

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
« _____ » _____ 2023 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное в Еврейской автономной области

Исполнитель студент группы 942-узб	_____	А.Ю. Диденко
	подпись, дата	
Руководитель доцент	_____	А.Г. Ротачева
	подпись, дата	
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд.техн.наук	_____	А.Б. Булгаков
	подпись, дата	
Нормоконтроль ст. преподаватель	_____	Л.А. Мясоедова
	подпись, дата	

Благовещенск 2023

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

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

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента А.Ю. Диденко

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное в Еврейской автономной области

(утверждена приказом от 03.04.2023г № 794-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: поопорная схема сетей 10 кВ от ПС Благословенное, однолинейная схема ПС Благословенное, контрольный замер Электрических сетей ЕАО декабрь 2022 года

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): характеристика района реконструкции, расчёт перспективных электрических нагрузок, оценка нагрузочной способности существующих ТП, расчёт электрической нагрузки в сети 10 кВ, расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ, выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ, компенсация емкостных токов замыкания на землю, релейная защита и автоматика

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): однолинейная схема сети 10 кВ, вариант 1 и вариант 2 схемы сети 10 кВ, план и разрезы ТП-136 закрытого исполнения, однолинейная схема ТП-136 и токи короткого замыкания в сети 10-0,4 кВ, однолинейная схема ПС 110/35/10 кВ «Благословенное», микропроцессорная защита линии 10 кВ

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: доцент Ротачева А.Г.

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 96 с, 7 рисунков, 37 таблиц, 39 использованных источников.

ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОКОВАЯ ОТСЕЧКА, ТРЁХФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ОДНОФАЗНОЕ КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТЬ ЗАЩИТЫ, НАДЁЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Объект разработки - сети 10 кВ района с центром питания ПС «Благословенное» Еврейской автономной области. Так как сети 10 кВ выполнены проводами и кабелями выработавшими нормативный срок эксплуатации, то для качественного электроснабжения потребителей АО «ДРСК» необходимо заменить оборудование 10 кВ сетей.

Целью проекта является проведение реконструкции изношенных сетей 10 кВ для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях. Характеристики сети 10 кВ получены расчётным способом. Конфигурация сети выбрана на основе технико-экономического сравнения вариантов сети и представляет собой сочетание петлевой и двухлучевой схем сети. Применён провод СИП-3 на железобетонных опорах и кабель АВВГ.

Практическая значимость работы состоит в возможности применять полученные данные по нагрузкам сети 10 кВ; максимальным рабочим токам по линиям 10 кВ уставкам срабатывания выбираемых защит при текущей эксплуатации электрической сети 10 кВ Октябрьского РЭС Еврейской автономной области с центром питания ПС «Благословенное».

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	6
Введение	7
1 Характеристика района реконструкции	9
1.1 Географическая характеристика	9
1.2 Климатическая характеристика	10
1.3 Характеристика потребителей	10
1.4 Характеристика центра питания	11
2 Расчёт перспективных электрических нагрузок	12
3 Оценка нагрузочной способности существующих ТП	16
4 Расчёт электрической нагрузки в сети 10 кВ	19
4.1 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ	19
4.2 Расчёт электрических нагрузок на шинах ЦП	26
5 Расчет токов короткого замыкания	27
5.1 Расчет токов короткого замыкания 10 кВ	27
5.2 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ	30
6 Выбор и проверка оборудования напряжением до 1 кВ	35
6.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	35
6.2 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ	39
7 Выбор и проверка оборудования напряжением выше 1 кВ	44
7.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	44
7.2 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП	45
7.3 Выбор выключателей нагрузки	47
7.4 Выбор комплектного распределительного устройства	50
7.5 Выбор выключателей 10 кВ	52
7.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ	56
7.7 Выбор трансформатора напряжения	60
7.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ	61
7.9 Выбор изоляторов	64

7.10 Выбор ограничителей перенапряжений	66
8 Компенсация емкостных токов замыкания на землю	68
9 Релейная защита и автоматика	69
9.1 Токовая отсечка без выдержки времени	69
9.2 Максимальная токовая защита линий	71
9.3 Устройства автоматического включения резерва	73
9.4 Защита от однофазных замыканий на землю	73
10 Безопасность и экологичность	76
10.1 Безопасность	76
10.2 Экологичность	80
10.3 Чрезвычайные ситуации	84
Заключение	90
Библиографический список	91
Приложение А – Расчёт режимов. Вариант №1	97
Приложение Б – Расчёт режимов. Вариант №2	112

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВЛ – воздушная линия;

ЕАО – Еврейская автономная область;

КЗ – короткое замыкание;

КТП - комплектная трансформаторная подстанция;

КТПН - комплектная трансформаторная подстанция наружная;

КТПП – комплектная трансформаторная подстанция передвижная;

ПС – подстанция;

РУ – распределительное устройство;

РУВН – распределительное устройство высокого напряжения;

РУНН – распределительное устройство низкого напряжения;

РУСН – распределительное устройство среднего напряжения;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СКТП – столбовая комплектная трансформаторная подстанция;

СТП - столбовая трансформаторная подстанция;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока;

ЭС – электрическая сеть.

ВВЕДЕНИЕ

Развитие системы электроснабжения сельских населенных пунктов сопряжено со значительными инвестициями при низкой окупаемости затрат [1]. Большая протяженность распределительных сетей при малой величине нагрузки потребителей электроэнергии являются причиной величины технических потерь в распределительных сетях больше среднего уровня 8-10% по Дальневосточному региону. Работа по модернизации и обновлению сетей напряжением 10 кВ, проводимая владельцами электросетевого имущества, сосредоточена на увеличении надёжности электроснабжения потребителей и снижению аварийности при эксплуатации сетей 10 кВ.

Также современное состояние рассматриваемого участка проектирования электрических сетей 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное напряжением 110/35/10 кВ в Еврейской автономной области, посредством которых осуществляется электроснабжение сельских потребителей, отражает недостаточное оснащение действующих электрических сетей современным оборудованием: выключателями, средствами регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности, средствами автоматизации, диспетчерского и технологического управления [2].

Цель разработки данной темы выпускной квалификационной работы – реконструкция изношенных сетей 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное напряжением 110/35/10 кВ в Еврейской автономной области для улучшения качества электроснабжения и минимизации потерь в сетях.

Основанием и исходными данными для разработки темы выпускной квалификационной работы являются проведенный анализ текущего состояния электрических сетей 10 кВ и ожидаемые электрические нагрузки в сети 10 кВ.

Для обеспечения нормальной работы электрической системы и всех входящих в нее элементов требуется правильно подобрать под имеющиеся режимы работы параметры оборудования, соблюсти достаточные условия надёжного электроснабжения потребителей, что в конечном счёте формирует практиче-

скую значимость результатов реконструкции изношенных сетей 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное в Еврейской автономной области.

Новизна проводимых расчётов для реконструкции сетевого комплекса 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное напряжением 110/35/10 кВ в Еврейской автономной области сводится к необходимости использования в работе современного и надёжного оборудования сетей 10 кВ и центра питания.

Целесообразность разработки данной темы выпускной квалификационной работы рассматривается с точки зрения обеспечения устойчивой работы и своевременного внедрения оборудования сетей 10 кВ и центра питания сетей 10 кВ с центром питания подстанция Благословенное напряжением 110/35/10 кВ в Еврейской автономной области.

Решаемые задачи при реконструкции электрической сети 10 кВ Октябрьского РЭС Еврейской автономной области с центром питания ПС «Благословенное» включали в себя расчёт электрических нагрузок; техническое переоснащение сетей 10 кВ проводом СИП-3; выбор и проверку аппаратов 10 кВ; расчёт релейной защиты и автоматики на микропроцессорных терминалах; рассмотрение вопросов безопасности и экологичности проекта.

Практическая значимость работы состоит в возможности применять полученные данные по нагрузкам сети 10 кВ; максимальным рабочим токам по линиям 10 кВ уставкам срабатывания выбираемых защит при текущей эксплуатации электрической сети 10 кВ Октябрьского РЭС Еврейской автономной области с центром питания ПС «Благословенное».

Полученные результаты работы содержат данные по нагрузкам в сети 10 кВ; максимальным рабочим токам по линиям 10 кВ; сечениям проводов СИП-3, их проверке по допустимой потере напряжения; уровням токов КЗ; уставкам срабатывания выбираемых защит; соблюдению норм экологичности и безопасности при реконструкции сетей 10 кВ.

Проектирование осуществляется с использованием ПЭВМ, оснащённым лицензионным программным обеспечением: Microsoft Office Word 2007; Microsoft Office Excel 2007; Microsoft Office Visio 2007; Mathcad 2007.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РЕКОНСТРУКЦИИ

1.1 Географическая характеристика

Площадь области - 36,3 тыс. кв. км. Она расположена в южной части российского Дальнего Востока и имеет выгодное географическое положение. На западе граничит с Амурской областью, на востоке - с Хабаровским краем, на юге ее граница по реке Амур совпадает с государственной границей России и Китая.

Область находится в непосредственной близости к побережью Тихого океана и основным экономическим партнерам в этом регионе, имеет выход в моря Тихого океана через Амурский водный путь. По ее территории проходит Транссибирская магистраль, которая обеспечивает наикратчайшие маршруты из Западной Европы и Ближнего Востока в страны Азиатско-Тихоокеанского региона, [1].

Октябрьский район — муниципальное образование Еврейской автономной области. Административный центр — село Амурзет.

Октябрьский район расположен на левом берегу Амура в южной части области. На юге и западе по Амуру граничит с КНР, на севере — с Облученским, на востоке — с Ленинским районами ЕАО. Площадь территории — 6,4 тыс. км². Численность населения — около 13,1 тыс. человек, населённых пунктов — 15.

В состав района входят 3 муниципальных образования:

- 1.Амурзетское сельское поселение
- 2.Нагибовское сельское поселение
- 3.Полевское сельское поселение

Благоприятные климатические и природные условия определяют сельскохозяйственную направленность экономики района, которое специализируется на производстве сои, картофеля, зерновых культур, овощей.

Автодорога Р455 Биробиджан—Ленинское и Р456 Бирофельд—Амурзет связывает областной центр с населёнными пунктами района и пунктом

пропуска «Амурзет» на реке Амур напротив китайского поселка Миншань.

1.2 Климатическая характеристика

Основные климатические характеристики района размещения ПС «Благословенное» следующие:

- максимальная температура воздуха - плюс 40° С; минимальная температура воздуха - минус 49° С; минимальная температура наиболее холодной пятидневки - минус 33° С;

- скорость ветра, возможная 1 раз в 15 лет-30 м/сек;

- среднемаксимальная высота снежного покрова - 29 см;

- глубина промерзания суглинистых грунтов - 285 см;

- район площадки подстанции относится к зоне 6-ти бальных землетрясений.

1.3 Характеристика потребителей

Потребителями электроэнергии ПС 110/35/10 «Благословенное» являются сёла Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое. Перечень социально-значимых потребителей, питающих объекты филиала «ЭС ЕАО» Октябрьского РЭС приведён в таблице 1, согласно листу графической части 2.

Таблица 1 - Перечень социально-значимых потребителей

Подстанция	№ фид 10 кВ	Вид ТП	№ ТП	Стр ном, кВА	Потребитель	Год ввода	Принадл-ть
Благословенное	115	СКТП	212	160	Благословенное, погранзаезда котельная, котельная		потр.
Благословенное	115	СТП	213	400	Благословенное, ДК котельная	1989	ЭС ЕАО
Благословенное	117	КТПП	111	400	Нагибово, котельная.	1983	ЭС ЕАО
Благословенное	117	КТПН	135	400	Садовое, детсад котельная	1991	потр.
Благословенное	118	КТПН	136	400	Садовое, детсад котельная	1991	потр.
Благословенное	127	КТП	183	400	Луговое, детсад, школа, котельная,	1987	ЭС ЕАО
Благословенное	115	КТПП	218	250	Благословенное, детсад котельная	1989	ЭС ЕАО

1.4 Характеристика центра питания

Распределительное устройство подстанции «Благословенное» 110 кВ выполнено по схеме блок линия-трансформатор, 35-10 кВ - одна секционированная система шин, лист графической части №2.

Характеристика оборудования ПС «Благословенное» приводится в таблице 2.

Таблица 2 – Оборудование РУ ПС

РУ	разъединители	ТТ	ТН	Коммутационные аппараты	Разрядники	Трансформаторы
РУВН 110 кВ	РНДЗ-2-110-1000 ПР-90	ТВТ- 110		Блок ОД-КЗ ОД-110, КЗ-110	ОПН-110	ТДТН- 10000/110/35
РУСН 35 кВ	РНДЗ-26-1000/35, РНДЗ-16-1000/35	ТВТ-35	ЗНОМ- 35	Выключатели масляные ВТ-35/600, при- вод ПП-67К	РВС-35	ТМ-6300/35/10
РУНН 10 кВ		ТПЛ-10	НАМИТ- 10	Выключатели маломасляные выключатели ВМГ-10/630 привод встроен- ный пружинный	РВ-10	ТСН-1 ТМ-25/10/04 ТСН-2 ТМ-40/10/04

К недостаткам сети 10 кВ относится:

1) На ПС «Благословенное» установлено устаревшее оборудование - разрядники РВ-10 и РВС-35, масляные выключатели ВМГ-10 и ВТ-35, блок ОДКЗ-110, не соответствующие классу точности трансформаторы тока ТПЛ-10 и ТВТ-35, трансформаторы напряжения ЗНОМ-35;

2) ВЛ выполнены голым проводом марки АС сечением 35-70 мм².

Перечисленное оборудование необходимо заменить на более современное и надёжное: воздушные и элегазовые выключатели и ТТ; разрядники заменить на ОПН; ТН типа ЗНОМ заменить на антирезонансные ТН типа НАМИ. Провода с голыми проводами необходимо заменить на изолированные провода марки СИП.

2 РАСЧЁТ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчёта нагрузок как правило принимаются данные контрольных замеров за последние 3 года. При реконструкции сетей 10 кВ необходимы данные замеров как на стороне 10, так и на стороне 0,4 кВ ТП. Так как ТП не оснащены приборами учёта на сторонах 10-0,4 кВ, то нагрузку на стороне 10 кВ можно определить приближенно, имея данные контрольного замера на головном участке фидера. Согласно полученной на преддипломной практике информации, составляется таблица 3, в которой приводятся данные контрольного замера за 2020-2022 гг [16].

Таблица 3 – Данные замеров на ПС «Благословенное»

Присоединение		КДЗ 2020, МВт		КДЗ 2021, МВт		КДЗ 2022, МВт	
U, кВ	Наименование	лето	зима	лето	зима	лето	зима
110/35/10	1Т	0,51	1,156	0,306	1,207	0,221	1,052
35/10	2Т	0	0	0	0	0	0
1 сш 10	ф-127	0,051	0,306	0,085	0,306	0,068	0,289
1 сш 10	ф-125	0,034	0,034	0,017	0,068	0,017	0,068
2 сш 10	ф-115	0,051	0,323	0,068	0,323	0,051	0,236
2 сш 10	ф-117	0,034	0,17	0,034	0,17	0,034	0,136
2 сш 10	ф-118	0,119	0,34	0,102	0,34	0,051	0,323

Нагрузка на стороне 10 кВ ТП определяется следующим образом, [5]. Находится по схемным данным общая мощность трансформаторов, питаемых по фидеру. Далее распределяется пропорционально мощности ТП доля мощности головного участка фидера.

В процессе определения доли активной нагрузки ТП с трансформатором мощностью 400 кВА будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [5] и приведенной формулой:

$$P_{ТП-400}^* = \frac{P_{ТПном}}{P_{ф-10кВ}}, \quad (1)$$

$$P_{ТП-400}^* = \frac{400}{1560} = 0,256 \text{ МВт};$$

где $P_{\phi-10кВ}$ - для фидера №115 мощность подключенных трансформаторов равна 1560 кВА (1,56 МВА).

В процессе определения активной нагрузки ТП с трансформатором мощностью 400 кВА будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [5] и приведенной формулой:

$$P_{ТП-400} = P_{ТП-400}^* \cdot P_{\phi-10кВ КДЗ}, \quad (2)$$

$$P_{ТП-400} = 0,256 \cdot 0,323 = 82,8 \text{ кВт};$$

где $P_{\phi-10кВ КДЗ}$ - максимальная за 3 года мощность, отпускаемая в фидер №115, 0,323 МВт.

Оформляется таблица 4, где размещаются итоговые значения нагрузки по ТП, подключенных к фидерам ПС «Благословенное», участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 4 – Распределение нагрузки по ТП

фидер	№ ТП	S _р , кВА	P _р , кВт	Q _р , кВАр
1	2	3	4	5
φ-127	141	43,8	40,7	16,3
	216	28,0	26,0	10,4
	218	43,8	40,7	16,3
	207	28,0	26,0	10,4
	210	43,8	40,7	16,3
	183	70,1	65,1	26,0
	184	43,8	40,7	16,3
	181	28,0	26,0	10,4
φ-115	211	89,2	82,8	33,1
	220	22,3	20,7	8,3
	214	89,2	82,8	33,1
	213	55,8	51,8	20,7
	217	55,8	51,8	20,7
	212	35,6	33,1	13,2
φ-117	131	31,3	29,1	11,6
	134	31,3	29,1	11,6
	135	50,2	46,6	18,6
	133	20,0	18,6	7,4
	112	50,2	46,6	18,6

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5
ф-125	197	52,3	48,6	19,4
	142	20,9	19,4	7,8
ф-118	136	85,7	79,5	31,8
	132	53,5	49,7	19,9
	113	53,5	49,7	19,9
	234	34,3	31,8	12,7
	111	85,7	79,5	31,8
	235	53,5	49,7	19,9

Рассчитаем прогнозируемую нагрузку ТП на срок 5 лет на стороне 10 кВ с учётом ежегодного прироста $\Sigma = 2\%$, [17].

В процессе определения нагрузки ТП 141 на расчётный срок будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$P_{ТП-141}^{прог} = P_{ТП-141}^{тек} \cdot \left(1 + \frac{\Sigma}{100}\right)^N, \quad (3)$$

$$P_{ТП-141}^{прог} = 40,7 \cdot \left(1 + \frac{2}{100}\right)^5 = 44,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{ТП-141}^{прог} = P_{ТП-141}^{прог} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

$$Q_{ТП-141}^{прог} = 44,9 \cdot 0,4 = 18 \text{ квар},$$

где $P_{ТП-141}^{тек}$ - мощность ТП на текущий период, кВт;

Σ - величина естественного прироста в %, принимается 2%;

N - срок прогноза, принимается 5 лет;

$\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент реактивной мощности для стороны 10 кВ ТП, 0,4.

Оформляется таблица 5, где размещаются перспективные значения нагрузки по ТП, подключенных к фидерам ПС «Благословенное», участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 5 – Перспективные нагрузки по ТП

фидер	№ ТП	S_p , кВА	P_p , кВт	Q_p , кВАр
ф-127	141	48,4	44,9	18,0
	216	30,9	28,7	11,5
	218	48,4	44,9	18,0
	207	30,9	28,7	11,5
	210	48,4	44,9	18,0
	183	77,4	71,9	28,8
	184	48,4	44,9	18,0
	181	30,9	28,7	11,5
ф-125	197	57,8	53,7	21,5
	142	23,1	21,4	8,6
ф-115	211	98,5	91,4	36,6
	220	24,6	22,9	9,1
	214	98,5	91,4	36,6
	213	61,6	57,2	22,9
	217	61,6	57,2	22,9
	212	39,4	36,5	14,6
ф-117	131	34,6	32,1	12,9
	134	34,6	32,1	12,9
	135	55,4	51,5	20,6
	133	22,1	20,5	8,2
	112	55,4	51,5	20,6
ф-118	136	94,6	87,8	35,1
	132	59,1	54,9	22,0
	113	59,1	54,9	22,0
	234	37,8	35,1	14,0
	111	94,6	87,8	35,1
	235	59,1	54,9	22,0

3 ОЦЕНКА НАГРУЗОЧНОЙ СПОСОБНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ ТП

Обоснование по сроку эксплуатации является условным, так как не по всем ТП имеются точные данные по году ввода в эксплуатацию объекта. Ориентировочно для всех ТП срок службы находится в диапазоне от 20 до 28 лет, таким образом срок службы большинства ТП превышает расчётный срок 20 лет.

Обоснование необходимости замены силовых трансформаторов ТП проводится по их нагрузке на текущий и перспективный срок.

В процессе определения коэффициента загрузки ТП 141 на расчётный срок будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [9] и приведенной формулой:

$$K_{3 \text{ тек}}^{\text{ТП-141}} = \frac{S_{\text{ТП-141 персп}}}{S_{\text{ТП-141 ном}}} ; \quad (5)$$

$$K_{3 \text{ тек}}^{\text{ТП-141}} = \frac{43,8}{250} = 0,18 .$$

Фактически трансформатор ТМ-250 на ТП 141 недогружен, загрузка менее 0,5, что является неоптимальным.

Оформляется таблица 6, где размещаются значения фактической загрузки по ТП, подключенных к фидерам ПС «Благословенное», участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 6 – Фактическая загрузка ТП

фидер	№ ТП	S _p , кВА	P _p , кВт	Q _p , кВАр	N _{тр}	K _{загр факт}	S _{ном установлен} , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
ф-117	131	31,3	29,1	11,6	1	0,13	250
	134	31,3	29,1	11,6	1	0,13	250
	135	50,2	46,6	18,6	1	0,13	400
	133	20,0	18,6	7,4	1	0,13	160
	112	50,2	46,6	18,6	1	0,13	400

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8
ф-127	141	43,8	40,7	16,3	1	0,18	250
	216	28,0	26,0	10,4	1	0,18	160
	218	43,8	40,7	16,3	1	0,18	250
	207	28,0	26,0	10,4	1	0,18	160
	210	43,8	40,7	16,3	1	0,18	250
	183	70,1	65,1	26,0	1	0,18	400
	184	43,8	40,7	16,3	1	0,18	250
	181	28,0	26,0	10,4	1	0,18	160
ф-125	197	52,3	48,6	19,4	1	0,13	400
	142	20,9	19,4	7,8	1	0,13	160
ф-115	211	89,2	82,8	33,1	1	0,22	400
	220	22,3	20,7	8,3	1	0,22	100
	214	89,2	82,8	33,1	1	0,22	400
	213	55,8	51,8	20,7	1	0,22	250
	217	55,8	51,8	20,7	1	0,22	250
	212	35,6	33,1	13,2	1	0,22	160
ф-118	136	85,7	79,5	31,8	1	0,21	400
	132	53,5	49,7	19,9	1	0,21	250
	113	53,5	49,7	19,9	1	0,21	250
	234	34,3	31,8	12,7	1	0,21	160
	111	85,7	79,5	31,8	1	0,21	400
	235	53,5	49,7	19,9	1	0,21	250

Для всех ТП загрузка трансформаторов менее 0,5, что не оптимально. Для снижения потерь от недогруженности трансформаторов устанавливаем трансформаторы меньшей мощности на прогнозируемый период.

В процессе определения коэффициента загрузки ТП 141 на расчётный срок с трансформатором 63 кВА будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [9] и приведенной формулой:

$$K_{3 \text{ тек}}^{\text{ТП-141}} = \frac{S_{\text{ТП-141 персп}}}{S_{\text{ТП-141 ном уст}}}; \quad (6)$$

$$K_{3 \text{ прог}}^{\text{ТП-141}} = \frac{48,4}{63} = 0,77 .$$

Трансформатор ТМ-63 на ТП 141 загружен оптимально, загрузка в пределах 0,5-0,8 номинальной мощности, что является оптимальным.

Оформляется таблица 7, где размещаются значения фактической загрузки по ТП после замены трансформаторов, подключенных к фидерам ПС «Благословенное», участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 7 – Загрузка ТП на перспективный период после замены трансформаторов

фидер	№ ТП	S _p , кВА	N _{тр}	S _{ном} при замене, кВА	K _{загр} факт	K _{загр} авар
ф-127	141	48,4	1	63	0,77	0,77
	216	30,9	1	40	0,77	0,77
	218	48,4	1	63	0,77	0,77
	207	30,9	1	40	0,77	0,77
	210	48,4	1	63	0,77	0,77
	183	77,4	1	100	0,77	0,77
	184	48,4	1	63	0,77	0,77
	181	30,9	1	40	0,77	0,77
ф-125	197	57,8	1	100	0,58	0,58
	142	23,1	1	40	0,58	0,58
ф-115	211	98,5	1	160	0,62	0,62
	220	24,6	1	40	0,62	0,62
	214	98,5	1	160	0,62	0,62
	213	61,6	1	100	0,62	0,62
	217	61,6	1	100	0,62	0,62
	212	39,4	1	63	0,62	0,62
ф-117	131	34,6	1	63	0,55	0,55
	134	34,6	1	63	0,55	0,55
	135	55,4	1	100	0,55	0,55
	133	22,1	1	40	0,55	0,55
	112	55,4	1	100	0,55	0,55
ф-118	136	94,6	1	160	0,59	0,59
	132	59,1	1	100	0,59	0,59
	113	59,1	1	100	0,59	0,59
	234	37,8	1	63	0,60	0,60
	111	94,6	1	160	0,59	0,59
	235	59,1	1	100	0,59	0,59

Загрузка всех ТП в пределах 0,5-0,8 номинальной мощности, что является ОПТИМАЛЬНЫМ.

4 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ НАГРУЗКИ В СЕТИ 10 КВ

4.1 Выбор схемы и сечений распределительной сети 10 кВ

Учитывая схему соединения ТП, а также принимая во внимание требования к надёжности электроснабжения потребителей, составляем 2 варианта схемы соединения ТП.

Используем лучевую схему для ВЛ 10 кВ для подключения столбовых однотрансформаторных ТП при наличии потребителей 2 и 3 категории, [4].

Составляются 2 варианта выполнения сети 10 кВ. Данные по вариантам сети показаны в таблице 8.

Таблица 8 – Варианты подсоединения ТП

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВар
Вариант №1		
ПС-ТП 197 - ТП 142	75,1	30,0
ПС-ТП 141 - ТП 181	292,8	117,1
ПС-ТП 220 - ТП 218	401,6	160,6
ПС-ТП 131 - ТП 112	187,7	75,1
ПС-ТП 136 - ТП 235	375,4	150,2
Вариант №2		
ПС-ТП 207 - ТП 181	219,2	87,7
ПС-ТП 220 - ТП 141	550,3	220,1
ПС-ТП 131 - ТП 235	420,4	168,2
ПС-ТП 136 - ТП 132	142,7	57,1

Для каждого участка сети 10 кВ определяется расчётная нагрузка линии.

В процессе определения активной нагрузки линии с подключаемыми ТП 197-142 по варианту 1 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [9] и приведенной формулой:

$$P_{P_{ТП197-142}} = K_O \cdot \sum_{i=1}^n P_{P_{ТПi}} ; \quad (7)$$

$$P_{P_{ТП197-142}} = 0,95 \cdot 75,1 = 71,3 \text{ кВт},$$

где κ_o - коэффициент одновременности, [3].

В процессе определения реактивной нагрузки линии с подключаемыми ТП 197-142 по варианту 1 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [3] и приведенной формулой:

$$Q_{P\text{ ТП}197-142} = \kappa_o \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P\text{ ТП}i} ; \quad (8)$$

$$Q_{P\text{ ТП}197-142} = 0,95 \cdot 30 = 28,5 \text{ квар},$$

В процессе определения полной нагрузки линии с подключаемыми ТП 197-142 по варианту 1 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [3] и приведенной формулой:

$$S_{P\text{ ТП}197-142} = \sqrt{P_{P\text{ ТП}197-142}^2 + Q_{P\text{ ТП}197-142}^2} ; \quad (9)$$

$$S_{P\text{ ТП}197-142} = \sqrt{71,3^2 + 28,5^2} = 76,8 \text{ кВА}.$$

В процессе определения токовой нагрузки линии с подключаемыми ТП 197-142 по варианту 1 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [3] и приведенной формулой:

$$I_{P\text{ ТП}197-142} = \frac{S_{P\text{ ТП}197-142}}{\sqrt{3} \cdot U_H} , \quad (10)$$

$$I_{P\text{ ТП}197-142} = \frac{76,8}{\sqrt{3} \cdot 10} = 4,4 \text{ А},$$

где U_H - номинальное напряжение стороны ВН, 10 кВ.

Оформляется таблица 9, где размещаются значения нагрузки линий 10 кВ по каждому варианту выполнения сети 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 9 - Нагрузка проводов линий 10 кВ

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, кВар	K_0	S_p , кВА	I_p , А	$F_{\text{СИП-3}}$, мм ²	$I_{\text{доп}}$, А
Вариант №1							
ПС-ТП 197 - ТП 142	75,1	30,0	0,95	76,8	4,4	50	245
ПС-ТП 141 - ТП 181	292,8	117,1	0,8	252,3	14,6	50	245
ПС-ТП 220 - ТП 218	401,6	160,6	0,8	346,0	20,0	50	245
ПС-ТП 131 - ТП 112	187,7	75,1	0,85	171,8	9,9	50	245
ПС-ТП 136 - ТП 235	375,4	150,2	0,85	343,7	19,9	50	245
Вариант №2							
ПС-ТП 207 - ТП 181	219,2	87,7	0,85	200,6	11,6	50	245
ПС-ТП 220 - ТП 141	550,3	220,1	0,8	474,1	27,4	50	245
ПС-ТП 131 - ТП 235	420,4	168,2	0,85	384,9	22,2	50	245
ПС-ТП 136 - ТП 132	142,7	57,1	0,95	146,0	8,4	50	245

Графы предлагаемых вариантов сети 10 кВ показаны на рисунках 1-2.

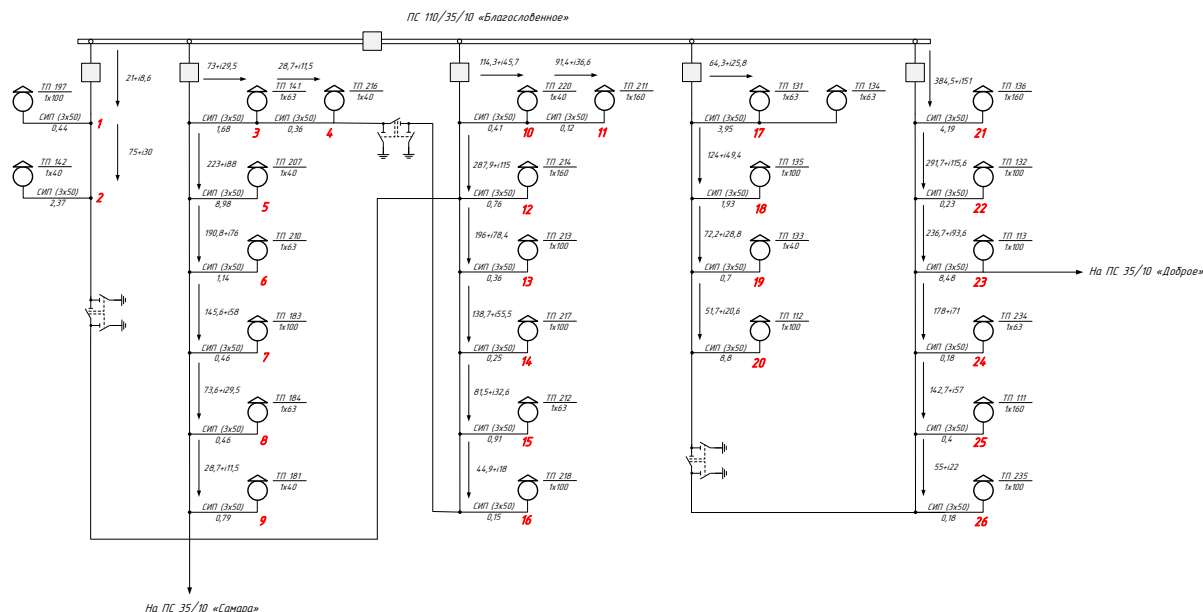


Рисунок 1 – Граф сети №1

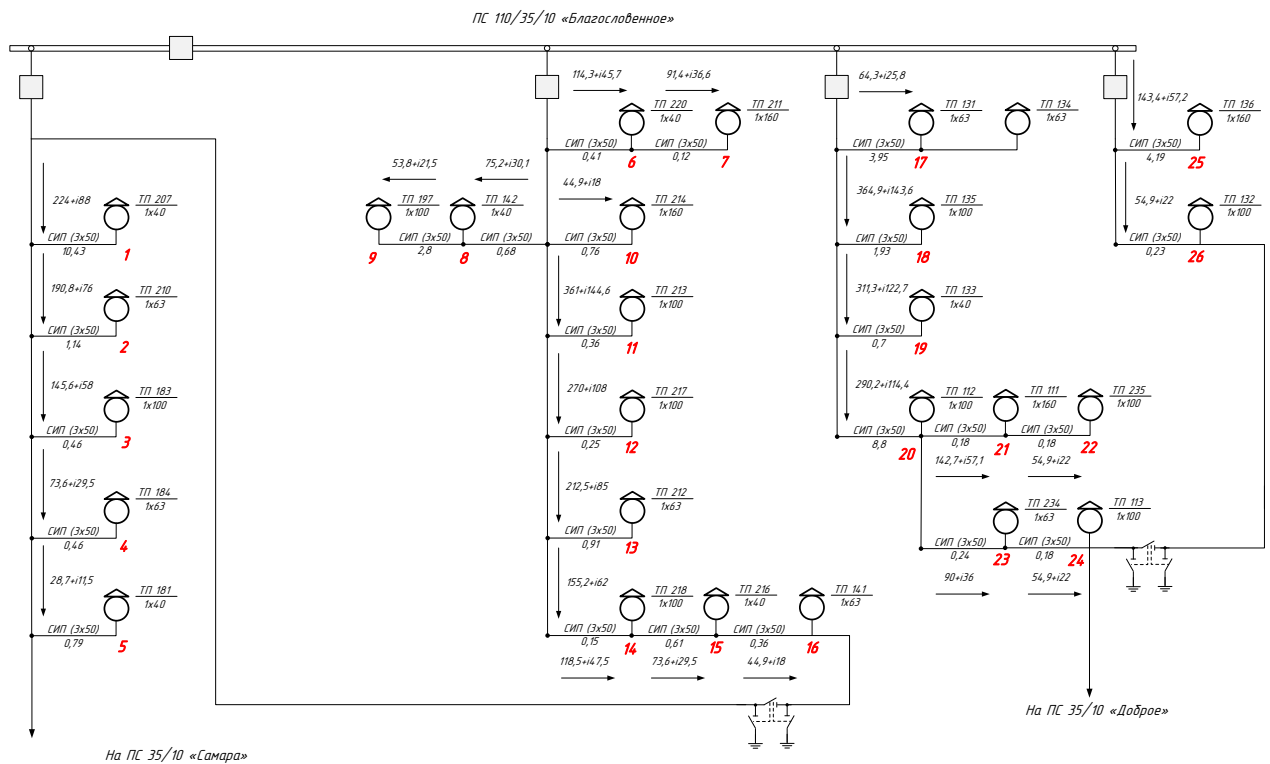


Рисунок 2 – Граф сети №2

В процессе выбора проводов по нагреву допустимым током для линии с подключаемыми ТП 197-142 по варианту 1 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [30] и приведенной формулой:

$$I_p \text{ ТП197-142} \leq I_{дон} , \quad (11)$$

$$4,4 \text{ А} \leq 245 \text{ А.}$$

где $I_{дон}$ - допустимый ток провода марки СИП-3-35, 245 А.

По графам сети 10 кВ необходимо провести расчёт режимов сетей для того, чтобы выбрать оптимальный вариант с минимальными потерями мощности и допустимыми потерями напряжения.

В процессе определения напряжения на шинах 10 кВ ТП 136 (участок 21 графа сети №1) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [27] и приведенной формулой:

$$U_{ТП136} = U_{ИП} - \sqrt{\left(\frac{P_{21}^2 \cdot r_{уд} \cdot L_{21} + Q_{21}^2 \cdot x_{уд} \cdot L_{21}}{U_{ИП}}\right)^2 + \left(\frac{P_{21}^2 \cdot x_{уд} \cdot L_{21} + Q_{21}^2 \cdot r_{уд} \cdot L_{21}}{U_{ИП}}\right)}; \quad (12)$$

$$U_{ТП136} = 10,5 - \sqrt{\left(\frac{384,5^2 \cdot 0,72 \cdot 4,19 + 151^2 \cdot 0,09 \cdot 4,19}{10,5}\right)^2 + \left(\frac{384,5^2 \cdot 0,09 \cdot 4,19 + 151^2 \cdot 0,72 \cdot 4,19}{10,5}\right)} = 10,37 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ТП136} = \frac{(U_{ИП} - U_{ТП136}) \cdot 100}{U_{ИП}}; \quad (13)$$

$$\Delta U_{ТП136} = \frac{(10,5 - 10,37) \cdot 100}{10,5} = 1,23\% ;$$

где L_{21} – длина линии ВЛ на участке 21 графа сети №1, км;

P_{21} – активный поток мощности в начале участка 21 графа сети №1, находясь в результате расчёта потокораспределения, кВт;

Q_{21} – реактивный поток мощности в начале участка 21 графа сети №1, находясь в результате расчёта потокораспределения, кВар;

$U_{ИП}$ - напряжение на источнике питания ПС «Благословенное» по результатам контрольного замера, 10,5 кВ;

$r_{уд}$ - активное сопротивление провода СИП-3-50, 0,72 Ом;

$x_{уд}$ - реактивное сопротивление провода СИП-3-50, 0,09 Ом.

Сечение проводов ВЛ принимается 50 мм² для обеспечения допустимой потери напряжения 10%. Аналогично расчёт проводится для остальных участков. Подробно расчёт представлен в приложении А и Б.

Оформляется таблица 10, где размещаются результаты проверки линий 10 кВ по потере напряжения, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 10 – Проверка сети 10 кВ по потере напряжения

Линия	S _p , кВА	I _p , А	ΔU, %
Вариант №1			
ПС-ТП 197 - ТП 142	76,8	4,4	0,1
ПС-ТП 141 - ТП 181	252,3	14,6	1,8
ПС-ТП 220 - ТП 218	346,0	20,0	0,3
ПС-ТП 131 - ТП 112	171,8	9,9	0,8
ПС-ТП 136 - ТП 235	343,7	19,9	2,9
Вариант №2			
ПС-ТП 207 - ТП 181	200,6	11,6	2
ПС-ТП 220 - ТП 141	474,1	27,4	0,5
ПС-ТП 131 - ТП 235	384,9	22,2	2,9
ПС-ТП 136 - ТП 132	146,0	8,4	0,5

Вариант сети 10 кВ выбирается по приведенным затратам.

В процессе определения приведенных затрат по каждому варианту сети 10 кВ будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [17] и приведенной формулой:

$$Z = E_H \cdot (K_{ВЛ} + K_{ВЫКЛ}) + (A \cdot K_{ВЛ} + A \cdot K_{ВЫКЛ}) + C_0 \cdot (\Delta W_{ВЛ}) \cdot 10^{-3}, \quad (14)$$

где E_H - норматив дисконтирования, 0,1;

$K_{ВЛ}$ и $K_{ВЫКЛ}$ - стоимость ВЛ и выключателей соответственно;

C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии, 1,528 руб/кВт·ч [28];

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание

$a_{ам.выкл} = 5,9\%$, $a_{ам.ВЛЭП} = 0,5\%$;

$\Delta W_{ВЛ}$ - потери электроэнергии в ВЛ.

В процессе определения потерь мощности в линиях по каждому варианту сети 10 кВ будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [18] и приведенной формулой:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{1}{N_y} \cdot \frac{(P^2 + Q^2) \cdot r_{yo} \cdot L}{1000 \cdot U_H^2}, \quad (15)$$

где P , Q – активный и реактивный поток мощности по участку сети, кВт, кВар;

U_H - номинальное напряжение сети, 10 кВ;

N_u - число цепей, ВЛ одноцепные, $N_{\sigma} = 1$.

Для варианта №1 согласно приложению А, суммарные потери мощности на участках $\Delta P_{ВЛ} = 14,724$ кВт.

В процессе определения потерь электроэнергии для варианта №1 сети 10 кВ будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [18] и приведенной формулой:

$$\Delta W_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot T; \quad (16)$$

$$\Delta W_{ВЛ} = 14,724 \cdot 5500 = 80982 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

где T – число часов максимальных потерь, 5500 ч.

Оформляется таблица 11, где размещаются результаты сравнения вариантов сети 10 кВ по приведенным затратам, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 11 – Расчётные данные сравнения вариантов сети 10 кВ

№ Варианта	1	2
Количество выключателей 10 кВ, шт	6	5
Стоимость выключателя 10 кВ, тыс руб	780	780
Капиталовложения в выключатели, тыс руб	4680	3900
Протяженность линий 10 кВ, км	48,68	41,27
Стоимость 1 км СИП-3, тыс. руб.\км	190	190
Капиталовложения в линии 10 кВ, тыс руб	9249	7841
Издержки на эксплуатацию и ремонт линий 10 кВ, тыс руб	46	39
Издержки на эксплуатацию и ремонт выключателей 10 кВ, тыс руб	276	230
Издержки на амортизацию электрооборудования, тыс руб	696	587
Потери электроэнергии, кВт\ч	80982	88215
Стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт\ч	1,561	1,561
Издержки потерь элеткроэнергии, тыс руб	126	138
Приведенные затраты, тыс руб	2538	2168

В результате сравнения по приведенным затратам выявлено, что вариант 2 дешевле на 370 тыс.руб. (14,6%).

4.2 Расчёт электрических нагрузок на шинах ЦП

В процессе определения нагрузки на шинах 10 кВ ПС Благословенное будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [2] и приведенной формулой:

$$P_{P\text{ ЦП}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n P_{P\text{ ТП}i} ; \quad (17)$$

$$P_{P\text{ ЦП}} = 0,7 \cdot 1332,5 = 932,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = \kappa_0 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{P\text{ ТП}i} ; \quad (18)$$

$$Q_{P\text{ ЦП}} = 0,7 \cdot 533 = 373,1 \text{ квар},$$

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{P_{P\text{ ЦП}}^2 + Q_{P\text{ ЦП}}^2} ; \quad (19)$$

$$S_{P\text{ ЦП}} = \sqrt{932,8^2 + 373,1^2} = 1004,6 \text{ кВА},$$

где κ_0 - коэффициент одновременности, принимаем по [2].

Оформляется таблица 12, где размещаются результаты расчёта нагрузки на шинах 10 кВ ПС Благословенное, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 12 – Нагрузка на шинах 10 кВ ПС «Благословенное»

Линия	$P_{\text{сум}}$, кВт	$Q_{\text{сум}}$, квар	κ_0	S_P , кВА	I_P , А
на шинах ПС "Благословенное"	1332,5	533,0	0,7	1004,6	58,1

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

5.1 Расчет токов короткого замыкания 10 кВ

Рассчитываем токи КЗ в сети 10 кВ на каждой ТП в соответствии с рисунком 3.

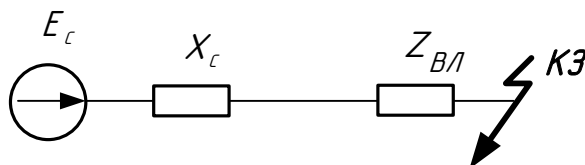


Рисунок 3 - Эквивалентная схема 10 кВ

В процессе определения сопротивления системы на шинах 10 кВ ПС Благословенное будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{10кВ ПС}^{(3)}}; \quad (20)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 12,5} = 0,46 \text{ Ом};$$

где $I_{10кВ ПС}^{(3)}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Благословенное», принимается 12,5 кА.

В процессе определения активного и индуктивного сопротивления участка линии до ТП 141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$X_{Л} = x_{y\partial} \cdot L; \quad (21)$$

$$X_{Л} = 0,09 \cdot 3,81 = 0,34 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{Л}} = r_{\text{уд}} \cdot L, \quad (22)$$

$$R_{\text{Л}} = 0,72 \cdot 3,81 = 2,74 \text{ Ом},$$

где $r_{\text{уд}}, x_{\text{уд}}$ - удельное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

В процессе определения трехфазного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$I_{\text{ноТП141}} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{до ТП141}}^2 + X_{\text{до ТП141}}^2}}; \quad (23)$$

$$I_{\text{ноТП141}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{2,74^2 + (0,46 + 0,34)^2}} = 2,02 \text{ кА}.$$

В процессе определения двухфазного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$I_{\text{ноТП141}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{ноТП141}}^{(3)}; \quad (24)$$

$$I_{\text{ноТП141}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2,02 = 1,76 \text{ кА}.$$

В процессе определения постоянной затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$T_{ТП141} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (25)$$

$$T_{ТП141} = \frac{0,803}{2,74 \cdot 314} = 0,0009 \text{ с.}$$

В процессе определения коэффициента затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$K_{y\partial ТП141} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{ТП141}}}; \quad (26)$$

$$K_{y\partial ТП141} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,0009}} = 1.$$

В процессе определения ударного тока короткого замыкания на стороне 10 кВ ТП 141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$i_{y\partial ТП141} = K_{y\partial ТП141} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ноТП141}; \quad (27)$$

$$i_{y\partial ТП141} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,02 = 2,9 \text{ кА.}$$

Полный расчёт токов КЗ в сети 10 кВ выполняется для корректного выбора и проверки защитных аппаратов на стороне 10 кВ каждой ТП рассматриваемого района проектирования. Оформляется таблица 13, где размещаются результаты расчёта токов КЗ в сети 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 13– Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ

ТП	Лвл, км	Рсумм, Ом	Хсумм, Ом	Z _Σ , Ом	I ⁽³⁾ _{по} , кА	I ⁽²⁾ _{по} , кА	T, с	Куд	I _{уд} , кА
141	3,81	2,743	0,803	2,86	2,02	1,76	0,0009	1,00	2,9
216	3,45	2,484	0,771	2,60	2,22	1,93	0,0010	1,00	3,1
218	2,84	2,045	0,716	2,17	2,67	2,32	0,0011	1,00	3,8
207	10,43	7,510	1,399	7,64	0,76	0,66	0,0006	1,00	1,1
210	11,83	8,518	1,525	8,65	0,67	0,58	0,0006	1,00	0,9
183	12,29	8,849	1,566	8,99	0,64	0,56	0,0006	1,00	0,9
184	12,75	9,180	1,608	9,32	0,62	0,54	0,0006	1,00	0,9
181	13,54	9,749	1,679	9,89	0,58	0,51	0,0005	1,00	0,8
197	3,89	2,801	0,810	2,92	1,98	1,72	0,0009	1,00	2,8
142	1,09	0,785	0,558	0,96	6,00	5,22	0,0023	1,01	8,6
211	0,53	0,382	0,508	0,64	9,10	7,92	0,0042	1,09	14,1
220	0,41	0,295	0,497	0,58	10,00	8,70	0,0054	1,15	16,3
214	1,17	0,842	0,565	1,01	5,70	4,96	0,0021	1,01	8,1
213	1,53	1,102	0,598	1,25	4,61	4,01	0,0017	1,00	6,5
217	1,78	1,282	0,620	1,42	4,06	3,53	0,0015	1,00	5,8
212	2,69	1,937	0,702	2,06	2,81	2,44	0,0012	1,00	4,0
131	3,95	2,844	0,816	2,96	1,95	1,70	0,0009	1,00	2,8
134	3,95	2,844	0,816	2,96	1,95	1,70	0,0009	1,00	2,8
135	5,88	4,234	0,989	4,35	1,33	1,16	0,0007	1,00	1,9
133	6,58	4,738	1,052	4,85	1,19	1,04	0,0007	1,00	1,7
112	15,38	11,074	1,844	11,23	0,51	0,45	0,0005	1,00	0,7
136	4,19	3,017	0,837	3,13	1,85	1,61	0,0009	1,00	2,6
132	4,42	3,182	0,858	3,30	1,75	1,53	0,0009	1,00	2,5
113	15,80	11,376	1,882	11,53	0,50	0,44	0,0005	1,00	0,7
234	15,62	11,246	1,866	11,40	0,51	0,44	0,0005	1,00	0,7
111	15,56	11,203	1,860	11,36	0,51	0,44	0,0005	1,00	0,7
235	15,74	11,333	1,877	11,49	0,50	0,44	0,0005	1,00	0,7

5.2 Расчет токов короткого замыкания 0,4 кВ

Параметры элементов схемы замещения при расчете токов КЗ в именованных единицах будут равны каталожным данным, причём сопротивления принимаем в мОм, [29].

В процессе определения сопротивления системы на стороне ВН ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$X_c = \frac{U_{\text{НН}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{ПО ТП-141}}^{(3)}}; \quad (28)$$

$$X_C = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 2,02} = 114,3 \text{ мОм.}$$

Расчётные точки показаны на рисунке 4.

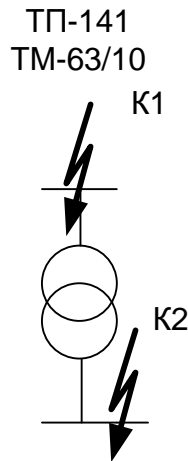


Рисунок 4 - Точки КЗ на стороне 0,4 кВ ТП

Сопротивления трансформатора ТМ-63 берётся по [31]: $R_{mp} = 52 \text{ мОм}$,
 $X_{mp} = 102 \text{ мОм}$.

Переходное сопротивление шин ТП принимается $R_{перех} = 20 \text{ мОм}$.

Сопротивление автоматического выключателя ВА 51-31-100 принимается по [31] $R_{авт ввод} = 2,65 \text{ мОм}$, $X_{авт ввод} = 1,2 \text{ мОм}$.

В процессе определения тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени для точки К-2 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$I^{(3)}_{\text{ноТП-141}} = \frac{U_{\text{СРНН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{авт ввод}} + R_{\text{перех}} + R_{\text{mp}})^2 + (X_{\text{mp}} + X_{\text{авт ввод}} + X_C)^2}}, \quad (29)$$

$$I^{(3)}_{\text{ноТП-141}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(52 + 20 + 2,65)^2 + (102 + 1,2 + 114,3)^2}} = 1,01 \text{ кА.}$$

В процессе определения тока однофазного короткого замыкания в начальный момент времени для точки К-2 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$I_{no\ TП-141}^{(1)} = \frac{400 \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \cdot R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \cdot X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}; \quad (30)$$

$$I_{no\ TП-141}^{(1)} = \frac{U_{CPHH} \cdot \sqrt{3}}{\sqrt{(52 \cdot 3 + 20 \cdot 3 + 2,65 \cdot 3)^2 + (102 \cdot 3 + 1,2 \cdot 3 + 114,3 \cdot 3)^2}} = 0,51 \text{ кА.}$$

В процессе определения постоянной затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени для точки К-2 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$T_{TП-141} = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \cdot 314}; \quad (31)$$

$$T_{TП-141} = \frac{(102 + 1,2 + 114,3)}{(52 + 20 + 2,65) \cdot 314} = 0,009 \text{ с.}$$

В процессе определения коэффициента затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания для точки К-2 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенной формулой:

$$K_{y\delta TП-141} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_{TП-141}}}; \quad (32)$$

$$K_{y\delta TП-141} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,009}} = 1,34.$$

В процессе определения ударного тока короткого замыкания для точки К-2 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29]:

$$i_{yдТП-141} = K_{yдТП-141} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ноТП-141}; \quad (33)$$

$$i_{yдТП-141} = 1,14 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,01 = 1,91 \text{ кА.}$$

Оформляется таблица 14, где размещаются результаты расчётов сопротивлений до точки К-2, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 14 - Результаты расчётов сопротивлений до точки К-2

ТП	$I^{(3)}_{поК-1},$ кА	$S_{ном Т},$ кВА	$X_T, мОм$	$R_T, мОм$	$R_{перех},$ мОм	$X_{авт ввод},$ мОм	$R_{авт ввод},$ мОм	$X_c, мОм$	$Z_{\Sigma}, мОм$
141	2,02	63	102	52	20	1,2	2,65	114,3	229,98
216	2,22	40	157	88	20	1,2	2,65	104,0	284,62
218	2,67	63	102	52	20	1,2	2,65	86,7	204,00
207	0,76	40	157	88	20	1,2	2,65	305,5	476,77
210	0,67	63	102	52	20	1,2	2,65	346,1	455,48
183	0,64	100	65	36,3	20	0,7	1,7	359,5	429,09
184	0,62	63	102	52	20	1,2	2,65	372,8	481,81
181	0,58	40	157	88	20	1,2	2,65	395,7	564,83
197	1,98	100	65	36,3	20	0,7	1,7	116,6	191,33
142	6,00	40	157	88	20	1,2	2,65	38,5	225,70
211	9,10	160	41,7	16,6	20	0,5	1,5	25,4	77,60
220	10,00	40	157	88	20	1,2	2,65	23,1	212,41
214	5,70	160	41,7	16,6	20	0,5	1,5	40,6	91,13
213	4,61	100	65	36,3	20	0,7	1,7	50,1	129,54
217	4,06	100	65	36,3	20	0,7	1,7	57,0	135,67
212	2,81	63	102	52	20	1,2	2,65	82,4	200,05
131	1,95	63	102	52	20	1,2	2,65	118,3	233,78
134	1,95	63	102	52	20	1,2	2,65	118,3	233,78
135	1,33	100	65	36,3	20	0,7	1,7	173,9	246,53
133	1,19	40	157	88	20	1,2	2,65	194,1	369,29
112	0,51	100	65	36,3	20	0,7	1,7	449,0	518,00
136	1,85	160	41,7	16,6	20	0,5	1,5	125,2	171,71
132	1,75	100	65	36,3	20	0,7	1,7	131,8	205,88
113	0,50	100	65	36,3	20	0,7	1,7	461,2	530,11
234	0,51	63	102	52	20	1,2	2,65	456,0	564,17
111	0,51	160	41,7	16,6	20	0,5	1,5	454,3	497,92
235	0,50	100	65	36,3	20	0,7	1,7	459,5	528,38

Оформляется таблица 15, где размещаются результаты расчётов токов КЗ в точке К-2, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 15 - Результаты расчётов токов КЗ для точки К-2

ТП	$I^{(3)}_{\text{поК-2}}$, кА	$I^{(1)}_{\text{поК-2}}$, кА	T, с	Куд	Iуд, кА
141	1,01	0,51	0,009	1,34	1,906
216	0,81	0,36	0,008	1,27	1,454
218	1,13	0,53	0,008	1,29	2,069
207	0,48	0,28	0,013	1,47	1,010
210	0,51	0,34	0,019	1,59	1,144
183	0,54	0,41	0,023	1,65	1,259
184	0,48	0,33	0,020	1,61	1,093
181	0,41	0,25	0,016	1,53	0,888
197	1,21	0,68	0,010	1,37	2,338
142	1,02	0,39	0,006	1,17	1,696
211	2,98	1,38	0,006	1,17	4,932
220	1,09	0,40	0,005	1,15	1,766
214	2,54	1,28	0,007	1,24	4,434
213	1,78	0,83	0,006	1,21	3,048
217	1,70	0,81	0,007	1,23	2,956
212	1,16	0,54	0,008	1,28	2,097
131	0,99	0,50	0,009	1,35	1,884
134	0,99	0,50	0,009	1,35	1,884
135	0,94	0,59	0,013	1,47	1,947
133	0,63	0,32	0,010	1,37	1,216
112	0,45	0,35	0,028	1,70	1,074
136	1,35	0,89	0,014	1,49	2,836
132	1,12	0,66	0,011	1,40	2,220
113	0,44	0,35	0,029	1,71	1,053
234	0,41	0,29	0,024	1,66	0,961
111	0,46	0,40	0,041	1,79	1,173
235	0,44	0,35	0,029	1,71	1,056

6 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 КВ

6.1 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

В процессе определения расчетного тока стороны НН на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$I_{p \text{ ТП141}} = \frac{S_{mp \text{ ТП141}}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (34)$$

$$I_{p \text{ ТП141}} = \frac{63}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 91 \text{ А},$$

где U_H - номинальное напряжение стороны НН, 0,4 кВ.

В процессе выбора автоматических выключателей по расчетному току на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$I_{\text{ном. расц}} \geq I_p, \quad (35)$$

$$100 \text{ А} \geq 91 \text{ А},$$

где I_p – максимальный рабочий ток ТП-141;

$I_{\text{ном. расц}}$ - ток расцепителя автоматического выключателя ВА 51-31, 100 А

Оформляется таблица 16, где размещаются результаты выбора автоматических выключателей 0,4 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 16 - Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	I_p , А	$I_{\text{ном. расц}}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4
141	91	100	ВА51-31
216	58	100	ВА51-31

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4
218	91	100	BA51-31
207	58	100	BA51-31
210	91	100	BA51-31
183	144	160	BA51-33
184	91	100	BA51-31
181	58	100	BA51-31
197	144	160	BA51-33
142	58	100	BA51-31
211	231	250	BA51-33
220	58	100	BA51-31
214	231	250	BA51-33
213	144	160	BA51-33
217	144	160	BA51-33
212	91	100	BA51-31
131	91	100	BA51-31
134	91	100	BA51-31
135	144	160	BA51-33
133	58	100	BA51-31
112	144	160	BA51-33
136	231	250	BA51-33
132	144	160	BA51-33
113	144	160	BA51-33
234	91	100	BA51-31
111	231	250	BA51-33
235	144	160	BA51-33

В процессе проверки автоматических выключателей по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$I_{отк} \geq I_{по}^{(3)}; \quad (36)$$

$$5 \text{ кА} \geq 1,01 \text{ кА},$$

где $I_{отк}$ - отключающая способность ВА 51-31-100, 5 кА.

Оформляется таблица 17, где размещаются результаты проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по разрушающему действию токов КЗ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 17 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ по разрушающему воздействию токов КЗ

ТП	$I_{\text{по}}^{(3)}$, кА	$I_{\text{отк}}$, кА	ВЫВОД
141	1,01	5	Проверку проходит
216	0,81	5	Проверку проходит
218	1,13	5	Проверку проходит
207	0,48	5	Проверку проходит
210	0,51	5	Проверку проходит
183	0,54	5	Проверку проходит
184	0,48	5	Проверку проходит
181	0,41	5	Проверку проходит
197	1,21	5	Проверку проходит
142	1,02	5	Проверку проходит
211	2,98	5	Проверку проходит
220	1,09	5	Проверку проходит
214	2,54	5	Проверку проходит
213	1,78	5	Проверку проходит
217	1,70	5	Проверку проходит
212	1,16	5	Проверку проходит
131	0,99	5	Проверку проходит
134	0,99	5	Проверку проходит
135	0,94	5	Проверку проходит
133	0,63	5	Проверку проходит
112	0,45	5	Проверку проходит
136	1,35	5	Проверку проходит
132	1,12	5	Проверку проходит
113	0,44	5	Проверку проходит
234	0,41	5	Проверку проходит
111	0,46	5	Проверку проходит
235	0,44	5	Проверку проходит

В процессе проверки автоматических выключателей по чувствительности к токам КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$I_{\text{по}}^{(1)} \geq 1,25 \cdot K_{\text{сррасц}} \cdot I_{\text{ном расц}} ; \quad (37)$$

$$505 \text{ A} \geq 1,25 \cdot 4 \cdot 100 = 500 \text{ A},$$

$$505 \text{ A} \geq 500 \text{ A},$$

где $K_{\text{ср расц}}$ - кратность срабатывания электромагнитного расцепителя ВА 51-31-100, 4;

$I_{\text{ном. расц}}$ - ток расцепителя автоматического выключателя ВА 51-31, 100 А

Таким образом, проверив автоматический выключатель на ТП-141, убедились, что он соответствует условиям проверки.

Оформляется таблица 18, где размещаются результаты проверки автоматических выключателей 0,4 кВ по чувствительности к токам КЗ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 18 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ по чувствительности к токам КЗ

ТП	$I_{\text{по}}^{(1)}$, А	$1,25 \cdot I_{\text{расц}}$, А	$K_{\text{ср расц}}$	$1,25 \cdot I_{\text{ср расц}}$, А	$I_{\text{расц}}$, А	$I_{\text{ср расц}}$, А	ВЫВОД
141	505	125	4	500	100	400	Проверку проходит
216	359	125	2	250	100	200	Проверку проходит
218	535	125	4	500	100	400	Проверку проходит
207	279	125	2	250	100	200	Проверку проходит
210	341	125	2	250	100	200	Проверку проходит
183	405	200	2	400	160	320	Проверку проходит
184	329	125	2	250	100	200	Проверку проходит
181	253	125	2	250	100	200	Проверку проходит
197	683	200	2	400	160	320	Проверку проходит
142	395	125	2	250	100	200	Проверку проходит
211	1385	312,5	4	1250	250	1000	Проверку проходит
220	404	125	2	250	100	200	Проверку проходит
214	1279	312,5	4	1250	250	1000	Проверку проходит
213	831	200	4	800	160	640	Проверку проходит
217	813	200	4	800	160	640	Проверку проходит
212	539	125	4	500	100	400	Проверку проходит
131	501	125	2	250	100	200	Проверку проходит
134	501	125	2	250	100	200	Проверку проходит
135	590	200	2	400	160	320	Проверку проходит
133	319	125	2	250	100	200	Проверку проходит
112	351	200	1	200	160	160	Проверку проходит
136	887	312,5	2	625	250	500	Проверку проходит
132	656	200	2	400	160	320	Проверку проходит
113	345	200	1	200	160	160	Проверку проходит
234	295	125	2	250	100	200	Проверку проходит
111	396	312,5	1	312,5	250	250	Проверку проходит
235	346	200	1	200	160	160	Проверку проходит

На всех ТП автоматические выключатели проходят по условиям выбора и проверки.

6.2 Выбор трансформаторов тока 0,4 кВ

Трансформаторы тока устанавливаются на шинах 0,4 кВ ТП и предназначены для подключения балансных счётчиков электроэнергии на ТП.

В процессе выбора трансформаторов тока по расчетному напряжению на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$U_H \geq U_P, \quad (38)$$

$$660 \text{ В} \geq 400 \text{ В},$$

где U_H – номинальное напряжение трансформатора тока ТОП-0,66, 660 В.

В процессе выбора трансформаторов тока 0,4 кВ по номинальному току первичной обмотки на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_P, \quad (39)$$

$$100 \text{ А} \geq 91 \text{ А},$$

где $I_{\text{ном}}$ - ток первичной обмотки трансформаторов тока ТОП-0,66, 100 А.

В процессе проверки трансформаторов тока 0,4 кВ по динамической стойкости к токам КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенной формулой:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}, \quad (40)$$

$$10 \text{ кА} \geq 1,91 \text{ кА},$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток динамической стойкости трансформаторов тока ТОП-0,66, 10 кА.

В процессе проверки трансформаторов тока 0,4 кВ по термической стойкости к токам КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенными формулами:

$$B_{KP} = I_{ноТП-141}^2 \cdot (t_{отк} + t_{сел}); \quad (41)$$

$$B_{KP} = 1,01^2 \cdot (5,5 + 0,5) = 5,57 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{KH} = I_T^2 \cdot t_T; \quad (42)$$

$$B_{KH} = 5^2 \cdot 1 = 25 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{KH} \geq B_{KP}; \quad (43)$$

$$25 \text{ кА}^2\text{с} \geq 5,57 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{ноТП-141}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 0,4 кВ, кА;

$t_{сел}$ - время селективности работы защит на стороне 0,4 кВ, 5,5 с;

$t_{отк}$ - время отключения автоматического выключателя, 0,5 с;

I_T - ток термической стойкости трансформаторов тока ТОП-0,66, 5 кА

t_T - время термической стойкости трансформаторов тока ТОП-0,66, 1 с.

Оформляется таблица 19, где размещаются результаты выбора приборов вторичных цепей трансформаторов тока 0,4 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 0,4 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА		
		А	В	С
Амперметр	Э80А		0.5	
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230AR03CL	0.6		0.6
Итого		0.6	0.5	0.6

В процессе проверки трансформаторов тока 0,4 кВ по вторичной нагрузке на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенными формулами:

$$Z_{2H} = \frac{S_{2H}}{I_2^2}; \quad (44)$$

$$Z_{2H} = \frac{5}{5^2} = 0.2 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}; \quad (45)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,6}{5^2} = 0.024 \text{ Ом}.$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (46)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом},$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}}; \quad (47)$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.024 = 0.159 \text{ Ом};$$

$$r_2 \leq Z_{2H}; \quad (48)$$

$$0,159 \text{ Ом} \leq 0,2 \text{ Ом};$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, 5 А.

S_{2H} – номинальная мощность вторичной обмотки трансформаторов тока ТОП-0,66, 5 ВА.

q - сечение проводов вторичных цепей, 4 мм²;

ρ - сопротивление проводов АКРВГ вторичных цепей, 0,0283 Ом·м/мм²;

l - протяженность проводов вторичных цепей, 5 м;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов вторичных цепей 0.1 Ом.

Оформляется таблица 20, где размещаются результаты выбора и проверки трансформаторов тока 0,4 кВ для ТП-141, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 20– Выбор трансформатора тока 0,4 кВ для ТП-141

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 0,66$ кВ	$U_P = 0,4$ кВ	$U_H \geq U_P$
$I_H = 100$ А	$I_P = 91$ А	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.2$ Ом (для класса точности 0.2S)	$Z_{HP} = 0.159$ Ом	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$V_{KH} = 5,57$ кА ² с	$V_{KP} = 25$ кА ² с	$V_{KH} \geq V_{KP}$
$I_{дин} = 1,91$ кА	$I_{уд} = 10$ кА	$I_{дин} \geq I_{уд}$

Оформляется таблица 21, где размещаются результаты выбора и проверки трансформаторов тока 0,4 кВ для ТП реконструируемой сети 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 21– Проверка трансформаторов тока 0,4 кВ

ТП	$I_{P\text{тт}}$, А	$I_{H\text{тт}}$, А	V_{KP} , кА ² с	V_{KH} , кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА	tsel, с	вывод
1	2	3	4	5	6	7	8	9
141	91	100	5,57	25	1,91	10	5,5	Проверку проходит
216	58	100	3,30	25	1,45	10	5	Проверку проходит
218	91	100	5,79	25	2,07	10	4,5	Проверку проходит
207	58	100	0,12	25	1,01	10	0,5	Проверку проходит
210	91	100	0,26	25	1,14	10	1	Проверку проходит
183	144	150	0,44	25	1,26	10	1,5	Проверку проходит
184	91	100	0,47	25	1,09	10	2	Проверку проходит
181	58	100	0,42	25	0,89	10	2,5	Проверку проходит
197	144	150	3,67	25	2,34	10	2,5	Проверку проходит
142	58	100	2,10	25	1,70	10	2	Проверку проходит

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6	7	8	9
211	231	250	8,93	25	4,93	10	1	Проверку проходит
220	58	100	0,60	25	1,77	10	0,5	Проверку проходит
214	231	250	9,70	25	4,43	10	1,5	Проверку проходит
213	144	150	9,58	25	3,05	10	3	Проверку проходит
217	144	150	10,18	25	2,96	10	3,5	Проверку проходит
212	91	100	5,35	25	2,10	10	4	Проверку проходит
131	91	100	0,50	25	1,88	10	0,5	Проверку проходит
134	91	100	0,99	25	1,88	10	1	Проверку проходит
135	144	150	1,33	25	1,95	10	1,5	Проверку проходит
133	58	100	0,79	25	1,22	10	2	Проверку проходит
112	144	150	0,50	25	1,07	10	2,5	Проверку проходит
136	231	250	0,93	25	2,84	11	0,5	Проверку проходит
132	144	150	1,27	25	2,22	12	1	Проверку проходит
113	144	150	0,86	25	1,05	13	4,5	Проверку проходит
234	91	100	0,68	25	0,96	14	4	Проверку проходит
111	231	250	0,66	25	1,17	15	3	Проверку проходит
235	144	150	0,68	25	1,06	16	3,5	Проверку проходит

На всех ТП ТТ удовлетворяют условиям выбора и проверки.

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

7.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ

В процессе проверки проводом ВЛ-10 кВ по термической стойкости к токам КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [29] и приведенными формулами:

$$B_{KP} = I_{ноТП-141}^2 \cdot (t_{омк} + t_{сел});$$

$$B_{KP} = 2,02^2 \cdot (5,5 + 0,01) = 22,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{KH} = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_{KH} = 4,6^2 \cdot 3 = 63,48 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{KH} \geq B_{KP};$$

$$63,48 \text{ кА}^2\text{с} \geq 22,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{ноТП-141}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ, кА;

$t_{сел}$ - время селективности работы защит на стороне 10 кВ, с;

$t_{омк}$ - время отключения выключателя и РЗ, с;

I_T - ток термической стойкости провода СИП-3-50, кА

t_T - время термической стойкости провода СИП-3-50, с.

Оформляется таблица 22, где размещаются результаты проверки проводов ВЛ-10 кВ для реконструируемых сетей 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 22 – Проверка сечений линий 10 кВ

ТП	$t_{сел}, с$	$I^{(3)}_{по}, кА$	$В_{кр}, кА^2 \cdot с$	$В_{кн}, кА^2 \cdot с$	Условие $В_{кн} \geq В_{кр}$,
141	5,5	2,02	22,5	63,48	выполнено
216	5	2,22	24,7	63,48	выполнено
218	4,5	2,67	32,1	63,48	выполнено
207	0,5	0,76	0,3	63,48	выполнено
210	1	0,67	0,5	63,48	выполнено
183	1,5	0,64	0,6	63,48	выполнено
184	2	0,62	0,8	63,48	выполнено
181	2,5	0,58	0,9	63,48	выполнено
197	2,5	1,98	9,9	63,48	выполнено
142	2	6,00	72,4	63,48	выполнено
211	1	9,10	83,7	63,48	выполнено
220	0,5	10,00	51,0	63,48	выполнено
214	1,5	5,70	49,0	63,48	выполнено
213	3	4,61	64,0	63,48	выполнено
217	3,5	4,06	57,9	63,48	выполнено
212	4	2,81	31,6	63,48	выполнено
131	0,5	1,95	1,9	63,48	выполнено
134	1	1,95	3,9	63,48	выполнено
135	1,5	1,33	2,7	63,48	выполнено
133	2	1,19	2,9	63,48	выполнено
112	2,5	0,51	0,7	63,48	выполнено
136	0,5	1,85	1,7	63,48	выполнено
132	1	1,75	3,1	63,48	выполнено
113	4,5	0,50	1,1	63,48	выполнено
234	4	0,51	1,0	63,48	выполнено
111	3	0,51	0,8	63,48	выполнено
235	3,5	0,50	0,9	63,48	выполнено

Все ВЛ-10 кВ с проводом СИП-3-50 удовлетворяют условию по термической стойкости к току КЗ.

7.2 Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

В процессе определения расчетного тока стороны ВН на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$I_{р\ ТП141} = \frac{1,4 \cdot S_{мп\ ТП141}}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (49)$$

$$I_{р\ ТП141} = \frac{1,4 \cdot 63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5\text{ А},$$

где U_H - номинальное напряжение стороны ВН, 10 кВ.

В процессе выбора предохранителей 10 кВ по расчетному току на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенными формулами:

$$I_{\text{ном. пр}} \geq I_p, \quad (50)$$

$$20 \text{ А} \geq 5 \text{ А},$$

$$I_{\text{вст}} \geq I_p, \quad (51)$$

$$6 \text{ А} \geq 5 \text{ А},$$

где I_p – максимальный рабочий ток ТП-141;

$I_{\text{ном. пр}}$ - ток предохранителя ПКТ101 – 10У1, 20 А;

$I_{\text{вст}}$ – ток вставки предохранителя ПКТ101 – 10У1, 6 А.

Оформляется таблица 23, где размещаются результаты выбора предохранителей 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 23 – Выбор предохранителей для защиты трансформаторов ТП

№ ТП	$S_{\text{ном}}$, кВА	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{ном. пр}}$, А	$I_{\text{вст}}$, А	Тип предохранителя
1	2	3	4	5	6
141	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
216	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
218	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
207	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
210	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
183	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
184	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
181	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
197	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
142	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
211	160	13	20	20	ПКТ101 – 10У1
220	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
214	160	13	20	20	ПКТ101 – 10У1
213	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
217	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1

1	2	3	4	5	6
212	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
131	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
134	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
135	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
133	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
112	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
136	160	13	20	20	ПКТ101 – 10У1
132	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
113	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
234	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
111	160	13	20	20	ПКТ101 – 10У1
235	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
141	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
216	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
218	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
207	40	3	20	6	ПКТ101 – 10У1
210	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1
183	100	8	20	10	ПКТ101 – 10У1
184	63	5	20	6	ПКТ101 – 10У1

7.3 Выбор выключателей нагрузки

В процессе выбора выключателей нагрузки 10 кВ по расчетному напряжению на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$U_H \geq U_p, \quad (52)$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_H – номинальное напряжение выключателей нагрузки ВМП-10/400, 10 кВ.

В процессе выбора выключателей нагрузки 10 кВ по номинальному току на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$I_H \geq I_p, \quad (53)$$

$$400 \text{ A} \geq 5 \text{ A},$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателей нагрузки ВПП-10/400, 400 А.

В процессе проверки выключателей нагрузки 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}, \quad (54)$$

$$32 \text{ кА} \geq 2,9 \text{ кА},$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток динамической стойкости выключателей нагрузки ВПП-10/400, 32 кА.

В процессе проверки выключателей нагрузки 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ на ТП-141 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенными формулами:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{ноТП-141}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}});$$

$$B_{\text{кр}} = 2,02^2 \cdot (5,5 + 0,5) = 22,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кн}} = I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}};$$

$$B_{\text{кн}} = 10^2 \cdot 3 = 300 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кн}} \geq B_{\text{кр}};$$

$$300 \text{ кА}^2\text{с} \geq 22,5 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{\text{нотп-141}}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ, кА;

$t_{\text{сел}}$ - время селективности работы защит на стороне 10 кВ, 5,5 с;

$t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя нагрузки 10 кВ, 0,5 с;

I_T - ток термической стойкости выключателя нагрузки 10 кВ, 10 кА

t_T - время термической стойкости выключателя нагрузки 10 кВ, 3 с.

Оформляется таблица 24, где размещаются результаты выбора и проверки выключателя нагрузки 10 кВ ТП-141, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 24 – Выбор и проверка выключателей нагрузки для ТП-141

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 400 \text{ А}$ $i_{\text{скв}} = 32 \text{ кА}$ $V_{\text{к.ном}} = 300 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$ $I_{\text{рmaxTP141}} = 5 \text{ А}$ $i_{\text{уд TP141}} = 2,9 \text{ кА}$ $V_{\text{к}} = 22,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_H \geq U_P$ $I_H \geq I_P$ $i_{\text{скв}} \geq i_{\text{уд}}$ $V_{\text{к.ном}} \geq V_{\text{к}}$

Таким образом, проверив выключатель нагрузки на ТП-141, убедились, что он соответствует условиям выбора и проверки.

Оформляется таблица 25, где размещаются результаты выбора и проверки выключателей нагрузки 10 кВ для ТП реконструируемых сетей 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 25 – Выбор и проверка выключателей нагрузки

№ ТП	$I_P, \text{ А}$	$I_H, \text{ А}$	$V_{\text{кр}}, \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{кн}}, \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{уд}}, \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}, \text{ кА}$
1	2	3	4	5	6	7
141	5	400	22,5	300	2,9	32
216	3	400	24,7	300	3,1	32
218	5	400	32,1	300	3,8	32
207	3	400	0,3	300	1,1	32
210	5	400	0,5	300	0,9	32
183	8	400	0,6	300	0,9	32
184	5	400	0,8	300	0,9	32
181	3	400	0,9	300	0,8	32
197	8	400	9,9	300	2,8	32
142	3	400	72,4	300	8,6	32
211	13	400	83,7	300	14,1	32
220	3	400	51,0	300	16,3	32
214	13	400	49,0	300	8,1	32
213	8	400	64,0	300	6,5	32
217	8	400	57,9	300	5,8	32

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4	5	6	7
212	5	400	31,6	300	4,0	32
131	5	400	1,9	300	2,8	32
134	5	400	3,9	300	2,8	32
135	8	400	2,7	300	1,9	32
133	3	400	2,9	300	1,7	32
112	8	400	0,7	300	0,7	32
136	13	400	1,7	300	2,6	32
132	8	400	3,1	300	2,5	32
113	8	400	1,1	300	0,7	32
234	5	400	1,0	300	0,7	32
111	13	400	0,8	300	0,7	32
235	8	400	0,9	300	0,7	32

На всех ТП выключатели нагрузки ВМП - 10/400 проходят по условиям выбора и проверки.

7.4 Выбор комплектного распределительного устройства

В РУ-10 кВ ПС Благодословенное выбирается КРУ серии К-63 со встроенными вакуумными выключателями марки ВВ/Тел-10, [25].

В процессе выбора КРУ 10 кВ по расчетному напряжению на ПС Благодословенное будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

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

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_{H} – номинальное напряжение КРУ серии К-63, 10 кВ.

В процессе определения расчетного тока ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$I_{P \text{ ТП}207-181} = \frac{S_{P \text{ ТП}207-181}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{H}}},$$

$$I_p \text{ ТП}207-181 = \frac{200,6}{\sqrt{3} \cdot 10} = 11,6 \text{ А.}$$

В процессе выбора КРУ 10 кВ по номинальному току для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$I_n \geq I_p,$$

$$630 \text{ А} \geq 11,6 \text{ А,}$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток КРУ серии К-63, 630 А.

В процессе проверки КРУ 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенной формулой:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

$$51 \text{ кА} \geq 16,3 \text{ кА,}$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток динамической стойкости КРУ серии К-63, 51 кА.

В процессе проверки КРУ 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [11] и приведенными формулами:

$$B_{\text{КР}} = I_{\text{ноТП-207}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}});$$

$$B_{\text{КР}} = 0,76^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 0,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{КН}} = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_{KH} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{KH} \geq B_{KP};$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} \geq 0,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{noTII-207}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ, кА;

$t_{сел}$ - время селективности работы защит на стороне 10 кВ, 1,5 с;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя 10 кВ, 0,01 с;

I_T - ток термической стойкости КРУ К-63, 20 кА

t_T - время термической стойкости КРУ К-63, 3 с.

Оформляется таблица 26, где размещаются результаты выбора и проверки КРУ 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 26 – Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-2} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-3} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-4} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{pmaxВЛ-1} = 11,6 \text{ А}$ $I_{pmaxВЛ-2} = 27,4 \text{ А}$ $I_{pmaxВЛ-2} = 22,2 \text{ А}$ $I_{pmaxВЛ-2} = 8,4 \text{ А}$ $i_{yд} = 16,3 \text{ кА}$ $B_{к.} = 0,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{pmax}$ $i_{скв} \geq i_{yд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$

По данным сравнения выбранная ячейка КРУ К-63 соответствует всем условиям выбора и проверки. Установка в РУ-10 кВ ПС Благословенное проводится после демонтажа ранее установленных ячеек КРУ.

7.5 Выбор выключателей 10 кВ

На стороне 10 кВ ПС Благословенное выбираем вакуумные выключатели ВВ/Тел-10/630. Замена масляных выключателей ВМГ-10, выработавших свой ресурс, предусматривается для линейных ячеек ПС Благословенное в рамках выполнения данной работы.

В процессе выбора выключателей 10 кВ по расчетному напряжению на ПС Благословенное будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

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

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_{H} – номинальное напряжение выключателя ВВ/Тел-10/630, 10 кВ.

В процессе выбора выключателей 10 кВ по номинальному току для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$I_{\text{н}} \geq I_{\text{р}},$$

$$630 \text{ А} \geq 11,6 \text{ А},$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя ВВ/Тел-10/630, 630 А.

В процессе выбора выключателей 10 кВ по отключающей способности для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{ПО}}^{(3)},$$

$$20 \text{ кА} \geq 0,76 \text{ кА},$$

где $I_{\text{откл}}$ – номинальная отключающая способность выключателя ВВ/Тел-10/630, 20 кА.

В процессе проверки выключателей 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

$$51 \text{ кА} \geq 16,3 \text{ кА},$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток динамической стойкости выключателя ВВ/Тел-10/630, 51 кА.

В процессе проверки выключателей 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенными формулами:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{ноТП-207}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}});$$

$$B_{\text{кр}} = 0,76^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 0,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кн}} = I_T^2 \cdot t_T;$$

$$B_{\text{кн}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кн}} \geq B_{\text{кр}};$$

$$1200 \text{ кА}^2\text{с} \geq 0,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{\text{ноТП-207}}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП-207, кА;

$t_{\text{сел}}$ - время селективности работы защит на стороне 10 кВ, 1,5 с;

$t_{\text{отк}}$ - время отключения выключателя ВВ/Тел-10/630, 0,01 с;

I_T - ток термической стойкости выключателя ВВ/Тел-10/630, 20 кА;

t_T - время термической стойкости выключателя ВВ/Тел-10/630, 3 с.

В процессе определения номинального значения апериодической составляющей выключателя 10 кВ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{ном откл},$$

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot 0,4 \cdot 20 = 11,3 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе для выключателя ВВ/Тел-10/630, 40%.

$I_{откл}$ – номинальный ток отключения выключателя ВВ/Тел-10/630, 20 кА.

В процессе проверки выключателей 10 кВ по отключению апериодической составляющей тока КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$i_{a.ном} \geq i_{at};$$

$$11,3 \text{ кА} \geq 0,41 \text{ кА};$$

В процессе проверки выключателей 10 кВ по отключению полного тока КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [12] и приведенной формулой:

$$\sqrt{2} \cdot I_{ноТП-207}^{(3)} + i_{atТП-207} \leq \sqrt{2} \cdot I_{номотк} \cdot \left(1 + \frac{\beta_n}{100}\right); \quad (55)$$

$$\sqrt{2} \cdot 0,76 + 0,76 \cdot 0,54 \leq \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right);$$

$$1,5 \leq 39,5 \text{ кА}.$$

Оформляется таблица 27, где размещаются результаты выбора и проверки выключателей 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 27 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{номВЛ-1} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-2} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-3} = 630 \text{ А}$ $I_{номВЛ-4} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 51 \text{ кА}$ $B_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{а.ном} = 11,3 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmaxВЛ-1} = 11,6 \text{ А}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 27,4 \text{ А}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 22,2 \text{ А}$ $I_{рmaxВЛ-2} = 8,4 \text{ А}$ $i_{уд} = 16,3 \text{ кА}$ $B_{к.} = 0,87 \text{ кА}^2\text{с}$ $i_{ат} = 0,41 \text{ кА}$ $I^{(3)}_{ПО} = 0,76 \text{ кА}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $B_{к.ном} \geq B_{к.}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$ $I_{откл} \geq I^{(3)}_{ПО}$

По данным сравнения выключатели ВВ/Тел-10/630 соответствуют по всем условиям.

7.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

Трансформаторы тока 10 кВ ТОЛ-10-1 устанавливаются в КРУ-10 кВ ПС Благословенное и предназначены для подключения счётчиков электроэнергии и цепей релейной защиты.

В процессе выбора трансформаторов тока 10 кВ по расчетному напряжению будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенной формулой:

$$U_H \geq U_P.,$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_H – номинальное напряжение трансформатора тока ТОЛ-10-1, 10 кВ.

В процессе выбора трансформаторов тока 10 кВ по номинальному току первичной обмотки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенной формулой:

$$I_{\text{ном.}} \geq I_{\text{р.}},$$

$$50 \text{ A} \geq 11,6 \text{ A},$$

где $I_{\text{ном}}$ - ток первичной обмотки трансформаторов тока ТОЛ-10-1, 50 А.

В процессе проверки трансформаторов тока 10 кВ по динамической стойкости к токам КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенной формулой:

$$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}},$$

$$20 \text{ кА} \geq 16,3 \text{ кА},$$

где $I_{\text{дин}}$ - ток динамической стойкости трансформаторов тока ТОЛ-10-1, 20 кА.

В процессе проверки трансформаторов тока 10 кВ по термической стойкости к токам КЗ для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенными формулами:

$$B_{\text{кр}} = I_{\text{ноТП-207}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + t_{\text{сел}});$$

$$B_{\text{кр}} = 0,76^2 \cdot (0,01 + 1,5) = 0,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кн}} = I_{\text{т}}^2 \cdot t_{\text{т}};$$

$$B_{\text{кн}} = 10^2 \cdot 1 = 100 \text{ кА}^2\text{с};$$

$$B_{\text{кн}} \geq B_{\text{кр}};$$

$$100 \text{ кА}^2\text{с} \geq 0,87 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{ноТП-207}$ - ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ТП-207, кА;

$t_{сел}$ - время селективности работы защит на стороне 10 кВ, 1,5 с;

$t_{отк}$ - время отключения выключателя ВВ/Тел-10/630, 0,01 с;

I_T - ток термической стойкости трансформаторов тока ТОЛ-10-1, 10 кА;

t_T - время термической стойкости трансформаторов тока ТОЛ-10-1, 1 с.

Оформляется таблица 28, где размещаются результаты выбора приборов вторичных цепей трансформаторов тока 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 28 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-10 кВ

Прибор	Тип	ф А, ВА	ф В, ВА	ф С, ВА
Амперметр	Э80А	0,5		0,5
Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230АР	1,57		1,57
Итого		2,07		2,07

В процессе проверки трансформаторов тока 10 кВ по вторичной нагрузке для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенными формулами:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2};$$

$$Z_{2Н} = \frac{12,5}{5^2} = 0,5 \text{ Ом};$$

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

$$r_{приб} = \frac{2,07}{5^2} = 0,083 \text{ Ом},$$

$$r_{пр} = \frac{\rho \cdot l}{q},$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0.0283 \cdot 5}{4} = 0.035 \text{ Ом},$$

$$r_2 = r_{\text{конт}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}};$$

$$r_2 = 0.1 + 0.035 + 0.083 = 0.22 \text{ Ом};$$

$$r_2 \leq Z_{2Н};$$

$$0,22 \text{ Ом} \leq 0,5 \text{ Ом};$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, 5 А.

$S_{2Н}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформаторов тока ТОЛ-10-1, 5 ВА.

q - сечение проводов вторичных цепей, 4 мм²;

ρ - сопротивление проводов АКРВГ вторичных цепей, 0,0283 Ом·м/мм²;

l - протяженность проводов вторичных цепей, 5 м;

$r_{\text{КОНТ}}$ – сопротивление контактов вторичных цепей, 0.1 Ом.

Оформляется таблица 29, где размещаются результаты выбора и проверки трансформаторов тока 10 кВ для ВЛ-10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 29– Выбор трансформатора тока 10 кВ для ВЛ-10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{\text{номВЛ-1}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{номВЛ-2}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{номВЛ-3}} = 50 \text{ А}$ $I_{\text{номВЛ-4}} = 50 \text{ А}$	$I_{\text{рmaxВЛ-1}} = 11,6 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 27,4 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 22,2 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 8,4 \text{ А}$	$I_H \geq I_{\text{рmax}}$
$Z_{2Н} = 0.5 \text{ Ом}$ (для класса точности 0.5)	$Z_{\text{Нр}} = 0.22 \text{ Ом}$	$Z_{2Н} \geq Z_{\text{Нр}}$
$V_{\text{Кн}} = 100 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{Кр}} = 0,87 \text{ кА}^2\text{с}$	$V_{\text{Кн}} \geq V_{\text{кр}}$
$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 16,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$

На всех линейных ячейках КРУ ТТ удовлетворяют условиям выбора и проверки.

7.7 Выбор трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения 10 кВ НАМИ0,6-10У3 устанавливаются в КРУ-10 кВ ПС Благословенное и предназначены для подключения счётчиков электроэнергии и цепей релейной защиты.

В процессе выбора трансформаторов напряжения 10 кВ по расчетному напряжению будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенной формулой:

$$U_H \geq U_P,$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_H – номинальное напряжение трансформатора напряжения НАМИ0,6-10У3, 10 кВ.

Оформляется таблица 30, где размещаются результаты выбора приборов вторичных цепей трансформаторов напряжения 10 кВ секций шин 10 кВ ПС Благословенное, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 30 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ секций шин 10 кВ ПС Благословенное

Прибор	Тип	Потребляемая мощность одной катушки, В·А	Число катушек	Cos φ	Sin φ	Общая потребляемая мощность	
						P, Вт	Q, В·А
Вольтметр	Д80А	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д80А	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Меркурий 230AR	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	Меркурий 230AR	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

В процессе проверки трансформаторов напряжения 10 кВ по вторичной нагрузке будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [13] и приведенными формулами:

$$S_{2p} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2}, \quad (56)$$

$$S_{2p} = \sqrt{24^2 + 45^2} = 52 \text{ ВА};$$

$$S_{2p} \leq S_{2н}; \quad (57)$$

$$52 \text{ ВА} \leq 75 \text{ ВА};$$

где $S_{2н}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформаторов напряжения НАМИ0,6-10У3, 75 ВА.

Оформляется таблица 31, где размещаются результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 31 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $S_P = 52 \text{ ВА}$ (для класса точности 0,5)	$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$ $S_H = 75 \text{ ВА}$	$U_{HT} \geq U_H$ $S_H \geq S_P$

ТН НАМИ0,6-10 проверку проходит. Устанавливается на каждой секции шин.

7.8 Выбор жестких шин на стороне 10 кВ

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах. Шинодержатели, с помощью

которых шины закреплены на изоляторах, допускают продольное смещение шин, [14].

В КРУ 10 кВ ПС Благословенное применяется жёсткая ошиновка АДО 60×8 мм², рисунок 5.

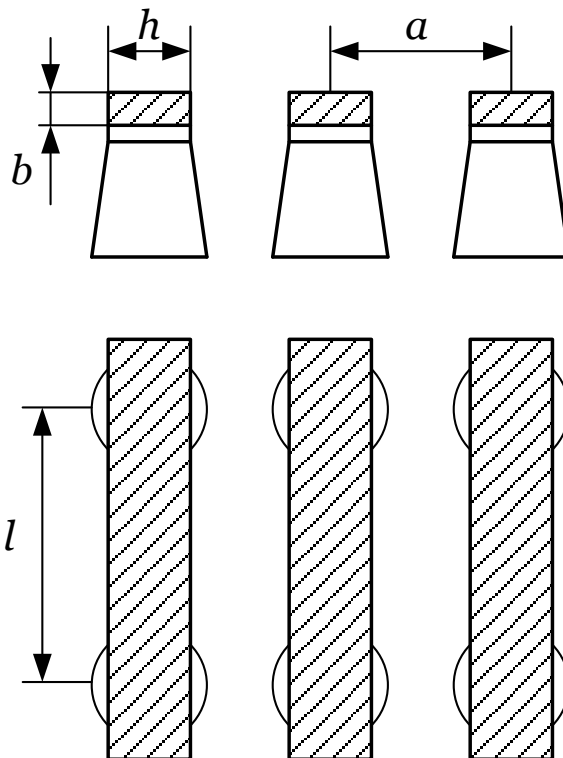


Рисунок 5 – Жёсткая ошиновка РУ 10 кВ

В процессе выбора шин 10 кВ по допустимому току для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [14] и приведенной формулой:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}};$$

$$1025 \text{ A} \geq 11,6 \text{ A};$$

где $I_{\text{доп}}$ – допустимый по нагреву ток шин АДО 60×8 мм², 1025 А.

В процессе проверки шин 10 кВ по термической стойкости для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [14] и приведенными формулами:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{BK}}{C}; \quad (58)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{0,87 \cdot 10^6}}{91} = 10 \text{ мм}^2,$$

$$q \geq q_{\min}; \quad (59)$$

$$480 \text{ мм}^2 \geq 10 \text{ мм}^2;$$

где q - поперечное сечение шины АДО $60 \times 8 \text{ мм}^2$, 480 мм^2 .

В процессе проверки шин 10 кВ по механической прочности для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [14] и приведенными формулами:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}; \quad (60)$$

$$J = \frac{80 \cdot 6^3}{12} = 1440 \text{ мм}^4;$$

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}; \quad (61)$$

$$W = \frac{0,8^2 \cdot 6}{6} = 0,64 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{ВД}^2 \cdot l^2}{W \cdot a}, \quad (62)$$

$$\sigma_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{16300^2 \cdot 0,9^2}{0,64 \cdot 0,45} = 12,9 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}, \quad (63)$$

$$12,9 < 300 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{доп}} \leq 0,7 \sigma_{\text{разр}}, \quad (64)$$

$$12,9 \leq 0,7 \cdot 300 = 210 \text{ МПа},$$

a - расстояние между фазами, для КРУ К-63, 0,45 м ;

l - длина пролета между опорными изоляторами для КРУ К-63, 0,9 м.

Оформляется таблица 32, где размещаются результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 32 – Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{рmaxВЛ-1}} = 11,6 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 27,4 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 22,2 \text{ А}$ $I_{\text{рmaxВЛ-2}} = 8,4 \text{ А}$ $\sigma_{\text{расч}} = 12,9 \text{ МПа}$ $q_{\text{min}} = 0,32 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп ВЛ-1}} = 1025 \text{ А}$ $I_{\text{доп ВЛ-2}} = 1025 \text{ А}$ $I_{\text{доп ВЛ-3}} = 1025 \text{ А}$ $I_{\text{доп ВЛ-4}} = 1025 \text{ А}$ $\sigma_{\text{доп}} = 300 \text{ МПа}$ $q = 480 \text{ мм}^2$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$ $\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$ $q \geq q_{\text{min}}$

На всех линейных ячейках КРУ шины АДО 60×8 мм² удовлетворяют условиям выбора и проверки.

7.9 Выбор изоляторов

В КРУ 10 кВ ПС Благословенное применяются опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1.

В процессе выбора опорных изоляторов 10 кВ по расчетному напряжению будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [14] и приведенной формулой:

$$U_{\text{н}} \geq U_{\text{р}},$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_H – номинальное напряжение опорных изоляторов ОНШП-10-20 УХЛ1, 10 кВ.

В процессе проверки опорных изоляторов 10 кВ по допустимой механической нагрузке на головку будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [14] и приведенными формулами:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (65)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{16300^2 \cdot 0.9}{0.8} \cdot 10^{-7} = 69 \text{ Н},$$

$$F_{доп} = 0.6 \cdot F_{разр},$$

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

$$F_{доп} \geq F_{расч};$$

$$1800 \text{ Н} \geq 69 \text{ Н};$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие на головку опорных изоляторов ОНШП-10-20 УХЛ1, 3000 Н.

Оформляется таблица 33, где размещаются результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 33 – Выбор опорных изоляторов КРУ 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 69 \text{ Н}$	$F_{доп} = 1800 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

На всех линейных ячейках КРУ опорные изоляторы ОНШП-10-20 УХЛ1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

7.10 Выбор ограничителей перенапряжений

В КРУ 10 кВ ПС Благословенное применяются ограничители перенапряжений марки ОПН – РВ/TEL У1.

В процессе выбора ограничителей перенапряжений 10 кВ по расчетному напряжению будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [19] и приведенной формулой:

$$U_H \geq U_P,$$

$$10 \text{ кВ} \geq 10 \text{ кВ},$$

где U_H – номинальное напряжение ограничителей перенапряжений ОПН – РВ/TEL У1, 10 кВ.

В процессе определения энергии поглощения ограничителей перенапряжений 10 кВ будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [19] и приведенными формулами:

$$T = \frac{l}{v}; \tag{66}$$

$$T = \frac{2500}{3,15 \cdot 10^8} \cdot 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{\text{ост}}}{z} \cdot U_{\text{ост}} \cdot 2 \cdot T \cdot n, \tag{67}$$

$$\mathcal{E} = \frac{60 - 25,8}{240} \cdot 25,8 \cdot 2 \cdot 7,94 \cdot 10^{-2} \cdot 20 = 11,7 \text{ кДж},$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, 60 кВ [19];

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 25,8 кВ [19];

z - волновое сопротивление провода, 240 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

l - длина защищенного подхода к ПС Благословенное, 2500 м;

v - скорость распространения волны.

В процессе проверки ограничителей перенапряжений 10 кВ по удельной энергии поглощения будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [19] и приведенными формулами:

$$\mathcal{E}_{расч}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}}; \quad (68)$$

$$\mathcal{E}_{расч}^* = \frac{11,7}{10} = 1,17 \text{ кДж/кВ};$$

$$\mathcal{E}_{доп}^* \geq \mathcal{E}_{расч}^*; \quad (69)$$

$$2,3 \text{ кДж/кВ} \geq 1,17 \text{ кДж/кВ};$$

где $\mathcal{E}_{доп}^*$ – допустимая удельная энергоёмкость ОПН– РВ/ТЕЛ У1 классом 2, 2,3 кДж/кВ.

Оформляется таблица 34, где размещаются результаты выбора и проверки ограничителей перенапряжений 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 34 – Выбор ограничителей перенапряжений КРУ 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10,5 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$\mathcal{E}_{расч}^* = 1,17 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{доп}^* = 2,3 \text{ кДж/кВ}$	$\mathcal{E}_{доп}^* \geq \mathcal{E}_{расч}^*$

На каждой секции шин 10 кВ ПС Благословенное ОПН– РВ/ТЕЛ У1 удовлетворяют условиям выбора и проверки.

8 КОМПЕНСАЦИЯ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

В процессе определения суммарного емкостного тока сети 10 кВ будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [21] и приведенными формулами:

$$I_{c \text{ ВЛ}} = \frac{U_H \cdot L_{\text{ВЛ}}}{350}, \quad (70)$$

$$I_{c \text{ ВЛ}} = \frac{10 \cdot 41,27}{350} = 1,18 \text{ А},$$

где U_H – номинальное напряжение сети, 10 кВ;

$L_{\text{ВЛ}}$ – суммарная длина воздушных линий, км.

В процессе проверки необходимости компенсации емкостного тока сети 10 кВ будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [21] и приведенными формулами:

$$I_{c \text{ ВЛ}} \leq I_{\text{доп с ВЛ}}, \quad (71)$$

$$1,18 \text{ А} \leq 20 \text{ А};$$

где $I_{\text{доп с ВЛ}}$ – допустимое по ПУЭ значение емкостного тока сети 10 кВ, 20 А.

Необходимость компенсации емкостного тока в сети 10 кВ отсутствует.

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

Надёжность работы и быстродействие защит, обеспечивающих отключение коротких замыканий в реконструируемых сетях с центром питания ПС Благословенное, достигается внедрением микропроцессорных блоков защиты СИ-РИУС [22].

9.1 Токовая отсечка без выдержки времени.

В процессе определения коэффициента трансформации трансформатора тока для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [21] и приведенными формулами:

$$n_T = \frac{I_{\text{ТТ перв}}}{I_{\text{ТТ втор}}}; \quad (72)$$

$$n_{\delta} = \frac{50}{5} = 10;$$

где $I_{\text{ТТ перв}}$ - номинальный первичный ток трансформатора тока для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181), 50 А;

$I_{\text{ТТ втор}}$ - номинальный вторичный ток трансформатора тока для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181), 5 А.

В процессе определения первичного тока срабатывания токовой отсечки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [21] и приведенными формулами:

$$I_{с.з.} = k_H \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (73)$$

$$I_{с.з.} = 1,1 \cdot 760 = 832 \text{ А,}$$

где k_n – коэффициент надежности микропроцессорных блоков защиты СИРИУС, 1,1, [22];

$I_{к.маx}^{(3)}$ – максимальный ток КЗ на шинах ТП 207.

В процессе определения чувствительности токовой отсечки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [21] и приведенными формулами:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{С.З.}}}, \quad (74)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{580}{832} = 0,7 ,$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ на шинах ТП 181.

Так как чувствительность отсечки без выдержки времени менее 2, то целесообразно установить отсечку с выдержкой времени (вторая степень защиты).

В процессе определения вторичного тока срабатывания токовой отсечки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [21] и приведенными формулами:

$$I_{\text{С.Р.}} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{\text{С.З.}}}{n_{\text{т}}}, \quad (75)$$

$$I_{\text{С.Р.}} = 1 \cdot \frac{832}{10} = 83,2 \text{ А} .$$

В процессе определения выдержки времени токовой отсечки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенными формулами:

$$t_{\text{отсечки}} = t_{p.z.} + \Delta t ; \quad (76)$$

$$t_{\text{отсечки}} = 0,1 + 0,5 = 0,6 \text{ с.}$$

Оформляется таблица 35, где размещаются результаты расчёта уставок токовой отсечки в сетях 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 35 – Расчёт токовой отсечки

Линия	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_p, \text{ A}$	$I_{Н \text{ ТТ}}, \text{ A}$	$I_{с.з.} \text{ кА}$	n_T	$I_{с.р.} \text{ A}$	$K_{ч}$
ПС-ТП 207 - ТП 181	0,76	0,58	12	50	0,832	10	83	0,70
ПС-ТП 220 - ТП 141	10,00	2,02	27	50	11,001	10	1100	0,18
ПС-ТП 131 - ТП 235	1,95	0,50	22	50	2,149	10	215	0,23
ПС-ТП 136 - ТП 132	1,85	1,75	8	50	2,031	10	203	0,86

9.2 Максимальная токовая защита линий

В процессе определения первичного тока срабатывания максимальной токовой защиты для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [22] и приведенными формулами:

$$I_{с.з.} = I_{раб.} \cdot k_H \cdot k_{с.з.} / k_{в} \quad (77)$$

$$I_{с.з.} = 0,245 \cdot 1,1 \cdot 1 / 0,95 = 0,284.$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорных блоков защиты СИРИУС, 1,1 [22];

$k_{с.з.}$ – коэффициент запуска двигателей для микропроцессорных блоков защиты СИРИУС, 1 [22];

$k_{в}$ – коэффициент возврата, микропроцессорных блоков защиты СИРИУС, 0,95 [22];

$I_{раб.}$ – максимальный рабочий ток для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181), 245 А.

В процессе определения чувствительности максимальной токовой защиты для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [22] и приведенными формулами:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(2)}}{I_{\text{с.з.}}}, \quad (78)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{0,58}{0,284} = 2 .$$

Чувствительность МТЗ больше 1,5, защита работает эффективно.

В процессе определения вторичного тока срабатывания максимальной токовой защиты токовой отсечки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [22] и приведенными формулами:

$$I_{\text{с.р.}} = I_{\text{с.з.}} \cdot k_{\text{сх}} / n_{\text{T}}, \quad (79)$$

$$I_{\text{с.р.}} = 284 \cdot 1 / 10 = 28,4 \text{ А},$$

где $k_{\text{сх}}$ – коэффициент схемы, $k_{\text{сх}} = 1$;

В процессе определения выдержки времени максимальной токовой защиты токовой отсечки для ВЛ-1 (ПС-ТП 207 - ТП 181) будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [22] и приведенными формулами:

$$t_{\text{МТЗ}} = t_{\text{р.з.}} + \Delta t + t_{\text{ОТСЕЧКИ}} , \quad (80)$$

$$t_{\text{МТЗ}} = 0,1 + 0,1 + 0,6 = 0,8 \text{ с},$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, принимается 0,1 с.

Оформляется таблица 36, где размещаются результаты расчёта уставок максимальной токовой защиты в сетях 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 36– Расчёт МТЗ

Линия	$I_{(3)по},$ кА	$I_{(2)по},$ кА	$I_p, А$	$I_{н\ TТ}, А$	$I_{с.з.},$ кА	$I_{с.р.}, А$	$K_{ч}$
ПС-ТП 207 - ТП 181	0,76	0,58	12	50	0,284	28	2
ПС-ТП 220 - ТП 141	10,00	2,02	27	50	0,284	28	7
ПС-ТП 131 - ТП 235	1,95	0,50	22	50	0,284	28	2
ПС-ТП 136 - ТП 132	1,85	1,75	8	50	0,284	28	6

9.3 Устройства автоматического включения резерва

В процессе определения напряжения срабатывания автоматического включения резерва на стороне 10 кВ ПС Благословенное будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [23] и приведенными формулами:

$$U_{с.з.}=(0,25\div 0,40)\cdot U_{ном}, \quad (81)$$

$$U_{с.з.}=0,4\cdot 10000=4000 В.$$

В процессе определения времени срабатывания автоматического включения резерва на стороне 10 кВ ПС Благословенное будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [23] и приведенными формулами:

$$t_{АВР} = t_{МТЗ} + \Delta t, \quad (82)$$

$$t_{АВР}=0,8 + 0.1 = 0,9 с.$$

9.4 Защита от однофазных замыканий на землю

В процессе определения тока замыкания на землю линии ПС-ТП 207 - ТП 181 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [24] и приведенными формулами:

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{U_H \cdot L_{\text{в.л}}}{350}, \quad (83)$$

$$I_{\text{повр.л}} = \frac{10 \cdot 13,28}{350} = 0,38 \text{ А.}$$

В процессе определения тока, протекающего через трансформатор тока нулевой последовательности линии ПС-ТП 207 - ТП 181 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [24] и приведенными формулами:

$$I_{\text{ТНП.повр.л}} = I_{\text{ЗНЗ}} - I_{\text{повр.л}}, \quad (84)$$

$$I_{\text{ТНП.повр.л}} = 1,18 - 0,38 = 0,8.$$

где $I_{\text{ЗНЗ}}$ – суммарный емкостной ток сети, $I_{\text{ЗНЗ}} = 1,18 \text{ А}$.

$I_{\text{повр.л}}$ – ток замыкания на землю линии на которую установлена защита.

В процессе определения тока срабатывания защиты от замыкания на землю линии ПС-ТП 207 - ТП 181 будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [10] и приведенными формулами:

$$I_{\text{с.з.}} = I_{\text{ТНП.повр.л}} / k_{\text{ч}}; \quad (85)$$

$$I_{\text{с.з.}} = 0,8 / 1,5 = 0,53 \text{ А,}$$

где $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности микропроцессорных блоков защиты СИРИУС, 1,5, [24];

Оформляется таблица 37, где размещаются результаты расчёта уставок защиты от замыкания на землю в сетях 10 кВ, участвующие в определении последующих параметров реконструируемой сети.

Таблица 37 – Расчёт ЗНЗ

Линия	$I_{\text{повр.л}}, \text{ A}$	$I_{\text{ГНП.повр.л}}, \text{ A}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$
ПС-ТП 207 - ТП 181	0,38	0,80	0,53
ПС-ТП 220 - ТП 141	0,21	0,97	0,64
ПС-ТП 131 - ТП 235	0,46	0,72	0,48
ПС-ТП 136 - ТП 132	0,13	1,05	0,70

10 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

Реализация целей данной бакалаврской работы предусматривает полную реконструкцию системы электроснабжения 10 кВ района сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое.

Необходимо рассмотреть меры безопасности при монтаже элементов системы электроснабжения, рассчитать площадь отводимых земель как одного из показателей экологичности работы, перечислить меры противопожарной безопасности.

10.1 Безопасность

Так как в здании ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» располагается шкаф микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики, то рассмотрим защитные меры при монтаже и эксплуатации измерительных приборов, устройств релейной защиты, вторичных цепей, устройств автоматики, телемеханики и связи [33].

Безопасность работ в здании ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» по реконструкции и установке микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики, а также подключению к цепям измерительных приборов и блоков релейной защиты, должна быть обеспечена посредством подключения к заземлению всех вторичных обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения. В случае, когда вторичные обмотки трансформаторов тока электрически соединены, выполняется одно общее заземление на всю вторичную цепь.

При монтаже микропроцессорных блоков на разомкнутые вторичные обмотки измерительных ТТ выполняется закорачивание вторичных обмоток в тех местах, где имеются специальные зажимы.

Во время реконструкции КРУ 10 кВ ПС Благословенное допускается производство работ на ТТ в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» или в их вторичных цепях в случае, если шины первичных цепей не используются в качестве вспомогательных проводников во время монтажа.

Запрещается проведение работ в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» на вторичных цепях между трансформатором тока и теми зажимами, на которые подключен закорачивающий проводник, для предотвращения размыкания цепи в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное».

Во время реконструкции КРУ 10 кВ ПС Благословенное допускается производство работ на ТТ в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» или в их вторичных цепях в случае, если цепи измерения и защиты подключены к зажимам ТТ после того, как окончен монтаж их вторичных схем.

Проведение работ во вторичных цепях ТТ в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» разрешена только при наличии исполнительных схем коммутации у задействованных работников.

Во время реконструкции КРУ 10 кВ ПС «Благословенное» допускается производство работ на ТТ в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» или в их вторичных цепях в случае, если проверка полярности первичной обмотки ТТ выполняется после того, как прибор по проверке полярности надежно подключен к зажимам во вторичную обмотку ТТ.

Работники при монтаже микропроцессорных блоков на разомкнутые вторичные обмотки измерительных ТТ должны быть обеспечены слесарно-монтажным инструментом с изолирующими рукоятками.

Производство работ на ТТ в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» по проверке цепей измерения, сигнализации, управления и защиты допускается работником из состава бригады единолично при регулировке выключателей, проверке изоляции.

Производство работ на ТТ в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» допускается работником из состава бригады единолично, если работник обладает группой по электробезопасности не ниже III и производитель работ провел необходимые инструктажи по технике безопасности на рабочем месте.

Производство работ на ТН в шкафах релейной защиты ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» допускается с подачей напряжения от постороннего источ-

ника после того, как демонтируются предохранители со стороны ВН и НН, отключаются автоматические выключатели от вторичных обмоток.

Если требуется по условиям эксплуатации провести какие-либо работы в цепях или на аппаратуре РЗиА при включенном основном оборудовании ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное», то используются защитные ограждения и блокировки от неправильных действий работников или попытке выполнить работы на оборудовании, находящимся под напряжением.

Запрещается проведение работ в здании ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» на панелях или вблизи шкафов микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики, при которых получается сильное ударное или вибрационное воздействие на аппаратуру шкафов.

Оперативный персонал ПС «Благословенное» осуществляет переключения, включение и отключение выключателей, разъединителей и другой аппаратуры ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное», которые необходимы для проверки работы микропроцессорных блоков релейной защиты и автоматики.

Показания счетчиков электрической энергии и других измерительных приборов, установленных в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» перед выполнением работ по реконструкции разрешено выполнять работникам с группой по электробезопасности не ниже III, так как постоянного оперативного персонала на ПС «Благословенное» не предусмотрено.

Показания счетчиков электрической энергии и других измерительных приборов, установленных в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» перед выполнением работ по реконструкции разрешено выполнять работникам подрядных организаций по монтажу системы учёта электроэнергии в сопровождении лица из местного оперативного персонала с группой по электробезопасности не ниже III.

Если требуется по условиям эксплуатации выполнить установку или снятие счетчиков электрической энергии в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» и других измерительных приборов, подключенных к ТТ или ТН, то проводится оформление наряда-допуска к работам со снятием напряжения, при этом к ра-

боте допускаются двое работников, у одного должна быть группа по электробезопасности не ниже IV, у второго - не ниже III.

Допускается применение в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» испытательных блоков или специальных зажимов, использование которых позволяет в безопасном режиме делать соединения вторичных цепей ТТ и ТН, устанавливать или снимать счетчики электрической энергии и другие измерительные приборы, выдача нарядов-допусков в таком случае для работников упрощается, достаточным исполнительным актом считается распоряжение.

Счетчики электрической энергии в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» используются косвенного включения, их установка и снятия производится при снятом напряжении в ячейке КРУ-10 кВ, при этом к работе допускается работник с группой по электробезопасности не ниже III.

Так как реконструкция сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» предусматривает реконструкцию нескольких ячеек КРУ-10 кВ, то установку и снятие счетчиков электрической энергии разных присоединений в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное», расположенных в одном помещении, работники по монтажу систем учёта выполняют по одному наряду или распоряжению, так как переход с одного рабочего места на другое допускается не оформлять.

Допускается применение в ЗРУ-10 кВ ПС «Благословенное» испытательных блоков или специальных зажимов, использование которых позволяет в безопасном режиме делать соединения вторичных цепей ТТ и ТН, устанавливать или снимать счетчики электрической энергии и другие измерительные приборы, если со вторичных цепей ТТ и ТН не снята нагрузка и напряжение.

Допуск к месту работы работников подрядных организаций оформляется в присутствии производителя работ с обязательным занесением в оперативный журнал сведений об отключенных присоединениях, времени начала и окончания работ, наличие согласованных и заверенных схем первичных и вторичных соединений оборудования ЗРУ 10 кВ ПС «Благословенное» является обязательным.

10.2 Экологичность

Реконструкция ВЛ 10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое сопряжена с изъятием с кадастрового учёта земель в постоянное и временное пользование. Для своевременной и полной подготовки межевых планов для объектов электросетевого хозяйства и определения стоимости кадастровых работ требуется определить площадь отвода земель в постоянное и временное пользование под сооружаемые электрические сети в границах земли не сельхоз назначения.

В процессе определения площади земель, отводимых в постоянное пользование под ТП в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{ПП} = S_{ТП1} \cdot n_{ТП1} + S_{ТП2} \cdot n_{ТП2}, \quad (86)$$

$$S_{ПП} = 50 \cdot 27 + 80 \cdot 0 = 1350 \text{ м}^2,$$

где $S_{ТП1}$ - для ТП с одним трансформатором 10/0,4 кВ площадь земельного

участка отводимая в постоянное пользование, 50 м² [35];

$S_{ТП2}$ - для ТП с двумя трансформаторами 10/0,4 кВ площадь земельного

участка отводимая в постоянное пользование, 80 м² [35];

$n_{ТП1}$ - число ТП в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное», на которых установлен один трансформатор 10/0,4 кВ по проекту, 27 шт;

$n_{ТП2}$ - число ТП в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное», на которых установлено два трансформатора 10/0,4 кВ по проекту, 0 шт.

В процессе определения площади земель, отводимых в постоянное пользование под одну опору ВЛ в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословен-

ное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{on} = A^2 + \pi \cdot \Delta^2 + 4 \cdot A \cdot \Delta ; \quad (87)$$

$$S_{on} = 0,35^2 + 3,14 \cdot 1^2 + 4 \cdot 0,35 \cdot 1 = 4,66 \text{ м}^2,$$

где A – габаритная длина стойки опоры на уровне земли по рисунку 6, 0,35 м [36];

Δ - ширина полосы, подлежащей отводу в постоянное пользование за контуром стойки опоры на уровне земли, для ВЛ-10 кВ в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» по землям не сельскохозяйственного назначения с опорами без ригелей и оттяжек, 1 м [35].

Используемые опоры по проекту П10-1 со стойками СВ105-5 в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное», площадь основания опоры показана на рисунке 6.



Рисунок 6 – Отвод земли в постоянное пользование под промежуточную опору П10-1 в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное»

В процессе определения площади земель, отводимых в постоянное пользование под опоры ВЛ в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{\text{ПО}} = S_{\text{оп}} \cdot n_{\text{ОП}} ; \quad (88)$$

$$S_{\text{ПО}} = 4,66 \cdot 590 = 2750,9 \text{ м}^2,$$

где $n_{\text{ОП}}$ - всего опор в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное», 590 шт.

В процессе определения площади земель, отводимых в постоянное пользование в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{\text{ПШ}} = S_{\text{ПТП}} + S_{\text{ПО}} , \quad (89)$$

$$S_{\text{ПШ}} = 1350 + 2750,9 = 4100,9 \text{ м}^2.$$

На период строительства ВЛ в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет произведёт отвод земель во временное пользование на срок строительства.

В процессе определения площади земель, отводимых во временное пользование для монтажа проводов ВЛ в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{ВЛ} = L_{ВЛ10кВ} \cdot (l_{\phi-\phi} + 4), \quad (90)$$

$$S_{ВЛ} = 41270 \cdot (1,2 + 4) = 245804 \text{ м}^2,$$

где $L_{ВЛ10кВ}$ - суммарная длина ВЛ 10 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, 41270 м;

$l_{\phi-\phi}$ - расстояние между крайними фазными проводами опоры П10-11, рисунок 7, 1,2 м.

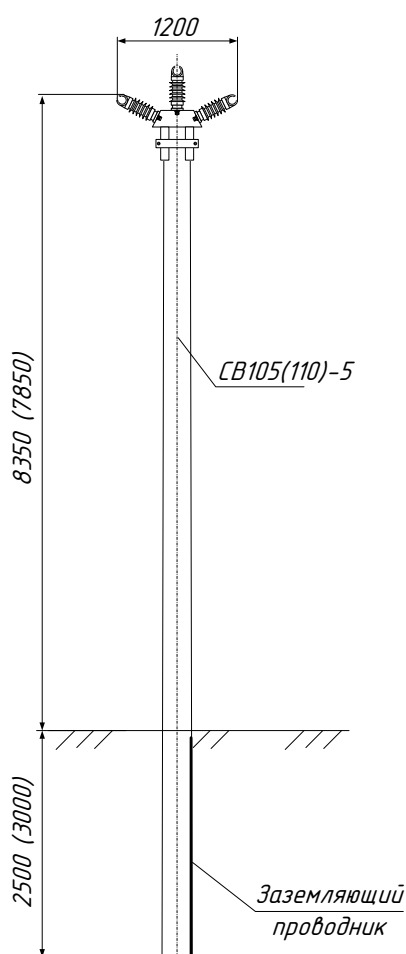


Рисунок 7 – Эскиз опоры 10 кВ П10-1 [36]

В процессе определения площади земель, отводимых во временное пользование для монтажа опор ВЛ в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{ВМП} = n_{ОП} \cdot S_{ОП10кВ}, \quad (91)$$

$$S_{ВМП} = 590 \cdot 150 = 88500 \text{ м}^2,$$

где $S_{ОП10кВ}$ - для ВЛ-10 кВ площадь земельного участка, отводимая во временное пользование на период возведения опор ВЛ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, 150 м² [35];

$n_{ОП}$ - всего опор в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное», 590 шт.

В процессе определения площади земель, отводимых во временное пользование в сетях 10 кВ с центром питания ПС «Благословенное» будет продемонстрирован порядок действий в соответствии с [34] и приведенной формулой:

$$S_{ВП} = S_{ВМП} + S_{ВЛ}, \quad (92)$$

$$S_{ВП} = 245804 + 88500 = 334304 \text{ м}^2.$$

В ходе выполнения расчёта показателя экологичности проекта в части определения величины площади отводимых земель получены данные о площади отвода земли в постоянное пользование 4100,9 м², которая будет выделена в длительное пользование собственником электросетевого имущества, а также получены данные о площади отвода земли во временное пользование 334304 м², которая будет выделена в кратковременное пользование собственником электросетевого имущества.

10.3 Чрезвычайные ситуации

В проекте проводится реконструкция ВЛ 10 кВ и трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое. Так как существует опасность возникновения пожаров при реконструкции (ошибочное

включение заземленных ВЛ-10 кВ, межвитковые замыкания в трансформаторе 10/0,4 кВ, замыкания в РУВН и РУНН трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ из-за ошибочных операций персонала), то в данном подпункте определяются основные причины пожаров в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое и способы и средства тушения пожаров в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое.

Возникновение КЗ в трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое представляют наибольшую пожарную опасность [38].

При КЗ на шинах ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, сопротивление цепи, через которую проходит ток КЗ стремится к нулевому значению, в результате чего величина тока КЗ ограничена только сопротивлением внешней к точке КЗ системы, при этом ток КЗ равен десяткам кА. Тем не менее, учитывая протяженность реконструируемых сетей 10 кВ, фактическая величина тока КЗ не будет превышать нескольких кА. В любом случае ток КЗ, проходящий по проводникам и токоведущим частям ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, гораздо выше номинальных токов выбранных проводов и токоведущих частей. Термическая стойкость выбранного оборудования и проводов сетей 10 кВ позволяет в течении 1-3 с выдерживать протекание токов КЗ, но задержка в отключении таких токов средствами защиты и автоматики приводят к перегреву и воспламенению изоляции проводов, оборудования, токоведущих частей.

Развитие аварии при КЗ, особенно при отказе средств РЗА в отключении места повреждения или неселективном действии защит, способствует повышенному искрению в месте КЗ и оплавлению электрической дугой близко расположенного оборудования, в случае с КЗ на ТП 10/0,4 кВ повреждение трансформатора 10/0,4 кВ будет являться взрывоопасным фактором, так как в системе электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, использованы маслонаполненные трансформаторы 10/0,4 кВ

Нарушение свойств электрической изоляции из-за ее старения, а также отсутствия контроля за ее состоянием посредством отбора проб трансформаторного масла приводит к КЗ между обмотками ВН и НН или между обмоткой и баком трансформатора ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое.

Кроме того, работа трансформаторов ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое с существенной перегрузкой более 40% от номинальной мощности ускоряет процесс старения изоляции и может привести к её пробое.

Несвоевременный контроль системы охлаждения трансформаторов ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, целостности расширительных баков, радиаторов охлаждения приводит к возникновению риска нарушения теплового режима работы трансформаторов [37].

Для каждого из устанавливаемых трансформаторов ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое имеются четкие технические указания по режиму работы, отступление от которых не допускается.

При тушении пожаров в системе электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое проводится ряд действий отдельных людей и подразделений пожарной охраны, конечная цель которых является полное прекращение процесса горения в очаге возгорания и поблизости от него с минимальной угрозой жизни и здоровью задействованных участников тушения пожара, минимальным ущербом электроустановкам, окружающей среде [47].

Прекращение горения на ТП 10/0,4 кВ сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое достигается различными путями [39].

Допускается охлаждать зону горения или охлаждать горящее вещество, такое как трансформаторное масло, снижать скорости реакции окисления за счет разбавления реагирующих веществ реакции, при которой выделяется большое количество теплоты, изолировать горящее вещества от зоны распространения огня, использовать химические составы или реагенты, которые способны замедлить реакции окисления или горения.

Допустимые способы прекращения горения в системе электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое могут быть реализованы огнетушащими и техническими средствами или только за счёт технических средств.

Использование того или иного огнетушащего средства для прекращения горения в системе электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное зависит от свойств и состояния горящего оборудования, вида пожара относительно пространства, где он происходит, условий теплообмена на пожаре, площади горения, температуры горения, условий, при которых выполняются мероприятия по тушению пожара, наличия или отсутствия непосредственной угрозы лицам, осуществляющим подачу средств тушения, наличия и количества огнетушащих средств, эффективности огнетушащего средства [39].

Основными средствами тушения пожаров трансформаторов 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое являются воздушно-механическая пена, распыленная вода и порошковые составы.

При горении масла на трансформаторе 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое или под ним проводится его отключение от питания со стороны ВН и НН, снимается остаточное напряжение, выполняется его заземление. После снятия напряжения с трансформатора 10/0,4 кВ, тушение пожара на нём можно производить распыленной водой, пеной, порошками.

В случае, если горение масла на крыше трансформатора 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое развивается вблизи проходных изоляторов, применяются распыленные струи воды, низкократная воздушно-механическая пена или порошковые составы.

Повреждение корпуса трансформатора 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое в нижней части может сопровождаться горением масла под ним, в таком случае для тушения пожара применяется пена, трансформаторное масло удаляется при этом в аварийный резервуар.

При внутреннем повреждении трансформатора 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое, когда характерна течь масла через выхлопную трубу или через нижний разъем, возникает пожар внутри бака трансформатора, средства пожаротушения в таком случае направляются внутрь него через верхние люки или другие доступные открытые полости и отверстия.

При распространении пожара на трансформаторе 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое осуществляется орошение водяными струями несущих металлических конструкций, электрооборудования только в том случае, если орошаемые водой поверхности и оборудование не находятся под напряжением и заземлены.

При внутреннем повреждении трансформатора 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое запрещено сливать из охваченного огнём трансформатора масло во избежание повреждения внутренних обмоток и растекания горящего масла.

В случае ликвидации горения масла трансформатора 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое посредством применения пены средней кратности, очередность использования пены сводится к ликвидации в первую очередь горения растекающегося трансформаторного масла, далее происходит смещение струй пены на поверхности трансформатора.

Пожар в РУ 10 кВ ПС «Благословенное» на вводных кабелях 10 кВ допускается тушить воздушно-механической пеной, водой, двуокисью углерода, порошковыми и галоидопроизводными составами.

Возгорание изоляции в РУ 10 кВ ПС «Благословенное» ликвидируется после отключения повреждённой камеры КРУ 10 кВ подачей тушащего агента малой производительности для предотвращения пробоев изоляции работающего оборудования, повреждения шкафов релейной защиты и автоматики, излишних перекрытий в РУ 10 кВ ПС «Благословенное».

После ликвидации пожара в РУ 10 кВ ПС «Благословенное» и ТП 10/0,4 кВ системы электроснабжения сёл Нагибово, Садовое, Благословенное, Луговое проводится обследование поврежденного оборудования, выявляются причины возникновения пожара с последующим расследованием обстоятельств и действий задействованных лиц на тушении пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для сети 10 кВ проведена реконструкция с полной заменой голых проводов марки АС на изолированные марки СИП-3. Нагрузки сети определены в соответствии с нагрузками сети 0,4 кВ после их приведения к стороне ВН ТП. Выбран оптимальный вариант соединения ТП в сеть по приведенным затратам при обеспечении падения напряжения в пределах ГОСТ 32144-2013. Выбраны и проверены аппараты 10 кВ. Выбраны уставки срабатывания средств РЗА. Рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Официальный портал органов государственной власти Еврейской автономной области [Электронный ресурс]. – <https://www.eao.ru/o-eao/obshchie-svedeniya/klimat--1/> (дата обращения: 10.04.2023).
2. Судаков, Г. В. Энергосбережение в системах электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / Г. В. Судаков ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 376 с. - Б. ц.
3. Сибикин, Ю. Д. Электроснабжение [Текст] : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326
4. Эксплуатация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс для спец. 140211 - Электроснабжение / АмГУ, Эн.ф. ; сост. А. Г. Ротачева, Д. Н. Панькова. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 156 с.
5. Электроснабжение объектов [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311
6. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения [Текст] : учеб. : рек. Мин. обр. РФ / В. А. Андреев. - 6-е изд., стер. - М. : Высш. шк., 2008. - 640 с. : рис. - Предм. указ. : с. 621 . - Библиогр. : с. 625 . - ISBN 978-5-06-004826-1
7. 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
8. Судаков, Г. В. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб. пособие: учеб.-метод. комплекс для спец. 140204, 140205, 140203 / Г. В. Судаков, Т.

Ю. Ильченко, Н. С. Бодруг ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 364 с. - Б. ц

9. Кужеков, С. Л. Практическое пособие по электрическим сетям и электрооборудованию [Текст] / С. Л. Кужеков, С. В. Гончаров. - 4-е изд., доп. и перераб. - Ростов н/Д : Феникс, 2010. - 493 с. : рис., табл. - (Профессиональное мастерство). - Библиогр. : с. 480.

10. Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014 - ., Ч. 1. - 2014. - 106 с. Режим доступа (дата обращения: 10.04.2023).

11. Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : сб.-учеб. метод. материалов для направления подготовки 13.03.02 "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост.: Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 182 с. Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9662.pdf (дата обращения: 10.04.2023).

12. Мясоедов, Ю. В. Электроснабжение городов [Электронный ресурс] : метод. указания к курс. проектированию для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Ю. В. Мясоедов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 100 с. Режим доступа http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7475.pdf (дата обращения: 10.04.2023).

13. Коробов, Г. В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст] : учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавцев, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с. : рис., табл. - (Учебники для вузов. Спец. лит.). - Библиогр. : с. 154 .

14. 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: 10.04.2023).

15. 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.

16. Схема и программа развития электроэнергетики Еврейской автономной области 2021-2025 годы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.eao.ru/upload/medialibrary/28.04.2021.pdf> (дата обращения: 10.02.2023).

17. 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.

18. 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: 10.05.2023).

19. 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: 10.05.2023).

20. Бочаров Ю. Н. Техника высоких напряжений [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Ю. Н. Бочаров, С. М. Дудкин, В. В. Титков. - СПб. : С.-Петербург. политех. ун-т Петра Великого, 2013. - 265 с. - Б. ц. Режим доступа: <http://www.iprbookshop.ru/43976> (дата обращения: 24.05.2023).

21. Ротачева А. Г. Проектирование устройств релейной защиты [Электронный ресурс] : метод. указ. для самостоят. работы студентов: учеб. пособие / А. Г. Ротачева ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 28 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/7050.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

22. Дьяков А. Ф. Микропроцессорная автоматика и релейная защита электроэнергетических систем [Текст] : учеб. пособие : доп. УМО / А. Ф. Дьяков, Н. И. Овчаренко. - 2-е изд., стер. - М. : Изд-во Моск. энергет. ин-та, 2010. - 336 с. + 2 л. - Библиогр. : с. 325.

23. Глазырин В. Е. Расчет релейной защиты понижающих автотрансформаторов на базе микропроцессорных шкафов [Электронный ресурс] : учеб. пособие / В. Е. Глазырин, В. А. Давыдов, А. И. Щеглов. - Новосибирск : Новосиб. гос. технич. ун-т, 2011. - 91 с. - Режим доступа: (дата обращения: 24.05.2023).

24. Козлов А. Н. Релейная защита и автоматика электрических систем [Электронный ресурс] : учеб. пособие для направления подготовки "Электроэнергетика и электротехника" / сост. А. Н. Козлов, В. А. Козлов, Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн. ф. - 4-е изд., испр. . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 160 с. - Режим доступа: http://irbis.amursu.ru/DigitalLibrary/AmurSU_Edition/9689.pdf (дата обращения: 24.05.2023).

25. Киреева Э. А. Полный справочник по электрооборудованию и электротехнике (с примерами расчетов) [Текст] / Э. А. Киреева, С. Н. Шерстнев. - 2-е изд., стер. - Москва : КНОРУС, 2013. - 864 с. : табл. - Библиогр.: с. 860-862.

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: 24.05.2023).

27. 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. –

28. Приложение 1 к постановлению Департамент тарифов и цен правительства Еврейской автономной области от 26.12.2022 №52/42 Тарифы для организаций, оказывающих услуги по передаче электрической энергии, приобретающих ее в целях компенсации потерь в сетях, принадлежащих данным организациям на праве собственности или ином законном основании

29. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД 153-34.0-20.527-98, М.: Издательство НЦ ЭНАС., 2002.

30. Логинов А.В., Логинова С.Е. и др. Пособие по проектированию воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с самонесущими изолированными и защищенными проводами (книги 1, 2, 3, 4), Санкт-Петербург, филиал ОАО "НТЦ Электроэнергетики" "РОСЭП", 2017 г.

31. Киреева Э. А., Орлов В. В., Старкова Л. Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. — М.: НТФ «Энергопрогресс», 2013. — 120 с; ил. Библиотечка электротехника, приложение к журналу «Энергетик», Вып. 12(60).

32. Управление уровнем потерь электроэнергии в условиях неопределенности [Электронный ресурс] : метод. указ. к практ. занятиям / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 61 с. - Б. ц.

33. Приказ Министерства труда и социальной защиты российской федерации от 15 декабря 2020 года N 903н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»

34. 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.

35. Норма отвода земель для электрических сетей напряжением 0,38 – 750 кВ № 14278 ТМ – Т1.

36. Технические условия ТУ 5863-007-96502166-2016 Стойки железобетонные вибрированные для опор ВЛ напряжением 0,4..10 кВ от 14.04.2016 г. УДК 624.012.4 Группа ЖЗЗ.

37. Правила устройства электроустановок/Министерство энергетики Российской Федерации. – 7-е изд. – М.: НЦ ЭНАС, 2012. – 648 с.

38. РД 153-34.0-03.301-00 Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий" (утв. РАО "ЕЭС России" 09.03.2000

39. 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)