

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: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция ГПП-3 Амурского газоперерабатывающего завода в связи с проектированием 7 и 8 технологической линии

Исполнитель

студент группы 142-узб

подпись, дата

К.О. Белогубец

Руководитель

доцент, канд. техн. наук

подпись, дата

А.Н. Козлов

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

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента К.О. Белогубец

1. Тема выпускной квалификационной работы: Проектирование системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция ГПП-3 Амурского газоперерабатывающего завода в связи с проектированием 7 и 8 технологической линии

(утверждена приказом от 10.04.2025г. №950-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: схема и программа развития Амурской области, план ГПП-3, оперативная схема ПС ГПП-3, контрольный замер Амурских электрических сетей декабрь 2024 года, паспорт Свободненского района Амурской области

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика производства, расчёт нагрузок седьмой и восьмой технологических линий, выбор числа и мощности трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций, компенсация реактивной мощности по ГПП-3 в целом, проверка номинального напряжения питающей сети, выбор мощности трансформаторов ГПП-3, выбор марки и сечения питающей линии, проектирование системы внутреннего электроснабжения седьмой и восьмой технологических линий, расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ, выбор и проверка оборудования напряжением 10 кВ, компенсация емкостных токов, расчет уставок релейной защиты линий 10 кВ, расчет заземления комплектной трансформаторной подстанции

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): картограмма электрических нагрузок, однолинейная схема электроснабжения технологических линий 7,8, варианты выполнения сетей 10 кВ технологических линий 7,8, однолинейная схема ПС «ГПП-3» 110/10 кВ, микропроцессорная защита кабельной линии 10 кВ и выключателя 10 кВ, однолинейная схема КТП 10/0,4 кВ, план и разрез КТП 10/0,4 кВ

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: _Козлов А.Н., доцент, канд.техн.наук

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 111 с, 5 рисунков, 29 таблиц, 141 формулу, 32 источника.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ ДВИГАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РЕАКТИВНАЯ МОЩНОСТЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЖЕСТКАЯ ОШИНОВКА, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, УСТАВКА СРАБАТЫВАНИЯ.

Объектом разработки принимается система электроснабжения напряжением 10 кВ района ГПП-3 в Амурской области. В работе рассматриваются способы выполнения внутриплощадочных сетей ПС ГПП-3 в связи с её расширением. Цель выпускной квалификационной работы – разработка системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ в связи с проектированием 7,8 технологической линии. В работе определены уровни токов КЗ на ТП. Выбраны уставки средств РЗ и А трансформаторов для защиты линий 10 кВ.

Практическая значимость темы выпускной квалификационной работы состоит в особенности расчёта нагрузок сетей с центром питания ПС ГПП-3 на основе имеющегося оборудования 10 кВ, полностью отвечающего стратегии импортозамещения и надёжности работы в условиях роста нагрузок без снижения эксплуатационного и ремонтного ресурса.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	7
1 Характеристика производства	9
2 Расчёт нагрузок седьмой и восьмой технологических линий	10
2.1 Расчёт нагрузок электрической сети 0,4 кВ	10
2.2 Расчёт нагрузок электрической сети 10 кВ	15
3 Выбор числа и мощности трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций	19
4 Компенсация реактивной мощности по ГПП-3 в целом	22
5 Проверка номинального напряжения питающей сети	26
6 Выбор мощности трансформаторов ГПП-3	27
7 Выбор марки и сечения питающей линии	29
8 Проектирование системы внутреннего электроснабжения седьмой и восьмой технологических линий	32
8.1 Определение места расположения ГПП	32
8.2 Выбор номинального напряжения схемы внутреннего электроснабжения	34
8.3 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	35
8.4 Техничко-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	39
8.4.1 Расчёт капитальных вложений	39
8.4.2 Расчет эксплуатационных издержек	40
8.4.3 Расчёт приведенных затрат	43
9 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	44
9.1 Разработка схемы замещения	44
9.2 Расчёт параметров схемы замещения	44
9.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	48
10 Выбор и проверка оборудования напряжением 10 кВ	52
10.1 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства	52
10.2 Выбор и проверка выключателей	55
10.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	60

10.4	Выбор и проверка трансформаторов напряжения	66
10.6	Выбор жестких шин	67
10.7	Выбор изоляторов	69
10.8	Выбор ограничителей перенапряжения	74
11	Компенсация емкостных токов	82
12	Расчет уставок релейной защиты линий 10 кВ	84
12.1	Токовая отсечка	84
12.2	Максимальная токовая защита	85
12.3	Защита от однофазных замыканий на землю	86
13	Расчет заземления комплектной трансформаторной подстанции	88
14	Безопасность и экологичность	92
14.1	Безопасность	92
14.2	Экологичность	97
14.3	Чрезвычайные ситуации	100
	Заключение	106
	Библиографический список	107

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

Развитие промышленности Амурской области тесно связано с реализацией ПАО «Газпром» комплексной программы в перспективе на 2025–2029 годы, включающей реконструкцию и техническое перевооружение объектов и инфраструктуры, обеспечивающих добычу и передачу газа [2]. После сооружения газопровода «Сила Сибири» для транзита газа от Чаяндинского месторождения в Якутии до Амурского газоперерабатывающего завода (АГПЗ) в Благовещенске Амурской области продолжают работы по наращиванию его мощностей. В 2024 году на АГПЗ состоялся пуск в работу четвертой технологической линии, что позволило довести степень готовности предприятия до 92,5%. План развития АГПЗ предусматривает создание дополнительных технологических линий №5, №6, №7, №8. Для линий №5 и №6 проектные работы выполнены, закончен монтаж оборудования. Для линий №7 и №8 проводятся подготовительные проектные работы, определяются техно-рабочие характеристики оборудования системы электроснабжения и оснащение центров питания АГПЗ [1].

Практическое применение результатов работы – необходимость подключения потребителей 7,8 технологической линии АГПЗ по оптимальной схеме электроснабжения напряжением 10 кВ.

Актуальность работы - своевременная разработка технических решений по реализации системы электроснабжения напряжением 10 кВ 7,8 технологической линии АГПЗ.

Цель работы – разработка системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ в связи с проектированием 7,8 технологической линии.

Решаемые задачи – определение нагрузок оборудования 7,8 технологической линии АГПЗ, выбор и проверка питающих линий 10 кВ, оборудования 10 кВ ГПП-3, расчёт токов КЗ, выбор и проверка средств защиты и автоматики сетей 10 кВ, разработка мер безопасности при сооружении системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ.

Новизна работы – обеспечение расчётов нагрузок для актуального состава оборудования 7,8 технологической линии АГПЗ и использование новейших типов силового и защитного оборудования в сооружаемой системе электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ.

При оформлении пояснительной записки использован пакет офисных программ MS Office Word, реактор формул и уравнений Mathtype. Графическая часть работы выполнена и оформлена в редакторе MS Office Visio. Расчётная часть работы выполнена в табличном редакторе MS Office Excel. Операционная система Windows 10 использована для работы с офисными редакторами. Ресурсы сети Internet и библиографические материалы оформлены ссылками в тексте работы.

Графическая часть выполнена на 6 листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОИЗВОДСТВА

Все потребители технологических линий 7,8 АГПЗ по надежности и бесперебойности относятся к 1, 2 категории по надежности электроснабжения. Предусмотрены ДЭС для потребителей 1й категории, трехфазные, частота тока 50 Гц.

Для потребителей технологических линий 7,8 АГПЗ характерно разделение на высоковольтные на напряжении 10 кВ (компрессор теплового насоса, детандер сырого газа 1-2, нагреватель 1й ёмкости продувки ВД через тр-р 10/0,72 кВ, главный привод компрессора рециркуляции 3 через тр-р 10/0,69 кВ, главный привод компрессора рециркуляции 1-2, дополнительный нагреватель водородного реактора 1-2 через тр-р 10/0,72 кВ, компрессор гелийсодержащего остаточного газа) и низковольтные на напряжении 0,4 кВ (потребители газоперекачивающего агрегата, агрегата подготовка топливного газа, установки осушки и удаления ртути, РТП-1,2).

Высоковольтные потребители на напряжении 10 кВ подключаются к шинам 10 кВ РТП-1,2.

Низковольтные потребители на напряжении 0,4 кВ подключаются к шинам 0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ 1-4 и трансформаторам 10/0,4 кВ РТП-1,2.

Источником питания для сетей 10 кВ является ПС ГПП-3 на территории АГПЗ

2 РАСЧЁТ НАГРУЗОК СЕДЬМОЙ И ВОСЬМОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ

Расчёт нагрузок электрической сети 10 кВ для проектируемых технологических линий №7,8 АГПЗ проводится по методике [5], в соответствии с которой используется метод коэффициента расчётной нагрузки, который позволяет определить расчётные нагрузки в сети 0,4 кВ и 10 кВ отдельно. Порядок расчёта предусматривает определение нагрузок на стороне 0,4 кВ КТП на начальном этапе расчётов, далее нагрузки приводятся к стороне 10 кВ КТП и определяются нагрузки на стороне 10 кВ с учётом мощности электроприёмников на стороне 10 кВ КТП.

2.1 Расчёт нагрузок электрической сети 0,4 кВ

В проектируемой системе электроснабжения технологических линий № 7,8 АГПЗ присутствует нагрузка на стороне 0,4 кВ и 10 кВ КТП. При известном составе электроприёмников на стороне 0,4 кВ КТП на основе справочных данных по коэффициентам использования, коэффициентам мощности каждого электроприёмника и паспортных данных подключаемых электроприёмников.

КТП 10/0,4 кВ для электроснабжения потребителей 0,4 кВ газоперекачивающего агрегата, установки подготовки топливного газа, установки осушки и удаления ртути, всего 4 шт.

Расчёт электрической нагрузки на стороне 0,4 кВ КТП-1 для подключения газоперекачивающего агрегата выполняется в следующем порядке [4]. Все электроприёмники КТП-1 исходя из диапазона используемых справочных данных по коэффициентам использования 0,7-0,9 объединяются в 1 характерную категорию электроприёмников по режиму работы в составе единого газоперекачивающего агрегата по технологии проводимых работ АГПЗ.

Для центробежных компрессоров технологических линий № 7,8 АГПЗ определяется суммарная номинальная мощность в соответствии с формой расчёта [5]:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМi}, \quad (1)$$

$$P_{НОМ} = 240 \cdot 2 = 480 \text{ кВт},$$

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{НОМi}, \quad (2)$$

$$Q_{НОМ} = 240 \cdot 2 \cdot 0,75 = 360 \text{ квар},$$

где n – число центробежных насосов подключенных к КТП-1;

$P_{НОМi}$ – номинальная мощность единичного центробежного насоса, 240 кВт;

$\operatorname{tg}\varphi$ – коэффициент мощности единичного центробежного насоса, 0,75 [3].

Для центробежных компрессоров технологических линий № 7,8 АГПЗ определяется средняя активная и реактивная мощность:

$$P_C = P_{НОМ} \cdot k_{И}, \quad (3)$$

$$P_C = 480 \cdot 0,7 = 312 \text{ кВт},$$

$$Q_C = P_C \cdot \operatorname{tg}\varphi, \quad (4)$$

$$Q_C = 312 \cdot 0,75 = 234 \text{ квар},$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования единичного центробежного насоса, 0,7, [12].

Для характерной категории определяются суммарные мощности всех электроприёмников КТП-1:

$$P_{НОМ\ кат} = 480+240+240+200+320+320+120+200=2120 \text{ кВт},$$

$$Q_{НОМ\ кат} = 480 \cdot 0,75 + 240 \cdot 0,75 + 240 \cdot 0,75 + 200 \cdot 0,75 + 320 \cdot 0,75 + 320 \cdot 0,75 + 120 \cdot 0,33 + 200 \cdot 0,7 = 1506 \text{ квар},$$

$$P_{СР\ кат} = 312+192+192+140+288+288+84+140=1636 \text{ кВт},$$

$$Q_{НОМ\ кат} = 312 \cdot 0,75 + 192 \cdot 0,75 + 192 \cdot 0,75 + 140 \cdot 0,75 + 288 \cdot 0,75 + 288 \cdot 0,75 + 84 \cdot 0,33 + 140 \cdot 0,7 = 1168,2 \text{ квар},$$

Средневзвешенный коэффициент использования электроприёмников КТП-1:

$$K_{И} = \frac{\sum P_{НОМi} \cdot K_{Иi}}{\sum P_{НОМi}}; \quad (5)$$

$$K_{И} = \frac{480 \cdot 0,7 + 240 \cdot 0,8 + 240 \cdot 0,8 + 200 \cdot 0,7 + 320 \cdot 0,9 + 320 \cdot 0,9 + 120 \cdot 0,7 + 200 \cdot 0,7}{2120} = 0,77;$$

Эффективное число электроприёмников КТП-1:

$$n_{Э\ кат} = \frac{2 \cdot \sum P_{НОМ}}{P_{НОМ\ макс\ кат}}, \quad (6)$$

$$n_{Э\ кат} = \frac{2 \cdot 2120}{320} = 13,$$

$$n_{\text{Э кат}} \leq n_{\text{Э кат факт}}, \quad (7)$$

$$13 \leq 18.$$

Полученное эффективное число электроприёмников КТП-1 меньше фактического числа электроприёмников. Коэффициент расчетной нагрузки при эффективном числе электроприёмников и средневзвешенном коэффициенте использования по кривым [9] k_p .

Для КТП-1 определяется расчётная активная и реактивная мощность:

$$P_p = P_c \cdot k_p, \quad (8)$$

$$P_p = 1636 \cdot 1 = 1636 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_c, \quad (9)$$

$$Q_p = 1168,2 \text{ квар.}$$

Для КТП-1 определяется расчётный ток на стороне НН:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (10)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{1636^2 + 1168,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2905 \text{ А},$$

Для КТП-2 (газоперекачивающий агрегат), КТП-3 (подготовка топливного газа), КТП-4 (установка осушки и удаления ртути) расчёт проводится в таком же порядке, РТП-1,2, результаты показываются в таблицах 1-2.

Таблица 1 – Средние нагрузки на стороне 0,4 кВ КТП 1-4, РТП-1,2

наименование	№, шт	P _{макс} , кВт	P _{номΣ} , кВт	K _И	tg(φ)	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВар
Газоперекачивающий агрегат (КТП-1, КТП-2)							
центробежный компрессор	2	240,0	480,0	0,7	0,75	312,0	234,0
привод охлаждения	2	120,0	240,0	0,8	0,75	192,0	144,0
привод вентиляции	2	120,0	240,0	0,8	0,75	192,0	144,0
привод выхлопной системы	4	50,0	200,0	0,7	0,75	140,0	105,0
насос топливоподачи	1	320,0	320,0	0,9	0,75	288,0	216,0
насос маслоснабжения	1	320,0	320,0	0,9	0,75	288,0	216,0
система автоматического управления	2	60,0	120,0	0,7	0,75	84,0	63,0
система обогрева	4	50,0	200,0	0,7	0,33	140,0	46,2
итого по категории	18	320,0	2120,0	0,77	0,70	1636,0	1168,2
Подготовка топливного газа (КТП-3)							
привод сепаратора	2	130,0	260	0,80	0,75	208,0	156,0
система подогрева	3	50,0	150	0,70	0,33	105,0	34,7
привод блока редуцирования	3	45,0	135	0,80	0,75	108,0	81,0
узел колонны деганизации	3	80,0	240	0,80	0,75	192,0	144,0
компрессор поршневой	3	140,0	420	0,70	0,75	294,0	220,5
блок холодильной установки	2	50,0	100	0,80	0,75	80,0	60,0
итого по категории	16	140	1305	0,76	0,68	987,0	696,2
Установка осушки и удаления ртути (КТП-4)							
привод сепаратора осушителя	2	130,0	260	0,80	0,75	208,0	156,0
компрессор адсорбера	3	180,0	540	0,70	0,75	378,0	283,5
система подогрева	3	50,0	150	0,70	0,33	105,0	34,7
привод сепаратора газов регенерации	3	120,0	360	0,80	0,75	288,0	216,0
привод компрессора воздушного охлаждения	3	220,0	660	0,80	0,75	528,0	396,0
блок холодильной установки	2	50,0	100	0,80	0,75	80,0	60,0
итого по категории	16	220	2070	0,77	0,68	1587,0	1146,2
РТП-1,2							
панель управления возбуждением	4	10,0	40,0	0,9	0,33	36,0	11,9
преобразователи частоты для охладителя масла детандера	4	35,0	140,0	0,9	0,33	126,0	41,6
здание компрессорной	1	76,0	76,0	0,9	0,33	68,4	22,6
шкаф анализатора	1	23,0	23,0	0,9	0,33	20,7	6,8
вентилятор охлаждения	8	15,5	124,0	0,9	0,75	111,6	83,7
подогрев масла	8	30,0	240,0	0,9	0,75	216,0	162,0
плавный старт деметанализера	8	220,0	1760,0	0,8	0,75	1408,0	1056,0
плавный старт НРУ емкости	8	250,0	2000,0	0,8	0,75	1600,0	1200,0
итого по категории	42	250,0	4403,0	0,81	0,54	3586,7	2584,6

Таблица 2 – Расчётные нагрузки на стороне 0,4 кВ КТП

наименование	пэ	Кр	Р _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА	I _р , А
Газоперекачивающий агрегат (КТП-1, КТП-2)	13	1	1636,0	1168,2	2010,3	2905
Подготовка топливного газа (КТП-3)	19	1	987,0	696,2	1207,8	1745
Установка осушки и удаления ртути (КТП-4)	19	1	1587,0	1146,2	1957,6	2829
РТП-1,2	35	1	3586,7	2584,6	4420,9	6389
итого			7796,7	5595,1	9596,5	

2.2 Расчёт нагрузок электрической сети 10 кВ

Расчет выполняется по методу коэффициента расчетной нагрузки для потребителей 10 кВ, коэффициент расчётной нагрузки принимается 1, при этом средняя мощность будет равна расчётной [17].

Расчёт средней мощности для компрессора теплового насоса РТП-1 технологических линий № 7,8 АГПЗ выполняется по формуле с учётом справочных параметров [12]:

$$P_C = P_{НОМ} \cdot k_{И}, \quad (11)$$

$$P_C = 25000 \cdot 0,7 = 17500 \text{ кВт},$$

$$Q_C = P_C \cdot tg\varphi, \quad (12)$$

$$Q_C = 17500 \cdot 0,75 = 13125 \text{ квар},$$

где $k_{И}$ – коэффициент использования компрессора теплового насоса, 0,7, [12];

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности компрессора теплового насоса, 0,75, [12].

Для РТП-1 технологических линий № 7,8 АГПЗ определяется расчётная активная и реактивная мощность:

$$P_P = \sum P_{Ci} \cdot k_{одн}, \quad (13)$$

$$P_P = (17500 + 1792 + 6080 + 680) \cdot 0,9 = 26051,5 \text{ кВт},$$

$$Q_P = \sum Q_{Ci} \cdot k_{одн}, \quad (14)$$

$$Q_P = (13125 + 1344 + 4560 + 224) \cdot 0,9 = 19253,2 \text{ кВт},$$

$k_{одн}$ - коэффициент одновременности для нагрузки РТП-1 на стороне 10 кВ, 0,9 по [12].

Для РТП-1 технологических линий № 7,8 АГПЗ определяется расчётный ток на стороне ВН:

$$I_P = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_P^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (15)$$

$$I_P = \frac{\sqrt{26051,5^2 + 19253,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1685 \text{ А}.$$

Для стороны 10 кВ РТП-2 и потребителей на напряжении 10 кВ расчёт проводится в таком же порядке, РТП-1,2, результаты показываются в таблицах 3-4.

Таблица 3 – Средние нагрузки на стороне 10 кВ РТП-1,2

наименование	N, шт	P _{макс} , кВт	P _{номΣ} , кВт	Kи	tg(φ)	P _{ср} , кВт	Q _{ср} , кВар
1	2	3	4	5	6	7	8
РТП-1							
компрессор теплового насоса	1	25000	25000	0,70	0,75	17500	13125
детандер сырого газа 2	1	2240	2240	0,80	0,75	1792	1344

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8
детандер сырого газа 1	1	7600	7600	0,80	0,75	6080	4560
нагреватель 1й ёмкости продувки ВД через тр-р 10/0,72 кВ	1	755	755	0,90	0,33	680	224
итого по категории						26051,5	19253,2
РТП-2							
главный привод компрессора рециркуляции 3 через тр-р 10/0,69 кВ	1	630	630	0,70	0,75	441	331
главный привод компрессора рециркуляции 1-2	2	1950	3900	0,70	0,75	2730	2048
доп-й нагреватель водородного реактора 1,2 через тр-р 10/0,72 кВ	2	1662	3324	0,90	0,33	2992	987
компрессор гелийсодержащего остаточного газа	1	900	900	0,70	0,75	630	473
итого по категории						6792,6	3838,0

Таблица 4 – Расчётные нагрузки на стороне 10 кВ РТП

наименование	Кодн	Р _р , кВт	Q _р , кВар	S _р , кВА	I _р , А
компрессор теплового насоса	1	17500,0	13125,0	21875,0	1264
детандер сырого газа 2	1	1792,0	1344,0	2240,0	129
детандер сырого газа 1	1	6080,0	4560,0	7600,0	439
нагреватель 1й ёмкости продувки ВД через тр-р 10/0,72 кВ	1	679,5	224,2	715,5	41
РТП-1	0,9	23446,4	17327,9	29154,6	1685
главный привод компрессора рециркуляции 3 через тр-р 10/0,69 кВ	1	441,0	330,8	551,3	32
главный привод компрессора рециркуляции 1-2	1	2730,0	2047,5	3412,5	197
доп-й нагреватель водородного реактора 1,2 через тр-р 10/0,72 кВ	1	2991,6	987,2	3150,3	182
компрессор гелийсодержащего остаточного газа	1	630,0	472,5	787,5	46
РТП-2	0,9	6113,3	3454,2	7021,7	406

Оценочно для предварительного расчёта освещения территории технологических площадок принимаем светильники со светодиодными лампами при плотность осветительной нагрузки 1 Вт/м².

Нагрузка освещения рассчитывается по формулам:

$$P_{P_{осв}} = S_{терр} \cdot k_C \cdot P_{осв\ уд}; \quad (16)$$

$$Q_{P_{осв}} = P_{P_{осв}} \cdot tg\varphi_{осв}, \quad (17)$$

$$P_{P_{осв}} = 251000 \cdot 0,8 \cdot 0,001 = 432 \text{ кВт};$$

$$Q_{P_{осв}} = 432 \cdot 0,48 = 207 \text{ квар},$$

где $S_{терр}$ - площадь освещаемой территории, согласно плану оборудования технологических линий 7,8 - 251000 м²;

k_C - коэффициент спроса осветительной установки, 0,8;

$P_{осв\ уд}$ - удельная мощность осветительной установки, 1 Вт/м².

Полученная величина нагрузки освещения территории технологических линий 7,8 будет учитываться при определении мощности трансформаторов 10/0,4 кВ РТП-1.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Расчётная мощность трансформаторов КТП-3,4 технологических линий № 7,8 АГПЗ, [5]:

$$S_T = \frac{P_P}{K_3 \cdot N_T}, \quad (18)$$

$$S_T = \frac{1636}{2 \cdot 0,7} = 1169 \text{ кВА},$$

где K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов КТП, 0,7;

N_T - количество трансформаторов КТП для потребителей 1,2-й категории по надёжности, 2 шт.

Выбирается мощность трансформаторов КТП-3,4, [4]:

$$S_T \leq S_{Tном}, \quad (19)$$

$$1169 \leq 1250 \text{ кВА}.$$

Используемая мощность трансформаторов ТЛС для КТП-1 – 1250 кВА.

Определим реактивную мощность, которую можно передать в сеть 0,4 кВ из сети 10 кВ через трансформатор:

$$Q_T = \sqrt{(N_T \cdot K_3 \cdot S_T)^2 - P_P^2}, \quad (20)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1250)^2 - 1169^2} = 621 \text{ квар}.$$

Определим мощность низковольтных батарей конденсаторов НБК

$$Q_{HK1} = Q_P - Q_T, \quad (21)$$

$$Q_{HK1} = 1168 - 621 = 547 \text{ квар},$$

$$Q_{HK2} = Q_P - Q_{HK1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_T, \quad (22)$$

$$Q_{HK2} = 1168 - 547 - 0,35 \cdot 2 \cdot 1250 = -254 \text{ квар},$$

$$Q_{HK2} = 0,$$

$$Q_{HK\Sigma} = Q_{HK1} + Q_{HK2}, \quad (23)$$

$$Q_{HK\Sigma} = 547 \text{ квар},$$

где $\gamma = f(K_1, K_2) = 0,35$, K_1 и K_2 определяются по [12].

Для компенсации реактивной мощности применим установку АУКРМ-0,4-600 на 600 квар. Для остальных КТП результаты сведены в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор НБК 0,4 кВ

Наим. КТП	Q_T , квар	Q_{HK1} , квар	Q_{HK2} , квар	Q_{HK} , квар	$Q_{HK \Phi}$, квар
КТП-3,4	621	547	-254	547	АУКРМ-0,4-600
КТП-5	993	-297	293	293	АУКРМ-0,4-300
КТП-6	738	409	-137	409	АУКРМ-0,4-450
РТП-1,2	2259	476	54	530	АУКРМ-0,4-600

Результаты выбора мощности трансформаторов КТП сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Выбор НБК 0,4 кВ

Наим. КТП	P_p , кВт	K_3	$N_{тр}$	$S_{P\text{ ТП}}$, кВА	Q_p , квар	$S_{\Phi\text{ ТП}}$, кВА
КТП-3,4	1636	0,7	2	1169	1168	1250
КТП-5	987	0,7	2	705	696	1000
КТП-6	1587	0,7	2	1134	1146	1250
РТП-1,2	3788	0,7	2	2705	2735	3150

4 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ПО ГПП-3 В ЦЕЛОМ

Наличие нагрузки синхронных двигателей 10 кВ в системе электроснабжения 10 кВ АГПЗ позволяет рассмотреть возможность использования вырабатываемой ими реактивной мощности.

Величина располагаемой реактивной мощности для СД на РТП-2 определяется по формуле [12]:

$$Q_{p,CD} = \alpha_m \cdot Q_n, \quad (24)$$

$$Q_{p,CD} = 1,31 \cdot 4525 = 5928 \text{ квар},$$

где α_m – наибольшая допустимая перегрузка СД по реактивной мощности, зависящая от типа СД, напряжения на зажимах и коэффициента загрузки, $\alpha_m = 1,31$, [12];

Величина номинальной реактивной мощности для СД на РТП-2 определяется по формуле [12]:

$$Q_n = P_n \cdot \operatorname{tg} \varphi_n / \eta_n; \quad (25)$$

$$Q_n = 5430 \cdot 0,75 / 0,9 = 4525 \text{ квар};$$

где $\operatorname{tg} \varphi_n$ – коэффициент реактивной мощности, соответствующий номинальному $\cos \varphi$, причем у СД с опережающим значением тока, принимается 0,75 по справочнику, [12];

P_n , Q_n , η_n – номинальные активная и реактивная мощности, коэффициент полезного действия СД.

После выбора марки и мощности конденсаторных батарей на стороне 0,4 кВ РТП-2 $Q_{БК}$ уточняется мощность, передаваемая со стороны 10 кВ.

Для предварительных расчетов потери реактивной мощности в силовых трансформаторах РТП-2 определяются по формуле:

$$\Delta Q_{T_{pmn}} = 0,1 \cdot S_{HT}, \quad (26)$$

$$\Delta Q_{T_{pmn}} = 0,1 \cdot 2 \cdot 3150 = 630 \text{ квар},$$

где S_{HT} – номинальная мощность силовых трансформаторов 10/0,4 кВ на РТП-2, 2x3150 кВА.

Нескомпенсированная реактивная мощность на стороне 10 кВ РТП-2 определяется по формуле [12]:

$$Q_{B-H} = Q_p - Q_{БК} + \Delta Q_T, \quad (27)$$

$$Q_{B-H} = 4073 - 600 + 630 = 4103 \text{ квар};$$

где ΔQ_T – потери реактивной мощности в силовых трансформаторах РТП-2, 630 квар.

Для РТП-1 в системе электроснабжения технологических линий 7,8 АГПЗ расчёт нескомпенсированной реактивной мощности на стороне 10 кВ проводится аналогично, результаты указаны в таблице 7.

Таблица 7 – Нескомпенсированная реактивная мощность на стороне 10 кВ РТП

Наименование	P_p , кВт	Q_p , квар	$Q_{НК Ф}$, квар	Q_{B-H} , квар	$Q_{p,сд}$, квар	ΔQ_T , квар
РТП-1	34840	26130	600	26160	25356	630
РТП-2	5430	4073	600	4103	5928	630
всего		30203	1200	30262	31284	1260

Так как АГПЗ получает электроснабжение от собственной ГПП-3, то экономически оправдана передача реактивной мощности от генераторов АГПЗ.

Реактивная мощность, получаемая ГПП-3 из энергосистемы, определяется по выражению:

$$Q_{сист} = P_{p\Sigma} \cdot tg\varphi_n, \quad (28)$$

$$Q_{сист} = 37557 \cdot 0,4 = 15023 \text{ квар},$$

где $tg\varphi_n$ – предельно допустимый коэффициент реактивной мощности, 0,4 [10];

$P_{p\Sigma}$ – расчётная нагрузка на стороне 10 кВ ГПП-3, включает в себя нагрузку КТП, РТП-1,2 на стороне 0,4 и 10 кВ, кВт.

Для предварительных расчетов потери реактивной мощности в силовых трансформаторах ГПП-3 определяются по формуле:

$$\Delta Q_{T_{эм}} = 0,1 \cdot S_{HT}, \quad (29)$$

$$\Delta Q_{T_{эм}} = 0,1 \cdot 2 \cdot 40000 = 8000 \text{ квар},$$

где S_{HT} – номинальная мощность силовых трансформаторов 110/10 кВ на ГПП-3, 2х40000 кВА.

Мощность КУ на стороне 10 кВ ГПП-3 АППЗ для одной секции шин определяется по формуле, [12]:

$$Q_{10} = (\Sigma Q_{B-H} + Q_B + \Delta Q_{T_{эм}} - Q_{сист} - Q_{p,сд}) / c, \quad (30)$$

$$Q_{10} = (30262 + 5746 + 8000 - 15023 - 31284) / 4 = -575 \text{ квар};$$

где c – количество секций шин ГПП-3, 4;

ΣQ_{B-H} – реактивная мощность по таблице 6;

Q_B – реактивная мощность приемников, подключенных к сети 10 кВ, определяемых из расчета нагрузок;

$Q_{p,сд}$ – располагаемая реактивная мощность имеющихся синхронных двигателей;

В случаях, когда невозможно задействовать СД-10 кВ для компенсации реактивной мощности на стороне 10 кВ ГПП-3 определяется мощность БК на шинах 10 кВ ГПП-3:

$$Q_{БК\ зпт} = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot \operatorname{tg}\varphi_n, \quad (31)$$

$$Q_{БК\ зпт} = 26528 - 37557 \cdot 0,4 = 11504 \text{ квар.}$$

Мощность КУ на стороне 10 кВ ГПП-3 АГПЗ для одной секции шин определяется по формуле, [12]:

$$Q_{БК\ зпт\ сш} = Q_{БК\ зпт} / c, \quad (32)$$

$$Q_{БК\ зпт\ сш} = 11504 / 4 = 2876 \text{ квар;}$$

На каждую секцию шин ГПП-3 подключаются БК номинальной мощностью по ступеням регулирования 2x1350+2x300 квар, итого 3300 квар:

$$Q_{БК\ факт} = Q_{БК\ станд} \cdot n_{БК}; \quad (33)$$

$$Q_{БК\ факт} = 1350 \cdot 2 + 2 \cdot 300 = 3300 \text{ квар.}$$

Некомпенсированная нагрузка на каждую секцию шин ГПП-3 определяется по формуле:

$$Q_{НЕСК\ зпт} = Q_{p\Sigma} - Q_{БК\ факт} \cdot c; \quad (34)$$

$$Q_{НЕСК\ зпт} = 26528 - 3300 \cdot 4 = 13328 \text{ квар.}$$

5 ПРОВЕРКА НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

Напряжение питающей линии проверяется по формуле Стилла , [5]:

$$U_{НОМ ВЛ} = 4,34 \cdot \sqrt{l + 16 \cdot P}, \quad (35)$$

$$U_{НОМ ВЛ} = 4,34 \cdot \sqrt{3 + 16 \cdot 37,557} = 106,6 \text{ кВ},$$

где l – протяженность питающей линии от центра питания, 3 км;

P - мощность, передаваемая по линии, определена по расчёту 37,557 МВт.

Используемое напряжение в центре питания АППЗ подходит по рациональной его величине, определенной расчётным способом. Номинальное напряжение ГПП-3 на стороне ВН принимается 110 кВ.

6 ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП-3

При известной расчётной нагрузке технологических линий 7,8 АГПЗ мощность силовых трансформаторов в центре питания (ГПП-3) выбирается по формуле, МВА:

$$S_P = \frac{\sqrt{P_P^2 + Q_{\text{НЕСК}_{\text{змн}}}^2}}{n \cdot K_3}; \quad (36)$$

$$S_P = \frac{\sqrt{37,557^2 + 13,327^2}}{2 \cdot 0,7} = 28,5 \text{ МВА},$$

где n – число трансформаторов;

K_3 – коэффициент загрузки для двухтрансформаторных подстанций 0,7;

P_P – расчётная нагрузка ГПП-3, МВт;

$Q_{\text{НЕСК}_{\text{змн}}}$ – некомпенсированная мощность ГПП-3, Мвар.

Под вводимое оборудование технологических линий 7,8 на ГПП-3 необходимо установить трансформаторы типа ТРДН-40000/110/10.

При выбранной номинальной мощности силовых трансформаторов в центре питания (ГПП-3) необходима проверка их загрузки в нормальном режиме по формуле:

$$K_3^{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{\text{НЕСК}_{\text{гпп}}}^2}}{n \cdot S_{\text{ТР}}^{\text{НОМ}}}; \quad (37)$$

$$K_3^{\text{НОМ}} = \frac{\sqrt{37,557^2 + 13,327^2}}{2 \cdot 40} = 0,5.$$

В нормальном режиме трансформаторы ГПП-3 загружены оптимально так как выполняется условие:

$$0,5 \leq K_3^{НОМ} \leq 0,75;$$

$$0,5 \leq 0,5 \leq 0,75.$$

При выбранной номинальной мощности силовых трансформаторов в центре питания (ГПП-3) необходима проверка их загрузки в послеаварийном режиме по формуле:

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{P_{CP}^2 + Q_{\text{HECK ГПП}}^2}}{(n-1) \cdot S_{\text{ТР}}^{\text{НОМ}}}; \quad (38)$$

$$K_3^{П/АВ} = \frac{\sqrt{37,557^2 + 13,327^2}}{(2-1) \cdot 40} = 1,0.$$

В послеаварийном режиме трансформаторы ГПП-3 не перегружены и не требуют разгрузки, так как выполняется условие:

$$K_3^{П/АВ} \leq 1,4;$$

$$1 \leq 1,4.$$

7 ВЫБОР МАРКИ И СЕЧЕНИЯ ПИТАЮЩЕЙ ЛИНИИ

Выбор проводов ВЛ-110 кВ осуществляется по экономическим токовым интервалам на основе данных по расчётному току [32].

При известной расчётной нагрузке технологических линий 7,8 АГПЗ максимальный ток питающей ВЛ на 2 цепи определяется по формуле, А:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{Ц}}}, \quad (39)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{37,557^2 + 26,528^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 121 \text{ А}.$$

При известном максимальном токе питающей ВЛ расчётный ток питающей ВЛ определяется по формуле, А:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot I_{\max}, \quad (40)$$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot 121 = 140 \text{ А},$$

где α_i – коэффициент роста нагрузки на 5й год (принимаю равным 1.05 для ЛЭП 35 – 220 кВ);

α_T – коэффициент, зависящий от числа часов использования наибольшей нагрузки T_{\max} и коэффициента попадания в максимум энергосистемы ($K_{\text{М.С}} = 1$).

Значение α_T принимается равным 1,1 при $T_{\max} = 7000$ часов;

Для Дальнего Востока, согласно [32], для ВЛ на стальных опорах 110 кВ выбираем провод АС – 150/24 (применяется для экономического токового интервала от 61 до 145 А).

При известной расчётной нагрузке технологических линий 7,8 АГПЗ максимальный ток питающей ВЛ на 1 цепь определяется по формуле, А:

$$I_{\max 1л} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (41)$$

$$I_{\max 1л} = \frac{\sqrt{37,557^2 + 26,528^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 242 \text{ A}.$$

При выбранном сечении проводов питающей ВЛ необходима их проверка в послеаварийном режиме по формуле:

$$I_{\max} \leq I_{доп}; \quad (42)$$

$$242 \text{ A} \leq 450 \text{ A}.$$

Для оценки правильности выбора сечения провода необходима проверка ВЛ-110 кВ по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{гпт}} = \frac{(P_p \cdot r_{уд} \cdot l + Q_p \cdot x_{уд} \cdot l) \cdot 100\%}{U_{\text{н}}^2} + \frac{(P_p \cdot r_{\text{тр}} + Q_p \cdot x_{\text{тр}}) \cdot 100\%}{U_{\text{н}}^2}, \quad (43)$$

$$\Delta U_{\text{гпт}} = \frac{(37557 \cdot 0,198 \cdot 3 + 26528 \cdot 0,42 \cdot 3) \cdot 100\%}{110^2} + \\ + \frac{(37557 \cdot 1,4 + 26528 \cdot 34,7) \cdot 100\%}{110^2} = 8,5\%$$

где $r_{уд}$ - удельное активное сопротивление провода АС-150, 0,198 Ом·км, [9];

$r_{\text{тр}}$ - активное сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110, 1,4 Ом, [9];

$x_{\text{тр}}$ - реактивное сопротивление трансформатора ТРДН-40000/110, 34,7 Ом, [9];

l - длина линии, оценочная величина 3 км;

$x_{уд}$ - удельное реактивное сопротивление провода АС-150, 0,42 Ом·км, [9];

По допустимой потере напряжения проверка ВЛ-1 10 кВ осуществляется по условию:

$$\Delta U_{ГПП} \leq \Delta U_{доп}; \quad (44)$$

$$8,5\% \leq 10;$$

где $\Delta U_{доп}$ - допустимая величина медленного изменения напряжения в соответствии с [7], 10%.

Потеря напряжения менее 10%, провод АС-150 проверку проходит.

8 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕДЬМОЙ И ВОСЬМОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЛИНИЙ

8.1 Определение места расположения ГПП

Располагать ГПП для подключения потребителей напряжением 10 кВ в виде КТП 10/0,4 кВ и РТП 10 кВ технологических линий 7,8 необходимо в центре электрических нагрузок либо максимально приближая ГПП к нему, что позволит эффективно спроектировать электрические сети 10 кВ по территории предприятия.

Радиус окружности для КТП-3 находится с использованием формулы, [5]:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (45)$$

$$R = \sqrt{\frac{1636}{3,14 \cdot 2}} = 16,$$

где m – масштаб, принимаем 2 кВт/мм²;

P_{pi} – активная нагрузка потребителя или группы потребителей, относительно которых выбирается месторасположение центра питания, кВт.

Условный центр электрических нагрузок внутренних сетей 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ находится как:

$$X_0 = \frac{\sum P_i \cdot X_i}{\sum P_i}; \quad (46)$$

$$X_0 = (1636 \cdot 0,3 + 1636 \cdot 0,5 + 987 \cdot 1,5 + 1587 \cdot 0,7 + 27234 \cdot 1,1 + 9901 \cdot 1,2) / (1636 + 1636 + 987 + 1587 + 27234 + 9901) = 1,1;$$

$$Y_0 = \frac{\sum P_i \cdot Y_i}{\sum P_i}; \quad (47)$$

$$Y_0 = (1636 \cdot 2.5 + 1636 \cdot 1.1 + 987 \cdot 1.1 + 1587 \cdot 0.1 + 27234 \cdot 0.1 + 9901 \cdot 2.5) / (1636 + 1636 + 987 + 1587 + 27234 + 9901) = 0.8.$$

Графически центр электрических нагрузок представлен на рисунке 1.

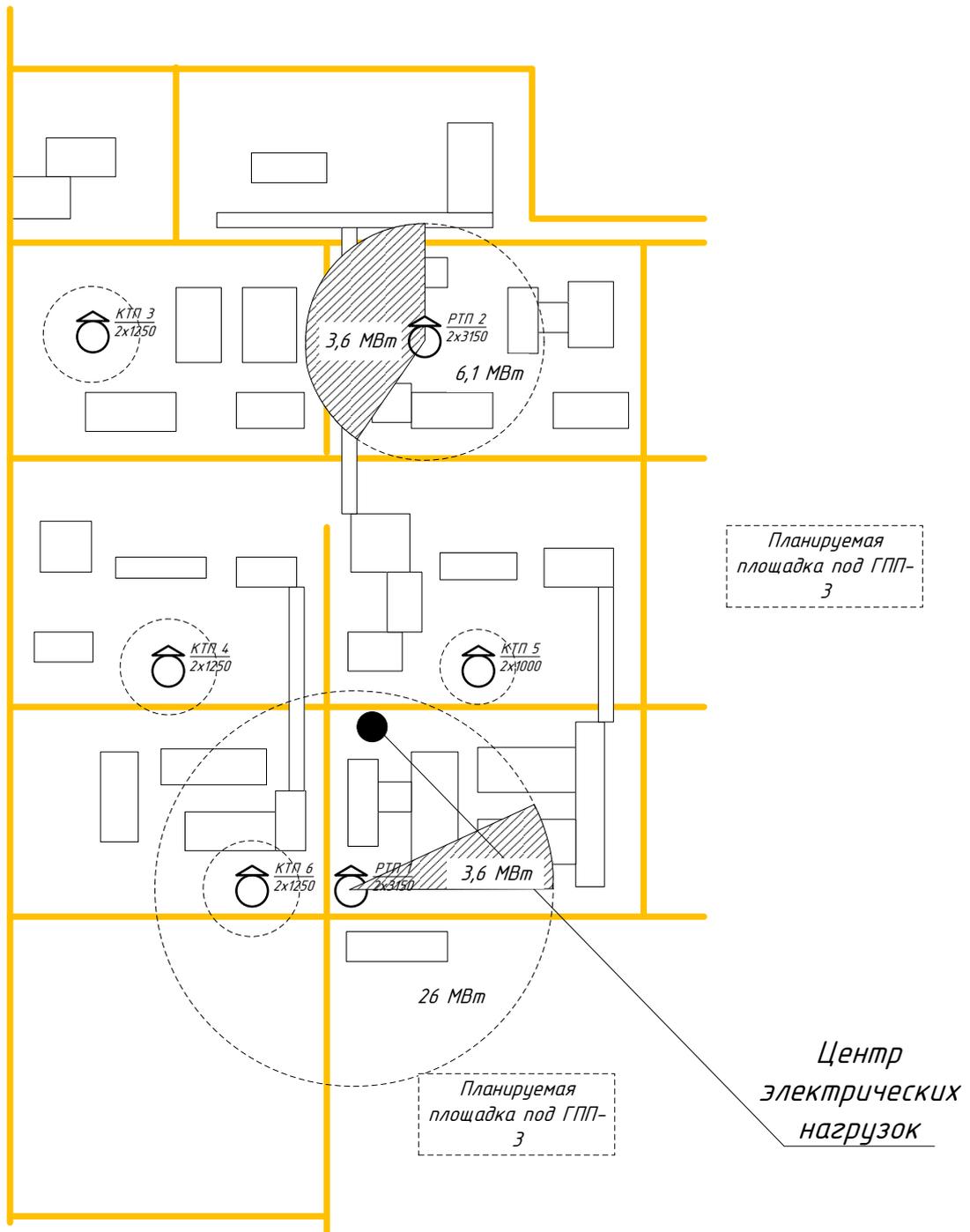


Рисунок 1 - Картограмма электрических нагрузок

По остальным потребителям внутренних сетей 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ расчёт ведется аналогично, результаты показываются в таблице 8 с учётом координат центров нагрузок потребителей.

Таблица 8 – Картограмма нагрузок внутренних сетей 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ

Наименование	Pp, кВт	R, мм	Координата X	Координата Y
КТП-3	1636	16	0,3	2,5
КТП-4	1636	16	0,5	1,1
КТП-5	987	13	1,5	1,1
КТП-6	1587	16	0,7	0,1
РТП-1	27234	66	1,1	0,1
РТП-2	9901	40	1,2	2,5

Расположение ГПП в соответствии с рисунком 7 в месте установки оборудования технологических линий 7,8 нецелесообразно, но максимально приблизиться к данной точке возможно со стороны КТП-5 или РТП-1. В дальнейшем используются 2 вероятных места размещения ГПП, в соответствии с которыми разработаны варианты подключения потребителей.

8.2 Выбор номинального напряжения схемы внутреннего электропитания

Распределительная сеть технологических линий 7,8 проектируется на номинальном напряжении 10 кВ, так как в центре питания ГПП-3 установлены трансформаторы с номинальным напряжением обмоток НН – 10 кВ, а также все электроприёмники по условиям технологического процесса оборудованы синхронными двигателями 10 кВ и переходными трансформаторами с напряжением стороны ВН 10 кВ.

При выбранном уровне номинального напряжения 10 кВ отсутствует нехватка оборудования среди основных поставщиков электрооборудования, в случае добавления электроприёмников на напряжении отличном от номинального 10 кВ, допускается установка делительных трансформаторов с промежуточными трансформаторами для унификации состава оборудования если это необходимо для функционирования технологических линий 7,8.

8.3 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

РУНН ГПП-3 выполнено по схеме 10-2 «Две секционированные выключателями системы шин», при этом свободные для подключения ячейки в количестве 12 шт присутствуют на секциях шин 1-2 и 3-4.

Рассматриваются 2 варианта подключения потребителей:

1 – радиальная резервированная схема, к каждой КТП и РТП прокладываются 2 кабеля от шин 10 кВ ГПП-3, расположенной южнее технологических линий 7,8;

2 - магистральная резервированная схема, к КТП-3 - РТП-2, КТП-4 - КТП-5, РТП-1 - КТП-6 прокладываются 2 кабеля от шин 10 кВ ГПП-3, расположенной восточнее технологических линий 7,8.

Марка используемого трехжильного кабеля ПвВнг-ХЛ, трехжильный, с изоляцией из сшитого полиэтилена, в оболочке из полимерной композиции пониженной горючести, медные жилы, в холодостойком исполнении. Кабель ПвВнг-ХЛ подходит по условиям эксплуатации, так как условия его прокладки подземные (траншеи) и воздушные (эстакады).

Максимальный ток для КЛ-10 кВ ГПП-3 – КТП-3 определяется по формуле, А:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot n_{Ц}}, \quad (48)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{1636^2 + 1168,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 58 \text{ А}.$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (49)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{1636^2 + 1168,2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 116 \text{ А}.$$

Допустимый ток для КЛ-10 кВ ГПП-3 – КТП-3, выполненной кабелем ПвВнг-ХЛ (3х35) определяется по формуле, А:

$$I_{доп} = I_{доп\ баз} \cdot K_m \cdot K_{каб} \cdot K_{пер}; \quad (50)$$

$$I_{доп} = 250 \cdot 1,18 \cdot 0,9 \cdot 1,17 = 311 \text{ А};$$

где K_m - коэффициент температуры окружающей среды, для кабеля ПвВнг-ХЛ (3х35) принимается 1,18;

$K_{пер}$ - коэффициент перегрузки при отключении одной цепи резервированной КЛ, для кабеля ПвВнг-ХЛ (3х35) принимается 1,17;

$K_{каб}$ - коэффициент условий прокладки, для кабеля ПвВнг-ХЛ (3х35) принимается 0,9;

Проверка выполнения условия по нагреву максимальным током для КЛ-10 кВ ГПП-3 – КТП-3, выполненной кабелем ПвВнг-ХЛ (3х35) осуществляется по условию:

$$I_{\max} \leq I_{доп}; \quad (51)$$

$$116 \text{ А} \leq 311 \text{ А}.$$

Выбор сечения КЛ для подключения всех потребителей технологических линий 7,8 по предлагаемым вариантам 1,2 проводится аналогично, далее приводятся результаты выбора в виде таблицы 9.

Таблица 9 – Выбор кабелей внутреннего электроснабжения

Потребители	P_p , кВт	Q_p , кВАр	I_p КЛ, А	$I_{доп}$ КЛ, А	L, км	F КЛ, мм ²
1	2	3	4	5	6	7
По варианту 1 КТП-3	1636,0	1168,2	58	311	0,50	35

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7
По варианту 1 КТП-4	1636,0	1168,2	58	311	0,3	35
По варианту 1 КТП-5	987,0	696,2	35	311	0,2	35
По варианту 1 КТП-6	1587,0	1146,2	57	311	0,2	35
По варианту 1 РТП-1	27033,1	19912,5	970	1075	0,2	300
По варианту 1 РТП-2	9700,0	6038,7	330	360	0,5	50
По варианту 2 КТП-3 - РТП-2	11336,0	7206,9	388	447	0,7	70
По варианту 2 КТП-4 - КТП-5	2623,0	1864,4	93	311	0,7	35
По варианту 3 РТП-1 - КТП-6	28620,1	21058,6	1027	1075	0,7	300

Для оценки правильности выбора сечения кабеля необходима проверка КЛ-10 кВ по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{(P_p \cdot r_{уд} \cdot l + Q_p \cdot x_{уд} \cdot l) \cdot 100\%}{U^2_{\text{н}}}, \quad (52)$$

$$\Delta U = \frac{(1636 \cdot 0,42 \cdot 0,5 + 1168 \cdot 0,1 \cdot 0,5) \cdot 100\%}{10^2} = 0,4\%,$$

где $r_{уд}$ - удельное активное сопротивление кабеля ПвВнг-ХЛ (3х35), 0,198 Ом·км, [11];

l - длина линии, по плану территории 0,5 км;

$x_{уд}$ - удельное реактивное сопротивление кабеля ПвВнг-ХЛ (3х35), 0,1 Ом·км, [11];

По допустимой потере напряжения проверка осуществляется по условию:

$$\Delta U_{\text{КЛ-10кВ}} \leq \Delta U_{\text{доп}}; \quad (53)$$

$$0,4\% \leq 10\%;$$

где $\Delta U_{\text{дон}}$ - допустимая величина медленного изменения напряжения в соответствии с [7], 10%.

Потеря напряжения менее 10%, кабель 10 кВ ПвВнг-ХЛ (3х35) проверку проходит.

Проверка сечения КЛ для подключения всех потребителей технологических линий 7,8 по предлагаемым вариантам 1,2 проводится аналогично, далее приводятся результаты проверки в виде таблицы 10.

Таблица 10 – Проверка кабелей внутреннего электроснабжения

Потребители	P_p , кВт	Q_p , кВАр	L, км	$R_{\text{КЛ}}$, Ом/км	$\Delta U_{\text{КЛ}}$, %
По варианту 1 КТП-3	1636,0	1168,2	0,50	0,42	0,4%
По варианту 1 КТП-4	1636,0	1168,2	0,3	0,42	0,2%
По варианту 1 КТП-5	987,0	696,2	0,2	0,42	0,1%
По варианту 1 КТП-6	1587,0	1146,2	0,2	0,42	0,2%
По варианту 1 РТП-1	27033,1	19912,5	0,2	0,06	0,7%
По варианту 1 РТП-2	9700,0	6038,7	0,5	0,387	2,2%
По варианту 2 КТП-3 - РТП-2	11336,0	7206,9	0,7	0,268	2,6%
По варианту 2 КТП-4 - КТП-5	2623,0	1864,4	0,7	0,42	0,9%
По варианту 2 РТП-1 - КТП-6	28620,1	21058,6	0,7	0,06	2,7%

Максимальная потеря напряжения до шин 10 кВ источника питания в послеаварийном режиме составляет:

$$\Delta U_{\text{ГПП}} + \Delta U_{\text{КЛ-10кВ}} \leq \Delta U_{\text{дон}} ; \quad (54)$$

$$8,5\% + 2,7\% = 10,2\% \geq 10\%.$$

Максимальная потеря напряжения превышает нормативную, требуется регулирование напряжения на ГПП путём увеличения на величину 1й ступени шага регулирования на стороне НН ГПП:

$$\Delta U_{ГПП} + \Delta U_{КЛ-10кВ} - t_{рез} \leq \Delta U_{доп}; \quad (55)$$

$$8,5\% + 2,7\% - 1,78\% = 9,4\% \leq 10\%.$$

Максимальная потеря напряжения в послеаварийном режиме не превышает нормативную после повышения напряжения на стороне НН ГПП средствами РПН силовых трансформаторов на 1 ступень с шагом регулирования 1,78%. В нормальном режиме количество отпаек увеличивается до 4х1,78%, в результате чего суммарное отклонение напряжения составит 4,1%, что менее 5%.

8.4 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

Обоснование эффективности разработанных вариантов выполнения внутренних сетей 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ допускается выполнять по приведенным среднегодовым затратам. Основными данными для их определения будут суммарные капитальные вложения в КЛ-10 кВ и ячейки КРУ на питающей ПС ГПП-3.

8.4.1 Расчёт капитальных вложений

Суммарные капитальные вложения в строительство КЛ вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$K_{КЛ} = \sum K_{КЛi} \cdot L_{КЛi}, \quad (56)$$

$$K_{КЛ} = 1650 \cdot 2,4 + 11800 \cdot 0,4 + 1980 \cdot 1 = 10692 \text{ тыс.руб.},$$

где $K_{КЛi}$ – стоимость кабеля i -го сечения, тыс.руб./км [16];

$L_{КЛi}$ – длина КЛ, выполненной кабелем i -го сечения, км.

Суммарные капитальные вложения в строительство КРУ вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$K_{КРУ} = \sum K_{КРУi} \cdot N_{КРУi}, \quad (57)$$

$$K_{КРУ} = 12 \cdot 680 = 8160 \text{ тыс.руб.},$$

где $K_{КРУi}$ – стоимость ячейки КРУ i -го исполнения, тыс.руб./шт [16];

$N_{КРУi}$ – количество КРУ, i -го исполнения, км.

Суммарные капитальные вложения вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$K_{\Sigma} = K_{КРУ} + K_{КЛ} ; \quad (58)$$

$$K_{\Sigma} = 8160 + 10692 = 18852 \text{ тыс.руб.}$$

Расчёт капитальных вложений по предлагаемому варианту 2 проводится аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 11.

Таблица 11 – Расчёт капитальных вложений в систему внутреннего электроснабжения 10 кВ АГПЗ

№ Ва-ри-анта	N _{кру} , шт	K _{круi} , тыс руб	K _{кру} , тыс руб	Протяженность КЛ 10 кВ сечением, км				Стоимость кабеля сечением, тыс. руб./км				K _{кл} , тыс руб
				35	70	300	50	35	70	300	50	
1	12	680	8160	2,40		0,4	1	1650	3300	11880	1980	10692
2	6	680	4080	1,4	1,4	1,4		1650	3300	11880	1980	23562

8.4.2 Расчет эксплуатационных издержек

Эксплуатационные издержки ячеек КРУ вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$I_{р КРУ} = a_{ам.кру} \cdot K_{КРУ}, \quad (59)$$

$$I_{р КРУ} = 0,059 \cdot 8160 = 481 \text{ тыс.руб.},$$

где $a_{ам.кру}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание КРУ, 5,9% по [16].

Эксплуатационные издержки использования КЛ-10 кВ вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$I_{p\text{ КЛ}} = a_{\text{ам.кл}} \cdot K_{\text{КЛ}}, \quad (60)$$

$$I_{p\text{ КЛ}} = 0,004 \cdot 10692 = 43 \text{ тыс.руб.},$$

где $a_{\text{ам.кл}}$ – ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание КЛ-10 кВ, 0,4% по [16].

Издержки на амортизацию электрооборудования вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$I_{\text{ам}} = K_{\Sigma} / T_{\text{сл}}, \quad (61)$$

$$I_{\text{ам}} = 18852 / 20 = 943 \text{ тыс.руб.},$$

где $T_{\text{сл}}$ – срок службы электрооборудования, 20 лет.

Потери электроэнергии в КЛ-10 кВ по варианту 1 ГПП-КТП-3 определяются по выражению:

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \frac{P_p^2 + Q_p^2}{U_{\text{ном}}^2} \frac{r_{\text{уд}} \cdot l}{N} \cdot T_{\Gamma}, \quad (62)$$

$$\Delta W_{\text{КЛ}} = \frac{1636^2 + 1168,2^2}{10^2} \frac{0,42 \cdot 0,5}{2} \cdot 7000 = 29703 \text{ тыс.кВтч.},$$

где T_{Γ} - число часов максимума нагрузки для АГПЗ, 7000 ч;

N – число цепей КЛ-10 кВ по варианту 1 ГПП-КТП-3, 2.

Расчёт потерь электроэнергии в КЛ-10 кВ на остальных участках проводятся аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 12.

Таблица 12 – Расчёт потерь электроэнергии в КЛ-10 кВ системы внутреннего электроснабжения 10 кВ АГПЗ

потребители	P_p , кВт	Q_p , кВАр	L , км	$R_{кЛ}$, Ом/км	$\Delta W_{кЛ}$, кВт*ч
По варианту 1 КТП-3	1636,0	1168,2	0,50	0,42	29703
По варианту 1 КТП-4	1636,0	1168,2	0,3	0,42	17822
По варианту 1 КТП-5	987,0	696,2	0,2	0,42	4289
По варианту 1 КТП-6	1587,0	1146,2	0,2	0,42	11267
По варианту 1 РТП-1	27033,1	19912,5	0,2	0,06	473463
По варианту 1 РТП-2	9700,0	6038,7	0,5	0,387	884199
По варианту 2 КТП-3 - РТП-2	11336,0	7206,9	0,7	0,268	1184807
По варианту 2 КТП-4 - КТП-5	2623,0	1864,4	0,7	0,42	106563
По варианту 2 РТП-1 - КТП-6	28620,1	21058,6	0,7	0,06	1855982

Стоимость суммарных потерь электроэнергии по варианту 1 определяется по выражению:

$$C_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{y\delta}, \quad (63)$$

$$C_{\Delta W} = (29703+17822+4289+11267+473463+884199) \cdot 2,5 = 3552 \text{ тыс.руб.},$$

где ΔW_{Σ} - суммарные потери электроэнергии в КЛ-10 кВ по варианту 1;
 $C_{y\delta}$ – стоимость потерь электроэнергии, 2,5 руб./кВт*ч [14].

Суммарные эксплуатационные издержки по варианту 1 определяются по выражению:

$$I_{\Sigma} = I_p + I_{ам} + C_{\Delta W}, \quad (64)$$

$$I_{\Sigma} = 43+481+943+3552=5019 \text{ тыс.руб.},$$

Расчёт издержек по предлагаемому варианту 2 проводится аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 13.

Таблица 13 – Расчёт издержек системы внутреннего электроснабжения 10 кВ АГПЗ

№ Варианта	К, тыс руб	Ир кл, тыс руб	Ир кру, тыс руб	Иам, тыс руб	ΔW_{Σ} , кВт*ч	$C_{\Delta W}$, тыс руб	I_{Σ} , тыс руб
1	18852	43	481	943	1420741	3552	5019
2	27642	94	241	1382	3147352	7868	9585

8.4.3 Расчёт приведенных затрат

Приведенные среднегодовые затраты вычисляются по следующей формуле для варианта 1:

$$Z = E_H \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma}, \quad (65)$$

$$Z_1 = 0,1 \cdot 18852 + 5019 = 6904 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 27642 + 9585 = 12350 \text{ тыс.руб.},$$

где E_H – норматив дисконтирования, для электроэнергетики 10% по [16]. Разница приведённых затрат между вариантами в процентном соотношении:

$$\Delta Z = \frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100\%;$$

$$\Delta Z = \frac{6904 - 12350}{12350} \cdot 100\% = 55,9\%.$$

Вариант 1 выгоднее по приведенным затратам, так как разность более 5%.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10 КВ

9.1 Разработка схемы замещения

Исходный план размещения ТП питания технологических линий 7,8 АГПЗ приведен на листе графической части №3. Уровни токов КЗ в сети 10 кВ питания технологических линий 7,8 АГПЗ рассчитываются на стороне 10 кВ каждой ТП в схеме замещения, рисунок 2.

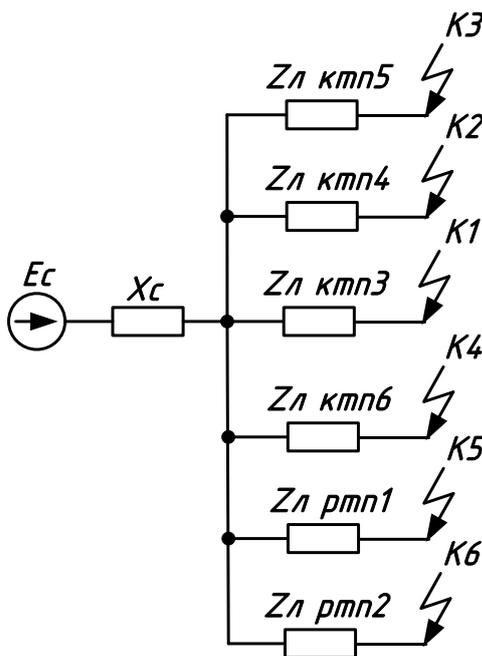


Рисунок 2 - Схема замещения участка 10 кВ.

В условиях проектирования системы электроснабжения 10 кВ для оценки предельных величин токов КЗ, которые могут привести к пределу термической и динамической стойкости оборудования, используется наибольшее значение тока КЗ на шинах ГПП-3. Как правило, наибольшее значение тока КЗ в центре питания соответствует отключающей способности выключателя. Все дальнейшие расчёты ведутся при допущении в определении сопротивления системы методом приближенного приведения в именованных единицах.

9.2 Расчёт параметров схемы замещения

Расчёт сопротивления системы в именованных единицах выполнен по формуле для стороны 10 кВ ГПП-3, [13]:

$$X_C = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{K3сист}}, \quad (66)$$

$$X_C = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 31,5} = 0,193 \text{ Ом},$$

где $I_{K3сист}$ – ток КЗ системы, для проектируемой ГПП-3 принимается равным току отключения периодической составляющей тока трехфазного КЗ выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 31,5 кА.

Расчёт сопротивления участков кабелей до КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле для стороны 10 кВ ГПП-3, [13]:

$$R_{кЛ} = r_{y\partial} \cdot L / N_{ц}, \quad (67)$$

$$R_{кЛ} = 0,42 \cdot 0,5 / 2 = 0,105 \text{ Ом},$$

$$X_{кЛ} = x_{y\partial} \cdot L / N_{ц}, \quad (68)$$

$$X_{кЛ} = 0,1 \cdot 0,5 / 2 = 0,025 \text{ Ом},$$

где $r_{y\partial}$ – удельное активное сопротивление КЛ в проектируемых сетях 10 кВ для кабеля 2хПвВНГ-ХЛ (3х35), 0,42 Ом/км;

$x_{y\partial}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ в проектируемых сетях 10 кВ для кабеля 2хПвВНГ-ХЛ (3х35), 0,1 Ом/км;

$N_{ц}$ - принятое количество параллельных цепей, 2.

Расчёт эквивалентного полного сопротивления до точки К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [3]:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}; \quad (69)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{0,105^2 + (0,193 + 0,025)^2} = 0,264 \text{ Ом.}$$

Расчёт тока трехфазного КЗ на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [13]:

$$I_{\text{по к-1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}}, \quad (70)$$

$$I_{\text{по к-1}}^{(3)} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,264} = 22,95 \text{ кА,}$$

где $U_{\text{СРНН}}$ - напряжение системы в центре питания, 10,5 кВ.

Расчёт тока двухфазного КЗ на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [13]:

$$I_{\text{по к-1}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\text{по к-1}}^{(3)}, \quad (71)$$

$$I_{\text{по к-1}}^{(2)} = 0,87 \cdot 22,95 = 19,97 \text{ кА.}$$

Расчёт постоянной затухания апериодической составляющей тока КЗ для точки К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [13]:

$$T_{a1} = X_{\Sigma} / \omega \cdot R_{\Sigma}, \quad (72)$$

$$T_{a1} = (0,193 + 0,025) / 314 \cdot 0,105 = 0,01 \text{ с.}$$

Расчёт ударного коэффициента тока КЗ для точки К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [13]:

$$k_{вд1} = 1 + e^{-0,01/Ta1} ; \quad (73)$$

$$k_{вд1} = 1 + e^{-0,01/0,01} = 1,26.$$

Расчёт ударного тока КЗ для точки К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [13]:

$$i_{вд1} = \sqrt{2} \cdot I_{но\ к1}^{(3)} \cdot k_{вд1} ; \quad (74)$$

$$i_{вд1} = \sqrt{2} \cdot 19,97 \cdot 1,26 = 40,68 \text{ кА.}$$

Расчёт апериодической составляющей тока КЗ для точки К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 в именованных единицах выполнен по формуле, [13]:

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot I_{но\ к1}^{(3)} \cdot e^{-0,01/Ta} ; \quad (75)$$

$$i_{a1} = \sqrt{2} \cdot 19,97 \cdot e^{-0,01/0,01} = 9,7 \text{ кА.}$$

Расчёт токов КЗ для остальных точек КЗ проводится аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 14.

Таблица 14 – Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	R_{Σ} , Ом	X_{Σ} , Ом	Z_{Σ} , Ом	$I_{к}^{(3)}$, кА	$I_{к}^{(2)}$, кА	T_a , с	i_a , кА	$k_{уд}$	$i_{уд}$, кА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
3 (КТП-5)	0,042	0,213	0,217	28,00	24,36	0,02	11,8	1,54	60,71

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2 (КТП-4)	0,063	0,223	0,231	26,23	22,82	0,01	11,1	1,41	52,19
1 (КТП-3)	0,105	0,243	0,264	22,95	19,97	0,01	9,7	1,26	40,68
4 (КТП-6)	0,042	0,213	0,217	28,00	24,36	0,02	11,8	1,54	60,71
5 (РТП-1)	0,006	0,213	0,213	28,53	24,82	0,11	12,1	1,92	77,03
6 (РТП-2)	0,097	0,243	0,261	23,23	20,21	0,01	9,8	1,29	42,12

9.3 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

Расчёт времени действия теплового импульса от тока трехфазного КЗ в точке К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 выполнен по формуле, [13]:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t \quad , \quad (76)$$

$$t_{\text{возд}} = 0,055 + 0,5 = 0,555 \text{ с} \quad ,$$

где $t_{\text{отк}}$ - время отключения головного выключателя, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

Δt - степень селективности защиты, по мере удаления от шин ГПП принимается 0,5 с для каждой ТП.

Расчёт теплового импульса от тока трехфазного КЗ в точке К-1 на стороне 10 кВ КТП-3 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{\text{расч } \kappa-1} = I_{\text{по } \kappa-1}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}} \quad , \quad (77)$$

$$B_{\text{расч } \kappa-1} = 22,95^2 \cdot 0,555 = 292 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчёт номинального теплового импульса для КЛ до шин 10 кВ КТП-3 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{терм\ к-1} = I_{терм\ к-1}^2 \cdot t_{терм}, \quad (78)$$

$$B_{терм\ к-1} = 5^2 \cdot 3 = 75 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{терм}$ - время термической стойкости кабеля ПвВНГ-ХЛ (3х35), 3 с;

$I_{терм\ к-1}$ - ток термической стойкости кабеля ПвВНГ-ХЛ (3х35), 5 кА.

Проверку термической стойкости для КЛ до шин 10 кВ КТП-3 допускается провести по формуле, [13]:

$$B_{расч\ к-1} \leq B_{терм\ к-1}; \quad (79)$$

$$292 \text{ кА}^2\text{с} \leq 75 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Предварительно выбранный кабель ПвВНГ-ХЛ (3х35) для КТП-3 не удовлетворяет условию по термической стойкости, целесообразно повысить сечение жил и выбрать ПвВНГ-ХЛ (3х70) для КТП-3.

Проверку термической стойкости предварительно выбранных кабелей для остальных участков выполняем аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 15.

Таблица 15 – Проверка предварительно выбранных сечений КЛ-10 кВ по термической стойкости

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$t_{возд}$, с	$B_{расч}$, кА ² с	кабель	$I_{терм\ к-1}$, кА	$B_{терм}$	Условие проверки
1	2	3	4	5	6	7	8
3 (КТП-5)	28,00	0,555	435	ПвВНГ-ХЛ (3х35)	5	75	Не соблюдается
2 (КТП-4)	26,23		382	ПвВНГ-ХЛ (3х35)	5	75	Не соблюдается

1	2	3	4	5	6	7	8
1 (КТП-3)	22,95	0,555	292	ПвВНГ-ХЛ (3x35)	5	75	Не соблюдается
4 (КТП-6)	28,00	0,555	435	ПвВНГ-ХЛ (3x35)	5	75	Не соблюдается
5 (РТП-1)	28,53	0,555	452	ПвВНГ-ХЛ (3x300)	42,9	5521	соблюдается
6 (РТП-2)	23,23	0,555	300	ПвВНГ-ХЛ (3x50)	7,1	153	Не соблюдается

Расчёт номинального теплового импульса для КЛ до шин 10 кВ КТП-3 в после усиления выполнен по формуле, [13]:

$$B_{\text{терм } \kappa-1} = I_{\text{терм}\kappa-1}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{терм } \kappa-1} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{терм}}$ - время термической стойкости кабеля ПвВНГ-ХЛ (3x70), 3 с;

$I_{\text{терм}\kappa-1}$ - ток термической стойкости кабеля ПвВНГ-ХЛ (3x70), 10 кА.

Проверку термической стойкости для КЛ до шин 10 кВ КТП-3 после усиления допускается провести по формуле, [13]:

$$B_{\text{расч } \kappa-1} \leq B_{\text{терм } \kappa-1};$$

$$292 \text{ кА}^2\text{с} \leq 300 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверку термической стойкости для остальных КЛ выполняем аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 16.

Таблица 16 – Проверка предварительно выбранных сечений КЛ-10 кВ по термической стойкости

Точка КЗ	$I_{к}^{(3)}$, кА	$t_{возд}$, с	$B_{расч}$, кА ² с	кабель	$I_{термк-1}$, кА	$B_{терм}$	Условие проверки
3 (КТП-5)	28,00	0,555	435	ПвВНГ-ХЛ (3х95)	13,6	554	соблюдается
2 (КТП-4)	26,23	0,555	382	ПвВНГ-ХЛ (3х95)	13,6	554	соблюдается
1 (КТП-3)	22,95	0,555	292	ПвВНГ-ХЛ (3х70)	10	300	соблюдается
4 (КТП-6)	28,00	0,555	435	ПвВНГ-ХЛ (3х95)	13,6	554	соблюдается
5 (РТП-1)	28,53	0,555	452	ПвВНГ-ХЛ (3х300)	42,9	5521	соблюдается
6 (РТП-2)	23,23	0,555	300	ПвВНГ-ХЛ (3х70)	10	300	соблюдается

По результатам расчётов все кабели требуется усилить до рекомендуемых величин после проверки их термической стойкости, кроме ПвВНГ-ХЛ (3х300).

10 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ

10.1 Выбор и проверка комплектного распределительного устройства

Ячейки комплектного распределительного устройства (КРУ) в проектируемой системе электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция ГПП-3 выбираются и проверяются для линейных ячеек на ПС ГПП-3, вводных, линейных, секционных ячеек РТП-1, РТП-2. Используются ячейки комплектного распределительного устройства 10 кВ КРУ СЭЩ-70-10 с вакуумными выключателями ВВ/Тел-10-2000/31,5.

Для вводных ячеек КТП-3, КТП-4, КТП-5, КТП-6 используются ячейки КСО-306 с вакуумными выключателями ВВ/Тел-10-1250/31,5.

Выбор ячеек КРУ-10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (80)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки для КРУ СЭЩ-70-10 и КСО-306, 10 кВ.

Выбор ячеек КРУ-10 кВ по номинальному току осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}} ; \quad (81)$$

$$2000 \text{ А} \geq 1941 \text{ А};$$

Расчёт времени действия теплового импульса от тока трехфазного КЗ на стороне 10 кВ для ячеек КРУ-10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [3]:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t , \quad (82)$$

$$t_{\text{возд}} = 0,055 + 0,5 = 0,555 \text{ с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя на ГПП-3, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

Δt - степень селективности защиты, принимается 0,5 с.

Расчёт теплового импульса от тока трехфазного КЗ на стороне 10 кВ для ячеек КРУ-10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{\text{расч}} = I_{\text{по}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}},$$

$$B_{\text{расч}} = 31,5^2 \cdot 0,555 = 551 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчёт номинального теплового импульса для линейной ячейки КРУ-10 кВ для ячеек КРУ-10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{\text{терм}} = I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}},$$

$$B_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{\text{терм}}$ - время термической стойкости КРУ-10 кВ СЭЩ-70-10, 3 с;

$I_{\text{терм}}$ - ток термической стойкости КРУ-10 кВ СЭЩ-70-10, 31,5 кА.

Проверка ячеек КРУ-10 кВ по термической стойкости токам КЗ осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$B_{\text{расч}} \leq B_{\text{терм}};$$

$$551 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка ячеек КРУ-10 кВ по динамической стойкости ударному току осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$i_{скв} \geq i_{уд}; \quad (83)$$

$$102 \text{ кА} \geq 77,03 \text{ кА},$$

где $i_{скв}$ – ток динамической стойкости для КРУ СЭЩ-70-10 и КСО-306, 102 кА..

Для остальных КРУ выбор и проверка выполняются по тем же условиям, но при разных расчётных параметрах тока КЗ, результаты показываются в таблице 17. Все ячейки КРУ проверку проходят.

Таблица 17 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-1, вводные и секционные на РТП-1		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $i_{скв} = 102 \text{ кА}$ $V_{терм} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 1941 \text{ А}$ $i_{уд} = 77,03 \text{ кА}$ $V_{расч.} = 551 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $V_{терм} \geq V_{расч}$
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-2, вводные и секционные на РТП-2		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 2000 \text{ А}$ $i_{скв} = 102 \text{ кА}$ $V_{терм} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 660 \text{ А}$ $i_{уд} = 42,12 \text{ кА}$ $V_{расч.} = 551 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $V_{терм} \geq V_{расч}$
Линейные на РТП в сторону КТП-3, вводные на КТП-3		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $V_{терм} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 116 \text{ А}$ $i_{уд} = 40,68 \text{ кА}$ $V_{к.} = 292 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $V_{терм} \geq V_{расч}$
Линейные на РТП в сторону КТП-4, вводные на КТП-4		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 1250 \text{ А}$ $i_{скв} = 80 \text{ кА}$ $V_{терм} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 116 \text{ А}$ $i_{уд} = 52,19 \text{ кА}$ $V_{к.} = 382 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $V_{терм} \geq V_{расч}$

1	2	3
Линейные на РТП в сторону КТП-5, вводные на КТП-5		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $W_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 70 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 60,71 \text{ кА}$ $W_{\text{к.}} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{терм}} \geq W_{\text{расч}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-6, вводные на КТП-6		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $W_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 113 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 60,71 \text{ кА}$ $W_{\text{к.}} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{терм}} \geq W_{\text{расч}}$

10.2 Выбор и проверка выключателей

Для линейных ячеек ГПП-3, вводных, линейных, секционнных ячеек РТП-1, РТП-2, вводных ячеек КТП-3, КТП-4, КТП-5, КТП-6 используются вакуумные выключатели ВВ/Тел-10-1250/31,5 [8].

Выбор выключателей 10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ.}$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки для выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 10 кВ.

Выбор выключателей 10 кВ по номинальному току осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}};$$

$$2000 \text{ А} \geq 1941 \text{ А};$$

Выбор выключателей 10 кВ по отключающей способности тока КЗ осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}; \quad (84)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 28,53 \text{ кА};$$

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}; \quad (85)$$

$$31,5 \text{ кА} \geq 28,53 \text{ кА};$$

где $I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения для выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 31,5 кА.

$I_{\text{откл}}$ – отключающая способность для выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 31,5 кА.

Расчёт допустимой величины апериодической составляющей тока трехфазного КЗ для ячеек КРУ-10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [12]:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{откл}}, \quad (86)$$

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 31,5 = 17,9 \text{ кА}.$$

Проверка выключателей 10 кВ по отключению апериодической составляющей тока КЗ осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}; \quad (87)$$

$$17,9 \text{ кА} \geq 12,1 \text{ кА}.$$

Проверка выключателей 10 кВ по отключению полного тока КЗ осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$\sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} + i_{at} \leq \sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_H}{100}\right); \quad (88)$$

$$\sqrt{2} \cdot 28,53 + 12,1 \leq \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot \left(1 + \frac{0,40}{100}\right);$$

$$52,3 \text{ кА} \leq 63 \text{ кА.}$$

Расчёт времени действия теплового импульса от тока трехфазного КЗ для выключателей 10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [12]:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t, \quad (89)$$

$$t_{\text{возд}} = 0,055 + 0,5 = 0,555 \text{ с},$$

где $t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя на ГПП-3, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

Δt - степень селективности защиты, принимается 0,5 с.

Расчёт теплового импульса от тока трехфазного КЗ для выключателей 10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{\text{расч}} = I_{no}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}},$$

$$B_{\text{расч}} = 31,5^2 \cdot 0,555 = 551 \text{ кА}^2\text{с.}$$

Расчёт номинального теплового импульса для выключателя 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{терм} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{терм}$ - время термической стойкости выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 3 с;

$I_{терм}$ - ток термической стойкости выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 31,5 кА.

Проверка выключателей 10 кВ по термической стойкости токам КЗ осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$B_{расч} \leq B_{терм};$$

$$551 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка выключателей 10 кВ по динамической стойкости ударному току осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$i_{скв} \geq i_{уд};$$

$$102 \text{ кА} \geq 77,03 \text{ кА},$$

где $i_{скв}$ – ток динамической стойкости для выключателя ВВ/Тел-10-1250/31,5, 102 кА.

Для остальных выключателей выбор и проверка выполняются по тем же условиям, результаты показываются в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-1, вводные и секционные на РТП-1		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 17,9 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1941 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 77,03 \text{ кА}$ $B_{\text{расч.}} = 551 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 28,53 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 28,53 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 12,1 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = 52,3 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right)$
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-2, вводные и секционные на РТП-2		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 17,9 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 660 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 42,12 \text{ кА}$ $B_{\text{расч.}} = 551 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 23,23 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 23,23 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 9,8 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = 42,5 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right)$
Линейные на РТП в сторону КТП-3, вводные на КТП-3		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 17,9 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 116 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 40,68 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 292 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 22,95 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 22,95 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 9,7 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = 42,1 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right)$

1	2	3
Линейные на РТП в сторону КТП-4, вводные на КТП-4		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 17,9 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 116 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 52,19 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 382 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 26,23 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 26,23 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 11,1 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = 48,1 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right)$
Линейные на РТП в сторону КТП-5, вводные на КТП-5		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 17,9 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 70 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 60,71 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 28 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 28 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 11,8 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = 51,3 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right)$
Линейные на РТП в сторону КТП-6, вводные на КТП-6		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{вкл}} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА}$ $i_{\text{а.НОМ}} = 17,9 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right) = 63 \text{ кА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 113 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 60,71 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{\text{по}} = 28 \text{ кА}$ $I_{\text{пт}} = 28 \text{ кА}$ $i_{\text{ат}} = 11,8 \text{ кА}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} = 52,3 \text{ кА}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{по}}$ $I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}}$ $i_{\text{а.НОМ}} \geq i_{\text{ат}}$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}}^{(3)} + i_{\text{ат}} \leq$ $\sqrt{2} \cdot I_{\text{НОМОТК}} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{\text{Н}}}{100}\right)$

Все выключатели проверку проходят.

10.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Применяем трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, помещаемые в КРУ.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки для трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, 10 кВ.

Выбор трансформаторов тока 10 кВ по номинальному току осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}};$$

$$2000 \text{ А} \geq 1941 \text{ А};$$

Расчёт времени действия теплового импульса от тока трехфазного КЗ для трансформаторов тока 10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [3]:

$$t_{\text{возд}} = t_{\text{отк}} + \Delta t ,$$

$$t_{\text{возд}} = 0,055 + 0,5 = 0,555 \text{ с} ,$$

где $t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя на ГПП-3, принимается 0,055 с для вакуумного выключателя;

Δt - степень селективности защиты, принимается 0,5 с.

Расчёт теплового импульса от тока трехфазного КЗ для трансформаторов тока 10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{расч} = I_{по}^{(3)2} \cdot t_{возд},$$

$$B_{расч} = 31,5^2 \cdot 0,555 = 551 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Расчёт номинального теплового импульса для трансформаторов тока 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

$$B_{терм} = I_{терм}^2 \cdot t_{терм},$$

$$B_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2\text{с},$$

где $t_{терм}$ - время термической стойкости трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, 3 с;

$I_{терм}$ - ток термической стойкости трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, 31,5 кА.

Проверка трансформаторов тока 10 кВ по термической стойкости токам КЗ осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$B_{расч} \leq B_{терм};$$

$$551 \text{ кА}^2\text{с} \leq 2977 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Проверка трансформаторов тока 10 кВ по динамической стойкости ударному току осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$i_{скв} \geq i_{уд};$$

$$80 \text{ кА} \geq 77,03 \text{ кА},$$

где $i_{скв}$ – ток динамической стойкости для трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, 80кА.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока по фазам показывается в таблице 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ.

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	СА3020		4	
Счетчик АЭ и РЭ	СЭТ-4ТМ-03М 09	0.1		0.1
Ватметр	ЩМ120	3.5		3.5
Варметр	ЩМ120	3.5		3.5
Итого		7.1	4	7.1

Расчёт теплового импульса от тока трехфазного КЗ для трансформаторов тока 10 кВ РТП-1 выполнен по формуле, [13]:

Расчёт номинального сопротивления вторичной обмотки для трансформаторов тока 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [5]:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}, \quad (90)$$

$$Z_{2H} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

где S_{2H} - мощность вторичной обмотки для трансформаторов тока ТОЛ-СЭЩ-10УХЛ, 12.5 ВА.

Расчёт общего сопротивления приборов вторичной обмотки для трансформаторов тока 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [5]:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (91)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{7,1}{5^2} = 0.284 \text{ Ом.}$$

где $S_{\text{ПРИБ}}$ – максимальная мощность, потребляемая приборами во вторичной цепи, 7,1 ВА;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, 5 А.

Расчёт сопротивления проводов АКРВГ (4х4) с удельным сопротивлением $\rho=0,0283$ длиной $l=10$ м для трансформаторов тока 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [5]:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}; \quad (92)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 10}{4} = 0.07 \text{ Ом.}$$

Расчёт общего сопротивления вторичной обмотки для трансформаторов тока 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [5]:

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}, \quad (93)$$

$$r_2 = 0.1 + 0.07 + 0.284 = 0.454 \text{ Ом.}$$

где $r_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, 0.1 Ом.

Проверка трансформаторов тока 10 кВ по нагрузке вторичной обмотки осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$r_2 \leq Z_{2 \text{ ном}}; \quad (94)$$

$$0,454 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом.}$$

Для остальных трансформаторов тока выбор и проверка выполняются по тем же условиям, но при разных расчётных параметрах тока КЗ, результаты показываются в таблице 20

Таблица 20 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-1, вводные и секционныe на РТП-1		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1941 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 77,03 \text{ кА}$ $B_{\text{расч.}} = 551 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,454 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-2, вводные и секционныe на РТП-2		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 2000 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 102 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 660 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 42,12 \text{ кА}$ $B_{\text{расч.}} = 551 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,454 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-3, вводные на КТП-3		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 116 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 40,68 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 292 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,454 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-4, вводные на КТП-4		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 116 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 52,19 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 382 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,454 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-5, вводные на КТП-5		
$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{НОМ}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $B_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 70 \text{ А}$ $i_{\text{yд}} = 60,71 \text{ кА}$ $B_{\text{к.}} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,454 \text{ Ом}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{yд}}$ $B_{\text{терм}} \geq B_{\text{расч}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

1	2	3
Линейные на РТП в сторону КТП-6, вводные на КТП-6		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 1250 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 80 \text{ кА}$ $W_{\text{терм}} = 2977 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_{2\text{НОМ}} = 0,5 \text{ Ом}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 113 \text{ А}$ $i_{\text{уд}} = 60,71 \text{ кА}$ $W_{\text{к}} = 435 \text{ кА}^2\text{с}$ $Z_2 = 0,454 \text{ Ом}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $W_{\text{терм}} \geq W_{\text{расч}}$ $Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$

Все трансформаторы тока проверку проходят.

10.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 УХЛ класс точности 0,5 выбираются аналогично трансформаторам тока.

Выбор трансформаторов напряжения 10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки для трансформаторов напряжения ЗНОЛ-СЭЩ-10 УХЛ, 10 кВ

Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения показывается в таблице 21.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	$P_{\text{ном}}$ ВА	$N_{\text{кат}}$	Сos φ	Sin φ	$P_{\text{втор ТН}}$ Вт	$Q_{\text{втор ТН}}$ ВА
Вольтметр	СВ3020	4	1	1	0	4	-
Ваттметр	ЩМ120	3,5	1	1	0	3,5	-
Счетчик АЭ	СЭТ-4ТМ- 03М 09	2,5 ВА	9	0,9	0,44	20,25	9,9
Счетчик РЭ	СЭТ-4ТМ- 03М 09	2,5 ВА	9	0,9	0,44	20,25	9,9
Итого	-	-	-	-	-	48	19,8

Расчёт полной нагрузки вторичной обмотки для трансформаторов напряжения 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [5]:

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{P_{\text{втор ТН}}^2 + Q_{\text{втор ТН}}^2}, \quad (95)$$

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{48^2 + 19,8^2} = 52 \text{ ВА}.$$

Проверка трансформаторов напряжения 10 кВ по нагрузке вторичной обмотки у осуществляется по следующему условию для линии ГПП-3 - РТП-1:

$$S_{\text{втор ТН}} \leq S_{\text{ном втор}}, \quad (96)$$

$$52 \text{ ВА} \leq 90 \text{ ВА}.$$

Для остальных трансформаторов напряжения выбор и проверка выполняются по тем же условиям, результаты показываются в таблице 22.

Таблица 22 – Выбор и проверка трансформаторов напряжения 10 кВ РТП-1,2

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{ном втор}} = 90 \text{ ВА}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $S_{\text{втор ТН}} = 52 \text{ ВА}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $S_{\text{втор ТН}} \leq S_{\text{ном втор}}$

На каждой секции шин РТП-1,2 выбранные трансформаторы напряжения проходят проверку.

10.5 Выбор предохранителей

Для защиты трансформаторов напряжения используются предохранители ПКН-10У3.

Выбор предохранителей 10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ}.$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки для предохранителей ПКН-10У3, 10 кВ.

Расчёт максимального тока через трансформатор напряжения осуществляется по следующей формуле для РТП-1:

$$I_{\text{ТН макс}} = \frac{S_{\text{ТН}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (97)$$

$$I_{\text{ТН макс}} = \frac{90}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5,6 \text{ А}.$$

Выбор предохранителей 10 кВ по номинальному току осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{\text{ном пред}} \geq I_{\text{ном ВСТ}} \geq I_{\text{ТН макс}}; \quad (98)$$

$$6 \text{ А} \geq 6 \text{ А} \geq 5,6 \text{ А},$$

где $I_{\text{ном ВСТ}}$ – номинальный ток вставки предохранителей ПКН-10У3, 6А;

$I_{\text{ном пред}}$ – номинальный ток предохранителей ПКН-10У3, 6А.

Проверка предохранителей 10 кВ по отключающей способности тока КЗ осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{пт}};$$

$$40 \text{ кА} \geq 28,53 \text{ кА};$$

где $I_{откл}$ – отключающая способность для предохранителей ПКН-10УЗ, 40 кА.

Для остальных предохранителей выбор и проверка выполняются по тем же условиям, результаты показываются в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка предохранителей 10 кВ.

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
РТП-1		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 6 \text{ А}$	$I_{рmax} = 5,6 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 28,53 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$
РТП-2		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 6 \text{ А}$	$I_{рmax} = 5,6 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{пт} = 23,23 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$

Все предохранители тока проверку проходят.

10.6 Выбор жестких шин

Принимаются однополосные медные шины прямоугольного сечения $60 \times 10 \text{ мм}^2$ марки МГТ, [5], так как величина максимального тока оборудования значительная.

Выбор шин 10 кВ по длительному току осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{ном} \geq I_{рmax};$$

$$2500 \text{ А} \geq 1941 \text{ А};$$

Расчёт минимальное сечения шин 10 кВ по условию термической стойкости для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле, [3]:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{Bk}}{C}, \quad (99)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{551 \cdot 10^6}}{91} = 258 \text{ мм}^2.$$

Проверка шин 10 кВ по термической стойкости тока КЗ осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\min}; \quad (100)$$

$$600 \text{ мм}^2 \geq 258 \text{ мм}^2.$$

Принимается расположение шин плашмя, рисунок 3.

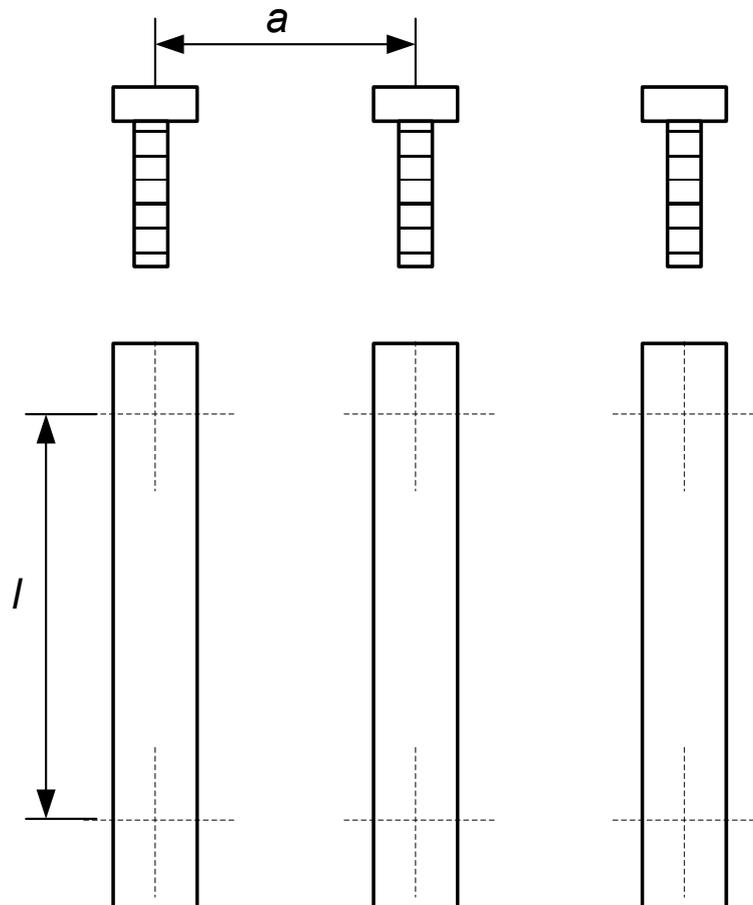


Рисунок 3 - Расположение шин в КРУ-10 кВ

Расчёт момента инерции для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (101)$$

$$J = \frac{60 \cdot 10^3}{12} = 5000 \text{ мм}^4;$$

где b - ширина полосы шины, принимается 60 мм;

h - толщина полосы шины, принимается 10 мм;

Расчёт момента сопротивления для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (102)$$

$$W = \frac{6 \cdot 1^2}{6} = 1 \text{ см}^3.$$

Расчёт минимальной длины пролёта по частоте собственных колебаний для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (103)$$

$$l = \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{5000}{600}} = 1,58 \text{ м.}$$

Проверка шин 10 кВ по минимальной длине пролета осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$l_{\phi} \leq l; \quad (104)$$

$$0,7 \text{ м} \leq 1,58 \text{ м}$$

где l_{ϕ} - расстояние между пролётами изоляторов для ячейки КРУ СЭЩ-70-10, 0,7 м.

Расчёт механического напряжения для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (105)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{77,03^2 \cdot 0,7^2}{1 \cdot 0,45} = 112 \text{ МПа},$$

где a - расстояние между фазами, для КРУ СЭЩ-70-10, 0,45 м.

Проверка шин 10 кВ по механической прочности осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$\sigma_{расч} < \sigma_{доп}; \quad (106)$$

$$112 \text{ МПа} \leq 140 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{доп} \leq 0,7 \sigma_{разр}; \quad (107)$$

$$140 \text{ МПа} \leq 250 \cdot 0,7 = 174 \text{ МПа};$$

где $\sigma_{доп}$ – допустимое напряжение для медных шин МГТ, 140 МПа;

$\sigma_{разр}$ – разрушающее напряжение для медных шин МГТ, 250 МПа.

Для остальных жестких шин выбор и проверка выполняются по тем же условиям, но при разных расчётных параметрах тока КЗ, результаты показыва-ются в таблице 24

Таблица 24 – Выбор и проверка жестких шин 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-1, вводные и секционныe на РТП-1		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $q_{\text{ФАКТ}} = 600 \text{ мм}^2$ $l = 1,58 \text{ м}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 1941 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 234 \text{ мм}^2$ $l_{\phi} = 0,7 \text{ м}$ $\sigma_{\text{расч}} = 112 \text{ МПа}$ $0.7\sigma_{\text{разр}} = 174 \text{ МПа}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\text{min}}$ $l_{\phi} \leq l$ $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$ $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7\sigma_{\text{разр}}$
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-2, вводные и секционныe на РТП-2		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $q_{\text{ФАКТ}} = 600 \text{ мм}^2$ $l = 1,58 \text{ м}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 660 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 190 \text{ мм}^2$ $l_{\phi} = 0,7 \text{ м}$ $\sigma_{\text{расч}} = 33 \text{ МПа}$ $0.7\sigma_{\text{разр}} = 174 \text{ МПа}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\text{min}}$ $l_{\phi} \leq l$ $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7\sigma_{\text{разр}}$ $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-3, вводные на КТП-3		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $q_{\text{ФАКТ}} = 600 \text{ мм}^2$ $l = 1,58 \text{ м}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 116 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 188 \text{ мм}^2$ $l_{\phi} = 0,7 \text{ м}$ $\sigma_{\text{расч}} = 31 \text{ МПа}$ $0.7\sigma_{\text{разр}} = 174 \text{ МПа}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\text{min}}$ $l_{\phi} \leq l$ $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7\sigma_{\text{разр}}$ $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-4, вводные на КТП-4		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $q_{\text{ФАКТ}} = 600 \text{ мм}^2$ $l = 1,58 \text{ м}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 116 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 215 \text{ мм}^2$ $l_{\phi} = 0,7 \text{ м}$ $\sigma_{\text{расч}} = 51 \text{ МПа}$ $0.7\sigma_{\text{разр}} = 174 \text{ МПа}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\text{min}}$ $l_{\phi} \leq l$ $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7\sigma_{\text{разр}}$ $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$

1	2	3
Линейные на РТП в сторону КТП-5, вводные на КТП-5		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $q_{\text{ФАКТ}} = 600 \text{ мм}^2$ $l = 1,58 \text{ м}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 70 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 229 \text{ мм}^2$ $l_{\phi} = 0,7 \text{ м}$ $\sigma_{\text{расч}} = 69 \text{ МПа}$ $0,7\sigma_{\text{разр}} = 174 \text{ МПа}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\text{min}}$ $l_{\phi} \leq l$ $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7\sigma_{\text{разр}}$ $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-6, вводные на КТП-6		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$ $q_{\text{ФАКТ}} = 600 \text{ мм}^2$ $l = 1,58 \text{ м}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$ $\sigma_{\text{доп}} = 140 \text{ МПа}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmax}} = 113 \text{ А}$ $q_{\text{min}} = 229 \text{ мм}^2$ $l_{\phi} = 0,7 \text{ м}$ $\sigma_{\text{расч}} = 69 \text{ МПа}$ $0,7\sigma_{\text{разр}} = 174 \text{ МПа}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{рmax}}$ $q_{\text{ФАКТ}} \geq q_{\text{min}}$ $l_{\phi} \leq l$ $\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7\sigma_{\text{разр}}$ $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$

Все жесткие шины проверку проходят.

10.7 Выбор изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1

Выбор изоляторов 10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ;$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ};$$

где $U_{\text{уст}}$ – напряжение установки для изоляторов марки ОНШП-10-20 УХЛ1, 10 кВ.

Расчёт получаемой нагрузки на головку изолятора для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (108)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{77030^2 \cdot 0.7}{0,45} \cdot 10^{-7} = 1597 \text{ Н.}$$

Расчёт допустимой нагрузки на головку изолятора для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$F_{дон} = 0.6 \cdot F_{разр}, \quad (109)$$

$$F_{дон} = 0.6 \cdot 3000 = 1800 \text{ Н,}$$

где $F_{разр}$ - разрушающее усилие изолятора ОНШП-10-20 УХЛ1, 3000 Н.

Проверка изоляторов 10 кВ по механической прочности осуществляется по следующему условию:

$$F_{дон} \geq F_{расч}; \quad (110)$$

$$1800 \text{ Н} \geq 1597 \text{ Н.}$$

Для остальных изоляторов выбор и проверка выполняются по тем же условиям, но при разных расчётных параметрах тока КЗ, результаты показываются в таблице 25.

Таблица 25 – Выбор и проверка изоляторов 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-1, вводные и секционные на РТП-1		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $F_{дон} = 1800 \text{ Н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $F_{расч} = 1597 \text{ Н}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{дон} \geq F_{расч}$
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-2, вводные и секционные на РТП-2		
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $F_{дон} = 1800 \text{ Н}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $F_{расч} = 478 \text{ Н}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $F_{дон} \geq F_{расч}$
Линейные на РТП в сторону КТП-3, вводные на КТП-3		

1	2	3
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{дон}} = 1800 \text{ Н}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{расч}} = 445 \text{ Н}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-4, вводные на КТП-4		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{дон}} = 1800 \text{ Н}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{расч}} = 733 \text{ Н}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-5, вводные на КТП-5		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{дон}} = 1800 \text{ Н}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{расч}} = 992 \text{ Н}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}$
Линейные на РТП в сторону КТП-6, вводные на КТП-6		
$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{дон}} = 1800 \text{ Н}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$ $F_{\text{расч}} = 992 \text{ Н}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$ $F_{\text{дон}} \geq F_{\text{расч}}$

Все изоляторы проверку проходят.

10.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Выбираются ограничителей перенапряжения ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650 для защиты оборудования 10 кВ.

Выбор ОПН 10 кВ по напряжению установки осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$U_{\text{Н}} \geq U_{\text{устОПН}}$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ.}$$

Выбор ОПН 10 кВ по длительно допустимому рабочему напряжению осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$U_{\text{НРО}} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{\text{НС}}, \tag{111}$$

$$1,05 \cdot U_{\text{НС}} = 12,6 \text{ кВ.}$$

$$12,7 \text{ кВ} \geq 12,6 \text{ кВ;}$$

где U_{HPO} - длительно допустимое рабочее напряжение ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650, 12,7 кВ;

U_{HC} - наибольшее рабочее напряжение сети по ГОСТ 1516.3-96, $12 \cdot 1,05 = 12,6$ кВ.

Выбор ОПН 10 кВ по амплитуде квазистационарного перенапряжения осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$U_{ном} \geq U_k \cdot \left(\frac{T_k}{10}\right)^m, \quad (112)$$

$$13,1 \geq 15 \cdot \left(\frac{2}{10}\right)^{0,2} = 10,9 \text{ кВ},$$

$U_{ном}$ - номинальное напряжение ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650 по техническому паспорту устройства, 13,1 кВ;

U_k - амплитуда квазистационарного перенапряжения для проектируемых сетей 10 кВ определяющаяся сбросом нагрузки величиной $1,5 \cdot U_{ном}$;

T_k - длительность квазистационарного перенапряжения для протяженных сетей 10 кВ при сбросе нагрузки, 2 с;

m - среднее значение коэффициента по техническим характеристикам ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650, 0,02.

Выбор ОПН 10 кВ по условию обеспечения взрывобезопасности осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{ВБ} \geq (1,15-1,2) \cdot I_{КЗ},$$

$$40 \text{ кА} > 1,2 \cdot 28,5 = 34,2 \text{ кА}$$

где $I_{ВБ}$ – ток взрывобезопасности для исполнения ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650 по типу II, 40 кА;

$I_{КЗ}$ – ток трехфазного КЗ на стороне 10 кВ РТП-1, 28,5 кА.

Выбор ОПН 10 кВ по условию обеспечения стекания тока разряда осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$I_{ном Р} \geq 5 \text{ кА},$$

$$10 \text{ кА} \geq 5 \text{ кА},$$

где $I_{ном Р}$ – разрядный ток 80/20 мкс ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650, 10 кА.

Проверка ОПН 10 кВ по уровню ограничения коммутации при грозовом импульсе осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$U_{ост.гр} < U_{ост.рв},$$

$$37,2 \text{ кВ} < 45 \text{ кВ},$$

где $U_{ост.гр}$ – остающееся напряжение на ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650 при воздействии серии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 37,2 кВ;

$U_{ост.рв}$ – остающееся напряжение на разряднике при воздействии серии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 10 кА, 45 кВ.

Расчёт испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого оборудования для шин 10 кВ на РТП-1 выполнен по формуле:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп}, \quad (113)$$

$$U_{ки} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 31,5 = 54,1 \text{ кВ};$$

где $U_{исп}$ – испытательное напряжение внутренней изоляции защищаемого оборудования РТП-1 (ошиновка, трансформаторы напряжения, силовые трансформаторы), 31,5 кВ;

$K_{И}$ – коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса по сравнению с испытательным одноминутным воздействием, 1,35;

$K_{К}$ – коэффициент куммулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений, 0,9.

Проверка ОПН 10 кВ по уровню ограничения коммутационных перенапряжений осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$U_{ост} \leq U_{КИ} / (1,15-1,20), \quad (114)$$

$$29,5 \text{ кВ} < 54,1/1,2 = 45,1 \text{ кВ};$$

где $U_{ост}$ – остающееся напряжение ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650 при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс, 29,5 кВ.

Проверка ОПН 10 кВ по длине пути утечки внешней изоляции осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$L_y / U_{НОМ} = L_{y \text{ ГОСТ}};$$

$$39/10=3,9 \text{ см/кВ} \geq 2,5 \text{ см/кВ},$$

где L_y - длина пути утечки внешней изоляции ОПН-РВ/Тел-10/12/10/650, 39 см;

$L_{y \text{ ГОСТ}}$ - длина пути утечки внешней изоляции составляет по ГОСТ 9920-89 при номинальном напряжении сети 10 кВ и степени загрязнения III, 2,5 см/кВ.

Проверка ОПН 10 кВ по соответствию 4-го класса энергоемкости условиям использования в линейных ячейках КРУ осуществляется по следующему условию для РТП-1:

$$W = 2 \cdot U_{\text{эк}} \cdot (U_{\text{П}} - U_{\text{эк}}) \cdot \frac{T_B}{Z}; \quad (115)$$

$$W = 2 \cdot 25,7 \cdot (3,67 \cdot 10 - 25,7) \cdot \frac{7,94}{120} = 37,4 \text{ кДж},$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{W}{U_{\text{ном}}}; \quad (116)$$

$$W_{\text{уд}} = \frac{37,4}{10} = 3,74 \text{ кДж/кВ};$$

$$W_{\text{уд}} \leq W_{\text{ном4 кл}}; \quad (117)$$

$$3,74 \text{ кДж/кВ} \leq 4,5 \text{ кДж/кВ}$$

где $U_{\text{П}}$ - амплитуда напряжения ОПН для диапазона 2%-ных перенапряжений кратностью $3,67 \cdot U_{\text{ном}}$;

$U_{\text{эк}}$ - остающееся напряжение ОПН при коммутационном импульсе 500 А 30/60 мкс, 25,7 кВ;

Z – волновое сопротивление КЛ-10 кВ, 120 Ом;

T - время распространения электромагнитной волны по КЛ-10 кВ до РТП, 7,94 мкс.

Для остальных ОПН выбор и проверка выполняются по тем же условиям, но при разных расчётных параметрах тока КЗ, результаты показываются в таблице 26.

Таблица 26 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-1, вводные и секционнные на РТП-1		
$U_{уст.опн} = 10 \text{ кВ}$ $U_{нро} = 12,7 \text{ кВ}$ $I_{вб} = 40 \text{ кА}$ $U_{ост.гп} = 37,2 \text{ кВ}$ $U_{ост} = 29,5 \text{ кВ}$ $W_{ном4кл} = 4,5 \text{ кДж/кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $1,05 \cdot U_{нс} = 12,6 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{кз} = 34,2 \text{ кА}$ $U_{ост.пв} = 45 \text{ кВ}$ $U_{ки} / 1,2 = 45,1 \text{ кВ}$ $W_{уд} = 3,74 \text{ кДж/кВ}$	$U_H \geq U_{уст.опн}$ $U_{нро} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{нс}$ $I_{вб} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{кз}$ $U_{ост.гп} < U_{ост.пв}$ $U_{ост} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,20)$ $W_{уд} \leq W_{ном4кл}$;
Линейные на ГПП-3 в сторону РТП-2, вводные и секционнные на РТП-2		
$U_{уст.опн} = 10 \text{ кВ}$ $U_{нро} = 12,7 \text{ кВ}$ $I_{вб} = 40 \text{ кА}$ $U_{ост.гп} = 37,2 \text{ кВ}$ $U_{ост} = 29,5 \text{ кВ}$ $W_{ном4кл} = 4,5 \text{ кДж/кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $1,05 \cdot U_{нс} = 12,6 \text{ кВ}$ $1,2 \cdot I_{кз} = 27,9 \text{ кА}$ $U_{ост.пв} = 45 \text{ кВ}$ $U_{ки} / 1,2 = 45,1 \text{ кВ}$ $W_{уд} = 3,74 \text{ кДж/кВ}$	$U_H \geq U_{уст.опн}$ $U_{нро} \geq (1,02 - 1,05) \cdot U_{нс}$ $I_{вб} \geq (1,15 - 1,2) \cdot I_{кз}$ $U_{ост.гп} < U_{ост.пв}$ $U_{ост} \leq U_{ки} / (1,15 - 1,20)$ $W_{уд} \leq W_{ном4кл}$;

11 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ

Суммарная протяженность КЛ-10 кВ проектируемой системы электро-снабжения технологических линий 7,8 АГПЗ может быть найдена по формуле:

$$L_{\text{КЛ}} = \sum L_{\text{КЛ КТП}} \cdot N_{\text{КЛ КТП}}; \quad (118)$$

$$L_{\text{КЛ}} = 0,5 \cdot 2 + 0,3 \cdot 2 + 0,2 \cdot 2 + 0,2 \cdot 2 + 0,2 \cdot 2 + 0,5 \cdot 2 = 3,8 \text{ км};$$

где $L_{\text{КЛ КТП}}$ - протяженность КЛ-10 кВ до каждой КТП, км;

$N_{\text{КЛ КТП}}$ - количество цепей КЛ.

Приближенная величина емкостного тока в проектируемой сети 10 кВ может быть определена оценочно с учётом погрешности 10% по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_{\text{КЛ}}}{10}; \quad (119)$$

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 3,8}{10} = 5,13 \text{ А};$$

где U_H – номинальное напряжение сети, кВ;

$L_{\text{КЛ}}$ – суммарная длина КЛ, км.

Условие, по которому проверяется необходимость компенсации емкостного тока в проектируемой сети 10 кВ:

$$I_c \leq I_{c \text{ нуэ}};$$

$$5,13 \text{ А} \leq 20 \text{ А};$$

где $I_{c_{нуэ}}$ – значения емкостного тока замыкания на землю, не требующее компенсации, 20 А [28].

Установка компенсирующих устройств для компенсации емкостного тока в КЛ-10 кВ проектируемой системы электроснабжения технологических линий 7,8 АГПЗ не требуется.

12 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЛИНИЙ 10 кВ

В проекте используется комплект микропроцессорной защиты серии Мисом Р-139, включающий в себя блоки токовой отсечки и максимальной токовой защиты, выбор уставок проводится по приведенным ниже алгоритмам [26].

12.1 Токовая отсечка

Расчёт выполняется для линии ГПП-3 – КТП – 3.

Исходные данные: номинальное напряжение линии $U_2 = 10,5$ кВ; ток КЗ в начале линии: $I_{к.з.нач}^{(3)} = 31,5$ кА, ток КЗ в конце линии: $I_{к.з.кон}^{(3)} = 22,95$ кА,

Ток срабатывания ТО для линии ГПП-3 – КТП – 3 зависит от тока КЗ в конце линии и определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = k_n \cdot I_{к.з.кон}^{(3)}; \quad (120)$$

$$I_{с.з.} = 1,3 \cdot 22,95 = 29,84 \text{ кА.}$$

Коэффициент чувствительности ТО для линии ГПП-3 – КТП – 3 зависит от тока КЗ в начале линии и определяется по формуле:

$$k_{ч} = (I_{к.з.нач}^{(3)} \cdot \sqrt{3}/2) / I_{с.з.}; \quad (121)$$

$$k_{ч} = (31,5 \cdot \sqrt{3}/2) / 29,84 = 0,92.$$

Коэффициент чувствительности не более 2, поэтому применяется отсечка с выдержкой времени 0,5 с.

Время срабатывания защиты ТО для линии ГПП-3 – КТП – 3 определяется по формуле:

$$t_{с.з.ТО} = t_{р.з.} + \Delta t; \quad (122)$$

$$t_{c.з.ТО} = 0+0,5=0,5 \text{ с,}$$

где $t_{p.з.}$ – время срабатывания ТО, 0 с;

Δt - степень селективности, 0,5 с.

Расчёт ТО для остальных участков КЛ-10 кВ проводится аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 27.

Таблица 27 – Результаты расчетов ТО в сети 10 кВ

Линия	$I_{(3)по\ кон, \text{ кА}}$	$I_{(2)по\ нач, \text{ кА}}$	$I_{c.з. \text{ кА}}$	$K_{ч}$
ГПП-3 - КТП-3	22,95	27,41	29,840	0,92
ГПП-3 - КТП-4	26,23	27,41	34,095	0,80
ГПП-3 - КТП-5	28,00	27,41	36,396	0,75
ГПП-3 - КТП-6	28,00	27,41	36,396	0,75
ГПП-3 - РТП-1	28,53	27,41	37,084	0,74
ГПП-3 - РТП-2	23,23	27,41	30,201	0,91

12.2 Максимальная токовая защита

Ток срабатывания МТЗ для линии ГПП-3 – КТП – 3 зависит от тока нагрузки линии и определяется по формуле:

$$I_{c.з.} = (k_n \cdot k_з / k_в) \cdot I_{раб}; \quad (123)$$

$$I_{c.з.} = (1,2 \cdot 1,5 / 0,85) \cdot 0,058 = 0,123 \text{ кА.}$$

где $I_{раб}$ - ток нагрузки линии ГПП-3 – КТП – 3, 58 А;

k_n - коэффициент надёжности, 1,2;

$k_з$ – коэффициент самозапуска электродвигателей, 1,5;

$k_в$ - коэффициент возврата, 0,85.

Коэффициент чувствительности МТЗ для линии ГПП-3 – КТП – 3 зависит от тока КЗ в конце линии и определяется по формуле:

$$k_{ч} = I_{к.з.}^{(2)} / K_m \cdot I_{c.з.}; \quad (124)$$

$$k_{ч} = 20 / (110/10) \cdot 0,123 = 14,6.$$

Коэффициент чувствительности соответствует требованиям ПУЭ.

Время срабатывания защиты МТЗ для линии ГПП-3 – КТП – 3 определяется по формуле:

$$t_{с.з.МТЗ} = t_{с.з.ТО} + t_{р.з.} + \Delta t ; \quad (125)$$

$$t_{с.з.МТЗ} = 0,5 + 0,1 + 0,5 = 1,1 \text{ с},$$

где $t_{р.з.}$ – время срабатывания МТЗ, 0,1 с;

Δt - степень селективности, 0,5 с.

Расчёт МТЗ для остальных участков КЛ-10 кВ проводится аналогично, далее приводятся результаты расчёта в виде таблицы 28.

Таблица 28 – Результаты расчетов МТЗ в сети 10 кВ

Линия	$I_{с.з.}$ кА	$I_{(2)по\ кон.}$ кА	$K_{ч}$
ГПП-3 - КТП-3	0,123	19,97	14,8
ГПП-3 - КТП-4	0,123	22,82	16,9
ГПП-3 - КТП-5	0,074	24,36	30,0
ГПП-3 - КТП-6	0,120	24,36	18,5
ГПП-3 - РТП-1	2,055	24,82	1,1
ГПП-3 - РТП-2	0,699	20,21	2,6

12.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю реализуется на комплекте микропроцессорной защиты серии Micom P-139 [26].

Ток замыкания на землю для линии 10 кВ ГПП-3 – КТП – 3 определяется по формуле:

$$I_{сл} = \frac{1,35 \cdot U_H \cdot L_K}{10}; \quad (126)$$

$$I_{с.л} = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 1}{10} = 1,35 \text{ А.}$$

Ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности для линии ГПП-3 – КТП – 3 определяется по формуле:

$$I_{ТНП.повр.л} = I_C - I_{с.л}, \quad (127)$$

$$I_{ТНП.повр.л} = 5,13 - 1,35 = 3,78 \text{ А.}$$

где I_C – суммарный емкостной ток сети, 5,13 А

$I_{с.л}$ – ток замыкания на землю защищаемой линии ГПП-3 – КТП – 3, А.

Ток срабатывания защиты для линии ГПП-3 – КТП – 3 определяется по формуле:

$$I_{с.з.} = I_{ТНП.повр.л} / k_{ч}, \quad (128)$$

$$I_{с.з.} = 3,78 / 1,5 = 2,52 \text{ А,}$$

где $k_{ч}$ - коэффициент чувствительности защиты от однофазных замыканий на землю, 1,5.

Расчёт защиты от однофазных замыканий на землю для остальных участков КЛ-10 кВ проводится аналогично, результаты расчёта в таблице 29.

Таблица 29 – Результаты расчетов защиты от однофазных замыканий на землю в сети 10 кВ

Линия	$I_{с.л}, \text{ А}$	$I_{ТНП.повр.л}, \text{ А}$	$I_{с.з.}, \text{ А}$
ГПП-3 - КТП-3	1,35	3,78	2,52
ГПП-3 - КТП-4	0,81	4,32	2,88
ГПП-3 - КТП-5	0,54	4,59	3,06
ГПП-3 - КТП-6	0,54	4,59	3,06
ГПП-3 - РТП-1	0,54	4,59	3,06
ГПП-3 - РТП-2	1,35	3,78	2,52

13 ЗАЗЕМЛЕНИЕ КОМПЛЕКТНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Рассчитаем заземляющее устройство КТП-3. Заземляющее устройство представляет собой систему из вертикальных и горизонтальных электродов диаметром 10 мм, соединённых между собой сваркой.

Расчёт стационарного сопротивления одного вертикального электрода на КТП-3 выполнен по формуле:

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot 2 \cdot l_B} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)} \right], \quad (129)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{80}{\pi \cdot 2 \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{4 \cdot 2 \cdot (2 \cdot 0,7 + 2)}{0,02 \cdot (4 \cdot 0,7 + 2)} \right] = 36 \text{ Ом},$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;

h_3 - глубина заложения заземлителя, м;

$\rho_{\text{грунт}}$ - удельное сопротивление грунта, по [18] для неводоносных песков берём из диапазона 80-200 Ом·м;

d - диаметр электродов, м.

Расчёт стационарного сопротивления одного горизонтального электрода на КТП-3 выполнен по формуле:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \cdot l} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot l}{\sqrt{2 \cdot d \cdot h_3}} \right], \quad (130)$$

$$R_{ЭГ} = \frac{80}{\pi \cdot 2} \cdot \ln \left[\frac{1,5 \cdot 2}{\sqrt{2 \cdot 0,02 \cdot 0,7}} \right] = 18 \text{ Ом},$$

где l - длина горизонтальной полосы, м.

Расчёт общего стационарного сопротивления заземлителя на КТП-3 выполнен по формуле:

$$R = \frac{R_{\text{ЭВ}} \cdot R_{\text{ЭГ}}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{\text{ЭГ}} + n_G \cdot R_{\text{ЭВ}})}, \quad (131)$$

$$R = \frac{36 \cdot 18}{0,75 \cdot (4 \cdot 36 + 8 \cdot 18)} = 2,4 \text{ Ом},$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов, получено путём подбора;

n_G - число горизонтальных электродов, получено путём подбора;

Расчёт импульсного сопротивления вертикального электрода заземлителя на КТП-3 выполнен по формуле:

$$R_{\text{иВ}} = \frac{\alpha_{\text{иВ}} \cdot R_{\text{ЭВ}}}{\eta \cdot n_B}, \quad (132)$$

$$R_{\text{иВ}} = \frac{1 \cdot 36}{0,75 \cdot 4} = 12 \text{ Ом},$$

где $\alpha_{\text{иВ}} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

Расчёт удельной индуктивности на единицу длины горизонтального заземлителя на КТП-3 выполнен по формуле:

$$L_0 = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right), \quad (133)$$

$$L_o = 0,2 \cdot \left(\ln \frac{2}{0,01} - 0,31 \right) = 1 \text{ мкГн/м},$$

Расчёт импульсного коэффициента горизонтального заземлителя на КТП-3 выполнен по формуле:

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{L_o \cdot l}{3 \cdot \tau_\phi \cdot R_{\text{эГ}}}, \quad (134)$$

$$\alpha_{u\Gamma} = 1 + \frac{1 \cdot 2}{3 \cdot 2 \cdot 18} = 1,02,$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

Расчёт импульсного сопротивления горизонтального заземлителя на КТП-3 выполнен по формуле:

$$R_{u\Gamma} = \alpha_u \cdot R_{\text{эГ}}. \quad (135)$$

$$R_{u\Gamma} = 1,02 \cdot 18 = 19 \text{ Ом}.$$

Расчёт импульсного сопротивления заземлителя на КТП-3 выполнен по формуле:

$$R_u = \frac{R_{u\Gamma} \cdot R_{uB}}{\eta_u \cdot (n_B \cdot R_{u\Gamma} + n_\Gamma \cdot R_{uB})}. \quad (136)$$

$$R_u = \frac{12 \cdot 19}{0,75 \cdot (4 \cdot 19 + 8 \cdot 12)} = 1,8 \text{ Ом}.$$

Проверка стационарного сопротивления заземлителя на КТП-3 выполнена по формуле:

$$R \leq R_{c\text{ доп}} ; \quad (137)$$

$$2,4 \text{ Ом} \leq 4 \text{ Ом}.$$

Проверка импульсного сопротивления заземлителя на КТП-3 выполнена по формуле:

$$R_u \leq R_{u\text{ доп}} , \quad (138)$$

$$1,8 \text{ Ом} \leq 9 \text{ Ом}.$$

Устройство заземлителя показано на рисунке 4.

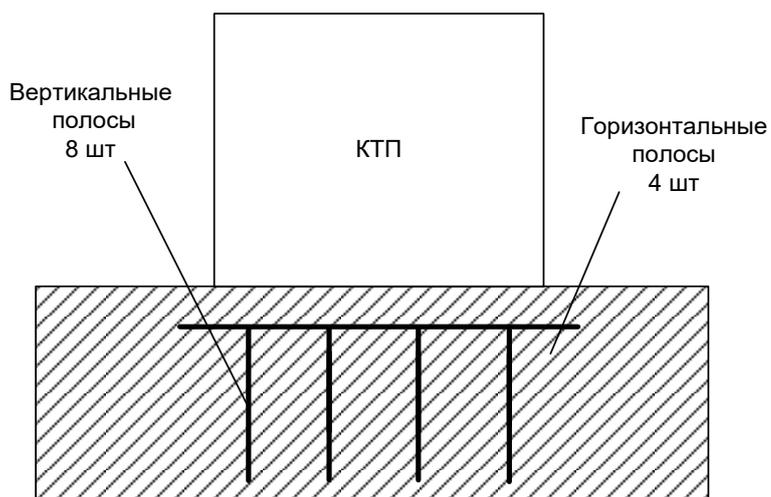


Рисунок 4 – Общий вид устройства заземлителя КТП-3

14 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работы рассматриваются меры безопасности, при соблюдении которых рабочим персоналом во время сооружения системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ в связи с проектированием 7,8 технологической линии будут обеспечены безопасные условия труда [20]. Показателем экологичности работы будут являться площади отвода земель в постоянное пользование для размещения ТП-10/0,4 кВ и во временное пользование для прокладки КЛ напряжением 10 кВ определяемые по [23]. Рассматриваемой чрезвычайной ситуацией в проекте принимается пожар в электроустановках системы электроснабжения 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ, в связи с чем приводится порядок тушения пожара в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ дежурным персоналом АГПЗ и подразделений пожарной охраны, а также приводятся меры пожарной безопасности для задействованных на тушении возгорания [25].

14.1 Безопасность

При подключении проектируемых КЛ-10 кВ к ТП 10/0,4 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ необходимо обеспечить меры безопасности при работах по прокладке КЛ-10 кВ, монтаже кабельных муфт, устройстве кабельных лотков, работах в кабельных колодцах, испытаниях перед вводом в эксплуатацию [20].

Подготовительные работы на КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ должны включать проверку температуры кабелей, которая должна быть не ниже 5 °С. Муфты КЛ-10 кВ проверяются на надёжность креплений, хомутов к участкам соединяемых кабелей.

Для выполнения работ на КЛ-10 кВ допускаются работники прошедшие соответствующий инструктаж безопасным методам работ и получившие допуск на рабочем месте, для надзора за безопасным ведением работ должен присут-

ствовать ответственный руководитель работ с группой допуска по электробезопасности не ниже V и производитель работ с группой допуска по электробезопасности не ниже IV.

Проверяется наличие и целостность средств защиты – диэлектрические перчатки, брезентовые рукавицы, допуски работников к работам. Для средств защиты должны соблюдаться интервалы по срокам испытаний. Проверяется сверка соответствия наибольшего допустимого рабочего напряжения изолирующих электрозащитных средств условиям их применения для КЛ-10 кВ, наличие избыточной влаги на поверхности средств защиты. Погодные условия перед работами на КЛ-10 кВ должны соответствовать степени защиты средств защиты с учётом места проведения работ – на открытом воздухе или в помещении. Изолирующие штанги и штанги для наложения заземления на КЛ-10 кВ допускается использовать только в диэлектрических перчатках.

Зона проведения работ на КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ должна быть ограждена и снабжена предупредительными плакатами в местах нахождения работников.

Установка баллонов с пропан-бутаном и разогрев открытым пламенем состава для заливки кабельных муфт в кабельных колодцах КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ не производится. Для цели заливки кабельной муфты применяется специальный закрытый сосуд, в котором разогретый состав допускается перемещать к месту установки кабельной муфты [20].

При монтаже кабельных муфт и разогреве состава место проведения работ на КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ должно быть изолировано щитками из огнеупорного материала, препятствующего распространению огня. Разогрев кабельной

Во время проведения работ на кабельных сооружениях технологических линий №7,8 АГПЗ для безопасности работников не допускается размещение баллонов со сжатым газом вместимостью более 5 л.

Работа с кабельной массой, используемой для заливки кабельных муфт КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ выполняется на расстоянии более 2 м от люка в кабельное сооружение, при этом перегрев кабельной массы вне сооружений и разогрев внутри кабельных сооружений не допускается. Перенос разогретой кабельной массы по лестницам и стремянкам и передача между работниками не допускается. Извлечение кабельной массы из емкостей допускается сухой металлической лопаткой, предварительной подогретой до температуры кабельной массы.

Монтаж кабельных муфт КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ в зимний период допускается после предварительного подогрева кабельных муфт, при этом залив кабельной массы должен осуществляться по месту установки кабельной муфты. Перемещение с залитой в расплавленном состоянии кабельной массой в кабельную муфту запрещено, при этом перенос кабельной массы допускается с установкой ёмкости с массой на твердую ровную поверхность. Прокладка и перекладка КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ через перегородки в отсеках КТП проводится при условии выполнения таких работ двумя работниками, осуществляющими контроль кабеля с разных сторон перегородок, разделяющих отсеки в КТП [21].

Во время проведения работ по монтажу вводов КЛ и перемещению кабелей в здание КТП технологических линий №7,8 АГПЗ для безопасности работников не допускается оставлять расстояние менее 1 м от точки входа кабеля в помещение до места удержания работником кабеля, так как в таком случае возможно предотвратить травмы конечностей при резком изменении усилия тяжения кабеля [20].

Для безопасности работников во время раскатки кабеля 10 кВ с помощью лебёдки выделяется работник, отслеживающий положение троса на барабане лебёдки. Для предотвращения срыва кабеля во время тяжения с барабана крепление троса к кабелю должно соответствовать усилию, прилагаемому лебёдкой к тросу.

Не допускается нахождение работников во внутренней части угла изгиба кабеля 10 кВ во время его тяжения, раскатки, изменения положения кабеля относительно работника. При необходимости внести корректировки в траекторию смещения кабеля, его положение или вспомогательных механизмов процесс тяжения, раскатки или воздействия на кабель прерывается до тех пор, пока работники не покинут опасную зону.

Для смазки лебёдки, чистки элементов механизмов тяжения кабеля, проверки крепления кабеля к тросу тяжения кабеля должно быть остановлено и установлены стопорные устройства на барабан. Для безопасности работников во время перекладки кабеля 10 кВ с одного положения в ряду в другое концы кабеля должны быть заземлены и отключены от токоведущих частей или участков.

Перед транспортировкой барабана с кабелем до траншеи должны быть провраны крепления кабеля, отсутствие элементов барабана, способных травмировать работников, занятых на работах по транспортировке барабана. Извлечение кабеля допускается имеющимся инструментом, используемым по назначению для безопасности работников.

Путь транспортировки барабана должен быть по ровной горизонтальной поверхности с твёрдым покрытием и доскам, длительное или кратковременное нахождение работников на пути транспортировки не допускается. Транспортировка барабана выполняется в соответствии с указаниями завода-изготовителя кабеля и должна соответствовать требованиям, указанным в сопроводительной документации на кабель. Подъём или перемещение барабанов допускается с помощью специальных средств подъёма, пригодных к проводимой работе без риска травмирования работников [21].

В холодное время года монтаж КЛ-10 кВ системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ должен осуществляться с предварительным прогревом кабелей электрическим током перед укладкой посредством включения через трансформатор с защитным устройством отключения при возможном коротком замыкании. Для безопасности работников устанавливается заземление на корпус трансформатора, его вторичную обмотку и броню

кабелей. Используемый трансформатор для прогрева кабеля должен иметь напряжение первичной обмотки не выше 0,38 кВ. Для работника, осуществляющим контроль работы по прогреву кабеля, должны быть обеспечены средства защиты от поражения электрическим током и приборами контроля температуры и силы тока кабеля, группу допуска по электробезопасности должна быть не ниже III. Использование при прогреве кабелей 10 кВ АГПЗ трансформаторов с напряжением первичной обмотки более 0,38 кВ запрещено.

В процессе укладки кабеля в траншею не допускается нахождение работников по разные стороны от укладываемого кабеля в траншею. На участках трассы прокладки КЛ-10 кВ АГПЗ, не имеющих подземных сооружений и коммуникаций, допускается использование кабелеукладчика. Работы по перекладке кабеля 10 кВ и переносу муфт без отключения питания и заземления не допускаются.

В траншее не допускается длительное или кратковременное использование имеющихся кабелей для подвеса прокладываемых кабелей. Подвеска кабелей в траншее допускается при отсутствии их смещения с укреплением подвешиваемого кабеля к перекрытиям или удерживающим тросам.

Перед вводом в работу и во время дальнейшей эксплуатации КЛ-10 кВ АГПЗ проводятся испытания оболочки кабеля, измеряется сопротивление основной изоляции и проводится её испытание. В отношении кабельных муфт предусматривается тепловизионный контроль и измерение частичных разрядов.

Оболочка кабеля 10 кВ системы электроснабжения технологических линий 7,8 АГПЗ испытывается постоянным током под напряжением 10 кВ до монтажа кабельных муфт в течении одной минуты, точки прикладываемой разности потенциалов – металлический экран и заземлитель. По окончании испытания постоянным током токопроводящая жила и медный экран заземляются на период не менее 1 ч. Методика испытаний предусматривает плавное увеличение напряжения до 10 кВ и поддержание на данном уровне в течении всего времени испытаний. Фиксация времени испытания начинается с момента установки напряжения на уровне 10 кВ.

Результат испытания оболочки кабеля 10 кВ системы электроснабжения технологических линий 7,8 АГПЗ считается положительным, если между точками прикладывания разности потенциалов не произошел пробой, не было зафиксировано резких изменений тока утечки, допустимая величина не должна превышать 300 мкА. Если величина тока утечки возрастает со временем испытания, то продолжительность испытания увеличивают в 2 раза, при этом если имеет место рост величины тока утечки, то испытания продолжаются до пробоя оболочки кабеля.

Во время испытаний оболочки кабеля экран кабеля должен быть изолирован от земли, ограничители напряжения отключаются от экрана кабеля, по окончании испытания схема заземления экрана кабеля восстанавливается в исходное положение, ограничители перенапряжения подключаются к экрану кабеля.

Периодичность испытаний для межремонтных испытаний КЛ-10 кВ АГПЗ составляет не реже 1 раза в 5 лет, а также после проведения ремонтных работ в охранной зоне КЛ и перед вводом КЛ в работу.

Для проверки отсутствия заземлений на трассе КЛ-10 кВ АГПЗ перед подачей рабочего напряжения и для оценки динамики изменения эксплуатационных свойств кабеля 10 кВ допускается проведение измерений сопротивления изоляции кабеля. Все результаты испытаний оформляются протоколом и заносятся в действующий паспорт кабельной линии 10 кВ [21].

14.2 Экологичность

Для сооружения системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ требуется определить площадь подлежащих отводу в постоянное и временное пользование земель, для этого выполняется расчёт по требованиям [23].

На рисунке 5 показаны участки земли под размещение КТП 10/0,4 кВ, которые отводятся в постоянное пользование, и участки земли под размещение КЛ-10 кВ, которые отводятся во временное пользование для объектов системы электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ.

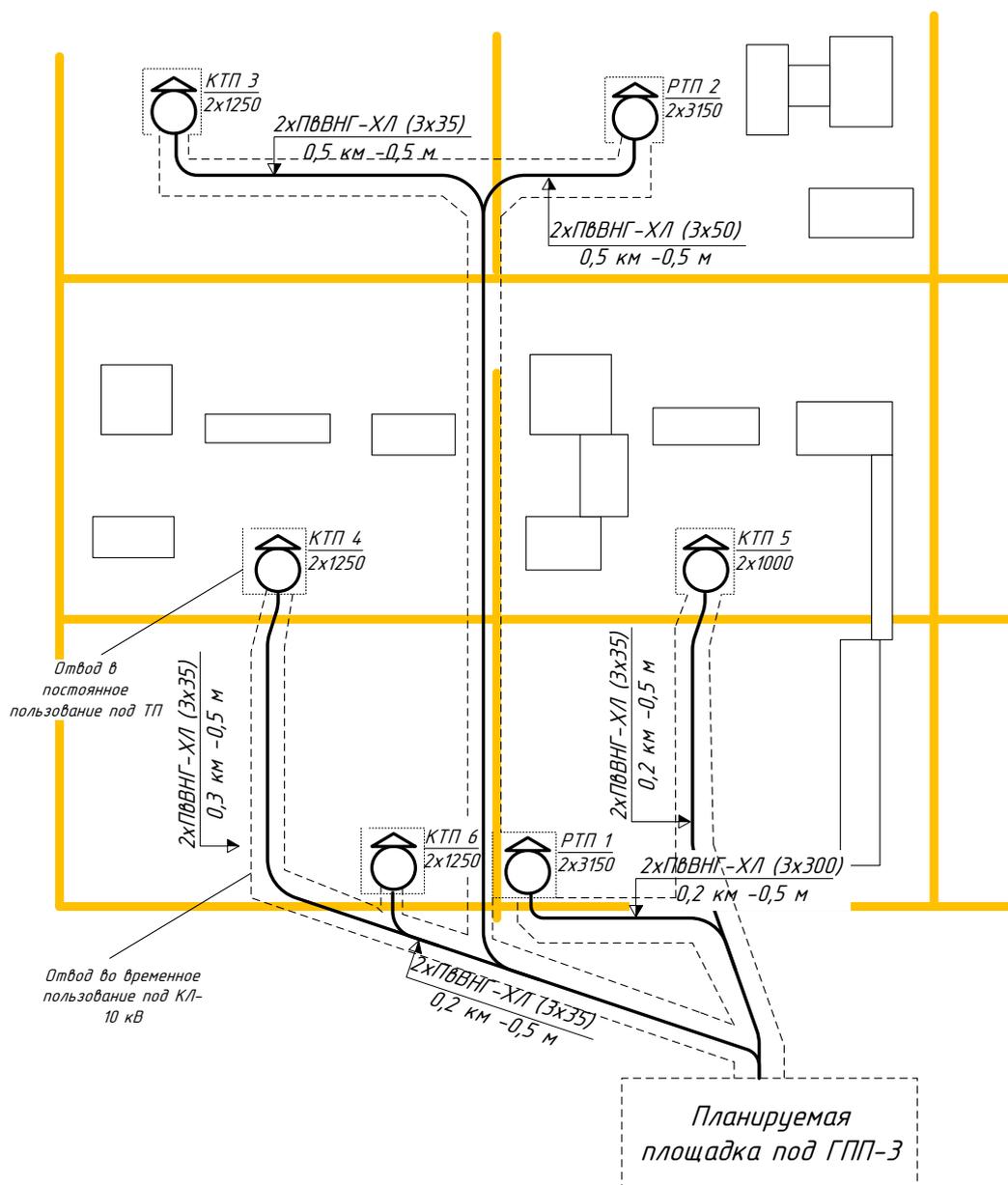


Рисунок 5 – Участки отводимых земель в постоянное и временное пользование под систему электроснабжения потребителей технологических линий №7,8 АГПЗ

Исходными данными для расчётов площади отводимых земель являются использованные в работе проектные данные, по которым известно число вводимых КТП ($n_{\text{ТП}}$) – 6 шт, на каждой проектируется установка двух силовых трансформаторов 10/0,4 кВ. Кроме того, по рисунку 1 известна суммарная протяженность КЛ-10 кВ ($L_{\text{КЛ10кВ}}$) – 1,9 км.

Используется следующая формула для нахождения площади земельных участков, подлежащих отводу в постоянное пользование под КТП 10/0,4 кВ системы электроснабжения АГПЗ:

$$S_{ППП} = S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}, \quad (139)$$

$$S_{ППП} = 80 \cdot 6 = 480 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТП2}$ - площадь земельного участка для одной КТП 10/0,4 кВ, отводимая в постоянное пользование по [23] 80 м^2 ;

$n_{ТП2}$ - общее количество КТП 10/0,4 кВ с двумя силовыми трансформаторами, 6 шт.

Для прокладки КЛ-10 кВ к указанным выше КТП 10/0,4 кВ происходит отвод полосы земель во временное пользование, ширина полосы земли составляет не более 6 м по трассе КЛ-10 кВ.

Используется следующая формула для нахождения длины трассы КЛ-10 кВ, для которых будет определен отвод земли во временное пользование под КЛ-10 кВ системы электроснабжения АГПЗ:

$$L_{КЛ} = \Sigma L_{КЛ10кВ}, \quad (140)$$

$$L_{КЛ} = 0,2 + 0,2 + 0,3 + 0,2 + 0,5 + 0,5 = 1,9 \text{ м},$$

где $L_{КЛ10кВ}$ - протяженность участков трассы КЛ 10 кВ до каждой КТП 10/0,4 кВ, м.

Используется следующая формула для нахождения площади земельных участков, подлежащих отводу во временное пользование под КЛ-10 кВ системы электроснабжения АГПЗ:

$$S_{\text{КЛ}} = L_{\text{КЛ}} \cdot L_{\text{полосы}} \cdot 10^3, \quad (141)$$

$$S_{\text{КЛ}} = 1,9 \cdot 6 \cdot 10^3 = 11400 \text{ м}^2,$$

где $L_{\text{полосы}}$ - ширина полосы земель, максимальная ширина которых 6 м вдоль трассы прокладки КЛ 10 кВ [23].

После выполнения расчётов определены площади земельных участков, отводимых во временное пользование под прокладку КЛ 10 кВ системы электропитания АГПЗ - 11400 м², в то же время в постоянное пользование под КТП 10/0,4 кВ будет изъято 480 м².

14.3 Чрезвычайные ситуации

Пожар в электроустановках системы электропитания 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ приводит к перебоям в работе технологических линий и приводит к угрозе жизни и здоровью работников АГПЗ, поэтому для ликвидации возгорания и развития чрезвычайной ситуации необходимо соблюдать порядок действий персонала для ликвидации возгорания. Кроме того, необходимо рассмотреть порядок действий по завершении тушения пожара [24].

При возникновении пожара на сухих трансформаторах 10/0,4 кВ КТП технологических линий 7,8 АГПЗ немедленно выполняется их отключение коммутационным аппаратом от источника напряжения в случае недействия средств релейной защиты и автоматики, шины источника питания и расположенные по близости токоведущие части смежных присоединений должны быть заземлены. Отключение электротехническим персоналом разъединителя перед КТП допускается в случае наличия права оперативных переключений и использования электроизолирующих перчаток и бот. Стационарные ножи заземления разъединителя в сторону КТП должны быть снабжены удобной рукояткой достаточной

длины для быстрого их включения. После того, как с шин питания трансформатора напряжение снято, допускается приступить к тушению возгорания распыленной водой, огнетушителями на основе углекислотных смесей.

Близкорасположенное к трансформаторам КТП технологических линий 7,8 АГПЗ оборудование, находящееся под угрозой распространения горения на него, должно быть выведено из работы и заземлено, после чего выполняется его охлаждение струями воды или огнетушителями и при необходимости выполняется обваловка очага пожара. Имеющиеся автоматические системы пожаротушения трансформаторов при их отказе приводятся работниками АГПЗ в работу в ручном режиме.

При возникновении пожара в РУ 10/0,4 кВ КТП технологических линий 7,8 АГПЗ тушение осуществляется при условии снятия напряжения с токоведущих частей. Под напряжением тушение возгорания разрешается углекислотными, порошковыми, аэрозольными смесями, а также распыленными струями воды в электрозащитных перчатках и обуви, индивидуальных средств защиты органов дыхания работников с заземлением пожарного ствола и насоса [24].

Заземление осуществляется путем присоединения к контуру заземления КТП или РУ в специально подготовленных местах подключения пожарных рукавов или насосов, обозначенных знаками и имеющих крепления для надёжного присоединения.

Для близкорасположенных кабелей в РУ 10/0,4 кВ КТП 10/0,4 кВ проводится контроль их состояния во избежание их возгорания и дальнейшего распространения горения. С целью снижения объемов повреждения шкафов управления, релейной защиты, автоматики проводится их отключение и дальнейшая ликвидация горения с применением углекислотных, аэрозольных, порошковых огнетушителей.

Дежурный персонал АГПЗ участвует в тренировках по отработке действий во время обнаружения пожара, содействует подразделениям пожарной охраны по использованию огневых позиций, заземлению пожарных стволов, насосов подачи средств пожаротушения.

Пожар на открытых кабельных сооружениях ликвидируется посредством создания водяных завес с включением пены от пеногенераторов через люки кабельных сооружений, вода подаётся струями распыленно или используются порошковые составы для формирования воздушно-механической пены. Пожарные стволы и пеногенераторы должны быть заземлены по требованиям техники безопасности. Если помещение кабельного сооружения оснащено пожарными перегородками, то посредством их использования допускается отделить участок возгорания и заполнить его пеной с соблюдением требований электробезопасности [24].

Сообщение о возгорании РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ немедленно должно быть передано в пожарную службу и старшему руководителю смены тем сотрудником, который обнаружил возгорания или признаки задымления, гари, температурной деформации конструкций и оборудования. Тушения пожара самостоятельно первичными средствами тушения пожара работником, его обнаружившим, разрешается в случае отсутствия риска получения ожогов и электротравм.

На поступившее сообщение о пожаре на КЛ-10 кВ и КТП 10/0,4 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ прибывают подразделения пожарной охраны, прошедшие по установленному графику не реже одного раза в год специальный инструктаж по методам безопасного тушения пожара на объектах АГПЗ, принимавшие участие в совместных пожарно-тактических учениях с дежурным персоналом АГПЗ.

На территории возгорания КЛ-10 кВ и КТП 10/0,4 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ должен быть введен режим усиленной охраны старшим дежурным работником или руководителем, доступ к месту пожара посторонних лиц должен быть исключен, должны быть проинформированы службы пожарной охраны.

Старший руководитель смены АГПЗ определяет очаг возгорания совместно с персоналом по обслуживанию РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ и организует эвакуацию всех работников, не привлекаемых к тушению возгорания.

При наличии систем автоматического тушения пожара выполняется их опробация и включение, при отказе в срабатывании проводится её ручная активация. Первичные средства пожаротушения при этом должны соответствовать условиям пожара и правилам техники безопасности. Для указания подъездных путей личному составу пожарной службы и мест доступа к источникам воды вблизи места возгорания направляются осведомлённые работники из числа персонала по обслуживанию РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ. Выдача защитных средств от поражения электрическим током личному составу пожарной службы осуществляется при их готовности к тушению возгорания после инструктажа по безопасному нахождению вблизи токоведущих частей [25].

Охлаждение технологических конструкций, сооружений, креплений оборудования в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ допускается выполнять по мере ликвидации очага возгорания личным составом пожарной службы для снижения риска повторного возгорания или его распространения.

При тушении пожаров в электроустановках технологических линий 7,8 АГПЗ под напряжением 10 кВ пожарными подразделениями с использованием ручных пожарных стволов необходимо получить допуск на его тушение. Допуск выдаётся старшим руководителем смены АГПЗ при условиях, если расстояние до токоведущих частей находящихся под напряжением от работника пожарной охраны с пожарным стволом не превышает 4,5 м.

Допуск к тушению пожара старшему начальнику пожарной службы передаётся в письменном виде старшим руководителем смены АГПЗ, а также проводится инструктаж от дежурного персонала АГПЗ или специально выделенного работника АГПЗ по мерам электробезопасности в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ, указываются места заземления пожарных стволов и оборудования.

Старший начальник пожарной службы, руководящий тушением пожара в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ, после согласования с дежурным персоналом АГПЗ назначает маршруты движения подразделений для безопасного тушения возго-

рания и размещает личный состав пожарной службы. Тушение возгорания личным составом пожарной службы выполняется после прокладки рукавной линии от насоса до пожарного ствола [25].

Места подключения оборудования пожаротушения к стационарному контуру заземления РУ 10/0,4 кВ КТП АГПЗ обозначаются специальной краской и должны содержаться в исправном состоянии, имеют специальные крепления в виде зажимов и медные провода соединения сечением не менее 16 мм² с контуром заземления и указываются в оперативном плане тушения возгорания. Допускается выполнять подключение пожарных стволов переносными заземляющими устройствами с протяжённостью проводника, достаточной для свободного маневрирования личного состава пожарной службы при тушении пожаров в электроустановках.

После проверки выполнения мероприятий по электробезопасности и оснащения личного состава пожарной службы средствами безопасности старшим начальником пожарной службы отдаётся распоряжение на подачу огнетушащих средств в зону горения.

По завершении тушения пожара в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ должна быть прекращена подача огнетушащих средств на объект возгорания и его несущие конструкции, не снимая средств защиты от поражения электрическим током проводится отключение устройств заземления личным составом пожарной службы, после чего не изменяя маршрут движения подразделений для безопасного оставления места тушения пожара выполняется возврат к исходному месту подготовки к тушению пожара. Пожарно-техническое вооружение во время возврата к исходному месту подготовки к тушению пожара перемещается в исходные места хранения [25].

В случае сложного возгорания в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ АГПЗ или наличия нескольких больших очагов возгораний формируется оперативный штаб пожаротушения, в состав которого входят руководящий состав АГПЗ и специалисты, владеющие информацией о развитии возгораний и их путях распространения.

Оперативный план пожаротушения в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ АГПЗ разрабатывается и выполняется в ходе пожарно-тактических учений, корректировка плана проводится в отношении позиций личного состава пожарной службы относительно задействованных в учениях электроустановок, мест боевого развертывания и иных пунктов плана по результатам учений. Места подключения заземлителей к пожарным стволам должны быть графически обозначены в плане пожаротушения, при это количество переносных заземлений должно соответствовать наиболее сложному типу возгорания. По планам пожаротушения средства защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в минимальном количестве для двух человек из личного состава пожарной службы. Утверждение оперативного плана пожаротушения в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ АГПЗ должно выполняться после разработки ответственным руководителем АГПЗ и начальником подразделения пожарной службы, осуществляющей надзор за соблюдением правил пожарной безопасности на АГПЗ [25].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе разработки системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ в связи с проектированием 7,8 технологической линии из планируемых вариантов её выполнения выбран один с минимальными приведенными статическими затратами.

По мере выполнения работы были проведены расчёты нагрузок ГПП-3, определены токи КЗ в проектируемых сетях 10 кВ, выбраны вакуумные выключатели на стороне 10 кВ ПС, оборудование стороны 10 кВ. Всё оборудование проверено по условиям необходимой работы, отвечает всем видам проверки по стойкости к токам КЗ. Выполнены расчёты РЗиА внутренних сетей 10 кВ. Рассмотрены вопросы устройства автоматики и измерения по территории ГПП-3.

Рассмотрены меры безопасности, при соблюдении которых рабочим персоналом во время сооружения системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания ПС ГПП-3 АГПЗ в связи с проектированием 7,8 технологической линии будут обеспечены безопасные условия труда.

Показателем экологичности работы является величина площади отвода земель в постоянное пользование для размещения ТП-10/0,4 кВ и во временное пользование для прокладки КЛ напряжением 10 кВ определяемые.

Пол рассматриваемой чрезвычайной ситуацией в работе принимается пожар в электроустановках системы электроснабжения 10 кВ технологических линий 7,8 АГПЗ, в связи с чем приводится порядок тушения пожара в РУ 10/0,4 кВ КТП и КЛ-10 кВ дежурным персоналом АГПЗ и подразделений пожарной охраны, а также приводятся меры пожарной безопасности для задействованных на тушении возгорания.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Схема и программа развития электроэнергетики Амурской области на 2023-2028 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: https://www.amurobl.ru/upload/iblock/f9e/SIPR-AO-2022_2028.pdf (дата обращения: 10.05.2025).

2 Официальный сайт Свободненского округа Амурской области – Инвестиционный паспорт - [Электронный ресурс]. – URL: https://atrynda.ru/files/ekon/investicyi/%D0%98%D0%BD%D0%B2%D0%B5%D1%81%D1%82%D0%B8%D1%86%D0%B8%D0%BE%D0%BD%D0%BD%D1%8B%D0%B9_%D0%BF%D0%B0%D1%81%D0%BF%D0%BE%D1%80%D1%82_2021_%D0%BD%D0%BE%D0%B2%D1%8B%D0%B9.pdf (дата обращения: 20.05.2025).

3 Гужов Н.П., Системы электроснабжения : учебник / Гужов Н.П. - Новосибирск : Изд-во НГТУ, 2015. - 258 с. ("Учебники НГТУ") - ISBN 978-5-7782-2734-7 - Текст : электронный // ЭБС "Консультант студента" : [сайт]. - URL : <http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785778227347.html>.

4 Фролов, Ю. М. Основы электроснабжения11 : учебное пособие / Ю. М. Фролов, В. П. Шелякин. — Санкт-Петербург : Лань, 2021. — 480 с. — ISBN 978-5-8114-1385-0. — Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. — URL: <https://e.lanbook.com/book/168468> (дата обращения: 09.04.2025). — Режим доступа: для авториз. пользователей.

5 Быстрицкий, Г. Ф. Электроснабжение. Силовые трансформаторы : учебное пособие для вузов / Г. Ф. Быстрицкий, Б. И. Кудрин. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2021. — 201 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-08404-7. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/470416> (дата обращения: 09.04.2025).

6 Наумов, Игорь Владимирович. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7080.pdf

7 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.

8 Официальный сайт ООО «Таврида-Электрик» - Руководство по эксплуатации ограничителей перенапряжения [Электронный ресурс]. – URL: https://www.tavrida.ru/upload/iblock/f97/TER_CBdoc_UG_12.pdf (дата обращения: 10.05.2025).

9 Сивков, А. А. Основы электроснабжения : учебное пособие для вузов / А. А. Сивков, А. С. Сайгаш, Д. Ю. Герасимов. — 2-е изд., испр. и доп. — Москва : Издательство Юрайт, 2020. — 173 с. — (Высшее образование). — ISBN 978-5-534-01372-6. — Текст : электронный // ЭБС Юрайт [сайт]. — URL: <https://urait.ru/bcode/451208> (дата обращения: 09.04.2025).

10 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.

11 Системы электроснабжения: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.01 и 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9661.pdf

12 Мясоедов, Ю. В. Системы электроснабжения промышленных объектов и городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч. 2. Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с. - Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7366.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

13 Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и вы-

бору электрооборудования РД 153-34.0-20.527-98. Утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики 23.03.1998 г.

14 Официальный сайт АО «ДРСК» - Тариф покупки потерь электроэнергии [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http:// www.drsk.ru/](http://www.drsk.ru/) (дата обращения: 28.04.2025).

15 СТО 56947007-29.240.10.028-2009. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ. – 13.04.2009

16 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей : справочник / Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.

17 Савина Н. В. Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. – Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/6056.pdf (дата обращения: 10.05.2025).

18 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: 10.05.2025).

19 Электроснабжение специальных объектов: сборник учебно-методических материалов для направления подготовки 13.03.02. / Сост.: Ю.В. Мясоедов, Л.А. Мясоедова, И.Г. Подгурская - Благовещенск: Изд-во АмГУ, – 2017. 110 с. http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9664.pdf

20 «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 04.10.2022 № 1070);

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 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.

23 Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

24 Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 25.12.2023) «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

25 Постановление Правительства российской федерации от 16 сентября 2020 года N 1479 «Об утверждении Правил противопожарного режима в Российской Федерации» (с изменениями на 21 мая 2021 года)

26 Козлов А. Н. Микропроцессорные средства управления [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника". Ч. 1 . Построение основных функций цифровых релейных защит / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Н. Козлов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 54 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7739.pdf (дата обращения: 24.05.2025).

27 Андреев, В. А. Релейная защита систем электроснабжения в примерах и задачах [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / В. А. Андреев. - М. : Высш. шк., 2008. - 253 с. : рис., табл. - (Для высших учебных заведений. Электротехника). - Библиогр. : с. 248 . - ISBN 978-5-06-005828-4

28 Козлов А. Н. Графическая часть курсовых проектов и выпускных квалификационных работ [Электронный ресурс] : учеб. - метод. пособие. Ч. 2 / АмГУ, Эн.ф.; сост.: А. Н. Козлов, В. А. Козлов. - Благовещенск: Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 168 с - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7735.pdf (дата обращения: 10.04.2025).

29 Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем [Электронный ресурс] : метод. указания к практ. занятиям. Ч. 1/ АмГУ, Эн. ф.; сост.: А. Н. Козлов, А. Г. Ротачева. - 2-е изд., испр. . - Благовещенск: Изд-во Амур. гос.

ун-та, 2017. - 37 с Режим доступа:
http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7755.pdf (дата обращения:
10.04.2025).

30 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.

31 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.

32 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.