузки по ПС Эльгинского угольного комплекса за 2025 год

ПС	Р _{макс} , кВт	Q _{макс} , квар
Аэропорт Т1	537	215
Аэропорт Т2	537	215
Поско (СГТ)	1218	487
Погрузка	1000	400
ТП-68	34	14
Западная	1902	761
Рембаза	3418	1367
Горная	1654	662
ТС	1754	701
Угольная Т1	7747	3099
Угольная Т2	4722	1889
Фабричная Т1	6339	2536
Фабричная Т2	5231	2092
ПВП Т1	9450	3780
ПВП Т2	8120	3248
Поселок	3672	1469
Северная	3767	1507
Карьерная	2463	985
Дальневосточная	1881	753
Городская	1185	474
итого	66632	26653

2.2 Прогнозирование электрических нагрузок

По данным об имеющихся запасах коксующего угля Эльгинского угольного комплекса и целевым показателям ООО «Эльга-Майнинг» к 2035 году добыча угля будет составлять 45 млн. тонн ежегодно при отгрузке 30 млн. тонн ежегодно [2] с учётом прогнозируемого потребления электрической энергии по

энергосистеме Республики Саха (Якутия) прогнозируется на период 2023-2028 г.г.. [1] необходимо выполнить расчёт прогнозируемых нагрузок ПС Эльгинского угольного комплекса до 2030 года.

На примере ПС Фабричная Т1 расчётная величина прогнозируемой активной нагрузки через 5 лет на 2030 год составит:

$$P_{\text{прог}} = P_T \cdot (1 + K)^{T_{\text{п}}} ; \quad (4)$$

$$P_{\text{прог}} = 6339 \cdot (1 + 0,029)^5 = 7313 \text{ кВт};$$

где P_T – текущее значение мощности, 6339;

K – коэффициент увеличения параметра в единицу времени (о.е./год), 0,029 – относительное увеличение нагрузки за год в период с 2025 по 2030 год для энергосистемы Республики Саха (Якутия) [1];

$T_{\text{п}}$ – период времени, на который производится прогнозирование, 5 лет.

На примере ПС Фабричная Т1 расчётная величина прогнозируемой реактивной нагрузки через 5 лет на 2030 год составит:

$$Q_{\text{прог}} = P_{\text{прог}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{расч}} ; \quad (5)$$

$$Q_{\text{прог}} = 7313 \cdot 0,4 = 2925 \text{ квар.}$$

Для оценки необходимости компенсации реактивной мощности выполняется расчёт требуемой мощности батарей конденсаторов.

На примере ПС Фабричная Т1 расчётная величина мощности батарей конденсаторов составит:

$$Q_{\text{БК}} = Q_{\text{прог}} - P_{\text{прог}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{расч}} ; \quad (6)$$

$$Q_{БК} = 2925 - 7313 \cdot 0,4 = 0 \text{ квар.}$$

Аналогично расчёт проводится для остальных ПС, по которым возможно получить данные прогнозируемой величины нагрузки. Все полученные данные по прогнозируемой величине нагрузки сводятся в таблицу 8.

Таблица 8 – Данные прогнозируемой максимальной нагрузки по ПС Эльгинского угольного комплекса за 2025 год

ПС	Р _{макс} , кВт	Q _{макс} , квар	Q _{БК} , квар
Аэропорт Т1	620	248	-120
Ааэропорт Т2	620	248	-110
Поско (СГТ)	1406	562	0
Погрузка	1154	462	0
ТП-68	39	16	0
Западная	2194	878	-160
Рембаза	3943	1577	-120
Горная	1908	763	0
ТС	2023	809	0
Угольная Т1	8937	3575	-320
Угольная Т2	5447	2179	-320
Фабричная Т1	7313	2925	0
Фабричная Т2	6034	2414	0
ПВП Т1	10902	4361	-150
ПВП Т2	9368	3747	-150
Поселок	4237	1695	0
Северная	4346	1738	0
Карьерная	2842	1137	-240
Дальневосточная	2170	868	-230
Городская	1367	547	0

В результате расчётов перспективных нагрузок получена величина нагрузок ПС-35 кВ Эльгинского угольного комплекса на 2030 год. Компенсация реактивной мощности для ПС не требуется.

3 ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ ЭЛЬГИНСКОГО УГОЛЬНОГО КОМПЛЕКСА

3.1 Разработка вариантов реконструкции системы электроснабжения

В данной работе рассматриваются сети 35 кВ Эльгинского Угольного комплекса, для которых характерна большая протяженность, в связи с чем возникают потери напряжения для удаленных от центра питания ПС. Кроме того, в сетях уровнем номинального напряжения 35 кВ потери электрической энергии возможно снизить после ввода дополнительного центра питания на уровне напряжения 110 кВ, за счёт чего снизится протяженность ВЛ-35 кВ и произойдёт перераспределение нагрузки в сети 35 кВ.

В соответствии с технической возможностью на ПС Эльгауголь рассматривается переключение части ПС 35 кВ на проектируемую ПС Промплощадка, за счёт чего разгружаются силовые трансформаторы в центре питания ПС Эльгауголь по стороне НН 35 кВ. Загрузка ПС Эльгауголь по стороне СН 110 кВ возможна за счёт перевода нагрузки Эльгинского угольного комплекса со стороны 35 кВ на сторону 110 кВ ПС Эльгауголь.

Упрощённая однолинейная схема ПС Промплощадка показывается на рисунке 3.

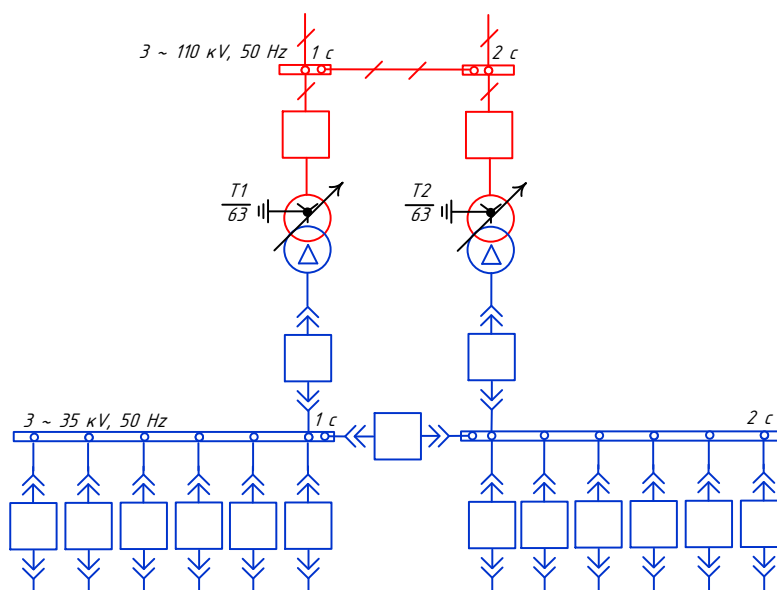


Рисунок 3 - Упрощённая однолинейная схема ПС Промплощадка

Водимая ПС Промплощадка удалена от ПС Эльгауголь на расстояние 9,8 км, карта схема района проектирования с указанием мест расположения ПС 35 кВ, трасс прохождения ВЛ-35 кВ и имеющимся местом расположения ПС Промплощадка приведена на рисунке 4, однолинейная схема существующих сетей 35 кВ приведена на рисунке 5.

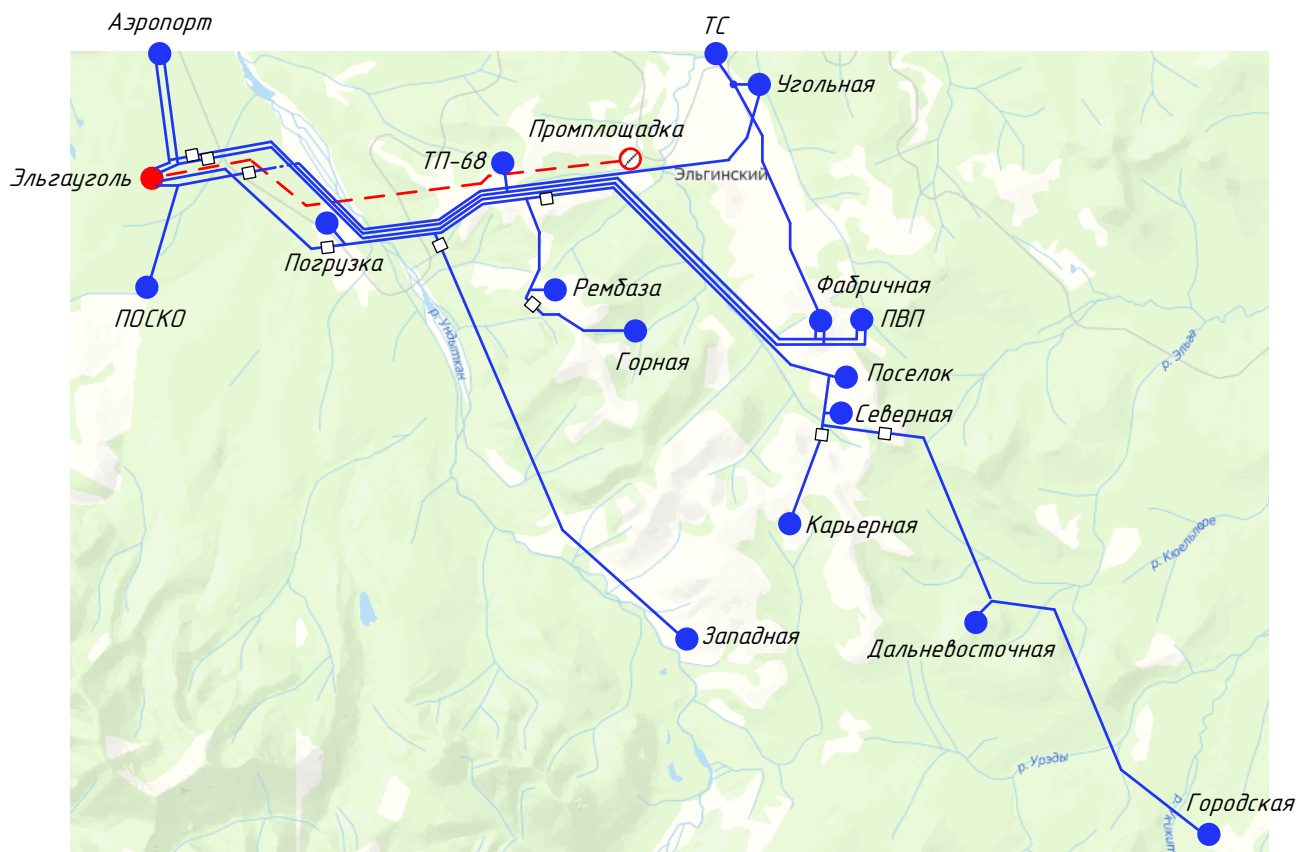


Рисунок 4 – Карта схема района реконструкции сетей 35 кВ

Необходимо рассмотреть 2 варианта реконструкции, для каждого варианта проектируемая ПС Промплощадка не меняет место расположения, но подключаемые к ней ПС 35 кВ имеют разную схему подключения к ПС Промплощадка.

Подключение ПС 35 кВ от ПС Эльгауголь в оставшейся части схемы в каждом варианте не меняется, так как существующая трасса прокладки ВЛ-35 кВ имеет ограничения по условиям местности прокладки и близости к участкам взрывных работ, что необходимо учитывать в отношении предлагаемых вариантов реконструкции.

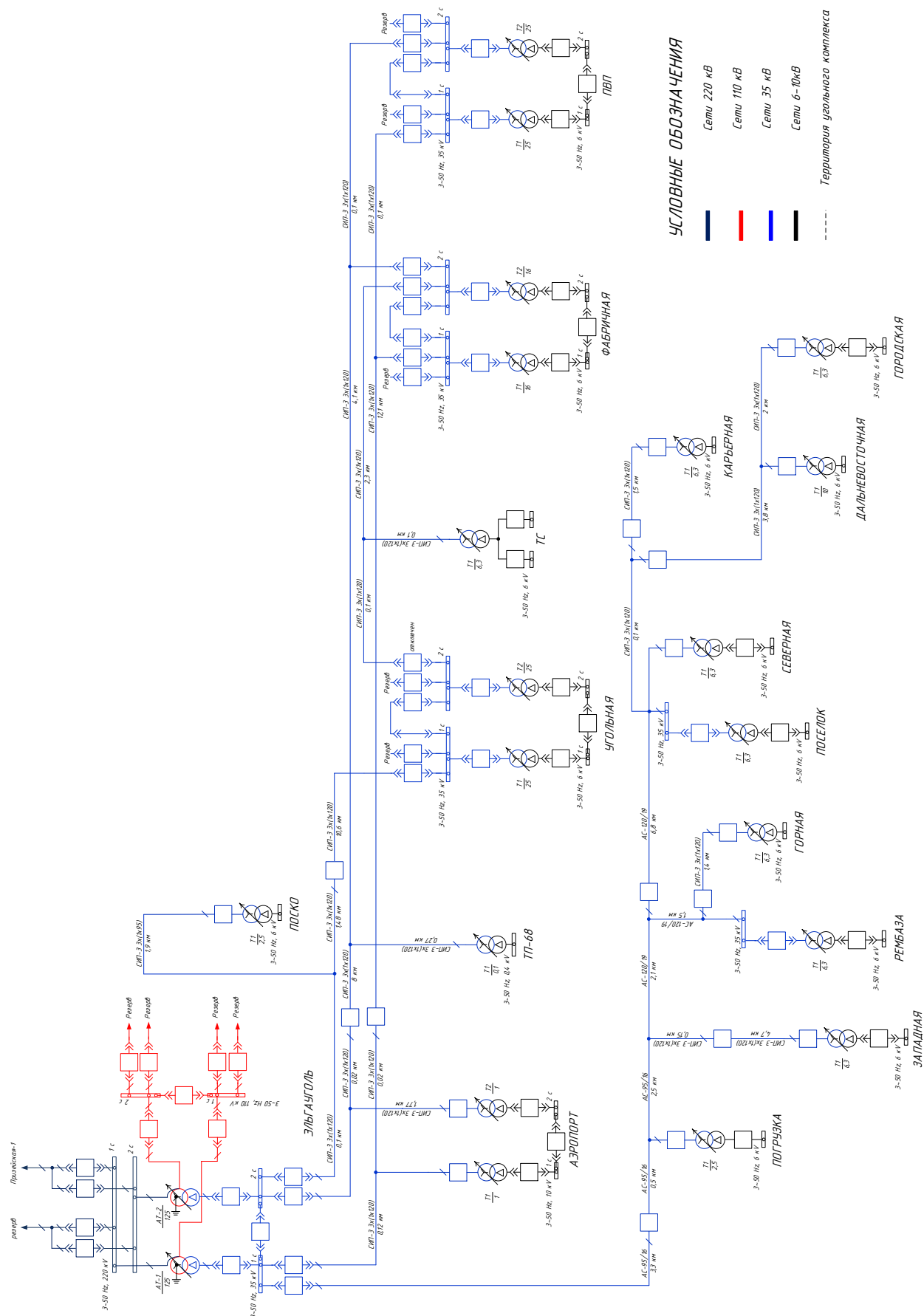


Рисунок 5 – Однолинейная схема района реконструкции сетей 35 кВ

В предлагаемом варианте 1 реконструкции выполняются следующие работы:

- Участок ВЛ-35 кВ «ПС Угольная – ПС Фабричная» демонтируется
- ТП-68 переключается с ВЛ-35 кВ «ПС Эльгауголь – ПС ПВП» на ВЛ-35 кВ «ПС Эльгауголь – ПС ПОСКО»
- ПС Угольная подключается двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка
- ПС Фабричная, ПВП подключаются двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка
- ПС Поселок, Северная, Карьерная, Дальневосточная, Городская подключаются одноцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка

Карта схема варианта 1 района проектирования и однолинейная схема предлагаемого варианта приведены на рисунках 6,7.

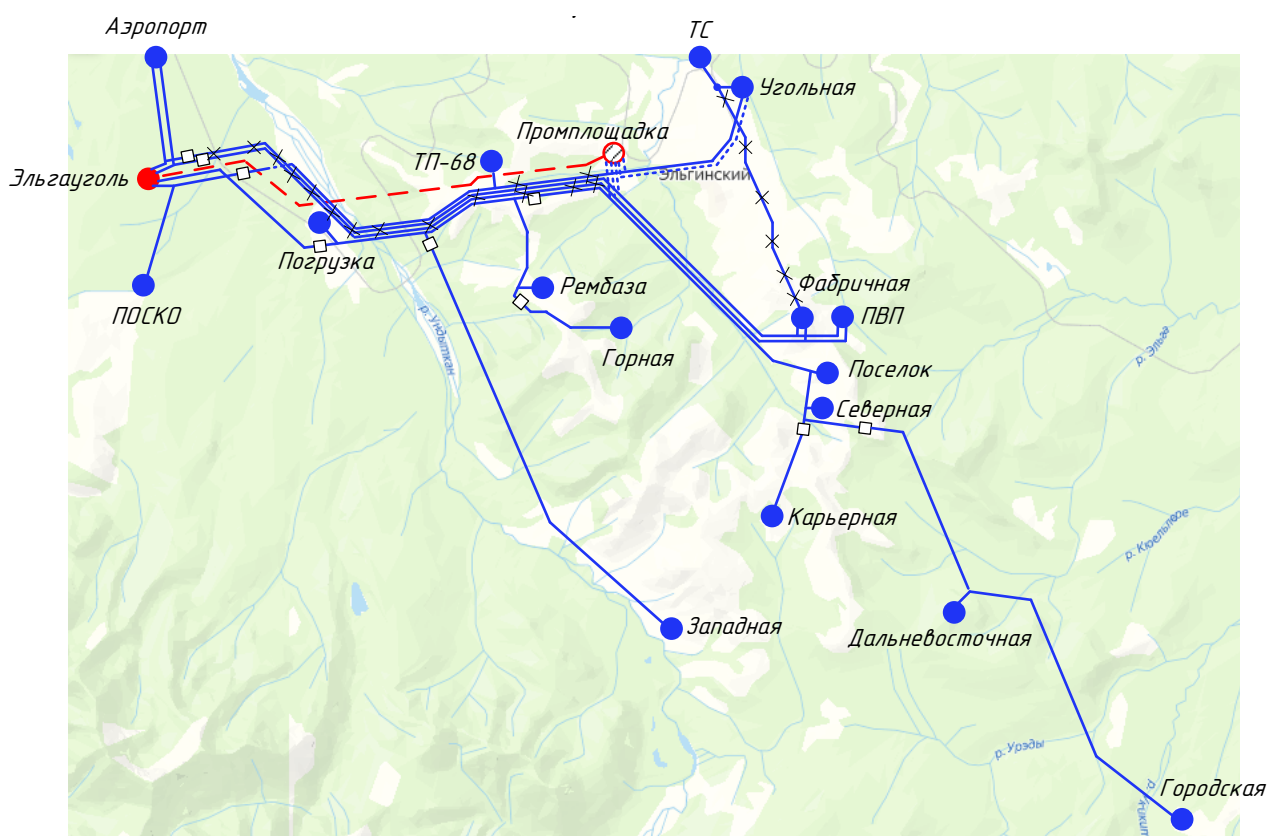


Рисунок 6 – Карта схема предлагаемого варианта 1 реконструкции при подключении ПС Промплощадка

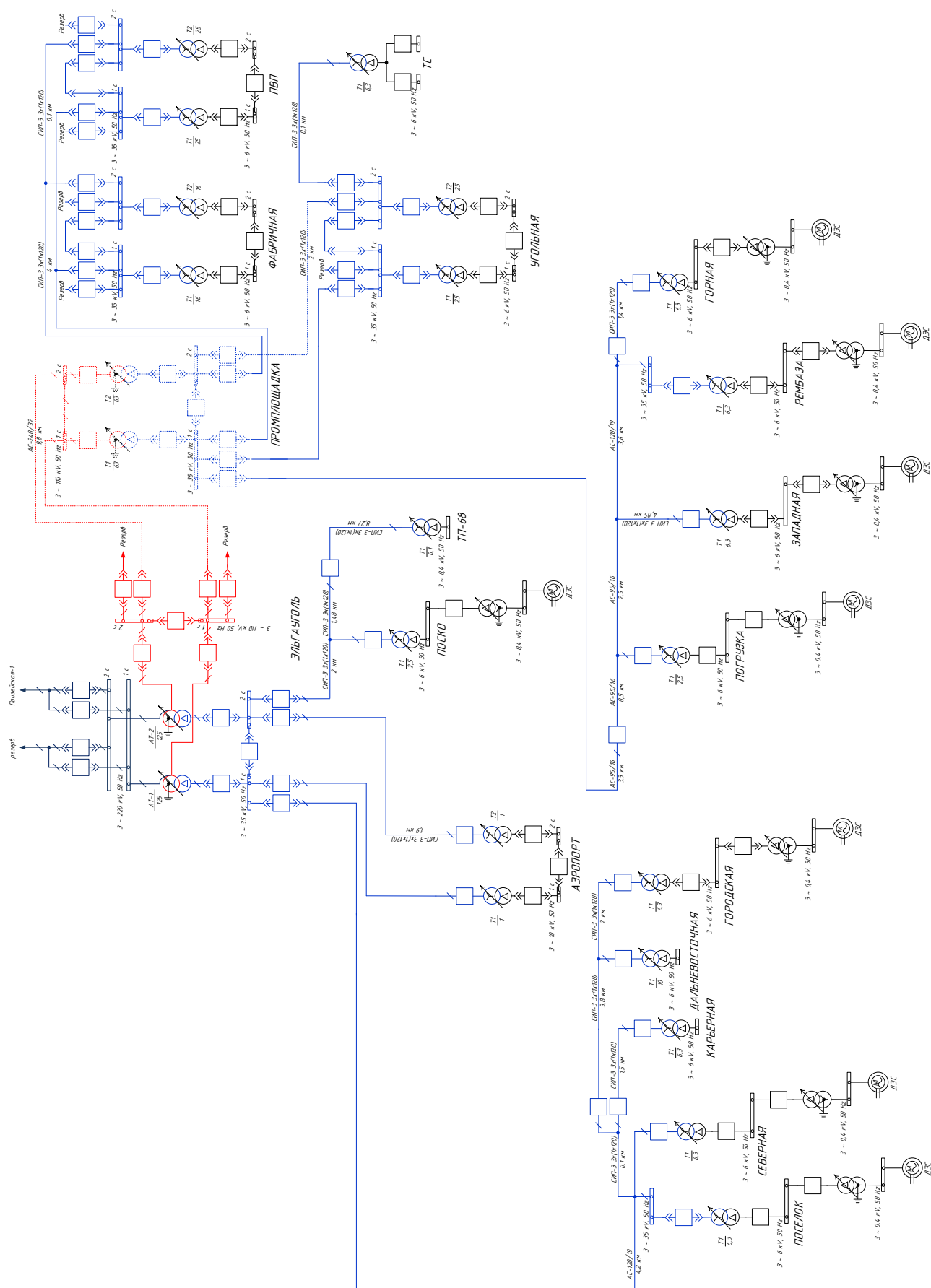


Рисунок 7 – Однолинейная схема предлагаемого варианта 1 реконструкции при подключении ПС Промплощадка

В предлагаемом варианте 2 реконструкции выполняются следующие работы:

- Участок ВЛ-35 кВ «ПС Угольная – ПС Фабричная» демонтируется
- ТП-68 переключается с ВЛ-35 кВ «ПС Эльгауголь – ПС ПВП» на ВЛ-35 кВ «ПС Эльгауголь – ПС ПОСКО»
- ПС Угольная подключается двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка
- ПС Фабричная подключается двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка частично по трассе прокладки ВЛ-35 кВ Угольная-Фабричная
- ПС ПВП подключается двухцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка
- ПС Поселок, Северная, Карьерная, Дальневосточная, Городская подключаются одноцепной ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка

Карта схема варианта 2 района проектирования и однолинейная схема предлагаемого варианта приведены на рисунках 8,9.

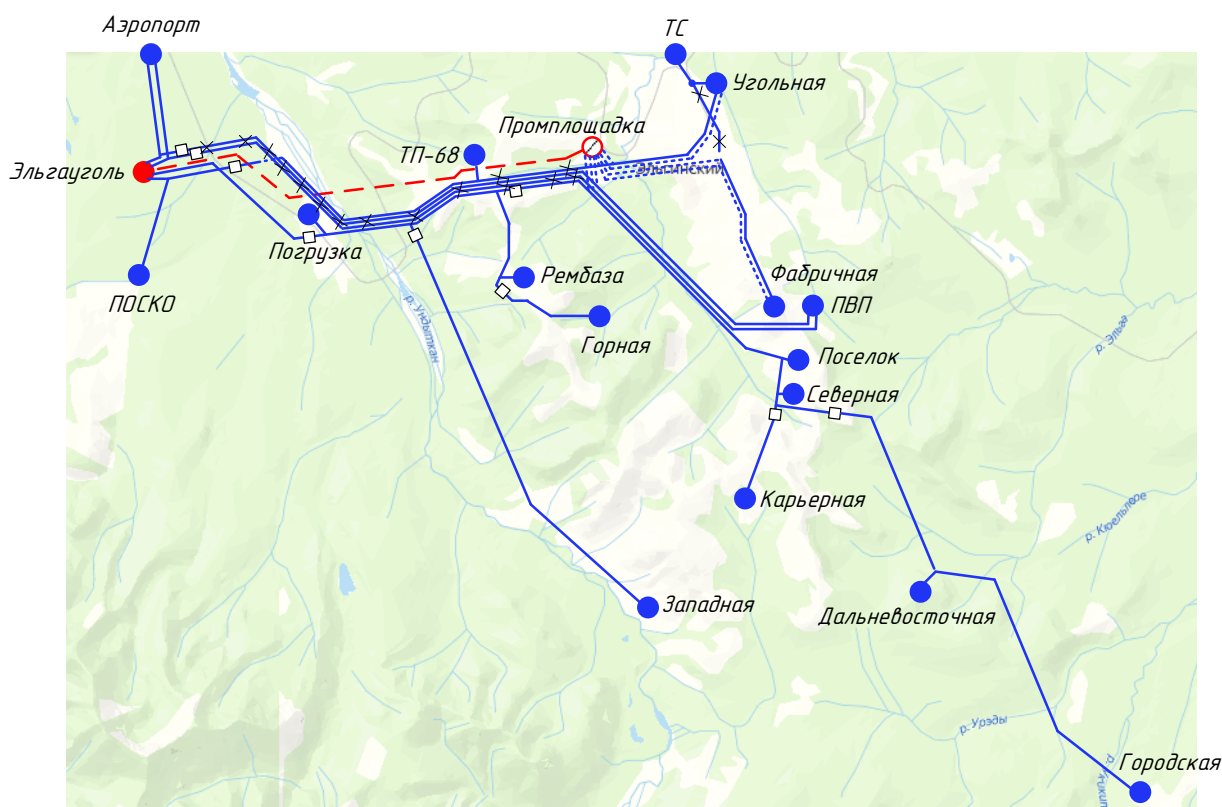


Рисунок 8 – Карта схема предлагаемого варианта 2 реконструкции при подключении ПС Промплощадка

Для подключения ПС Промплощадка рассматривается вариант сооружения двухцепной ВЛ-110 кВ ввиду отсутствия жилой застройки и подходящей местности для прокладки трассы ВЛ с учётом перехода через различные природные преграды без кабельных вставок.

3.2 Выбор рационального напряжения подключения ПС Промплощадка

Предварительно без учёта потерь мощности по сооружаемой ВЛ-110 кВ в каждом из предлагаемых вариантов будет определена величина нагрузки ПС Промплощадка.

Для оценки величины суммарной нагрузки ПС Промплощадка в каждом из вариантов реконструкции сетей 35 кВ используются формулы:

$$P_{пром} = \sum P_{nc35} ; \quad (7)$$

$$P_{пром} = (1154 + 2194 + 3943 + 1908 + 2023 + 8937 + 5447 + 7313 + 6034 + 10902 + 9368) = 59223 \text{ кВт}$$

$$Q_{пром} = \sum Q_{nc35} ; \quad (8)$$

$$Q_{пром} = (462 + 878 + 1577 + 763 + 809 + 3575 + 2179 + 2925 + 2414 + 4361 + 3747) = 23689 \text{ квар}$$

где P_{nc35} - активная прогнозируемая нагрузка ПС-35 кВ, подключенных к стороне НН ПС Промплощадка – ПС Фабричная, ПС ПВП, ПС Угольная, ПС ТС, ПС Погрузка, ПС Западная, ПС Рембаза, ПС Горная, кВт;

Q_{nc35} - реактивная прогнозируемая нагрузка ПС-35 кВ, подключенных к стороне НН ПС Промплощадка – ПС Фабричная, ПС ПВП, ПС Угольная, ПС ТС, ПС Погрузка, ПС Западная, ПС Рембаза, ПС Горная, квар.

Выбор рационального напряжения подключения ПС Промплощадка осуществляется по формуле Илларионова для исходных условий прокладки напряжения для варианта 3 сети, производим по формуле Илларионова, кВ:

$$U_{\text{рац пром}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L_{\text{пром}}} + \frac{2500}{P_{\text{пром1ц}}}}} ; \quad (9)$$

$$U_{\text{рац пром}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{9,8} + \frac{2500}{59,223/2}}} = 86 \text{ кВ};$$

где $L_{\text{пром}}$ – протяженность питающих линий, по плану местности 9,8 км;

$P_{\text{пром1ц}}$ – активная суммарная нагрузка ПС Промплощадка на одну цепь, МВт.

Имеющееся номинальное напряжение 110 кВ является рациональным на основе проведенного выше расчёта для Подключения ПС Промплощадка. Для остальных участков схемы расчёт проводится аналогично, результаты приводятся в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор рационального напряжения

участок	L, км	P, кВт	U _{рац} , кВ	U _{ном} , кВ
Вариант 1				
Эльгауголь - Промплощадка	9,8	59,223	86	110
Эльгауголь – Поселок	4,2	14,96	59	35
Промплощадка - Фабричная	4	16,81	60	35
Вариант 2				
Промплощадка - ПВП	4,1	10,14	52	35
Промплощадка – Угольная	2	7,19	41	35
Промплощадка - Фабричная	5	6,67	46	35

Имеющееся номинальное напряжение 110 кВ и 35 кВ являются рациональными для всех участков схемы в каждом из вариантов с учётом перспективных нагрузок.

3.3 Выбор и проверка силовых трансформаторов

Мощность силовых двухобмоточных трансформаторов 110/35 кВ, устанавливаемых на ПС Промплощадка выбирается по формуле:

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{P_{пром}^2 + Q_{пром}^2}}{n_m \cdot K_3}, \quad (10)$$

$$S_{расч} = \frac{\sqrt{59,223^2 + 23,689^2}}{2 \cdot 0.7} = 45,6 \text{ МВА},$$

где $P_{пром}$ – активная суммарная нагрузка ПС Промплощадка, МВт;

$Q_{пром}$ – реактивная суммарная нагрузка ПС Промплощадка, Мвар;

n_m - количество трансформаторов на ПС Промплощадка для 1,2 категории потребителей - 2 шт.

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимается равным 0,7.

Полученная величина расчетной мощности трансформаторов должна быть меньше номинальной мощности выпускаемых трансформаторов, такому условию удовлетворяют двухобмоточные трансформаторы марки ТДН-63000/110/35:

$$S_{расч} \leq S_{ном}; \quad (11)$$

$$45,6 \text{ МВА} \leq 63 \text{ МВА}.$$

Для проверки в послеаварийном и нормальном режимах необходимо использовать следующие формулы:

$$K_{3 \text{ норм}} = \frac{\sqrt{P_{пром}^2 + Q_{пром}^2}}{n_m \cdot S_{ном}}; \quad (12)$$

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{\sqrt{59,223^2 + 23,689^2}}{2 \cdot 63} = 0,51;$$

$$K_{з\text{ н/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ном}}^2 + Q_{\text{ном}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{ном}}}; \quad (13)$$

$$K_{з\text{ н/ав}} = \frac{\sqrt{59,223^2 + 23,689^2}}{(2 - 1) \cdot 63} = 1,02.$$

Коэффициент загрузки трансформатора ТДН-63000/110/35 в послеаварийном режиме не превышен (менее 1,4) и оптимальный в нормальном режиме для диапазона 0,5-0,75.

Для проверки трансформаторов на ПС Фабричная по возможности выдерживать перспективные нагрузки используется следующая формула:

$$K_{з\text{ нормТ1}} = \frac{\sqrt{P_{\text{персп}}^2 + Q_{\text{персп}}^2}}{n_m \cdot S_{\text{ном}}}; \quad (14)$$

$$K_{з\text{ нормТ1}} = \frac{\sqrt{7,313^2 + 2,925^2}}{1 \cdot 16} = 0,49;$$

$$K_{з\text{ н/ав}} = \frac{\sqrt{P_{\text{персп}}^2 + Q_{\text{персп}}^2}}{(n_m - 1) \cdot S_{\text{ном}}}; \quad (15)$$

$$K_{з\text{ норм}} = \frac{\sqrt{(7,313 + 6,034)^2 + (2,925 + 2,414)^2}}{1 \cdot 16} = 0,9.$$

Для ПС Фабричная в целом трансформаторы не перегружены в послеаварийном и нормальном режимах. Для остальных ПС проверка трансформаторов выполняется аналогично, результат сводится таблицу 10.

Таблица 10 – Проверка трансформаторов ПС по загрузке на перспективу до 2030 года

ПС	Рпрог, кВт	Qпрог, квар	Стр ном, МВА	Кз норм	Кз п/ав
Аэропорт Т1	620	248	1	0,67	1,34
Аэропорт Т2	620	248	1	0,67	
Поско (СГТ)	1406	562	2,5	0,61	
Погрузка	1154	462	2,5	0,5	
ТП-68	39	16	0,1	0,42	
Западная	2194	878	6,3	0,38	
Рембаза	3943	1577	6,3	0,67	
Горная	1908	763	6,3	0,33	
ТС	2023	809	6,3	0,35	
Угольная Т1	8937	3575	25	0,39	0,62
Угольная Т2	5447	2179	25	0,23	
Фабричная Т1	7313	2925	16	0,49	0,9
Фабричная Т2	6034	2414	16	0,41	
ПВП Т1	10902	4361	25	0,47	0,87
ПВП Т2	9368	3747	25	0,40	
Поселок	4237	1695	6,3	0,72	
Северная	4346	1738	6,3	0,74	
Карьерная	2842	1137	6,3	0,49	
Дальневосточная	2170	868	10	0,23	
Городская	1367	547	6,3	0,23	
Промплощадка	59223	23689	63	0,51	1,02

На перспективу до 2030 года замена трансформаторов не требуется, так как их номинальной мощности достаточно для ожидаемой нагрузки.

3.4 Расчёт потоков мощности для выбора и проверки сечений распределительных линий

Оценка загрузки сети 110-35 кВ в районе проектирования выполняется по результатам расчёта режимов под перспективные нагрузки. Ранее отмечалось, что нагрузки ПС 110-35 кВ Эльгинского угольного комплекса получены по ре-

результатам контрольного замера за январь-март 2025 года с учётом прогнозирования на ближайшие 5 лет.

В качестве исходных данных приняты графические и численные данные. К графическим данным относится конфигурация выбранного варианта сети, к численным относятся сопротивления трансформаторов, воздушных линий, напряжения источника питания ПС Эльгауголь, нагрузки, полученные в результате прогнозирования.

Расчет режима проводим в программно-вычислительном комплексе Mathcad, предназначенном для выполнения сложных математических расчётов комплексных чисел, что допускает его использование для расчёта электрических режимов [9].

Подготовка исходных данных по схеме, нагрузкам электрической сети и параметрам схемы замещения включает в себя этапы:

- оформление графа сети с указанием всех узлов и ветвей;
- для каждого узла нагрузки задается активная и реактивную мощность потребления;
- для линий электропередачи (ЛЭП) определяются продольное сопротивление и проводимость на землю (для сети 110 кВ).

Для нахождения параметров ветвей схемы замещения используется следующая формула:

$$Z_{\text{л}} = L \cdot (r + j \cdot x_0), \quad (16)$$

где L – протяженность участка схемы с одними параметрами линии, км;

r_0 – погонное активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – погонное реактивное сопротивление линии, Ом/км.

Для нахождения параметров узлов схемы замещения используется следующая формула:

$$Q_c = 1 / 2 \cdot U_n^2 \cdot b_0 \cdot L, \quad (17)$$

где b_0 – погонная емкостная проводимость, См/км.

Для определения параметров трансформаторов используем каталожные данные из справочника [5] и порядок расчёта [6]. Расчётные нагрузки определяются по [6], указываются в приложении А. Источником питания принимаются шины 220 кВ ПС Эльгауголь, напряжение принято по результату замера и считается неизменным - 235,4 кВ. В таблице 11 приводятся исходные данные по нумерации узлов и расчётная нагрузка в них.

Таблица 11 – Исходные данные для расчёта режимов

ПС	узел	Расчётная нагрузка
Аэропорт Т1	16	0,62+i0,248
Аэропорт Т2	16	0,62+i0,248
Поско (СГТ)	14	1,406+i0,5624
Погрузка	9	1,154+i0,4616
ТП-68	15	0,039+i0,0156
Западная	11	2,194+i0,8776
Рембаза	12	3,943+i1,5772
Горная	13	1,908+i0,7632
ТС	8	2,023+i0,8092
Угольная Т1	7	8,937+i3,5748
Угольная Т2	7	5,447+i2,1788
Фабричная Т1	5	7,313+i2,9252
Фабричная Т2	5	6,034+i2,4136
ПВП Т1	6	10,902+i4,3608
ПВП Т2	6	9,368+i3,7472
Поселок	171	4,237+i1,6948
Северная	172	4,346+i1,7384
Карьерная	19	2,842+i1,1368
Дальневосточная	20	2,17+i0,868
Городская	21	1,367+i0,5468
Промплощадка	3	59,223+i23,6892

Составляется поясняющая схема сети на основе данных таблицы 13 по нагрузкам сети и нумерации узлов, рисунок 10.

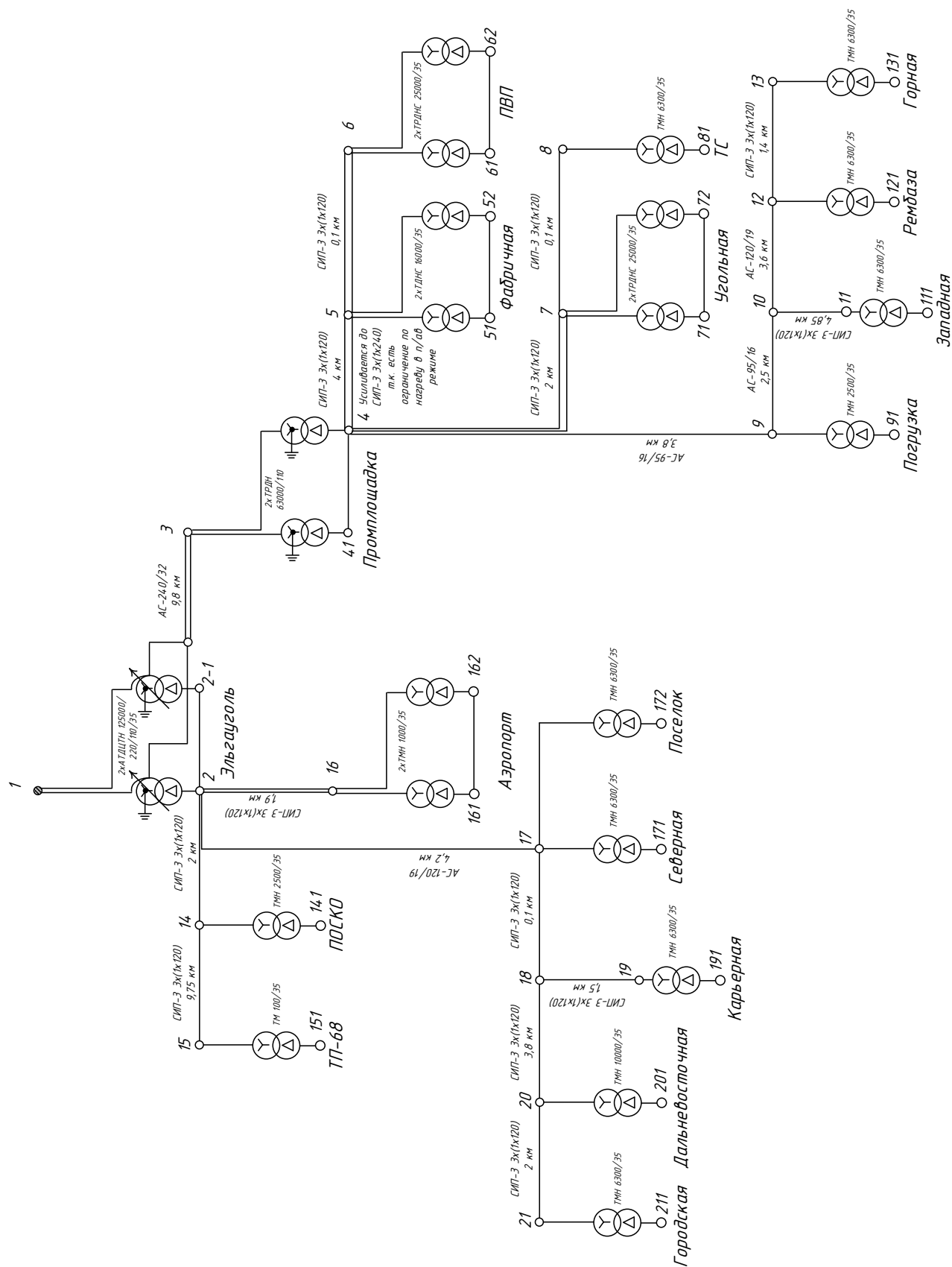


Рисунок 10 – Поясняющая схема рассматриваемой сети 35-110 кВ

Порядок расчёт режима используется в соответствии с [7] и по известному напряжению на стороне 220 кВ ПС Эльгауголь проводится «по данным начала»:

1. На каждом участке схемы рассчитывается поток мощности в начале каждого участка как сумма потока мощности в конце участка и потерь мощности на участке сети;
2. Рассчитываются напряжения узлов на стороне ВН по мере удаления от источника питания с известным напряжением;
3. Рассчитывается поток мощности через трансформатор на каждой ПС без учёта потерь холостого хода;
4. Рассчитываются напряжения узлов на стороне НН ПС;
5. Рассчитывается желаемый номер отпайки РПН (ПБВ) под желаемый уровень напряжения (6,3 кВ).

На примере участка сети ПС Промплощадка – ПС Фабричная – ПС ПВП выполняется расчёт потоков мощности в соответствии с рисунком 11.

Промплощадка

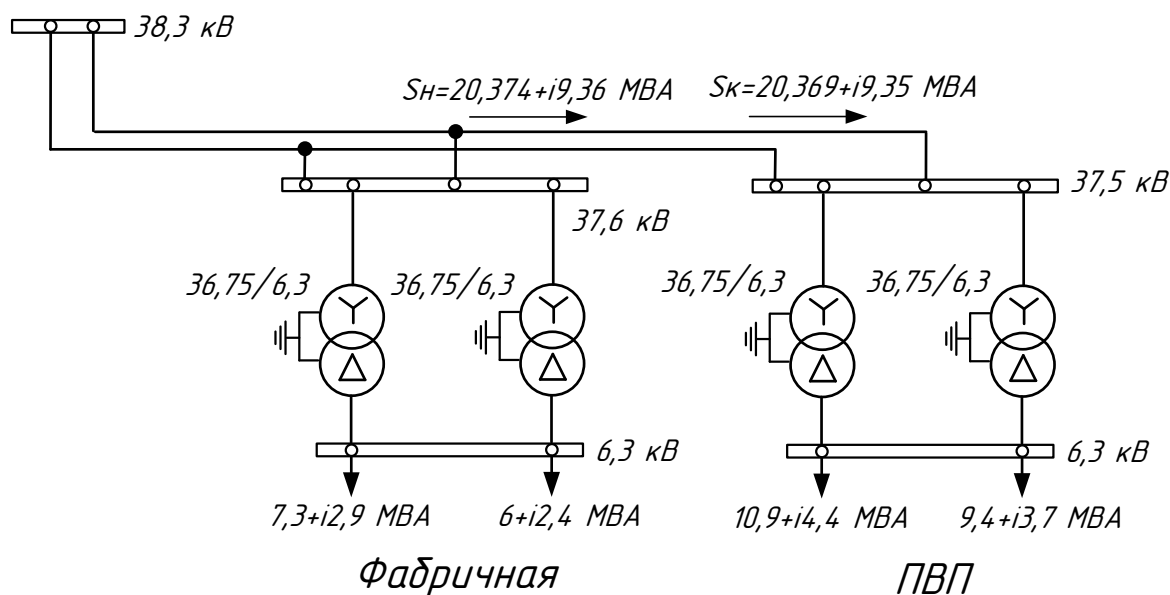


Рисунок 11 – Участок схемы сети ПС Промплощадка – ПС Фабричная – ПС ПВП

Задаёмся потоком мощности в конце участка ПС Фабричная – ПС ПВП по нагрузке ПС ПВП с учётом потерь мощности в трансформаторах ПС ПВП:

$$S_K = S_{ПВП}, \quad (18)$$

$$S_K = 20,37 + 9,35 \cdot i \text{ МВА.}$$

Потери мощности на участка ПС Фабричная – ПС ПВП:

$$\Delta S = \frac{P_K^2 + Q_K^2}{U_n^2} \cdot Z_L, \quad (19)$$

$$\Delta S = \frac{20,37^2 + 9,35^2}{35^2} \cdot (0,013 + 0,014 \cdot i) = 0,005 + 0,006 \cdot i \text{ МВА;}$$

где U_n - номинальное напряжение участка сети, 35 кВ;

Z_L - полное сопротивление участка линии, $0,013 + 0,014 \cdot i$ Ом, находится по справочным данным об удельных сопротивлениях проводов ВЛ и протяженности участка ВЛ [33].

Определяем поток мощности в начале участка ПС Фабричная – ПС ПВП:

$$S_H = S_K + \Delta S, \quad (20)$$

$$S_H = 20,369 + 9,35 \cdot i + 0,005 + 0,006 \cdot i = 20,374 + 9,36 \cdot i \text{ МВА.}$$

При регулировании напряжения на ПС ПВП Эльгинского угольного комплекса желаемый коэффициент трансформации определяется по выражению, [5]:

$$K_{ТЖ} = \frac{|U_B|}{U_{Ж}}; \quad (21)$$

$$K_{ТЖ} = \frac{36,88}{6,3} = 5,855;$$

где U_B – напряжение на высокой стороне трансформатора [33];

$U_{Ж}$ – желаемое напряжение на низкой стороне, 6,3 кВ.

При регулировании напряжения на ПС ПВП Эльгинского угольного комплекса номер желаемой отпайки устройства регулирования определяется по выражению, [5]:

$$n_{ЖЕЛ} = \left(\frac{K_{ТЖ}}{K_T} - 1 \right) \cdot \frac{1}{t_{УР}}; \quad (22)$$

$$n_{ЖЕЛ} = \left(\frac{5,855}{36,75 / 6,3} - 1 \right) \cdot \frac{1}{0,015} = 0,25;$$

где K_T – номинальный коэффициент трансформации [5];

$t_{УР}$ – шаг отпайки устройства регулирования [5];

При регулировании напряжения на ПС ПВП Эльгинского угольного комплекса фактическое напряжение на низкой стороне трансформатора определяется по выражению, [7]:

$$U_{ННФ} = \frac{|U_B|}{K_T \cdot (1 + t_{УР} \cdot n_{ЖЕЛ})}; \quad (23)$$

$$U_{ННФ} = \frac{36,88}{36,75 / 6,3 \cdot (1 + 0 \cdot 0,015)} = 6,3 \text{ кВ.}$$

Порядок регулирования напряжения на остальных ПС аналогичный. Listing расчётов приводится в приложении А, результаты расчёта максимального режима показаны в таблице 12-13.

Таблица 12 – Результаты регулирования напряжения максимального режима

ПС	узел	U _{вн} до рег, кВ	U _{нн} до рег, кВ	U _{нн} после рег, кВ	Notп	ΔP _{тр} , МВт
Аэропорт Т1	16	37,6	6,7	6,3	4	0,005
Аэропорт Т2	16	37,6	6,7	6,3	4	0,005
Поско (СГТ)	14	37,6	6,6	6,3	4	0,008
Погрузка	9	37,8	6,7	6,3	4	0,005
ТП-68	15	37,6	6,7	6,3	4	0,003
Западная	11	37,4	6,7	6,3	4	0,004
Рембаза	12	37,3	6,6	6,3	3	0,012
Горная	13	37,2	6,6	6,3	4	0,003
ТС	8	38,1	6,8	6,3	5	0,004
Угольная Т1	7	38,1	6,5	6,3	2	0,019
Угольная Т2	7	38,1	6,5	6,3	2	0,019
Фабричная Т1	5	37,6	6,3	6,3	0	0,024
Фабричная Т2	5	37,6	6,3	6,3	0	0,024
ПВП Т1	6	37,5	6,3	6,3	0	0,029
ПВП Т2	6	37,5	6,3	6,3	0	0,029
Поселок	171	36,8	6,5	6,3	2	0,016
Северная	172	36,8	6,5	6,3	2	0,015
Карьерная	19	36,8	6,5	6,3	2	0,007
Дальневосточ- ная	20	36,7	6,2	6,3	-1	0,002
Городская	21	36,7	6,6	6,3	3	0,001
Промплощадка	3	121,4	39,6	38,3	2	0,138

Таблица 13 – Результаты расчёта токов по ВЛ в максимальном режиме

ВЛ	I_p , А	$I_{доп}$, А	$\Delta P_{вЛ}$, МВт
Промплощадка-Фабричная	627	460(670)	0,57
Фабричная-ПВП	370	460	0,005
Промплощадка-Угольная	300	460	0,068
Угольная-ТС	37	460	0,001
Промплощадка-Погрузка	173	330	0,1
Погрузка-Западная	149	330	0,05
отп. Западная	40	330	0,006
Западная-Рембаза	108	375	0,031
Рембаза-Горная	35	460	0,001
Эльгауголь-Промплощадка	362	610	0,211
Эльгауголь-Аэропорт	23	460	0,001
Эльгауголь-Поско	27	460	0,001
Поско-ТП-68	1	460	0,001
Эльгауголь-Северная	281	375	0,236
Северная-Карьерная	117	460	0,001
отп.Карьерная	52	460	0,003
Карьерная-Дальневосточная	65	460	0,012
Дальневосточная-Городская	25	460	0,001

Для ВЛ-35 кВ Промплощадка-Фабричная требуется увеличение пропускной способности, так как провод СИП-3 3х(1х120) не проходит по нагреву максимальным током, участок ВЛ усиливается проводом СИП-3 3х(1х240) с допустимым током 670 А при максимальном 627.

Схема замещения электрической сети 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса в максимальном режиме приведена на рисунке 12.

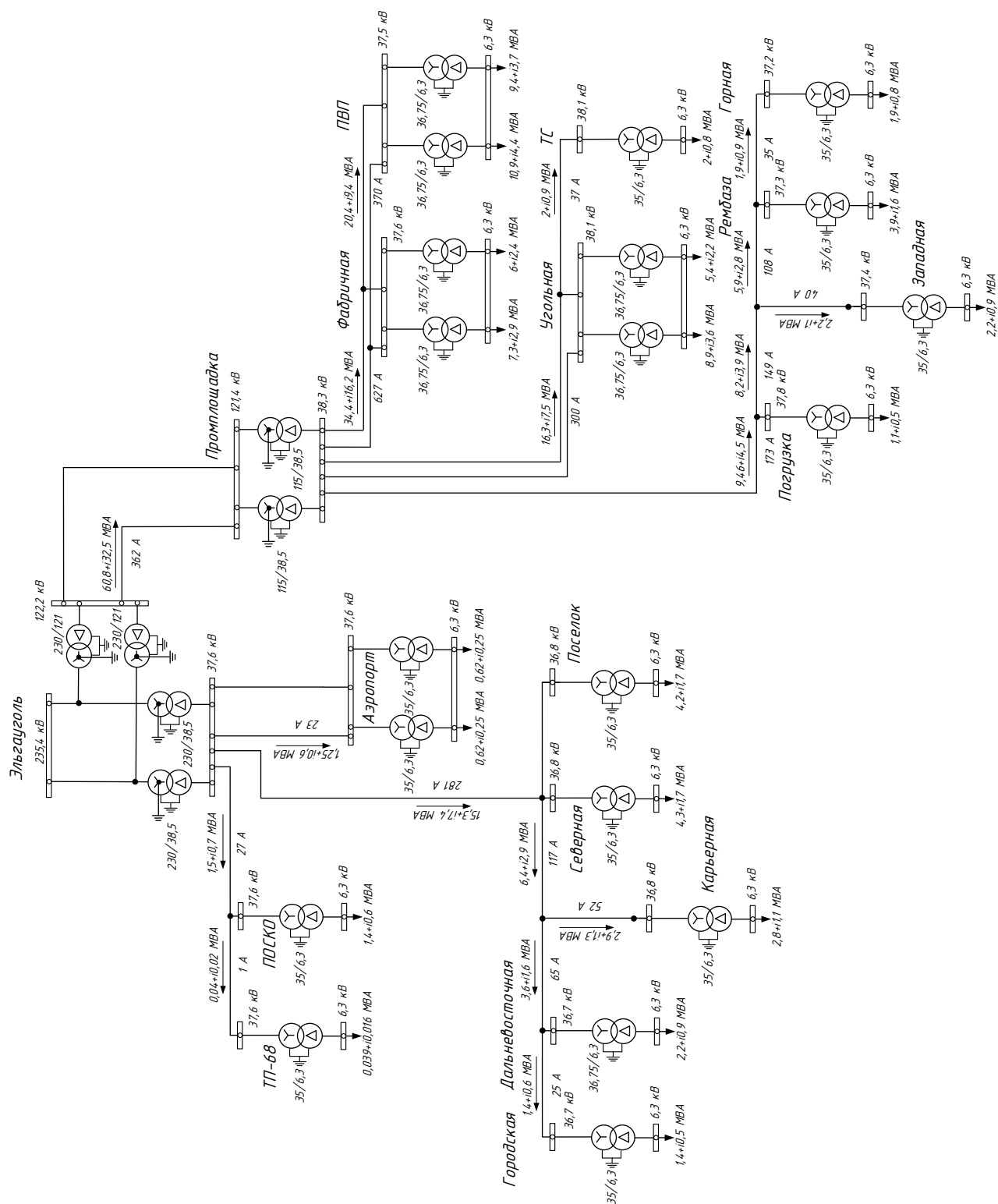


Рисунок 12 –Схема замещения электрической сети 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса в максимальном режиме

Наиболее тяжелый послеаварийный режим при отключении одного из автотрансформаторов на ПС Эльгауголь приводит к снижению напряжения во всех

участках системы электроснабжения Эльгинского угольного комплекса. Перевод части нагрузки на ПС Промплощадка 110/35 кВ позволяет снизить влияние просадок напряжения на участок сетей 35 кВ, подключенных к ПС Промплощадка. Существующая электрическая сеть 35 кВ Эльгинского угольного комплекса таким образом разделяется на 2 участка каждая со своим центром питания.

Для режима загрузки автотрансформаторов АТДЦТН-125000/220/110/35 ПС Эльгауголь не только по стороне НН на напряжении 35 кВ, но и по стороне СН на напряжении 110 кВ получается перераспределение мощности с обмотки ВН на обмотки СН и НН в соотношении 50%/50%. При отсутствии загрузки по стороне СН из полной мощности 125 МВА возможна трансформация только 62,5 МВА. Ввод в схему электроснабжения Эльгинского угольного комплекса ПС Промплощадка 110/35 кВ и подключение её к стороне СН ПС Эльгауголь позволяет резервировать существующие сети 35 кВ Эльгинского угольного комплекса и загрузить ПС Эльгауголь до оптимального уровня.

Для автотрансформаторов АТДЦТН-125000/220/110/35 ПС Эльгауголь используется устройство РПН на стороне СН с диапазоном регулирования $\pm 6\%$.

Листинг расчётов приводится в приложении А, результаты расчёта послеаварийного режима показаны в таблицах 14-15.

Таблица 14 – Результаты регулирования напряжения послеаварийного режима

ПС	узел	$U_{\text{ВН до рег, кВ}}$	$U_{\text{НН до рег, кВ}}$	$U_{\text{НН после рег, кВ}}$	Notп	$\Delta P_{\text{тр, МВт}}$
1	2	3	4	5	6	7
Аэропорт Т1	16	34,2	6	6,3	-4	0,013
Аэропорт Т2	16	34,2				
Поско	14	34,2	6	6,3	-3	0,01
Погрузка	9	37,5	6,7	6,3	4	0,005
ТП-68	15	34,2	6	6,3	-3	0,001
Западная	11	37,2	6,6	6,3	3	0,004
Рембаза	12	37	6,5	6,3	2	0,012
Горная	13	37	6,6	6,3	3	0,003
ТС	8	37,7	6,7	6,3	4	0,004
Угольная Т1	7	37,7	6,3	6,3	0	0,036

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
Угольная Т2	7	37,7				
Фабричная Т1	5	36,6	6	6,3	-3	0,032
Фабричная Т2	5	36,6				
ПВП Т1	6	36,5	6	6,3	-3	0,035
ПВП Т2	6	36,5				
Поселок	171	33,4	5,8	6,3	-5	0,018
Северная	172	33,4	5,8	6,3	-5	0,017
Карьерная	19	33,4	5,9	6,3	-4	0,007
Дальневосточная	20	33,3	5,6	6,3	-7	0,002
Городская	21	33,2	5,9	6,3	-4	0,002
Промплощадка	3	111,5	37,3	38	-1	0,291

Таблица 15 – Результаты расчёта токов по ВЛ в послеаварийном режиме

ВЛ	I_p , А	$I_{доп}$, А	$\Delta P_{вЛ}$, МВт
Промплощадка-Фабричная	652	460(670)	1,187
Фабричная-ПВП	376	460	0,011
Промплощадка-Угольная	304	460	0,138
Угольная-ТС	37	460	0,001
Промплощадка-Погрузка	173	330	0,1
Погрузка-Западная	149	330	0,05
отп. Западная	40	330	0,006
Западная-Рембаза	108	375	0,031
Рембаза-Горная	35	460	0,001
Эльгауголь-Промплощадка	387	610	0,473
Эльгауголь-Аэропорт	23	460	0,001
Эльгауголь-Поско	27	460	0,001
Поско-ТП-68	1	460	0,001
Эльгауголь-Северная	281	375	0,236
Северная-Карьерная	117	460	0,001
отп. Карьерная	52	460	0,003
Карьерная-Дальневосточная	65	460	0,012
Дальневосточная-Городская	25	460	0,001

Для ВЛ-35 кВ Промплощадка-Фабричная усиленной проводом СИП-3 3х(1х240) допустимый ток 670 А не превышен, так как величина максимального тока 652 А. Схема замещения электрической сети 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса в послеаварийном режиме приведена на рисунке 13.

РПН напряжение отрегулировано до уровня 6,3 кВ. В части схемы, подключаемой к ПС Промплощадка для ПС Фабричная были получены результаты регулирования напряжения в соответствии с принципом встречного регулирования напряжения, по которому в центре питания поддерживается напряжение не ниже 1,05 от номинального значения (6,3 кВ) в режиме максимальных нагрузок.

Количества положений РПН достаточно для всех ПС, дополнительные средства регулирования не применяются.

Для проведения структурного анализа потерь мощности максимального режима используются следующие выражения для определения относительных величин потерь мощности в ВЛ, трансформаторах и полных потерь:

$$\Delta P_{TP} = \frac{\Delta P_{TP}}{\Delta P_{\Sigma}} \cdot 100\%; \quad (24)$$

$$\Delta P_{TP} = \frac{0,372}{77} \cdot 100\% = 0,48\%;$$

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{\Delta P_{ВЛ}}{\Delta P_{\Sigma}} \cdot 100\%; \quad (25)$$

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{1,299}{77} \cdot 100\% = 1,69\%;$$

$$\Delta P_{полн} = \frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{H\Sigma}} \cdot 100\%, \quad (26)$$

$$\Delta P_{полн} = \frac{1,671}{77} \cdot 100\% = 2,17\%.$$

Результаты анализа потерь активной мощности сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Анализ расчета потерь активной мощности

Режим	$\Delta P_{\text{полн}}$		$\Delta P_{\text{тр}}$		$\Delta P_{\text{вл}}$		$P_{\text{нз}},$ МВт
	МВт	%	МВт	%	МВт	%	
Максимальный	1,671	2,17%	0,372	0,48%	1,299	1,69%	77
Послеаварийный	2,746	3,57%	0,492	0,64%	2,254	2,93%	77

По результатам расчёта потерь мощности делается вывод об эффективности принятого варианта развития сети 110-35 кВ Эльгинского угольного комплекса, так как величина полных потерь активной мощности в нормальном режиме не более 2,17%, в послеаварийном не более 3,57%. Напряжения на стороне 6 кВ всех ПС отрегулировано до уровня 6,3 кВ без использования дополнительного оборудования. ВЛ 35 кВ Промплощадка – Фабричная выполняется проводом СИП-3 3х(1х240) для соответствия пропускной способности максимальным нагрузкам на период до 2030 года.

3.5 Выбор марки и сечения линий электропередачи

Для подключения ПС Промплощадка на напряжении 110 кВ выбираются провода ВЛ по экономическим токовым интервалам.

Максимальный ток для ВЛ-110 кВ Эльгауголь - Промплощадка рассчитывается по формуле:

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{P_{\text{пром}}^2 + Q_{\text{пром}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (27)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{\sqrt{59,223^2 + 23,689^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 168 \text{ A},$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение ВЛ для подключения к ПС Промплощадка, кВ;

$n_{ц}$ - количество цепей ВЛ - 2.

Расчетную токовую нагрузку линии Эльгауголь – Промплощадка определяем по формуле:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (28)$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 168 = 194 \text{ A},$$

где α_i – коэффициент учитывающий рост нагрузки по годам эксплуатации и равен 1,05;

α_T – коэффициент числа часов использования наибольшей нагрузки, 1,1.

Для района по гололёду III выбирается провод АС-240 на стальных опорах двухцепных ВЛ-110 кВ с диапазоном расчётного тока от 121 А до 255 А [4].

Проверка проводов по нагреву в послеаварийном режиме ВЛ-110 кВ Эльгауголь - Промплощадка выполняется по формуле с учётом перегрузки трансформаторов на ПС Промплощадка или отключения одной цепи на ВЛ:

$$I_{n/ав} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (29)$$

$$I_{n/ав} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 110} = 463 \text{ A},$$

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{P_{пром}^2 + Q_{пром}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot (n_{ц} - 1)}; \quad (30)$$

$$I_{n/ав} = \frac{\sqrt{59,223^2 + 23,689^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} = 335 \text{ A}.$$

$$I_{n/ав} \leq I_{дон}; \quad (31)$$

$$461 \text{ A} \leq 610 \text{ A};$$

где $I_{дон}$ - допустимый по нагреву ток для открытой прокладки провода АС-240, 610 А [5].

Для вводимых участков ВЛ-35 кВ выбор проводов осуществляется по нагреву максимальным током, проверка по допустимой потере напряжения.

Выбор по максимальному току и проверка по потере напряжения проводов ВЛ-35 марки СИП-3-3х(1х120) для участка Промплощадка – Угольная с учётом суммарной нагрузки ПС Угольная и ПС ТС на линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_{\text{ус}}^2 + Q_{\text{ус}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (32)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{16,41^2 + 6,56^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 146 \text{ A},$$

$$\Delta U_{\text{ВЛ}} = \frac{P_{\text{ус}} \cdot r_{\text{уд}} \cdot L / n_{\text{Ц}} + Q_{\text{ус}} \cdot x_{\text{уд}} \cdot L / n_{\text{Ц}}}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot 100\%, \quad (33)$$

$$\Delta U_{\text{ВЛ}} = \frac{16,41 \cdot 0,288 \cdot 2 / 2 + 6,56 \cdot 0,25 \cdot 2 / 2}{35^2} \cdot 100\% = 0,9\%,$$

где $P_{\text{ус}}$, $Q_{\text{ус}}$ - поток активной и реактивной мощности на участке Промплощадка – Угольная, МВт, Мвар;

$r_{\text{уд}}$, $x_{\text{уд}}$ - погонное активное и реактивное сопротивление провода СИП-3 - 3х(1х120), 0,288 Ом и 0,25 Ом на 1 км соответственно [5];

L - протяженность ВЛ Промплощадка – Угольная, 2 км.

Полученная потеря напряжения не превышает предельной величины 10% [11], провода подобраны правильно. Для остальных вводимых участков ВЛ Эльгинского угольного комплекса расчёт провидится в том же порядке, результаты выбора проводов ВЛ показывается в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка проводов ВЛ Эльгинского угольного комплекса на перспективу до 2030 года

Участок сети	P, МВт	Q, Мвар	U _н , кВ	n _ц	I _{max} , А	α_i	α_T	I _p , А	Экон-й ток-й инт-л/ I _{доп} , А	F _{пр} , мм ²	$\Delta U_{ВЛ}$, %
Вариант 1											
Эльгауголь-Промпло- щадка	59,22	23,69	110	2	168	1,05	1,1	194	121- 255/610	240	1,0%
Промпло- щадка - Угольная	16,41	6,56	35	2	146	1	1	146	460/460	120	0,9%
Вариант 2											
Эльгауголь-Промпло- щадка	59,22	23,69	110	2	168	1,05	1,1	194	121- 255/610	240	1,0%
Промпло- щадка - Угольная	16,41	6,56	35	2	146	1	1	146	460/460	120	0,9%
Промпло- щадка - Фаб- ричная	13,35	5,34	35	2	119	1	1	119	460/460	120	1,8%

3.6 Технико-экономическое сравнение вариантов реконструкции

Сравнение вариантов развития сетей Эльгинского угольного комплекса выполняется по укрупненным стоимостным показателям с учетом коэффициентов пересчёта стоимости и приведения цен к уровню 2025 года. Такой подход позволяет оценить основные затраты на вводимое оборудование без учёта срока их окупаемости по приведенным среднегодовым затратам.

Сооружение ПС Промплощадка предполагает установку различного подстанционного оборудования и подключение заходов ВЛ-110 кВ и врезку в существующие сети 35 кВ.

3.6.1 Капитальные вложения

Величина капитальных вложений на сооружение ПС Промплощадка складывается из следующих составляющих для варианта 1:

$$K_{ПС} = K_{нов} \cdot K_{инф} \cdot (K_{ОРУ} + K_{ТР} + K_{пост} + K_{выкл}), \quad (34)$$

$$K_{ПС} = 1,3 \cdot 6,86 \cdot (15,2 + 9 \cdot 2 + 7,25 \cdot 2 + 0,6 \cdot 8) = 403,5 \text{ млн.руб.},$$

где $K_{ОРУ}$ - капитальные затраты на сооружение ОРУ-110 кВ ПС Промплощадка, 15,2 млн.руб, [12];

$K_{ТР}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж трансформаторов ТДН-63000/110/35, 9 млн.руб./шт, [12];

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат на ОРУ-110 кВ ПС Промплощадка, 7,25 млн.руб, [12];

$K_{выкл}$ - капитальные затраты на покупку и монтаж вакуумных выключателей 35 кВ 0,6 млн.руб./шт, [12];

$K_{нов}$ - повышающий коэффициент для Дальнего Востока для ВЛ - 1,4, ПС - 1,3, [7];

$K_{инф}$ - коэффициент пересчета стоимости с 2000 года на 2025 год, 6,86, [35].

Для варианта 2 расчёт проводится аналогично, результаты расчёта капитальных вложений в ПС сравниваемых вариантах приведены в таблице 18.

Таблица 18 – Расчёт капитальных вложений в ПС сравниваемых вариантах

№ варианта	1	2
Стоимость ячеек РУ, тыс.руб.	20000	21200
2 блок тр-р-линия 110 кВ ПС Промплощадка	15200	15200
Стоимость выключателей 35 кВ	8*600=4800	10*600=6000
Стоимость трансформаторов, тыс.руб.	18000	18000
Постоянная часть затрат на сооружение ПС, тыс.руб.	7250	7250
Стоимость подстанций, млн.руб.	403,5	414,2
Стоимость линий, млн.руб.	188,7	234,9
Кпс, млн.руб	592,2	649,2

Величина капитальных вложений на сооружение ВЛ-110 кВ и ВЛ-35 кВ от ПС Промплощадка складывается из следующих составляющих для варианта 1:

$$K_{ВЛ} = K_{нов} \cdot K_{инф} \cdot (K_{ВЛ35} \cdot l_{ВЛ35} + K_{ВЛ110} \cdot l_{ВЛ110} + K_{демВЛ35} \cdot l_{демВЛ35}), \quad (35)$$

$$K_{ВЛ} = 6,86 \cdot 1,4 \cdot (0,97 \cdot 2 + 1,795 \cdot 9,8 + 0,00622 \cdot 18) = 188,7 \text{ млн.руб.},$$

где $K_{ВЛ35}$ - капитальные затраты на сооружение ВЛ-35 кВ ПС Промплощадка, 0,97 млн.руб/км;

$l_{ВЛ35}$ - протяженность монтируемых ВЛ-35 кВ ПС Промплощадка, 2 км;

$K_{ВЛ110}$ - капитальные затраты на сооружение ВЛ-110 кВ ПС Промплощадка, 1,795 млн.руб/км;

$l_{ВЛ110}$ - протяженность монтируемых ВЛ-110 кВ ПС Промплощадка, 9,8 км;

$K_{демВЛ35}$ - капитальные затраты на демонтаж ВЛ-35 кВ ПС Промплощадка, 0,00622 млн.руб/км;

$l_{демВЛ35}$ - протяженность демонтируемых ВЛ-35 кВ ПС Промплощадка, 18 км.

Для варианта 2 расчёт проводится аналогично, при этом результаты расчёта капитальных вложений в сравниваемых вариантах приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчёт капитальных вложений в ВЛ сравниваемых вариантов

№	Кпов	Кинф	Куд, тыс руб	Сечение	L, км	Квл, млн. руб
1	1,4	6,86	970	Промплощадка - Угольная СИП-3-120 1 цепь 35 кВ	2,0	18,6
	1,4	6,86	1795	Эльгауголь - Промплощадка АС-240 2 цепи 110 кВ	9,8	168,9
	1,4	6,86	6,22	Демонтаж ВЛ-35 кВ 2 цепи	18,0	1,1
	Всего					188,7
2	1,4	6,86	970	Промплощадка - Угольная СИП-3-120 1 цепь 35 кВ	2,0	18,6
	1,4	6,86	970	Промплощадка - Фабричная СИП-3-120 1 цепь 35 кВ	5,0	46,6
	1,4	6,86	1795	240 2 цепи 110 кВ	9,8	168,9
	1,4	6,86	6,22	Демонтаж ВЛ-35 кВ 2 цепи	13,0	0,8
	Всего					234,9

Величина суммарных капитальных вложений на сооружение ВЛ-110-35 кВ, ПС Промплощадка определяется по формуле для варианта 1:

$$K = K_{ВЛ} + K_{ПС}, \quad (36)$$

$$K = 403,5 + 188,7 = 592,2 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт проводится аналогично, при этом результаты расчёта капитальных вложений в ВЛ и ПС сравниваемых вариантах приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчёт суммарных капитальных вложений в сравниваемых вариантах

№ варианта	1	2
КвЛ, млн.руб.	403,5	414,2
Кпс, млн.руб.	188,7	234,9
Капитальные вложения, млн.руб	592,2	649,2

3.6.2 Ежегодные эксплуатационные издержки

Издержки на амортизацию при сооружении ВЛ-110-35 кВ, ПС Промплощадка определяются по формуле для варианта 1:

$$I_{ам} = \frac{K}{T_{сл}}, \quad (37)$$

$$I_{ам} = \frac{592,2}{20} = 29,6 \text{ млн.руб.};$$

где $T_{сл}$ - рассматриваемый срок службы оборудования, принимаем 20, [12].

Издержки на эксплуатацию при сооружении ВЛ-110-35 кВ, ПС Промплощадка определяются по формуле для варианта 1:

$$I_{\text{экс}} = \alpha_{\text{э.р.ВЛ}} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \alpha_{\text{э.р.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}}, \quad (38)$$

$$I_{\text{экс}} = 188,7 \cdot 0,008 + 403,5 \cdot 0,059 = 25,3 \text{ млн.руб.};$$

где $\alpha_{\text{э.р.ВЛ}}$ – норма отчислений на ремонт и эксплуатацию ВЛ, 0.008 от капитальных вложений в ВЛ, [12];

$\alpha_{\text{э.р.ПС}}$ – норма отчислений на ремонт и эксплуатацию ПС, 0.059 от капитальных вложений в ПС, [12].

Потери электроэнергии в ВЛ-110 кВ Эльгауголь - Промплощадка определяются по формуле, МВт·ч:

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{(P)^2 + (Q)^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot R_{\text{ВЛУд}} \cdot L_{\text{ВЛ}} \cdot T_{\text{макс}}, \quad (39)$$

$$\Delta W_{\text{ВЛ}} = \frac{59,22^2 + 23,69^2}{110^2} \cdot 9,8 \cdot 0,12 / 2 \cdot 8760 = 1731,9 \text{ МВтч};$$

где $T_{\text{макс}}$ – число часов в год, [12] 8760 ч.

Издержки на оплату потерь электрической энергии в ВЛ-110-35 кВ определяются по формуле для варианта 1:

$$I_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (40)$$

$$I_{\Delta W} = (1731,9 + 643,1) \cdot 3000 = 7,1 \text{ млн.руб.};$$

где $C_{\Delta W}$ - удельная стоимость покупки электроэнергии на компенсацию потерь, усреднено составляет 3000 руб/МВт·ч, [18].

Для варианта 2 расчёт проводится аналогично, результаты расчёта потерь электроэнергии в ВЛ сравниваемых вариантах приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Потери энергии в проектируемых ВЛ Эльгинского угольного комплекса

Участок сети	P, МВт	Q _{нecк} , МВАp	U, кВ	N _ц	R _{уд} Ом/100 км	L, км	R, Ом	ΔW _{вл} , МВт·ч
Вариант 1								
Эльгауголь-Промпло- щадка	59,22	23,69	110	2	12	9,8	1,18	1731,9
Промплощадка - Угольная	16,41	6,56	35	2	28,8	2,0	0,58	643,1
Вариант 2								
Эльгауголь-Промпло- щадка	59,22	23,69	110	2	12	9,8	1,18	1731,9
Промплощадка - Угольная	16,41	6,56	35	2	28,8	2,0	0,58	643,1
Промплощадка - Фаб- ричная	13,35	5,34	35	2	28,8	5,0	1,44	1064,0

Суммарные издержки при сооружении ВЛ-110-35 кВ, ПС Промплощадка определяются по формуле для варианта 1:

$$I_{\text{СУМ}} = I_{\text{Э.Р}} + I_{\text{АМ}} + I_{\Delta W}, \quad (41)$$

$$I_{\text{СУМ}} = 25,3 + 29,6 + 2375 \cdot 3000 = 62,1 \text{ млн.руб.}$$

Для варианта 2 расчёт проводится аналогично, при этом результаты расчёта издержек в ВЛ и ПС сравниваемых вариантах приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Расчёт суммарных капитальных вложений в сравниваемых вариантах

№ варианта	1	2
Издержки на эксплуатацию линий, млн.руб	1,5	1,9
Издержки на эксплуатацию подстан- ций, млн.руб	23,8	24,4
Издержки на амортизацию, млн.руб	29,6	32,5
Потери ЭЭ, МВт*ч	2375	3439
Тариф на оплату потерь руб/МВт*ч	3000,00	3000,00
Издержки потерь ЭЭ, млн.руб	7,1	10,3
Издержки, млн.руб	62,1	69,1

3.6.3 Приведенные затраты

Приведённые затраты при сооружении ВЛ-110-35 кВ, ПС Промплощадка определяются по формуле для варианта 1:

$$З = E \cdot K + И, \quad (42)$$

$$З = 0,1 \cdot 592,2 + 62,1 = 121,3 \text{ млн.руб.},$$

где E – норматив дисконтирования, 0,1 [18];

Для варианта 2 расчёт проводится аналогично, при этом результаты расчёта приведенных затрат в сравниваемых вариантах приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Расчёт приведенных затрат в сравниваемых вариантах

№ варианта	1	2
Капитальные вложения, млн.руб	592,2	649,2
Издержки, млн.руб	59,8	65,8
Ставка рефинансирования	10,00%	10,00%
Приведенные затраты, млн.руб	121,3	134

Вариант 1 дешевле варианта 2 на 10%, поэтому он отбирается для дальнейшего анализа по режимам работы оборудования. Кроме того, вариант 1 выгоднее по величине издержек на оплату потерь электрической энергии и является более предпочтительным для рассмотрения.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Рассчитываем токи КЗ симметричного КЗ на стороне 110-35 кВ ПС Промплощадка в соответствии с исходной схемой на рисунке 14. Метод расчёта принимается по [13] при использовании приближенного привидения в относительных единицах.

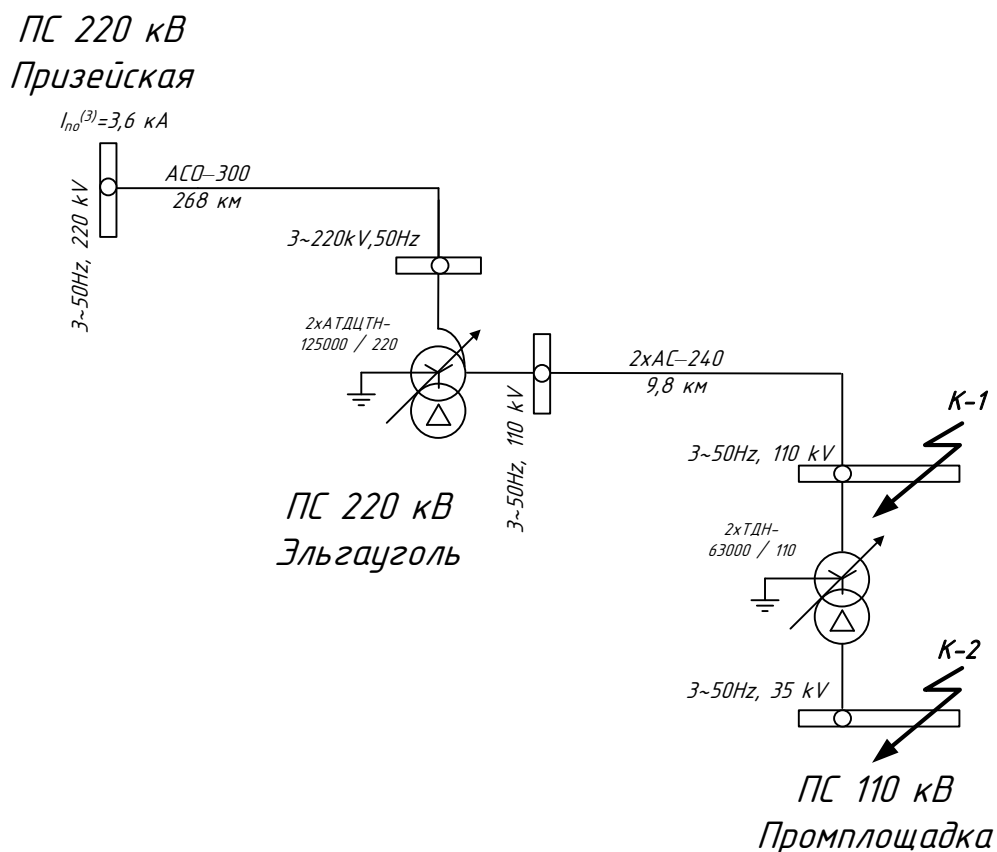


Рисунок 14 – Исходная схема для расчёта токов КЗ на ПС Промплощадка

Принимаем определенные базисные условия: $S_B = 100$ МВА, $U_{\delta 1} = 230$ кВ, $U_{\delta 2} = 37$ кВ, $U_{\delta 3} = 115$ кВ.

Базисный ток определяется для каждой ступени базисного напряжения:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (43)$$

$$I_{\delta 1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 230} = 0,251 \text{ кА.}$$

$$I_{62} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА},$$

$$I_{63} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}.$$

Исходная схема для расчёта токов КЗ на ПС Промплощадка эквивалентизируется до схемы замещения на рисунке 15.

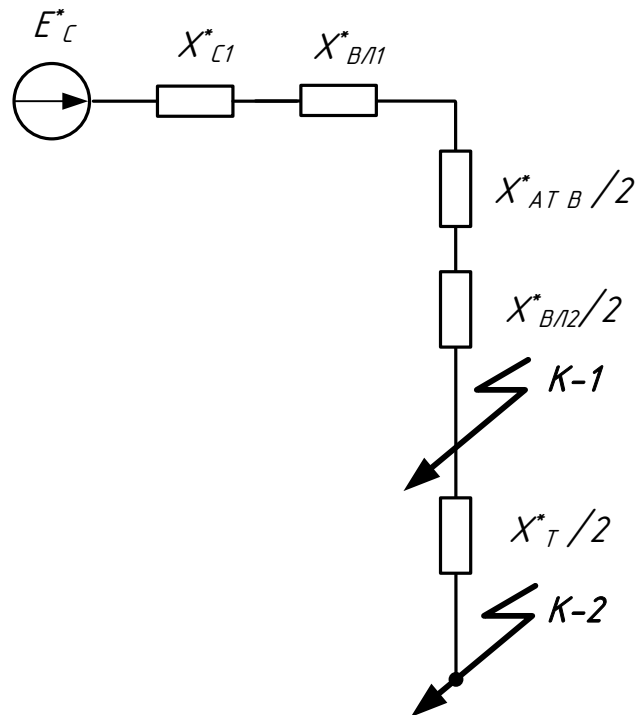


Рисунок 15 - Схема замещения для расчёта токов КЗ на ПС Промплощадка

Приближённо сопротивление системы определяется по замерной величине тока трехфазного КЗ на стороне 220 кВ питающей ПС Призейская, о.е.:

$$X_C^* = \frac{I_{61}}{I_{no}^{(3)}}; \quad (44)$$

$$X_C^* = \frac{0,251}{3,6} = 0,07;$$

где $I_{no}^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ на стороне 220 кВ питающей ПС Призейская, 3,6 кА.

ЭДС системы принимаем:

$$E_c^* = 1. \quad (45)$$

Сопротивление ВЛ в схеме замещения определяется по формуле, о.е.:

$$X_{л}^* = X_{уд} \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (46)$$

$$X_{л1}^* = 0,4 \cdot 268 \cdot \frac{100}{230^2} = 0,203,$$

$$X_{л2}^* = 0,4 \cdot 9,8 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,03,$$

где L - длина линии, км;

$X_{уд}$ - удельное сопротивление ВЛ в схеме замещения, $X_{уд} = 0,4$ Ом/км по [13].

Сопротивление автотрансформаторов на ПС Эльгауголь в схеме замещения определяется по формуле, о.е.:

$$X_{AT\theta}^* = \frac{(u_{квс} + u_{квн} - u_{кчн})}{200} \cdot \frac{S_B}{S_{ATном}}, \quad (47)$$

$$X_{AT\theta}^* = \frac{(11 + 45 - 28)}{200} \cdot \frac{100}{125} = 0,112,$$

$$X_{ATc}^* = \frac{(u_{квс} + u_{кчн} - u_{квн})}{200} \cdot \frac{S_B}{S_{ATном}}, \quad (48)$$

$$X_{ATc}^* = \frac{(11+28-45) \cdot 100}{200} \cdot \frac{100}{125} = -0,024 = 0,$$

где $S_{ATном}$ - номинальная мощность автотрансформаторов на ПС Эльгауль, 125 МВА;

$U_{к\text{ BC}}$ - напряжение короткого замыкания ВН-СН, 11%;

$U_{к\text{ ВН}}$ - напряжение короткого замыкания ВН-НН, 45%;

$U_{к\text{ СН}}$ - напряжение короткого замыкания СН-НН, 28%.

Сопротивление трансформаторов на ПС Промплощадка в схеме замещения определяется по формуле, о.е.:

$$X_T^* = \frac{u_k}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Tном}}, \quad (49)$$

$$X_T^* = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{63} = 0,167,$$

где $S_{Tном}$ - номинальная мощность трансформаторов на ПС Промплощадка, 63 МВА;

U_k - напряжение короткого замыкания, 10,5%;

Эквивалентная схема для расчёта токов КЗ на ПС Промплощадка показана на рисунке 16.

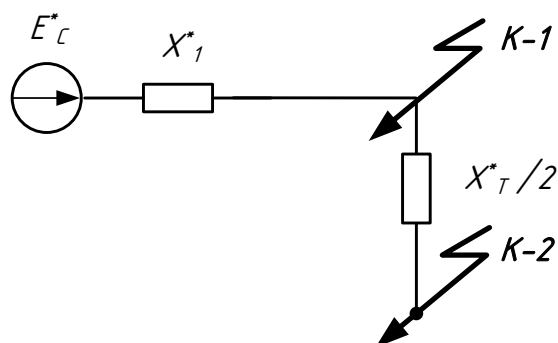


Рисунок 16 - Эквивалентная схема для расчёта токов КЗ на ПС Промплощадка

Для точки К-1 суммарное сопротивление будет определяться по формуле:

$$X_{1}^{*} = X_{Л1}^{*} + X_{C}^{*} + X_{AT6}^{*} / 2 + X_{Л2}^{*} / 2, \quad (50)$$

$$X_{1}^{*} = 0,203 + 0,07 + 0,112 / 2 + 0,03 / 2 = 0,343.$$

Для точки К-1 периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$I_{no} = \frac{E_1}{X_1} \cdot I_{63}, \quad (51)$$

$$I_{no} = \frac{1}{0,343} \cdot 0,5 = 1,5 \text{ кА}.$$

Для точки К-1 апериодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot I_{П0}, \quad (52)$$

$$i_{a0} = \sqrt{2} \cdot 1,5 = 2 \text{ кА},$$

Для точки К-1 ударный коэффициент тока трехфазного короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{\partial}}}, \quad (53)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0.01}{0.01}} = 1,37,$$

где T_{Σ} - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ, по [13] принимается 0,01 с.

Для точки К-1 ударный ток трехфазного короткого замыкания будет определяться по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}, \quad (54)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,5 \cdot 1,37 = 2,8 \text{ кА}.$$

Остальные токи КЗ в точке К-2 рассчитаны аналогично точке К-1 и представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Токи КЗ на ПС Промплощадка

Точка КЗ	Е, о.е.	Х, о.е.	$I_{по}^{(3)}$, кА	i_a , кА	T_a , с	$K_{уд}$	$I_{y\partial}$, кА
К1 – 110 кВ	1	0,343	1,5	2	0,01	1,37	2,8
К2 – 35 кВ	1	0,427	3,7	5,2	0,01	1,37	7,1

5 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ 110 КВ

5.1 Выбор выключателей 110 кВ

Выбор выключателей 110 кВ производят по следующим параметрам:
по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (55)$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{\max TP} = \frac{K_{перTP} \cdot S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн TP}}, \quad (56)$$

$$I_{\max TP} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А},$$

$$I_{\max ВЛ} \leq I_{ном}; \quad (57)$$

$$443 \text{ А} \leq 2000 \text{ А};$$

по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл ном}; \quad (58)$$

$$1,5 \text{ кА} \leq 40 \text{ кА};$$

На стороне 110 кВ выбираем вводные элегазовые выключатели типа ВГТ-110Ш-40/2000 УХЛ1, привод ППРМ УХЛ1 [20]. Проверка данного выключателя:

1. По термической устойчивости выключателя:

$$B_k = I_{по\ к1}^2 \cdot (t_{отк} + T_a); \quad (59)$$

$$B_k = 1,5^2 \cdot (0,055 + 1,5 + 0,05) = 4 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя, включая собственное время отключения выключения $t_{соб} = 0,055$ с и время срабатывания релейной защиты с учётом селективности $t_{pz} = 1,5$ с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается 0,03 с для 110 кВ.

$$B_{к\ терм} = I_m^2 \cdot t_m, \quad (60)$$

$$B_{к\ терм} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ – ток термической стойкости;

$t_{терм}$ – время протекания КЗ.

2. Для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ необходимо определить номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{откл\ ном}, \quad (61)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 = 25,4 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_n = 45\%$;

$I_{откл\ ном}$ – номинальный ток отключения.

3. Проверка по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{н.о} \leq I_{откл. ном} \cdot \quad (62)$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{но.кл}^{(3)} + i_{аткл} \leq \sqrt{2} \cdot I_{НОМОТК} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (63)$$

$$\sqrt{2} \cdot 1,5 + 2 \leq \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{0,45}{100}\right);$$

$$4,1 \leq 82 \text{ кА.}$$

4. Проверка по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл}, \quad (64)$$

$$2,8 \leq 102 \text{ кА.}$$

Ударный ток берётся на основании расчетов короткого замыкания для точки К1. Сопоставление приведено в таблице 25.

Таблица 25 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе выключателей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$ $I_{НОМ} = 2000 \text{ А}$ $I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$ $I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$ $i_{ВКЛ} = 102 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.НОМ} = 25,4 \text{ кА}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 443 \text{ А}$ $I_{по} = 1,5 \text{ кА}$ $I_{по} = 1,5 \text{ кА}$ $i_{yo} = 2,8 \text{ кА}$ $B_K = 4 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 2 \text{ кА}$	$U_{НОМ} \geq U_{уст}$ $I_{НОМ} \geq I_{рmax}$ $I_{ОТКЛ} \geq I_{по}$ $I_{ВКЛ} \geq I_{по}$ $i_{ВКЛ} \geq i_{yo}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_K$ $i_{а.НОМ} \geq i_{ат}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

5.2 Выбор разъединителей 110 кВ

Выбираем разъединители на стороне 110 кВ РГП-110/1000 УХЛ1 с приводом ПД-14УХЛ1.

Проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{\text{покл}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a);$$

$$B_k = 1,5^2 \cdot (0,055 + 2,5 + 0,05) = 6 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к терм}} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{\text{к терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 992 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка разъединителей по динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}},$$

$$2,8 \leq 80 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 26.

Таблица 26 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе разъединителей 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ $i_{\text{вкл}} = 80 \text{ кА}$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 2976 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 443 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 2,8 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 6 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{к}}$

5.3 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

Выбираем трансформаторы тока с азотной изоляцией ТОГФ-110Ш УХЛ1.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ показывается в таблице 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	РА1951	0.5	0.5	0.5
Ватметр	РА1956	0,1	0,1	0,1
Варметр	РА1980	0,1	0,1	0,1
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	1	1	1
итого		1,7	1,7	1,7

Мощность вторичной обмотки $S_{2H}=20$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (65)$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0.8 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (66)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.7}{25} = 0.07 \text{ Ом,}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечение $q=4$ мм² КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $c=0,0283$. Длину проводов примем $l=60$ м.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (67)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 60}{4} = 0.424 \text{ Ом.}$$

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{\text{приб}}$, соединительных проводов $r_{\text{пр}}$ и переходного сопротивления контактов $r_{\text{к}}$:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт.}} \quad (68)$$

$$z_2 = 0,05 + 0,424 + 0,07 = 0,544 \text{ Ом}$$

где $r_{\text{конт.}}$ - сопротивление контактов, 0.05 Ом.

Проверка по вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}, \quad (69)$$

$$0,544 \text{ Ом} \leq 0,8 \text{ Ом},$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{НОМ}}$ – номинальная, допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 110 кВ ПС.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{но кЛ}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a);$$

$$B_{\text{к}} = 1,5^2 \cdot (0,055 + 2,5 + 0,05) = 6 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к терм}} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{к\text{ терм}} = 16^2 \cdot 3 = 768 \text{ кА}^2\text{с},$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора тока 110 кВ на ПС

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}} = 443 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2\text{H}} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{\text{Нр}} = 0.544 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{H}} \geq Z_{\text{Нр}}$
$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{кр}} = 6 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}} \geq B_{\text{кр}}$
$I_{\text{дин}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

5.4 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

На стороне 110 кВ выбирается элегазовый трансформатор напряжения ЗНОГ-110III УХЛ1. В таблице 29 указываются условия проверки.

Таблица 29 – Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$S_{\text{ном}} = 100 \text{ ВА}$ (для класса точности 0.5)	$S_{2\text{У}} = 33,5 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\text{У}}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения указана в таблице 30.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 110 кВ

Прибор	Тип	$S_{\text{потр}}, \text{ В} \cdot \text{А}$	Количество приборов	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общая потребляемая мощность	
						$P_2, \text{ Вт}$	$Q_2, \text{ Вар}$
Вольтметр	РА1952	2	2	1	0	4	-
Ватметр	РА1956	1,5	1	1	0	1,5	-
Варметр	РА1980	1,5	1	1	0	1,5	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	5 Вт	3	0.38	0.925	5,85	13,9
		5 Вт	3	0.38	0.925	5,85	13,9
Итого	-	-	10	-	-	18,7	27,8

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 110 кВ составит:

$$S_{2\text{У}} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}, \quad (70)$$

$$S_{2y} = \sqrt{18,7^2 + 27,8^2} = 33,5 \text{ ВА.}$$

По сравнению в таблице 12 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

5.5 Выбор ВЧ заградителей, конденсаторов связи и фильтров присоединения 110 кВ

Высокочастотные заградители устанавливаем на стороне 110 кВ типа ВЗ-630-0.5У1 с конденсаторами связи СМП-110/ $\sqrt{3}$ - 4.4, с фильтром присоединения серии ФП-110.

Сопоставление приведено в таблице 31.

Таблица 31 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе устройств ВЧ обработки линии 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора/проверки
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 41 \text{ кА}$ $I_{\text{терм}} = 16 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 443 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 2,8 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 1,5 \text{ кА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $I_{\text{терм}} \geq I_{\text{по}}$

5.6 Выбор шин 110 кВ

Применяются комплекты жесткой ошиновки производства ЗАО «ЗЭТО» полной заводской готовности для ОРУ 110 кВ. В качестве шин использованы трубы из алюминиевых сплавов 1915Т, [20].

Использование жёсткой ошиновки позволяет повысить надёжность ОРУ, при этом упрощает обслуживание оборудования.

Согласно паспортным данным [20] для шин диаметром $D=105$ мм, толщиной стенки $t=5$ мм из сплава 1915Т допустимый рабочий ток составляет 2000А.

Выбор шин по нагреву в рабочих режимах:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{справ}}, \quad (71)$$

$443 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$, условие выполняется.

Термическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 110 кВ ПС.

$$B_K = I_{\text{но кЛ}}^2 \cdot (t_{\text{омк}} + T_d);$$

$$B_K = 1,5^2 \cdot (0,055 + 2,0 + 0,05) = 6 \text{ кА}^2\text{с},$$

Термически стойкое сечение определяется по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T}, \quad (72)$$

$$S_T = \frac{\sqrt{6 \cdot 10^6}}{51} = 40 \text{ мм}^2.$$

Площадь сечения шины равна:

$$S_\phi = \frac{\pi \cdot (D^2 - d^2)}{4}, \quad (73)$$

$$S_\phi = \frac{3,14 \cdot (105^2 - 95^2)}{4} = 1570 \text{ мм}^2.$$

Условие проверки:

$$S_T \leq S_\phi, \quad (74)$$

$174 \leq 1570$, условие выполняется.

Проверка по частоте собственных колебаний:

$$f_0 = \frac{173.2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{S_\phi}} \leq 30 \text{ Гц}, \quad (75)$$

$$f_0 = \frac{173.2}{5^2} \cdot \sqrt{\frac{196,7}{15,7}} = 25 \leq 30 \text{ Гц},$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, принимается 5 м.

$$J = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{64} - \text{момент инерции шины};$$

$$J = \frac{3,14 \cdot (10,5^4 - 9,5^4)}{64} = 196,7 \text{ см}^4.$$

S_ϕ - поперечное сечение шины, равное 15,7 см².

Определяется пролёт l , при условии, что частота собственных колебаний должна быть больше 200 Гц, используя выражение приведенное выше:

$$l \geq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{S_\phi}}}, \quad (76)$$

$$l \geq \sqrt{\frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{196,7}{15,7}}} = 3,1 \text{ м},$$

5 м ≥ 3,1 м, условие соблюдается.

Проверка по механической прочности шин.

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (77)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{2800^2 \cdot 5^2}{37,5 \cdot 1} = 1,5 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{\pi \cdot (D^4 - d^4)}{32 \cdot D}$ - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³,

$$W = \frac{3.14 \cdot (10.5^4 - 9.5^4)}{32 \cdot 10.5} = 37.5 \text{ см}^3,$$

a - расстояние между фазами, для ОРУ-110 кВ по ПУЭ равно 1 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами, 5 м.

Проверка условия механической прочности:

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}, \quad (78)$$

$$1,5 < 247 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7 \sigma_{\text{разр}}, \quad (79)$$

$$1,5 \leq 0.7 \cdot 353 = 247 \text{ МПа, условия проверки соблюдаются.}$$

5.7 Выбор изоляторов 110 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-110-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 10000$

Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (80)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{2800^2 \cdot 1,2}{0.8} \cdot 10^{-7} = 2 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разр} , \quad (81)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 10000 = 6000 \text{ Н.}$$

Таблица 32 – Выбор опорных изоляторов 110 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$F_{расч} = 2 \text{ Н}$	$F_{доп} = 6000 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

5.8 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ

Для защиты наиболее оборудования на ПС Промплощадка - силовых трансформаторов на ОРУ 110 кВ устанавливаются ограничители перенапряжения нелинейные с полимерной изоляцией производства ЗАО «ЗЭТО» [20].

Со стороны вводов 110 кВ силовых трансформаторов устанавливаются ОПН–П1–110/83/20/2УХЛ1.

Выбор ОПН 110 кВ:

- по длительно допустимому рабочему напряжению:

$$U_{нро} \geq \frac{1,1 \cdot U_{нрс}}{\sqrt{3}}, \quad (82)$$

$$U_{нро} \geq \frac{1,1 \cdot 126}{\sqrt{3}} = 80,1,$$

$$83 \geq 80,1 \text{ кВ},$$

где $U_{нро}$ - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{нрс}$ - наибольшее рабочее фазное напряжение сети, 126 кВ.

Выбираем ОПН-110 кВ с $U_{нро} = 83 \text{ кВ}$.

- по условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}, \quad (83)$$

$$I_{BB} \geq 1,2 \cdot 1,5 \text{ кА},$$

$20 \geq 1,8 \text{ кА}$ – условие выполняется.

где I_{BB} – ток взрывобезопасности ОПН, $I_{BB} = 20 \text{ кА}$, [20];

I_{K3} – ток КЗ на стороне 110 кВ, $I_{K3} = 1,5 \text{ кА}$.

Для ОПН-110 кВ условие взрывобезопасности выполняется.

- по уровню ограничения коммутационных перенапряжений

$$U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20), \quad (84)$$

где U_{OCT} – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс, $U_{OCT} = 206 \text{ кВ}$ [20];

U_{KH} – испытательное напряжение коммутационного импульса для защищаемого оборудования, кВ, [16];

$$U_{KH} = K_I \cdot K_K \cdot \sqrt{2} \cdot U_{ИСП}, \quad (85)$$

где $U_{ИСП}$ – испытательное напряжение внутренней изоляции силовых трансформаторов, $U_{ИСП} = 200 \text{ кВ}$;

K_I – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, $K_I = 1,35$;

K_K – коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, $K_K = 0,9$.

$$U_{KH} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 343 \text{ кВ};$$

206 кВ < 343/1,15=298 кВ – условие выполняется

- по длине пути утечки внешней изоляции ОПН

Длина пути утечки внешней изоляции ОПН должна быть не менее указанной в ГОСТ 9920-89. Для номинального напряжения сети 110 кВ и степени загрязнения III длина пути утечки внешней изоляции составляет 2,5 см/кВ.

Для ОПН-110 кВ длина пути утечки $L_y=315$ см, тогда соотношение примет вид:

$$L_y/U_{НОМ}=315/110=2,9 \text{ см/кВ},$$

2,9 ≥ 2,5 – условие выполняется

Удельная энергоемкость ОПН определяется по формуле:

$$W = \frac{l_{\text{л}}}{\sqrt{2} \cdot v \cdot Z} \cdot U_{\text{max}} \cdot (K_{\text{max}}^2 - K_{\text{ост}}^2); \quad (86)$$

$$W = \frac{9,8}{\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 400} \cdot 126 \cdot (3,5^2 - 1,8^2) = 65,3 \text{ кДж},$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{н}}}, \quad (87)$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{65,3}{110} = 0,6 \text{ кДж/кВ},$$

где K_{max} – кратность неограниченных перенапряжений, равная отношению амплитуды неограниченных перенапряжений и амплитуды фазного значения наибольшего длительно допустимого напряжения ОПН, равный 3,5;

$U_{\max}$ - наибольшее рабочее линейное напряжение, равное 126 кВ;

Z – сопротивление линии, равное 400 Ом;

l_L - длина линии, равная 9,8 км;

v - скорость распространения электромагнитной волны вдоль линии, равная 0,3 км/мкс.

На стороне ВН трансформаторов приняты ОПН марки ОПН–П1–110/83/20/2УХЛ1, таблица 33.

Таблица 33 – Выбор ограничителей перенапряжения 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$ $\frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}} = 80,1 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{K3} = 1,8 \text{ кА}$ $U_{KH} / 1,15 = 298 \text{ кВ}$ $W = 0,6 \text{ кДж/кВ}$	$U_{устОПН} = 110 \text{ кВ}$ $U_{HPO} = 83 \text{ кВ}$ $I_{BB} = 20 \text{ кА}$ $U_{OCT} = 206 \text{ кВ}$ $W_{уд} = 2,5 \text{ кДж/кВ}$	$U_H \geq U_{устОПН}$ $U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}},$ $I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}$ $U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20)$ $L_y / U_{НОМ} = 2,9 \geq 2,5$ $W \leq W_{уд}$

На ПС Промплощадка все ОПН выбраны и проверены.

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ 35 КВ

6.1 Выбор КРУ 35 кВ

Выбор КРУ 35 кВ производят по следующим параметрам:

по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном};$$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ};$$

по длительному току:

$$I_{мах} \leq I_{ном};$$

$$1324 \text{ А} \leq 1600 \text{ А};$$

Максимальный ток:

$$I_{мах TP} = \frac{K_{пер TP} \cdot S_{TP}}{\sqrt{3} \cdot U_{ин TP}},$$

$$I_{мах 35} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1324 \text{ А}.$$

На стороне 35 кВ выбираем КРУ-35 типа Волга.

Проверка данного КРУ:

- по термической устойчивости:

$$B_k = I_{но к2}^2 \cdot (t_{отк} + T_a);$$

$$B_k = 3,7^2 \cdot (0,106 + 2,5 + 0,03) = 36 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{отк}$ – время отключения выключателя, включая собственное время отключения выключения $t_{соб} = 0.106$ с и время срабатывания релейной защиты с учётом селективности $t_{pz} = 2,5$ с;

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей, принимается 0,03 с для 35 кВ.

$$B_{к терм} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{к терм} = 50^2 \cdot 3 = 7500 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $I_{терм}$ - ток термической стойкости (справочная величина);

$t_{терм}$ - время протекания КЗ (справочная величина).

Проверка по динамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{вкл},$$

$$7,1 \leq 125 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Сопоставление каталожных и расчетных данных при выборе КРУ 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
ВВОДНЫЕ		
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1600 \text{ А}$ $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 1324 \text{ А}$ $i_{y0} = 7,1 \text{ кА}$ $B_k = 36 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $i_{вкл} \geq i_{y0}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$
ЛИНЕЙНЫЕ		
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{вкл} = 125 \text{ кА}$ $I_T^2 \cdot t_T = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$ $I_{pmax} = 146 \text{ А}$ $i_{y0} = 7,1 \text{ кА}$ $B_k = 36 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $i_{вкл} \geq i_{y0}$ $I_T^2 \cdot t_T \geq B_k$

6.2 Выбор выключателей 35 кВ

Выбор выключателей 35 кВ производят по следующим параметрам:

- по отключающей способности:

$$I_{по} \leq I_{откл\ ном};$$

$$3,7 \text{ кА} \leq 50 \text{ кА}.$$

На стороне 35 кВ выбираем вводные вакуумные выключатели типа VF40-M-35-20-1600У3 с электродвигательным приводом ПЭМ-3. Проверка данного выключателя по термической устойчивости аналогичная ячейкам КРУ.

Номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени t :

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{откл\ ном},$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \cdot 0.5 \cdot 50 = 35,2 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H=50\%$;

$I_{откл\ ном}$ – номинальный ток отключения.

Проверка по отключающей способности:

а) на отключение периодической составляющей расчётного тока КЗ:

$$I_{п.о} \leq I_{откл. ном}.$$

б) на отключение полного расчётного тока КЗ:

$$\sqrt{2} \cdot I_{\text{но.к2}}^{(3)} + i_{\text{atk2}} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{н}}}{100}\right);$$

$$\sqrt{2} \cdot 3,7 + 5,2 \leq \sqrt{2} \cdot 50 \cdot \left(1 + \frac{0,5}{100}\right);$$

$$10,4 \leq 105 \text{ кА}.$$

По динамической стойкости:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{вкл}},$$

$$7,1 \leq 125 \text{ кА}.$$

Сопоставление приведено в таблице 35.

Таблица 35 – Выбор выключателей 35 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
ВВОДНЫЕ		
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1600 \text{ А}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 50 \text{ кА}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{ВКЛ}} = 125 \text{ кА}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 35,2 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1324 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 3,7 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 3,7 \text{ кА}$ $i_{\text{yo}} = 7,1 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 36 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 5,2 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{yo}}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$
ЛИНЕЙНЫЕ		
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$ $I_{\text{ОТКЛ}} = 50 \text{ кА}$ $I_{\text{ВКЛ}} = 50 \text{ кА}$ $i_{\text{ВКЛ}} = 125 \text{ кА}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 7500 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 35,2 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 146 \text{ А}$ $I_{\text{по}} = 3,7 \text{ кА}$ $I_{\text{по}} = 3,7 \text{ кА}$ $i_{\text{yo}} = 7,1 \text{ кА}$ $B_{\text{к}} = 36 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{\text{ат}} = 5,2 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{ВКЛ}} \geq I_{\text{по}}$ $i_{\text{ВКЛ}} \geq i_{\text{yo}}$ $I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{к}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$

По данным сравнения выбранная марка выключателя подходит.

6.3 Выбор трансформаторов тока 35 кВ

Выбираем трансформатора тока ТОЛ-35УХЛ2-600/5. Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ показывается в таблице 36.

Таблица 36 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	РА1951	0,5	0,5	0,5
Ватметр	РА1956	0,1	0,1	0,1
Варметр	РА1980	0,1	0,1	0,1
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ.03М	1	1	1
Итого		1,7	1,7	1,7

Термическую и динамическую стойкость проверяем по параметрам тока КЗ на шинах 35 кВ ПС.

$$B_K = I_{\text{но к2}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_d);$$

$$B_K = 3,7^2 \cdot (0,106 + 2,5 + 0,03) = 36 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{\text{к терм}} = I_m^2 \cdot t_m,$$

$$B_{\text{к терм}} = 12,5^2 \cdot 3 = 469 \text{ кА}^2\text{с},$$

Мощность вторичной обмотки $S_{2H} = 20 \text{ ВА}$.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки, Ом:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2},$$

$$Z_{2H} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.7}{25} = 0.07 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4 \text{ мм}^2$ КРВГ с медными жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=60 \text{ м}$.

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 60}{4} = 0.424 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0.05 \text{ Ом}$).

$$z_2 = 0,05 + 0,424 + 0,07 = 0,544 \text{ Ом}$$

Сопоставление каталожных и расчетных данных приведено в таблице 37.

Таблица 37 – Выбор трансформатора тока 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
ВВОДНЫЕ		
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 1500 \text{ А}$	$I_{\text{РМАХ}} = 1324 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$
$Z_{2Н} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{НР} = 0.544 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{НР}$
$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} = 469 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{КР}} = 36 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{Т}}^2 \cdot t_{\text{Т}} \geq B_{\text{КР}}$
$I_{\text{ДИН}} = 45 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{УД}}$
ЛИНЕЙНЫЕ		
$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{УСТ}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{УСТ}}$
$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{РМАХ}} = 146 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РМАХ}}$

1	2	3
$Z_{2H} = 0,8 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{Hр} = 0.544 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{Hр}$
$I_T^2 \cdot t_T = 469 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} = 36 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T \geq B_{кр}$
$I_{дин} = 45 \text{ кА}$	$I_{уд} = 7,1 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{уд}$

6.4 Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

На стороне 35 кВ выбирается трансформатор напряжения НАЛИ - 35 УХЛ1. В таблице 38 указываются условия проверки.

Таблица 38 – Выбор трансформаторов напряжения 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{ном} = 100 \text{ ВА}$ (для класса точности 0.5)	$S_{2у} = 43 \text{ ВА}$	$S_{ном} \geq S_{2у}$

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 39.

Таблица 39 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 35 кВ

Прибор	Тип	$S_{потр}, \text{ В*А}$	Количество приборов	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Общая потребляемая мощность	
						$P_2, \text{ Вт}$	$Q_2, \text{ Вар}$
Вольтметр	РА1952	2	2	1	0	4	-
Ватметр	РА1956	1,5	1	1	0	1,5	-
Варметр	РА1980	1,5	1	1	0	1,5	-
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ- 4ТМ.03М	5 Вт	4	0.38	0.925	7,6	18,5
		5 Вт	4	0.38	0.925	7,6	18,5
Итого	-	-	10	-	-	22,2	37

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ составит:

$$S_{2у} = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2},$$

$$S_{2у} = \sqrt{22,2^2 + 37^2} = 43 \text{ ВА}.$$

По сравнению в таблице 15 выбранный трансформатор напряжения проходит по всем параметрам.

6.5 Выбор шин 35 кВ

В ЗРУ 35 кВ применяется жёсткая ошиновка.

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $60 \times 8 \text{ мм}^2$, марки АД0 - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные.

Выбор шин по нагреву в рабочих режимах:

$$I_{\max} \leq I_{\text{справ}}, \quad (88)$$

$1324 \text{ А} \leq 1500 \text{ А}$, условие выполняется.

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (89)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{28 \cdot 10^6}}{91} = 59 \text{ мм}^2.$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,13 \text{ м}. \quad (90)$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,13 м, в выбранном типе КРУ Волга расстояние 1,2 м;

J - момент инерции шины, 1440 мм^4 ;

q - поперечное сечение шины, равное $6 \times 80 = 480 \text{ мм}^2$.

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (91)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{7100^2 \cdot 1,2^2}{0,64 \cdot 0,45} = 4 \text{ МПа},$$

где W - момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, $0,64 \text{ см}^3$,

a - расстояние между фазами, для выбранного КРУ равно $0,45 \text{ м}$;

l - длина пролета между опорными изоляторами, $1,2 \text{ м}$.

Проверка соблюдения условий механической прочности:

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}},$$

$$4 < 150 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}},$$

$$103 \leq 0,7 \cdot 180 = 126.$$

Условия механической прочности соблюдены, все условия выбора и проверки показаны в таблице 40.

Таблица 40– Выбор жёстких шин 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 1324$ $\sigma_{\text{расч}} = 4 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 59 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} = 150 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 150 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

6.6 Выбор изоляторов 35 кВ

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-35-20 УХЛ1 с $F_{\text{разр}} = 6000$ Н.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7},$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot \frac{7100^2 \cdot 1,2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 13 \text{ Н.}$$

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot F_{\text{разр}},$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 6000 = 3600 \text{ Н.}$$

Условия механической прочности соблюдены, все условия выбора и проверки показаны в таблице 41.

Таблица 41 – Выбор опорных изоляторов 35 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$
$F_{\text{расч}} = 13 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 3600 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$

6.7 Выбор ограничителей перенапряжений 35 кВ

В ячейках КРУ-35 кВ устанавливаются ОПН–П1–3/3,0/40/2 для защиты от перенапряжений.

Выбор и проверка проводится аналогично ОПН-110 кВ, результаты приводятся в таблице 42.

Таблица 42 – Выбор ограничителей перенапряжения 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 35 \text{ кВ}$ $\frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}} = 25,8 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{K3} = 10,4 \text{ кА}$ $U_{KH} / 1,2 = 127 \text{ кВ}$ $W_{уд} = 1 \text{ кДж/кВ}$	$U_{уст\text{Топн}} = 35 \text{ кВ}$ $U_{HPO} = 40 \text{ кВ}$ $I_{BB} = 20 \text{ кА}$ $U_{OCT} = 107 \text{ кВ}$ $W_{уд} = 2,5 \text{ кДж/кВ}$	$U_H \geq U_{уст\text{Топн}}$ $U_{HPO} \geq \frac{1,1 \cdot U_{HPC}}{\sqrt{3}},$ $I_{BB} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{K3}$ $U_{OCT} \leq U_{KH} / (1,15-1,20)$ $L_y / U_{НОМ} = 4 \geq 2,5$ $W \leq W_{уд}$

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Мощность трансформаторов СН выбирается по расчетной нагрузке всех присоединенных электроприемников, согласно таблице 43.

Таблица 43 – Потребители собственных нужд

Нагрузка	$P_{уст}, \text{ кВт}$	$\cos(\varphi)$	$\tg(\varphi)$	$Q_{уст}, \text{ Квар}$
Система охлаждения	4,5	0,85	0,28	2,8
Подогрев выключателей и приводов 110-35 кВ	12,4	0,71	0,33	4,1
Подогрев шкафов КРУ 10 кВ	28	0,71	0,33	9,2
Подогрев приводов разъединителей	20	0,71	0,33	6,6
Подогрев релейного шкафа	2	0,71	0,33	0,7
Освещение, отопление, вентиляция ЗРУ 10 кВ	40	0,9	0,48	19,2
Освещение ОРУ 110-35 кВ	12	0,71	0,33	4,0
Маслохозяйство	75	0,85	0,28	46,5
Всего	194			93

Расчётная нагрузка ТСН, кВА:

$$S_{ТСН} = k_c \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}, \quad (92)$$

$$S_{ТСН} = 0,8 \cdot \sqrt{194^2 + 93^2} = 172$$

где k_c – коэффициент спроса загрузки, принимается 0,8 по [20];

$P_{уст}, Q_{уст}$ – суммарная мощность потребителей СН по таблице 30 кВт, Квар.

Определяем мощность трансформатора по формуле, кВА:

$$S_T = \frac{S_{TCH}}{\kappa_3 \cdot N_T}, \quad (93)$$

$$S_T = \frac{172}{0.7 \cdot 2} = 123,$$

где κ_3 – коэффициент загрузки, принимается 0,7 для двух ТСН по [20];

N_T - количество ТСН на ПС.

Выбирается трансформатор ТСЗ 160/35/0,4.

7 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

На ПС Промплощадка устанавливаются два отдельно работающих трансформатора мощностью 63 МВА, для которых проводится расчёт комплектов зашит [30]:

- расчёт уставок дифференциальной защиты, реализованной терминалом микропроцессоров «Сириус-Т»;
- расчёт уставок максимальной токовой защиты при отсутствии пуска по напряжению, реализованной терминалом микропроцессоров «Сириус-Т» [34];
- установка газовой защиты с выбором сигнализации об излишнем газообразовании;
- для включения обдува выбирается уставка включения вентиляторов обдува трансформатора для охлаждения масла и сигнализации о повышении температуры масла [30].

Расположение комплектов зашит показано на рисунке 17.

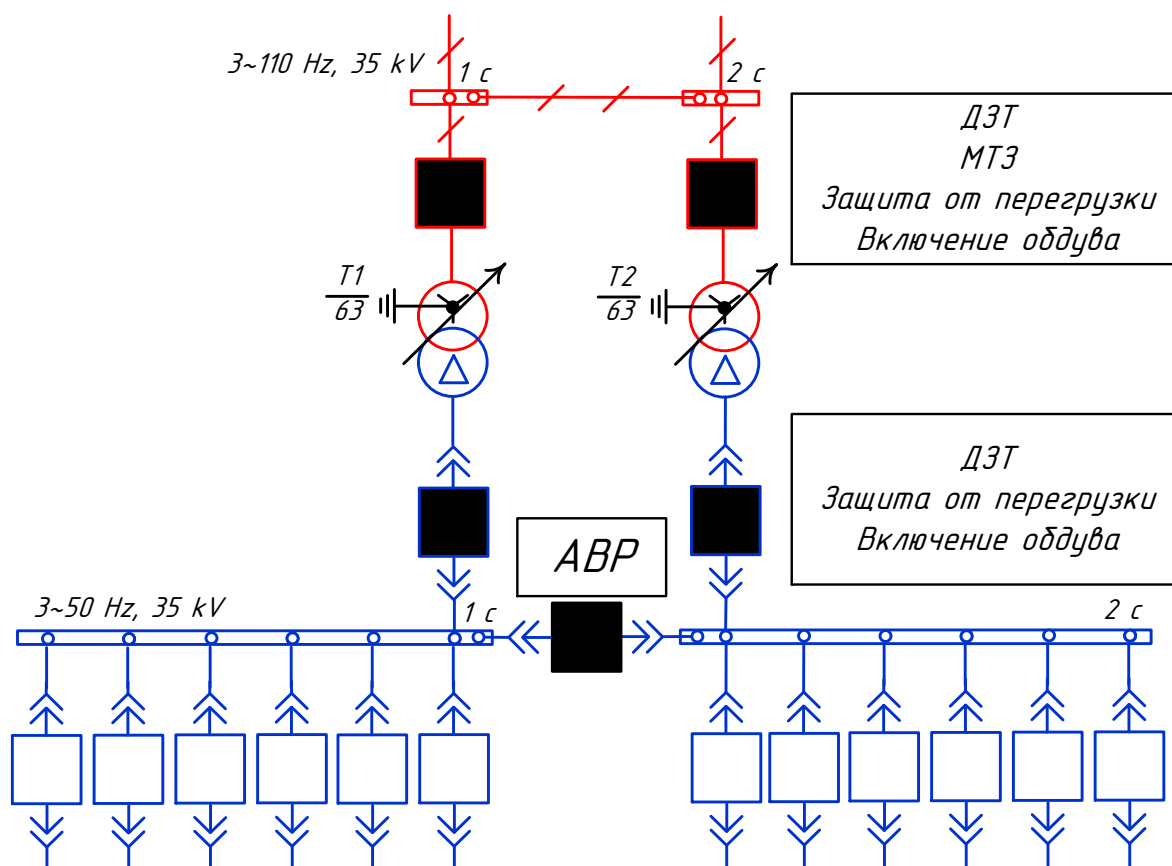


Рисунок 17 – Размещение комплектов зашит на ПС Промплощадка

7.1 Расчет дифференциальной защиты трансформатора

Защитой от всех видов коротких замыканий и на выводах трансформатора, включая витковые замыкания в обмотках является продольная дифференциальная токовая защита.

Расчет дифференциальной защиты начинается с заполнения таблицы 44.

Таблица 44 – Расчёт вторичных токов ТТ

параметр	Обозначение и расчётная формула	Числовое значение для стороны	
		110кВ	35кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, А	$I_{ном.} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}$	317	473
Схема соединения трансформаторов тока		Y	Δ
Коэффициент схемы	$K_{сх}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	K_I	400/5	600/5
Вторичный ток в цепях защиты, А	$I_{2ном} = \frac{I_{ном} \cdot K_{сх}}{K_I}$	$\frac{317 \cdot 1}{400 / 5} = 6,8$	$\frac{473 \cdot 1}{600 / 5} = 3,9$

Выбор уставок дифференциального органа с торможением.

Определяется максимальный расчетный ток небаланса:

$$I_{нб макс} = I_{н тт} \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}); \quad (94)$$

$$I_{нб макс} = 5 \cdot (1 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 1,45 \%;$$

где $k_{пер}$ - коэффициент, учитывающий переходный режим, 1;

$I_{н тт}$ - номинальный ток трансформатора тока по вторичной обмотке, 5 А;

$\Delta U_{рег}$ - относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения на сторонах защищаемого напряжения, 0,16;

$\Delta f_{выр}$ - относительная погрешность, обусловленная неточностью задания номинальных токов сторон ВН и НН, 0,03;

ε - относительная погрешность трансформаторов тока, 0,1;

Относительное значение тока КЗ на стороне СН трансформатора:

$$I_K^* = \frac{I_{K1}}{I_{ном}}; \quad (95)$$

$$I_K^* = \frac{1500}{317} = 4,7;$$

где I_{K1} - ток трехфазного КЗ на стороне ВН трансформатора;

$I_{ном}$ - номинальный ток стороны ВН.

Начальный дифференциальный ток срабатывания:

$$I_{днач} \geq k_{отс} \cdot I_{нб макс}; \quad (96)$$

$$I_{днач} \geq 1,3 \cdot 1,45 = 1,885 \%,$$

где $k_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным 1,3.

Принимаем $I_{д ср} = 190\%..$

Расчетный ток небаланса при $k_{пер} = 2$:

$$I_{нб макс} = I_K^* \cdot (k_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр}); \quad (97)$$

$$I_{нб макс} = 4,7 \cdot (2 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 1,85;$$

Расчетный дифференциальный ток срабатывания при расчётном внешнем КЗ:

$$I_{\partial \text{ расч}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб макс}}; \quad (98)$$

$$I_{\partial \text{ расч}} = 1,3 \cdot 1,8 = 2,4$$

Коэффициент торможения:

$$K_{\text{торм}} = \frac{I_{\partial \text{ расч}} - I_{\partial \text{ нач}}}{I_{\text{торм расч}} - I_{\text{торм нач}}}; \quad (99)$$

$$K_{\text{торм}} = \frac{2,4 - 1,9}{4,7 - 1} = 0,13,$$

где $I_{\text{торм расч}} = I_K^* = 21$ - расчётный тормозной ток;

$I_{\text{торм нач}}$ - начальный тормозной ток, 100%.

Примем $K_{\text{торм}} = 45\%$.

Программную накладку №11 устанавливаем в положение «1» (режим непрерывной работы).

Отстройка от бросков тока намагничивания, принимаем:

$$I_{\text{ДТО}} \geq 6.$$

Расчетный ток небаланса при $k_{\text{пер}} = 4$:

$$I_{\text{нб макс}} = I_K^* \cdot (k_{\text{пер}} \cdot \varepsilon + \Delta U_{\text{рег}} + \Delta f_{\text{выр}}); \quad (100)$$

$$I_{\text{нб макс}} = 4,7 \cdot (4 \cdot 0,1 + 0,16 + 0,03) = 2,8.$$

Отстройка от максимального тока небаланса при внешних КЗ:

$$I_{ДТО} = k_{отс} \cdot I_{нб макс}; \quad (101)$$

$$I_{ДТО} = 1,5 \cdot 2,8 = 4,2.$$

Примем $I_{ДТО} = 4200 \text{ А}$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 0,8 \text{ с}$.

7.2 Расчет максимальной токовой защиты трансформатора

МТЗ устанавливается со стороны ВН двухобмоточного силового трансформатора, приводится подробный порядок расчёта для стороны ВН

Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока нагрузки определяется по выражению:

$$I_{с.з.} = \frac{K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{р.мах}}{K_{г}}, \quad (102)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,2 \cdot 2,5 \cdot 317}{0,95} = 1001 \text{ А},$$

где $I_{р.мах}$ – максимальный рабочий ток, таблица 44, А;

K_n – коэффициент надёжности, $1,2 \div 1,3$;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска, принимается равным 2,5;

$K_{г} = 0,95$ – коэффициент возврата.

Проверяем чувствительность МТЗ по минимальному току короткого замыкания в месте установки защиты:

$$K_{ч.} = \frac{I_{КЗ \min}^{(2)}}{I_{с.з.}} \geq 1,5, \quad (103)$$

$$K_{ч.} = \frac{3200}{1001} = 3,2 \geq 1,5.$$

где $I_{\text{КЗ min}}^{(2)}$ – ток однофазного КЗ в минимальном режиме работы при КЗ на стороне 35 кВ ПС, 3200 А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока определяется по выражению:

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{I_{\text{Н ВН}}}{I_{\text{Н НН}}}; \quad (104)$$

$$K_{\text{ТТ}} = \frac{400}{5} = 80 \text{ А},$$

где $I_{\text{Н ВН}}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока 110 кВ, 400 А;

$I_{\text{Н НН}}$ – номинальный вторичный ток трансформатора тока 110 кВ, 5 А.

Ток срабатывания МТЗ ВН определяется по выражению:

$$I_{\text{с.з. уст}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{K_{\text{ТТ}}}; \quad (105)$$

$$I_{\text{с.з. уст}} = \frac{1001 \cdot \sqrt{3}}{80} = 21,6 \text{ А};$$

где $K_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, принимается исходя из схемы соединения треугольник обмоток ТТ, 1,73.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{\text{с.з.}} = 0,3 + 0,8 = 1,1$ с (степень селективности 0,3 с).

7.3 Расчет защиты трансформатора от перегрузки

Номинальный ток обмотки НН трансформатора в режиме перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ном.35} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (106)$$

$$I_{ном35} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 38,5} = 1324 \text{ А.}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

U_H - номинальное напряжение обмотки НН.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{ном35}}{K_{\theta}}, \quad (107)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 1324}{0,95} = 1463 \text{ А.}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

K_{θ} – коэффициент возврата, 0,95.

Полученное значение тока в % от номинального тока терминала:

$$I_{с.з.уст} = \frac{I_{с.з.}}{I_{н\text{ тт}} \cdot K_{Г\text{ НН}}} \cdot 100\%; \quad (108)$$

$$I_{с.з.уст} = \frac{1463}{5 \cdot 600 / 5} \cdot 100\% = 244\%;$$

Примем $I_{зп\text{ НН}} = 240\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 1,1 + 0,3 = 1,4$ с (степень селективности 0,3 с).

Номинальный ток обмотки ВН трансформатора в режиме перегрузки определяется по формуле:

$$I_{ном.110} = \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{\phi}} \quad (109)$$

$$I_{ном110} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 443 \text{ А.}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора;

U_{ϕ} - номинальное напряжение обмотки ВН.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом:

$$I_{с.з.} = \frac{K_{отм} \cdot I_{ном110}}{K_{\phi}}, \quad (110)$$

$$I_{с.з.} = \frac{1,05 \cdot 443}{0,95} = 490 \text{ А.}$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05;

K_{ϕ} – коэффициент возврата, 0,95.

Полученное значение тока в % от номинального тока терминала:

$$I_{с.з.уст} = \frac{I_{с.з.}}{I_{н\text{ мм}} \cdot K_{Т\text{ ВН}}} \cdot 100\%; \quad (111)$$

$$I_{с.з.уст} = \frac{490}{5 \cdot 600 / 5} \cdot 100\% = 82\%;$$

Примем $I_{зп\ ВН}=80\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.}=1,7+0,3=2,0$ с (степень селективности 0,3 с).

7.4 Газовая защита трансформатора

На трансформаторе ТРДН-63000/110 и его устройстве РПН используется газовое реле соответственно типа РГЧЗ-66, [34]. Реле реализовано с сигналом на срабатывание камеры с мембраной в результате излишнего газообразования при межвитковых замыканиях в трансформаторе ПС Городская.

7.5 Включение обдува

Отстройка от номинального тока ВН:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot I_{ном110}, \quad (112)$$

$$I_{с.з.} = 0,67 \cdot 317 = 212 \text{ А},$$

где K_n – коэффициент надежности, принимается равным 0,67.

Полученное значение тока в % от номинального тока терминала:

$$I_{с.з. \text{ уст}} = \frac{I_{с.з.}}{I_{н \text{ тт}} \cdot K_{Т \text{ ВН}}} \cdot 100\%; \quad (113)$$

$$I_{с.з. \text{ уст}} = \frac{212}{5 \cdot 400 / 5} \cdot 100\% = 53\%;$$

Примем $I_{обд\ ВН}=50\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.}=0,5$ с.

Отстройка от номинального тока НН:

$$I_{с.з.} = K_n \cdot I_{ном10}, \quad (114)$$

$$I_{с.з.} = 0,67 \cdot 473 = 317 \text{ А},$$

где K_H – коэффициент надежности, принимается равным 0,67.

Полученное значение тока в % от номинального тока терминала:

$$I_{с.з. \text{ уст}} = \frac{I_{с.з.}}{I_{н \text{ тт}} \cdot K_{T \text{ НН}}} \cdot 100\%; \quad (115)$$

$$I_{с.з. \text{ уст}} = \frac{317}{5 \cdot 600 / 5} \cdot 100\% = 53\%;$$

Примем $I_{обд \text{ НН}} = 50\%$.

Время срабатывания защиты принимаем равным $t_{с.з.} = 0,5 \text{ с}$.

7.6 Устройства автоматического включения резерва

Принцип работы системы автоматического ввода резерва (АВР) заключается в автоматическом переключении электропитания на резервный источник при сбоях в основной сети.

Система отслеживает параметры сети (напряжение, частоту, фазу) и при отклонениях (например, падение напряжения ниже допустимого или полное отключение) выполняет следующие действия:

- Отключает основную линию — главный источник питания, чтобы избежать перегрузки или повреждения оборудования.
- Подключает резервный источник — генератор или альтернативную линию питания.
- Возвращает питание к основному источнику — когда параметры основной сети приходят в норму, система переключает питание обратно.

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном}, \quad (116)$$

$$U_{с.з} = 0,4 \cdot 35000 = 14000 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР, [21]:

$$t_{\text{АВР}} = t_{\text{наиб РЗ}} + \Delta t; \quad (117)$$

$$t_{\text{АВР}} = 2 + 0,5 = 2,5 \text{ с;}$$

где $t_{\text{наиб РЗ}}$ - наибольшее время срабатывания из комплектов устанавливаемых защит, для ПС Промплощадка принимается защита от перегрузки стороны ВН, 2 с;

Δt – выдержка времени, 0,5 с.

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ И МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ПРОМПЛОЩАДКА

Заземление ПС Промплощадка выполняется для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, поэтому сетка заземления выносится за границы территории ПС на 1,5 м [15].

Территория для сооружения ОРУ ПС Промплощадка составляет в длину 68,5 м, в ширину 50 м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5), \quad (118)$$

$$S = (68,5 + 2 \cdot 1.5) \cdot (45 + 2 \cdot 1.5) = 3432 \text{ м}^2$$

Для горизонтальных проводников в сетке выполненных в виде электродов из стали круглого сечения, по условиям механической прочности, принимаем $d=20\text{мм}$.

Сечение по условиям механической прочности составляет:

$$F_{\text{мн}} = \pi \cdot r^2; \quad (119)$$

$$F_{\text{мн}} = 3,14 \cdot 10^2 = 314 \text{ мм}^2;$$

Сечение по условиям термической стойкости составляет:

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{I_{\text{КЗ}}^2 \cdot t_{\text{отк}}}{400 \cdot \beta}}, \quad (120)$$

$$F_{\text{ТС}} = \sqrt{\frac{15000^2 \cdot 0,1}{400 \cdot 21}} = 52 \text{ мм}^2,$$

где $t_{0TKЛ} = 0.1$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;

β - коэффициент термической стойкости для стали, 21;

$I_{КЗ}$ - значение тока молнии, 15000 А.

Сечение по условиям коррозионной стойкости составляет:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}), \quad (121)$$

$$\text{где } S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k,$$

$T = 240$ мес – время использования заземлителя, в месяцах за 20 лет;

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации, зависящие от грунта, для средней коррозионной активности принимаем равными:
 $a_k = 0,0026; b_k = 0,00915; c_k = 0,0104; \alpha_k = 0,0224;$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 + 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 2,024 \text{ мм}^2;$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 2,024 \cdot (20 + 2,024) = 140 \text{ мм}^2.$$

По приведенным выше условиям сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять следующему условию:

$$F_{mn} \geq F_{\min} \geq F_{КОР} + F_{T.C.}, \quad (122)$$

$$314 \geq 52 + 140,$$

$$314 \geq 192 \text{ мм}^2.$$

Принимается расстояние между полосами сетки $l_{п-п} = 5\text{м}$, тогда общая длина полос в сетке определяется по формуле:

$$L_r = \frac{68,5 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) + \frac{45 + 2 \cdot 1,5}{5} \cdot (68,5 + 2 \cdot 1,5) = 1573 \text{ м.} \quad (123)$$

$$\text{Количество горизонтальных полос: } \frac{68,5 + 2 \cdot 1,5}{5} + \frac{45 + 2 \cdot 1,5}{5} = 24.$$

Принимаем общее число горизонтальных полос $n_r = 24$.

Определяем количество вертикальных электродов. Расстояние между вертикальными электродами принимаем $a = 2 \cdot l_{п-п} = 10 \text{ м}$.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (124)$$

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{3432}}{10} = 23.$$

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя по двухслойной модели грунта, в таком случае $\rho_{э\kappa\theta} = 30 \text{ Ом*м}$, l_A - длина вертикальных электродов, принимаем 3 м; A - коэффициент подобия, принимается по [4] для принятой длины вертикальных электродов 3 м и зависит от отношения $\frac{l_B}{\sqrt{S}}$, :

$$\frac{3}{\sqrt{3432}} = 0,05.$$

Принимается коэффициент $A = 0,2$.

$$R = \rho_{э\kappa\theta} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (125)$$

$$R_{s1} = 30 \cdot \left(\frac{0.2}{\sqrt{3432}} + \frac{1}{1573 + 23 \cdot 3} \right) = 0,12 \text{ Ом.}$$

Находятся импульсные коэффициенты

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_{\text{эКВ}} + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (126)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{3432}}{(30 + 320) \cdot (15 + 45)}} = 2,05;$$

Импульсное сопротивление искусственного заземления подстанции, Ом:

$$R_u = R_s \cdot \alpha_u, \quad (127)$$

$$R_{u1} = 0,12 \cdot 2,05 = 0,25,$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям [25] должно быть не более 0.5 Ом.

Для исключения возможности попадания персонала под действие шагового напряжения, согласно [25], вокруг фундаментов оборудования на глубине 0,5 м устраивается замкнутый контур и подключается к основному контуру заземления ОРУ ПС.

В соответствии с [17], защита ОРУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Молниеотводы в количестве 4 штук на ОРУ ПС Промплощадка:

- стойки под молниеотводы и молниеприёмники на линейных порталах под номерами М 1, М 2;
- отдельностоящие мачтовые молниеотводы под номерами М 3, М 4.

Зоны защиты молниеотводов рассчитываются попарно, рассматриваем систему двойных стержневых молниеотводов 1-3, 2-4.

Принимаем высоту молниеотвода $H = 27$ м.

Высота зоны защиты при высоте МО до 150 м включительно:

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot H ; \quad (128)$$

$$h_{\text{эф}} = 0.85 \cdot 27 = 23 \text{ м};$$

Радиус круга зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot H) H ; \quad (129)$$

$$r_0 = (1.1 - 0.002 \cdot 27) \cdot 27 = 28.2 \text{ м};$$

Высота защищаемого объекта принимается для линейного и трансформаторного портала $h_i = 13$ м.

Расстояние между молниеотводами $L = 51$ м.

Половина ширины внутренней зоны на уровне земли для равновеликих МО при $H \leq L \leq 2 \cdot H$, $27 \leq 51 \leq 54$:

$$r_{C0} = r_0 = 28,2 \text{ м}.$$

Минимальная высота зоны защиты:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot H) \cdot (L - H); \quad (130)$$

$$h_{CX} = 23 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 27) \cdot (51 - 27) = 18,7 \text{ м}.$$

Радиус внутренней зоны:

$$r_X = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right), \quad (131)$$

$$r_X = 28,2 \cdot \left(1 - \frac{13}{23}\right) = 12,2 \text{ м.}$$

Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_i}{h_{CX}}\right), \quad (132)$$

$$r_{CX} = 28,2 \cdot \left(\frac{18,7 - 13}{18,7}\right) = 8,6 \text{ м.}$$

Расчёт зон защиты молниеотводов 1-2, 3-4 выполняете аналогично, результаты указываются в таблице 45.

Таблица 45 – Зоны защиты систем молниеотводом ПС Промплощадка

Характеристика молниезащиты	М 1 - М 3	М 2 - М 4	М 1 - М 2	М 3 - М 4
Принимаем высоту молниеотвода H , м	27,0	27,0	27,0	27,0
Высота зоны защиты при высоте МО $h_{\text{ЭФ}}$, м	23,0	23,0	23,0	23,0
Радиус круга зоны защиты на уровне земли r_0 , м	28,2	28,2	28,2	28,2
Высота защищаемого объекта h_i , м	13,0	13,0	13,0	13,0
Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта r_X , м	12,2	12,2	12,2	12,2
Расстояние между молниеотводами L , м	51,0	51,0	19,5	19,5
Половина ширины внутренней зоны на уровне земли r_{C0} , м	28,2	28,2	28,2	28,2
Минимальная высота зоны защиты h_{CX} , м	18,7	18,7	21,6	21,6
Половина ширины внутренней зоны на высоте защищаемого объекта r_{CX} , м	8,6	8,6	11,3	11,3

На рисунке 18 показывается план подстанции Промплощадка и разрез, на кпо которым делается вывод об обеспеченности молниезащиты оборудования подстанции на уровне линейного объекта как наиболее высокого на ОРУ.

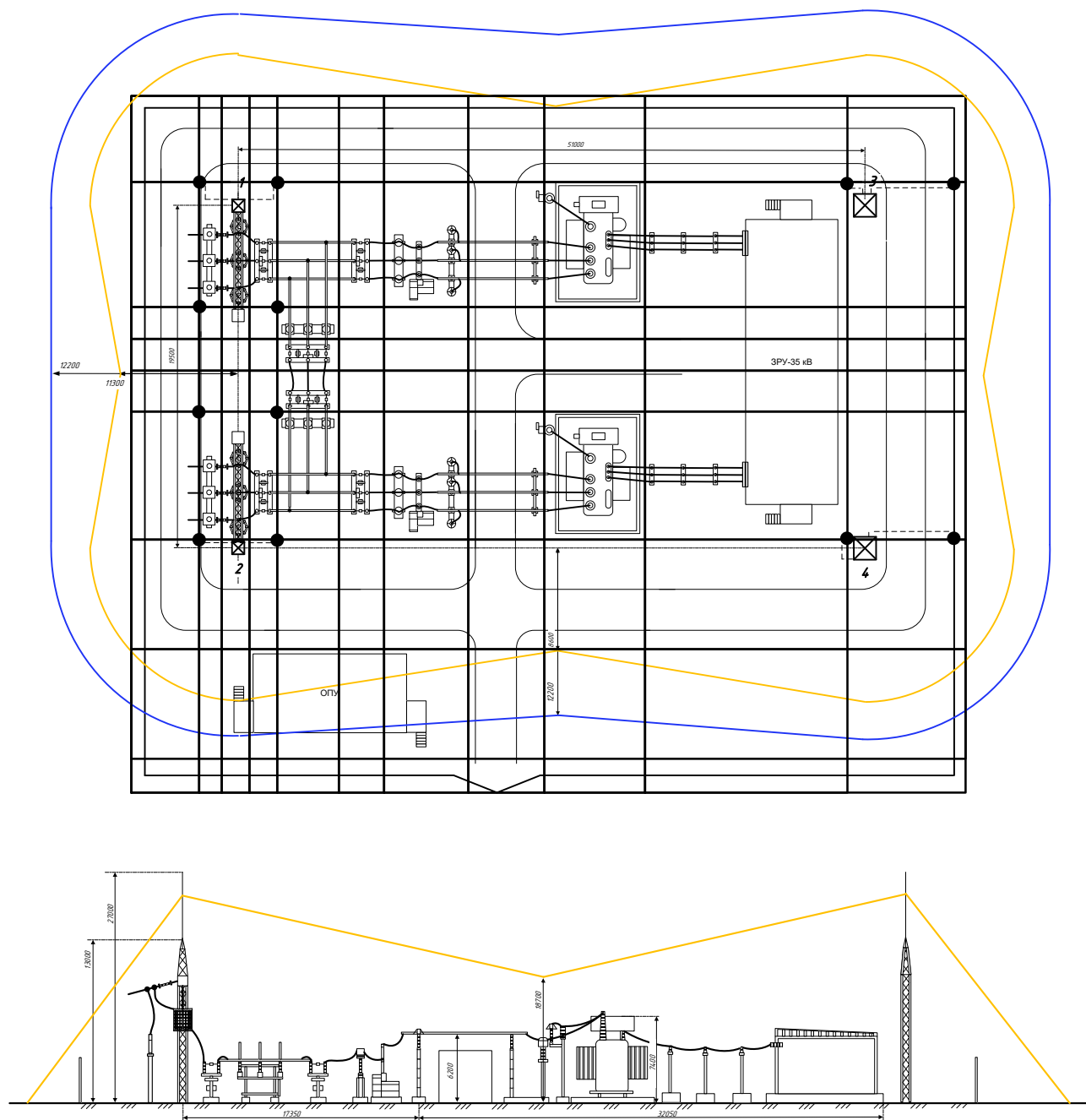


Рисунок 18 – Зоны защиты молниеотводов на ОРУ подстанции Промплощадка

9 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном проекте проводится подключение существующих распределительных сетей напряжением 35 кВ к сооружаемой ПС Промплощадка, при этом работники, занятые на работах на ВЛ-35 кВ соблюдают меры безопасности при работе на электросетевом оборудовании в объеме требований [21].

Для соблюдения норм экологичности проводится расчёт маслоприёмника для удержания трансформаторного масла и минимизации последствия его разлива по требованиям [25].

Возникновение пожара на сооружаемых объектах электрических сетей 35 кВ и ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса будет являться чрезвычайной ситуацией, для предотвращения которой предусматривается использование систем обеспечения пожарной безопасности, действующих на Эльгинском угольном комплексе и отвечающих требованиям [27].

9.1 Безопасность

Работы по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса проводятся только при полном соответствии и наличии спецодежды, средств индивидуальной защиты и инструментами уровню электробезопасности проводимых работ. Не допускается работа с поврежденными средствами защиты и инструментами, не обладающими бирками о дате и штампа об испытании [21].

К работам по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса допускаются работники, предъявившие руководителю работ удостоверение о проверке знаний безопасных методов работ. При выполнении работ по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка с оформлением наряда-допуска или распоряжения проводится целевой инструктаж на рабочем месте с учетом специфики выполняемой работы для персонала.

Рабочее место проверяется на соответствие требованиям безопасности, освобождается от мусора, снега и наледи, подготавливаются проходы и проезды.

Внешним осмотром проверяется достаточность освещения рабочего места и подходов к нему.

К работам по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса разрешается приступить в отсутствии в зоне выполнения работ посторонних лиц.

Электрозащитные средства, имеющие изолирующие вставки проверяются на наличие маркировки об испытании, исправность и отсутствие внешних повреждений и загрязнений, наличие нумерации. Диэлектрические перчатки и боты проверяются на целостность и отсутствие повреждений, загрязнения и увлажнения.

Рабочее место подготавливается исходя из удобства работы без использования согнутого положения тела работника, если при выпрямлении в РУ 35 кВ ПС Промплощадка расстояние до токоведущих частей менее 0,6 м и для РУ-110 кВ менее 1 м. Неогражденные токоведущие части должны располагаться непосредственно перед работником, слева или справа от него.

К работам по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса допускается приступить при отсутствии напряжения на токоведущих частях, что проверяется указателями напряжения.

В охранной зоне ВЛ 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса запрещено перемещать протяженные предметы, которыми возможно прикосновение к токоведущим частям.

К работам по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса допускается приступить после проверки диспетчерских наименований электроустановок, работа на которых проводится в соответствии с заданием непосредственного руководителя, указанному в наряде-допуске или распоряжении [22].

Целостность защитного заземления для защиты от поражения электрическим током, отсутствие разрушений опор, целостность изоляторов и коммутационных аппаратов должна быть проверена на рабочем месте персоналом по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка.

Не допускается осуществлять доступ в зону выполнения работ на сооружаемых объектах электрических сетей 35 кВ и ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса посторонних лиц.

Работники по монтажу оборудования не должны приступать к работам с неисправными приборами, инструментом и приспособлениями, а также запрещено самовольное проведение работ и расширение рабочих мест и объема задания. Установленные ограждения и предупреждающие плакаты до завершения работ на объектах электрических сетей 35 кВ и ПС 110/35 Промплощадка снимать запрещается [22].

Работниками по монтажу оборудования разрешено производить работы при наличии ограждений и предупреждающих плакатов, соответствующих требованиям [22].

Подготовительные работы на объектах электрических сетей 35 кВ и ПС 110/35 Промплощадка должны переноситься до прекращения возникающих неблагоприятных погодных условий - штормовое предупреждение, резкое падение температуры окружающего воздуха с осадками затяжного характера. Использование механизмов без защитных ограждающих устройств, при неисправных ограждениях не разрешается.

Разрешается работа на ВЛ 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса в темное время суток при условии обеспечения освещенности рабочей зоны переносным электрическим светильником напряжением не выше 50 В с равномерной осветительной способностью и рассеивателем без слепящего действия.

Осмотры электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса допускается проводить без выполнения каких-либо работ во время осмотра. Вход в помещения, камеры ПС 110/35 Промплощадка,

не оборудованные ограждениями или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на расстояние, менее чем на 0,6 м запрещен. Двери щитов, сборок, пультов управления в РУ-35 кВ ПС 110/35 Промплощадка допускается открывать без проведения в них работ.

Обходы электрических сетей 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса осуществляются без подъёма на опоры ВЛ и их конструктивные элементы не менее чем двумя работниками. Движение работников под проводами ВЛ не допускается в темное время суток. Наличие предупреждающих знаков или плакатов, связи с дежурным диспетчером является обязательным при поиске повреждений электрических сетей 35-110 кВ [22].

Схема заезда на ВЛ 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса используется при обходах и должна быть утверждена ответственным работником Эльгинского угольного комплекса.

Проведение оперативных переключений работниками электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка ведётся по инструкции по производству переключений. Переключения без распоряжения и разрешения вышестоящего оперативного персонала допускается проводить в исключительных случаях, связанных с резким ухудшением погодных условий.

Операции по коммутации выключателей 35 кВ, разъединителей 35 кВ в КРУ-35 кВ ПС Промплощадка выполняются в диэлектрических перчатках и с применением средств защиты лица от воздействия электрической дуги.

В ячейках трансформаторов напряжения 35 кВ в КРУ-35 кВ ПС Промплощадка снятие и установка предохранителей 35 кВ осуществляется при снятом напряжении. Без снятия напряжения снятие и установка предохранителей 35 кВ разрешается изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток, а также должны использоваться средства защиты лица, глаз работника, выполняющего работу от механического воздействия и термического действия электрической дуги. Некалиброванные плавкие вставки и предохранители 35 кВ в КРУ-35 кВ ПС Промплощадка не применяются.

Выполнение работником распоряжения на работу разрешается после полного понимания работником сути распоряжения и очередности предстоящих работ. Последовательность работ по переключениям сверяется с оперативной схемой и бланком переключений и допускается к выполнению после необходимых уточнений и согласований с вышестоящим оперативным работником, отдавшим распоряжение о переключении [22].

При выявлении несоответствия распоряжения вышестоящего оперативного работника правилам электробезопасности, режимам безопасной работы оборудования действия по подключению электрических сетей 35 кВ к ПС 110/35 Промплощадка запрещаются.

Учет всех установленных заземлений в электрических сетях 35-110 кВ и ПС 110/35 Промплощадка осуществляется в оперативной документации. Для защиты диэлектрических перчаток допускается дополнительно с ними использовать защитные кожаные или брезентовые перчатки и рукавицы, позволяющие проводить манипуляции работниками в электрических сетях 35-110 кВ и ПС 110/35 Промплощадка.

В электрических сетях 35-110 кВ при работах на ВЛ по проверке наличия/отсутствия напряжения на ВЛ и установке штанг переносных заземлений для установки на провода ВЛ с земли сборку и разборку указателей напряжения и штанг допускается проводить непосредственно на месте установки/снятия. До места установки/снятия перевозка указателей напряжения и штанг допускается в разобранном по отдельным звеньям виде.

Аварийные ситуации в электрических сетях 35-110 кВ и ПС 110/35 Промплощадка, связанные с появлением искрения в контактных зажимах, перегрев контактов, возгоранием диэлектрика, должны предотвращаться по возможности сразу после их проявления, при этом необходимо уведомить об опасности окружающих людей и непосредственного руководителя работ.

При падении проводов на землю, падении деревьев на провода, протекании тока замыкания на землю в электрических сетях 35-110 кВ Эльгинского уголь-

ного комплекса к месту замыкания запрещено приближаться на расстояние менее 8 м. В КРУ-35 кВ ПС 110/35 Промплощадка к месту замыкания запрещено приближаться на расстояние менее 4 м.

В случаях если аварийная ситуация не приводит к угрозе жизни и здоровью работника необходимо приостановить выполнение работ в электрических сетях 35-110 кВ Эльгинского угольного комплекса до прибытия комиссии по расследованию несчастного случая, при этом имеющаяся обстановка на месте происшествия должна оставаться неизменной, в случае невозможности сохранения обстановки проводится фотофиксация и видеофиксация имеющимися средствами [22].

В случае необходимости пострадавшим необходимо оказать первую медицинскую помощь в соответствии с его состоянием. Воздействие травмирующего фактора при этом должно быть полностью отстранено от пострадавшего работника. До прибытия бригады скорой помощи необходимо оказывать сердечно-легочную реанимацию, остановить кровотечение и другие действия в объёме первой помощи [22].

9.2 Экологичность

Для предотвращения ущерба окружающей среде, возникающего при разливе трансформаторного масла в результате повреждений бака силового трансформатора на ПС «Промплощадка» необходимо выбрать маслоприёмник для сбора трансформаторного масла и предотвращения его растекания по территории ОРУ ПС Промплощадка.

Порядок расчёта маслоприёмника приведен в [24], справочные данные берутся из источников [23,25].

На ПС «Промплощадка» в соответствии с проектом устанавливаются силовые трансформаторы ТДН-63000/110/35, расположение открытое на ОРУ-110 кВ, габаритные параметры $A \times B \times H$ – 5,105 x 4,982 x 6,226 м, масса масла 13600 кг, рисунок 19 [23].

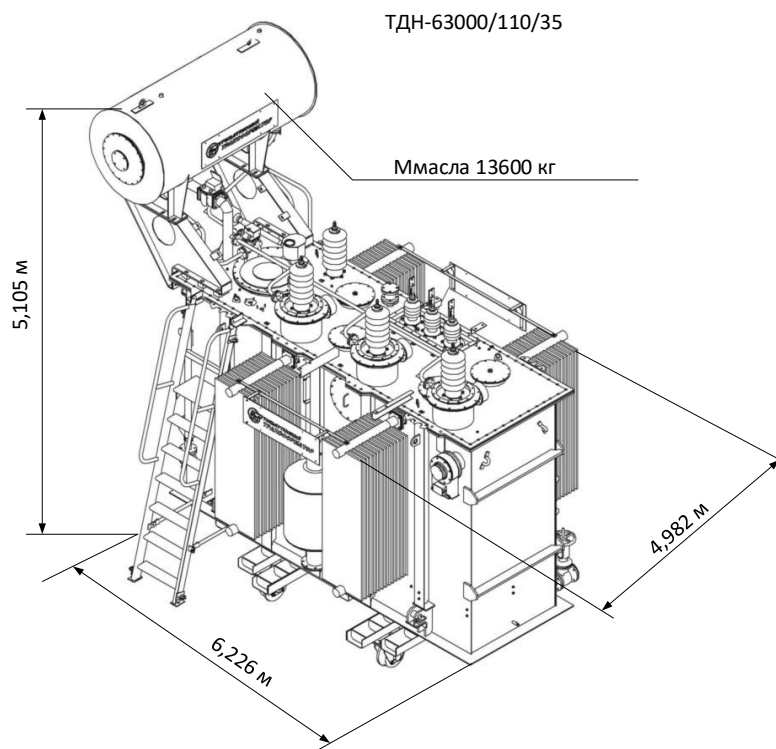


Рисунок 19 - Габариты трансформатора ТДН-63000/110/35 ПС Промплощадка

На основе справочных данных о весе трансформаторного масла маслоприёмник ПС Промплощадка выполняется без отвода масла в маслосборник. Конструкция маслоприёмника ПС Промплощадка выбирается заглубленного типа, сверху располагается металлическая решетка, на которую помещается слой гравия не менее 25 см, под решеткой предусматривается зазор 5 см до верхней границы наполнения трансформаторным маслом в маслоприёмнике [25].

Полный объём трансформаторного масла и 0,8 объёма воды, попадающей на боковые поверхности трансформатора с интенсивностью орошения 0,2 л/с·м² в течение 30 мин должен вмещать в себя маслоприёмник на ПС Промплощадка в случае тушения пожара на трансформаторе [24].

Расчёт площади маслоприемника трансформатора ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \delta) \cdot (B + 2 \cdot \delta), \quad (133)$$

$$S_{\text{мп}} = (6,226 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,982 + 2 \cdot 1,5) = 73,64 \text{ м}^2,$$

где δ – ширина отступа границ маслоприёмника за габариты трансформатора, при массе трансформаторного масла 13600 кг величина отступа составляет 1,5 м [25].

Расчёт объёма трансформаторного масла трансформатора ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$V_{\text{тм}} = M/\rho, \quad (134)$$

$$V_{\text{тм}} = 13600 / (0,88 \cdot 10^3) = 15,45 \text{ м}^3.$$

где ρ – средняя величина плотности трансформаторного масла, $0,88 \cdot 10^3$ кг/м³ [26].

Расчёт площади боковых поверхностей трансформатора ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$S_{\text{бт}} = 2 \cdot (A+B) \cdot H; \quad (135)$$

$$S_{\text{бт}} = 2 \cdot (6,226+4,982) \cdot 5,105 = 114,43 \text{ м}^2,$$

Расчёт объёма воды и средств пожаротушения для орошения боковых поверхностей трансформатора ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$V_{\text{воды}} = I_{\text{п}} \cdot t \cdot (S_{\text{мп}} + S_{\text{бт}}). \quad (136)$$

$$V_{\text{воды}} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (73,64+114,43) = 67,71 \text{ м}^3.$$

где $I_{\text{п}}$ – коэффициент интенсивности пожаротушения, равный согласно [24] $0,2 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3/\text{с} \cdot \text{м}^2$;

t – время, в течении которого осуществляется пожаротушение, 1800 с.

Расчёт объёма воздушного зазора от металлической решетки до поверхности масла маслоприёмника ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$V_{вз} = S_{мп} \cdot h_{вз}, \quad (137)$$

$$V_{вз} = 73,64 \cdot 0,05 = 3,68 \text{ м}^3,$$

где $h_{вз}$ – высота воздушного зазора, 0,05 м [25].

Расчёт объёма слоя графия поверх металлической решетки маслоприёмника ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$V_{гр} = S_{мп} \cdot h_{гр}, \quad (138)$$

$$V_{гр} = 73,64 \cdot 0,25 = 18,41 \text{ м}^3,$$

где $h_{гр}$ – высота слоя гравия, 0,25 м [25].

Расчёт полного объёма маслоприёмника ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$V_{мп} = V_{тм} + 0,8 \cdot V_{воды} + V_{вз} + V_{гр}. \quad (139)$$

$$V_{мп} = 15,45 + 0,8 \cdot 67,71 + 3,68 + 18,41 = 91,71 \text{ м}^3.$$

Расчёт высоты маслоприёмника ПС Промплощадка осуществляется по приведенной формуле:

$$h_{мп} = (V_{тм} + V_{воды} \cdot 0,8) / S_{мп} + h_{вз} + h_{гр}, \quad (140)$$

$$h_{мп} = ((15,45 + 0,8 \cdot 67,71) / 73,64) + 0,05 + 0,25 = 1,24 \text{ м}.$$

Эскиз рассчитанного маслоприёмника без отвода масла ПС Промплощадка приведен на рисунке 20.

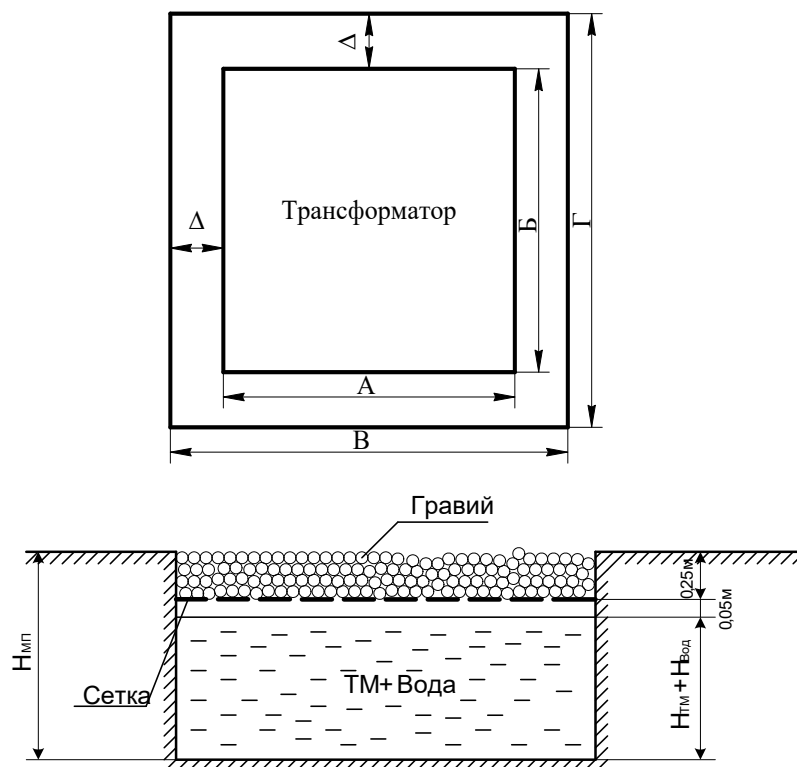


Рисунок 20 - Габариты маслоприёмника без отвода масла ПС Промплощадка

В результате расчётов маслоприёмника получены его основные характеристики для соблюдения норм экологичности ПС Промплощадка, минимальная высота $h_{мп} = 1,24$ м, объем маслоприёмника $V_{мп} = 91,71$ м³.

9.3 Чрезвычайные ситуации

На сооружаемых объектах электрических сетей 35 кВ и ПС 110/35 Промплощадка Эльгинского угольного комплекса соблюдаются требования пожарной безопасности [27].

В ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка устанавливается автоматическая система пожаротушения с расчётным количеством огнетушащего вещества, которое может обеспечить прекращение горения в зоне защиты установки. Система пожаротушения ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка комплектуется устройствами, контролирующими готовность установки пожаротушения к работе, оповещающими персонал, диспетчера, подразделения пожарной охраны о пожаре,

задерживающими подачу огнетушащих веществ до полной эвакуации персонала и позволяющими осуществить запуск автоматической системы пожаротушения в ручном режиме.

Автоматическая система пожаротушения в ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка использует оборудование для подачи огнетушащего вещества в очаг возгорания, которое не увеличивает площадь пожара из-за распространения горючих веществ, материалов, газов [27].

Удаление огнетушащего вещества из помещения ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка после срабатывания системы пожаротушения осуществляется вручную с использованием средств защиты персонала.

Помещения ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка оснащаются пожарными извещателями в количестве, достаточном для своевременной фиксации возгорания в любом помещении или изолированном отсеке.

Противодымовая защита помещения ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка реализуется таким образом, чтобы система управления пожаротушением обеспечивала информирование персонала о путях эвакуации и запуске системы тушения пожара в автоматическом режиме.

При срабатывании системы противопожарной защиты помещений ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка посредством каналов связи производится дублирование сигналов о возгорании на пульт пожарной охраны.

На путях эвакуации из помещений ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка предусматриваются ручные пожарные извещатели, доступ к которым не прегражден или затруднен.

Для беспереывного электроснабжения автоматической установки пожаротушения ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка предусматриваются автономные резервные источники питания данных установок. Кабельные линии питания системы пожаротушения, её блоков, датчиков, извещателей и иных элементов системы должны прокладываться с учётом их огнестойкости и иметь защитные рукава, обеспечивающие их работу в течении времени, требуемом на ликвидацию возгорания.

Участки вводов и переходов КЛ-35 кВ в ЗРУ-35 кВ ПС Промплощадка выполняются в раздельных огнестойких каналах, имеющих защитное огнестойкое покрытие, не распространяющее горение. Изоляция КЛ-35 кВ должна быть огнестойкой с пониженным газо-дымо выделением при горении, допускаются маркировки кабелей НГ-LS.

В ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка щиты управления слаботочной сети и распределительные щиты смонтированы с защитой, препятствующей распространению горения по взаимным направлениям горения.

Кабельные каналы в ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка в местах перехода между отсеками оборудованы огнестойкими кабельными проходками, препятствующими переходу пожара по кабельным каналам.

Для ограничения пути распространения пожар на территории ПС Промплощадка выдержаны расстояния между ЗРУ-35 кВ, силовыми трансформаторами, ОРУ-110 кВ и зданием ОПУ, в результате чего исключена возможность перехода пожара между зданиями и электрооборудованием.

Так как территория Эльгинского угольного комплекса по площади размещения более 5 гектаров, то по требованиям [28] имеется не менее двух въездов по сторонам ограждения комплекса протяженностью более 1 км.

Территория ПС Промплощадка оборудована 1 въездом (выездом), обеспечивающим свободный проезд пожарной техники на территорию ПС. Подключение пожарной техники к заземляющему устройству ПС осуществляется в специально обозначенном месте на территории ПС.

При обнаружении возгорания в ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка безопасная эвакуация персонала осуществляется по эвакуационным путям и выходам, оборудованным в достаточном количестве, необходимого размера и допустимого конструктивного исполнения.

Перемещение персонала по путям эвакуации из ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка осуществляется по обозначенным световыми указателями и речевыми оповестителями за период времени от момента обнаружения возгорания до полного завершения перемещения персонала в безопасную зону.

Для ограничения распространения пожара ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка за пределы его очага используются противопожарные преграды и устройства аварийного отключения оборудования, на территории ОРУ ПС Промплощадка для предотвращения разлива трансформаторного масла использованы маслоприёмники.

Персонал, эксплуатирующий оборудование ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка, при обнаружении возгорания передает сообщение о возгорании в пожарную охрану и информирует руководство, ответственное за обеспечение пожарной безопасности, а также дежурному диспетчеру и аварийной службе Эльгинского угольного комплекса.

В зависимости от обстановки на объекте возгорания, по возможности персоналом, эксплуатирующим оборудование ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка, выполняется спасение людей имеющимися средствами и материалами при отсутствии угрозы жизни и здоровью. Проверить включенное состояние противопожарной защиты, противодымной защиты, системы оповещения допускается при наличии времени на данное действие без угрозы жизни и здоровью [28].

Персонал, эксплуатирующий оборудование ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка, после обнаружения возгорания немедленно останавливает все проводимые работы и приступает к отключению электроснабжения объектов, аппаратов, технологических линий, на которых имеются очаги возгорания. Также в помещении с очагом возгорания прекращается приток воздуха посредством отключения систем вентиляции.

Персонал, не участвующий в ликвидации возгорания оборудования ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка, подлежит немедленной эвакуации из области возгорания или задымления. Контроль выполнения требований пожарной безопасности сотрудниками, принимающими участие в тушении пожара, и общее руководство процессом ликвидации возгорания до прибытия подразделений пожарной охраны выполняет работник, ответственный за пожарную безопасность.

Сохранение материальных ценностей допускается после проведения эвакуации персонала в случаях отсутствия угрозы жизни и здоровью сотрудников,

занятых на ликвидации возгорания оборудования ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка.

При появлении подразделений пожарной охраны для их эффективной работы по ликвидации возгорания ответственный за пожарную безопасность работник указывает наименее опасный путь подхода к очагу возгорания и оказывает содействие в подготовке к тушению возгорания.

Сотрудник, ответственный за обеспечение пожарной безопасности Эльгинского угольного комплекса, осуществляет передачу старшему командиру подразделения пожарной охраны, прибывшей на объект возгорания, информации о наличии технологических особенностях объекта возгорания, возможных путях распространения горения, опасном оборудовании объекта возгорания и прочих данных, способствующих минимизации опасности для сотрудников подразделения пожарной охраны и скорейшей ликвидации возгорания. С целью предупреждения развития возгорания оборудования ЗРУ-35 кВ и ОПУ ПС Промплощадка организуется включение дополнительных сил и средств на Эльгинском угольном комплексе с учётом координации действий с подразделениями пожарной охраны.

Так как на территории Эльгинского угольного комплекса размещаются склады хранения угля, то складирование угля недавних выработок и угля, находящегося на складе более 1 месяца, не допускается по требованиям пожарной безопасности [28].

Для складирования не допускаются объёмы угля с имеющимися следами самовозгорания, их погрузка, разгрузка. Складирование угля над трубопроводами с температурным перегревом воды или пара, кабельными линиями 6 кВ не допускается.

Произвольное складирование угля не более двух суток не разрешается. Для угля различных марок на территории Эльгинского угольного комплекса организуются разные склады.

Наличие на складах угля горючих отходов в виде древесины, бумаги, полиэтилена не допускается. На территории складов предусматриваются проезды

для доступа погрузочного транспорта и техники пожарной охраны, которые содержатся в свободном доступе.

Для своевременного предотвращения возгорания складов угля на территории Эльгинского угольного комплекса производится контроль температуры посредством установки термометров на пожаробезопасных стойках или устройствах. При превышении температуры угля 60°C должны проводиться работы по уплотнению участка повышенного нагрева либо локальный доступ для изъятия перегретого объёма. Доступ воды на участок угля повышенного нагрева не допускается. Запрещается повторное складирование самовозгоревшегося угля после охлаждения или тушения с использованием устройств его транспортировки [28].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения работы цель по реконструкции системы электро-снабжения Эльгинского угольного комплекса в связи с вводом в работу подстанции Промплощадка напряжением 110/35 кВ достигнута посредством решения поставленных задач.

В ходе выполнения работы решены следующие задачи в соответствии с разделами пояснительной записки:

- Выбран оптимальный по минимальным приведенным затратам вариант реконструкции распределительных сетей 35 кВ Эльгинского угольного комплекса с учётом перспективы роста нагрузки;
- Спроектированы распределительные линии 110 кВ для подключения ПС Промплощадка;
- Выбрано и проверено оборудование ПС Промплощадка на ОРУ-110 кВ с элегазовыми выключателями и в ЗРУ-35 кВ с вакуумными выключателями;
- Разработана схема молниезащиты и заземления ПС Промплощадка системой из 4 молниеотводов;
- Выбраны и проверены устройства релейной защиты и автоматики на основе микропроцессорных блоков «Сириус-Т» для силовых трансформаторов ПС Промплощадка ТДН-63000/110/35;
- Приведены меры безопасности при работе на электросетевом оборудовании распределительных сетей 35 кВ, выполнен расчёт маслоприёмника для удержания трансформаторного масла и минимизации последствия его разлива по требованиям, приводится описание систем обеспечения пожарной безопасности, действующих на Эльгинском угольном комплексе.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Схема и программа развития электроэнергетики Республики Саха (Якутия) на 2023 – 2028 годы, 7.05.2025 [Электронный ресурс]. URL: https://www.so-ups.ru/fileadmin/files/company/future_plan/public_discussion/2023/final/53_Respublika_Sakha_JAcutija_fin.pdf
- 2 ООО «Эльгауголь», 7.05.2025 [Электронный ресурс]. URL: <https://elga.ru/company>
- 3 Карты районирования по климату, 7.05.2025 [Электронный ресурс]. URL: <https://geo.god-tigra.ru/karty-rayonirovaniya-po-klimatu.php>
- 4 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.
- 5 Кужеков С.Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию/ С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. -3-е изд.. –Ростов н/Д: Феникс, 2009. -493 с.
- 6 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети: методические указания к курсовому проектированию / Н. В. Савина. – Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2013. – 59 с.
- 7 Савина Н.В. Электроэнергетические системы и сети [Электронный ресурс] : учеб. пособие. . Ч. 1 / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 177 с. - Б. ц.
- 8 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. СТО 56947007- 29.240.30.010-2008.
- 9 Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.

10 СП 42.13330.2011 Градостроительство. Планировка и застройка городских и сельских поселений. Актуализированная редакция СНиП 2.07.01-89

11 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – Введён 2014-07-01. – М. : Изд-во Стандартиформ. – 2014.

12 Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д. Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. :ЭНАС, 2012. – 376 с. : ил.

13 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.

14 Руководящие материалы по проектированию распределительных электрических сетей 2009 №4. Москва, ОАО ФСК ЕЭС, 2009. - 92 стр.

15 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99 / Под науч. ред. Н.Н. Тиходеева. – 2-е изд. – СПб.: Издательство ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 2009. – 353 с.

16 Иманов, Г. М. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трёхфазного переменного тока. Г. М. Иманов, Ф. Х. Халилов, А. И. Таджибаев. – СПб. : ПЭИПК, 2004. — 58 с.

17 Савина Н.В. Техника высоких напряжений. Грозовые перенапряжения и защита от них [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 191 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7361.pdf (дата обращения: 10.05.2024).

18 Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов (вторая ред.) / Мин. экономики РФ, Мин. финансов РФ, Г К по р-ву, архит. и жил. политике; рук. авт. коллект. Косов В.В., Лившиц В.Н., Шахназаров А.Г. ~М.: ОАО «НПО»; Экономика, 2010.-421 с.

19 ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ (НТП ПС).

20 Киреева Э.А., Шерстнев С.Н. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) Справочное издание. / Под общ. ред. С.Н. Шерстнева. - 2-е изд., стер. - Москва, КНО РУС, 2013. - 864 с.

21 Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

22 Приказ Минэнерго России от 12.08.2022 N 811 «Об утверждении Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»

23 Технические характеристики трансформаторов ТДН [Электронный ресурс]. – <https://transvaz.nt-rt.ru/images/manuals/tdn.pdf> - 14.05.2025 г.

24 Булгаков А.Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике [Электронный ресурс] : учеб. пособие / А. Б. Булгаков ; АмГУ, ИФФ. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2020. - 90 с.

25 Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-е изд. – М.: «Издательство НЦ ЭНАС», 2006. – 488 с.

26 ГОСТ 982-80. Масла трансформаторные

27 Федерального закона РФ от 22.07.2008 № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

28 Постановление Правительства РФ от 16.09.2020 № 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации»

29 Короткевич М.А. Эксплуатация электрических сетей [Электронный ресурс] : учебник / Короткевич М.А. – Электрон. текстовые данные. – Минск: Вышэйшая школа, 2014. – 351 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/35574>. — ЭБС «IPRbooks», (дата обращения: 10.04.2025).

30 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

31 Основы эксплуатации электрооборудования [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф.; сост. А. Н. Козлов. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 96 с. Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7746.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

32 Савина, Н. В. Качество электроэнергии [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 182 с. – Режим доступа : http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7136.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

33 Алиев И. И. Справочник по электротехнике и электрооборудованию [Текст] : учеб. пособие для вузов / Алиев И.И. - 2-е изд., доп. - М. : Высш. шк., 2015. - 256 с.

34 Релейная защита и автоматика в электрических сетях [Электронный ресурс] / – Электрон. текстовые данные. – М.: Издательский дом ЭНЕРГИЯ, Альвис, 2012. – 632 с. – Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/22702>. – ЭБС «IPRbooks», по паролю.

35 Приказ Минстроя России №8980-ИФ/09 от 19.05.2025. «О рекомендуемой величине индексов изменения сметной стоимости строительства на II квартал 2025 года