

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроснабжение

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 21 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Тамбовского района
Амурской области с центром питания подстанция Раздольное 110/35/10 кВ.

Исполнитель
студент группы 442-об4


подпись, дата

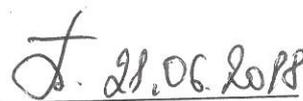
Т.М. Огаркина

Руководитель
профессор, докт.тех.наук


подпись, дата

И.В. Наумов

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук


подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент, канд. техн. наук


подпись, дата

А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический

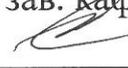
Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Направленность (профиль) образовательной программы Электроснабжение

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина
« 07 » 05 2018 г.

ЗАДАНИЕ

К дипломной работе (проекту) студента Огаркиной Татьяны Михайловны

1. Тема дипломной работы (проекта): Реконструкция системы электроснабжения Тамбовского района Амурской области с центром питания подстанция Раздольное 110/35/10 кВ. (утверждено приказом от 12.03.2018 № 533-уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 25.05.2018

3. Исходные данные к дипломной работе (проекту): данные об оборудовании, установленном на подстанции.

4. Содержание дипломной работы (проекта) (перечень подлежащих разработке вопросов): обоснование необходимости реконструкции подстанции, реконструкция систем низковольтного и высоковольтного электроснабжения, расчёт токов короткого замыкания, выбор оборудования, молниезащита и заземление, релейная защита, организационно-экономическая часть, безопасность и экологичность проекта.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): листы графической части: 1. Схема низковольтного электроснабжения с. Лермонтовка и с. Рошино; 2. Схема низковольтного электроснабжения с. Раздольное; 3. Структурная схема микропроцессорной защиты линии «Сириус-2-Л» на ВЛ 10 кВ; 4. Однолинейная схема подстанции «Раздольное» напряжением 110/35/10 кВ; 5. Схема молниезащиты и заземления подстанции «Раздольное» 110/35/10 кВ; 6. План подстанции «Раздольное» 110/35/10 кВ;

6. Консультанты по дипломной работе (проекту) (с указанием относящихся к ним разделов): безопасность жизнедеятельности: доцент, кандидат технических наук, Булгаков Андрей Борисович.

7. Дата выдачи задания 08.05.2018

Руководитель дипломной работы (проекта): Наумов Игорь Владимирович, профессор, доктор технических наук.

Задание принял к исполнению (дата): 08.05.2018

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 132 с., 18 рисунков., 34 таблицы, 6 приложений., 11 источников.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕКОНСТРУКЦИЯ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ, РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК, РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

В работе проведена реконструкция системы электроснабжения Тамбовского района Амурской области с центром питания подстанция Раздольное 110/35/10 кВ.

Цель работы - разработать наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант, в котором возможно применить перспективу развития подстанции.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: реконструкция систем высоковольтного и низковольтного электроснабжения, выбор необходимого высоковольтного и низковольтного оборудования, расчёт электрических нагрузок, расчёт токов короткого замыкания, молниезащита и заземление, организационно – экономическая часть и безопасность и экологичность проекта.

ВВЕДЕНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1 Характеристика района	10
2 Реконструкция системы низковольтного электроснабжения	11
2.1. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей	11
2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	13
2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений	15
2.2.2 Расчет осветительной сети	16
2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	17
2.4 Выбор сечений линий распределительной сети 0.4 кВ	18
2.5 Определение потерь мощности, электрической энергии и напряжения в сети 0,4 кВ	19
2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП	20
3 Выбор числа и мощности ТП	21
4 Реконструкция системы высоковольтного электроснабжения	23
4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ	24
4.2 Питающие и распределительные линии	25
4.3 Выбор питающих и распределительных линий	26
4.4 Расчет потерь мощности, электрической энергии и напряжения в сети 10 кВ	27
5 Расчет электрических нагрузок РП	30
5.1 Проверка необходимости КРМ на шинах РП	30
6 Выбор числа и мощности трансформаторов на подстанции с учетом КРМ	32
7 Расчет токов короткого замыкания	36
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	36

7.2	Расчёт токов КЗ в сети 0.4 кВ	41
8	Выбор и проверка оборудования	56
8.1	Выбор оборудования на ТП	58
8.2	Выбор оборудования на ПС	60
8.2.1	Выбор и проверка выключателей	62
8.2.2	Выбор разъединителей	64
8.2.3	Выбор трансформаторов тока	66
8.2.4	Выбор трансформаторов напряжения	68
8.3	Выбор и проверка оборудования на РП	69
8.3.1	Выбор комплектных распределительных устройств	70
8.3.2	Выбор и проверка выключателя, встроенного в КРУ	71
8.3.3	Выбор трансформатора тока	73
8.3.4	Выбор трансформатора напряжения	74
8.4	Выбор ограничителей перенапряжения	75
8.5	Выбор высокочастотных заградителей	77
8.6	Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ	78
9	Молниезащита и заземление ПС «Раздольное»	84
9.1	Расчет сетки заземления	86
9.2	Расчет молниезащиты	88
10	Релейная защита и автоматика	91
10.1	Общие сведения	91
10.2	Защита линий	91
11	Организационно-экономическая часть	98
11.1	Анализ остаточного ресурса основного оборудования	98
11.2	Расчет капитальных вложений	100
11.3	Расчет затрат на эксплуатацию электрических сетей	105
11.3.1	Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание	107
11.3.2	Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери	108

11.4 Оценка экономической эффективности проекта	110
12 Безопасность проекта	113
12.1 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции	
Раздольное	113
12.1.1. Содержание территории	113
12.1.2 Содержание зданий и сооружений	114
12.1.3 Распределительные устройства подстанций	115
12.1.4 Оборудование	118
12.1.5 Силовые трансформаторы	119
12.1.6. Аккумуляторные установки	119
12.2 Охрана труда на ПС	120
12.3. Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС	121
12.4. Безопасность при эксплуатации установок ПС	121
13 Экологичность проекта	122
13.1 Трансформаторы	123
13.2 ВЛ	124
14 Чрезвычайные ситуации	126
Заключение	130
Библиографический список	131
Приложение А	133
Приложение Б	138
Приложение В	144
Приложение Г	150
Приложение Д	153
Приложение Е	158

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АВР – автоматический ввод резерва;
- АПВ – автоматическое повторное включение;
- ВН – высокое напряжение;
- ВЛ – воздушная линия;
- ВЧЗ – высокочастотный заградитель;
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;
- ДЗО – дифференциальная защита ошиновки;
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство;
- ЗВУ – зарядно-выпрямительное устройство;
- КРУЭ – комплектное распределительное устройство элегазовое;
- КЛ – кабельная линия;
- КРУ – комплектное распределительное устройство
- КСИСО – комплекс средств измерений, сбора и обработки информации
- КЗ – короткое замыкание;
- НН – низкое напряжение;
- НПС – нефтеперекачивающая станция;
- ОПН – ограничитель перенапряжения;
- ПС – подстанция;
- ПУЭ – правила устройства электроустановок;
- РЗА – релейная защита и автоматика;
- СН – среднее напряжение;
- СЭС – система электроснабжения;
- ТП – трансформаторная подстанция;
- ТСН – трансформатор собственных нужд;
- УКРМ – устройство компенсации реактивной мощности.

ВВЕДЕНИЕ

Надежность систем электроснабжения сельских потребителей далеко не достаточна, поэтому необходимо широкое внедрение мероприятий по повышению надежности СЭС.

Целью дипломного проекта является разработка методики реконструкции системы электроснабжения Тамбовского сельскохозяйственного района с центром питания подстанция «Раздольное», при воплощении в жизнь которой, удалось бы повысить уровень надежности и качество электроснабжения потребителей.

Необходимость реконструкции возникла в результате увеличения оснащенности бытовой техникой отдельно взятого потребителя. В результате, действующие линии не выдерживают всю нагрузку коммунально-бытовых потребителей.

В данном диплом проекте производится замена неизолированных проводов ВЛ на изолированные СИП. По результатам эксплуатации ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами было установлено, что ежегодно в сельской местности происходят частые отключения этих ВЛ. Чтобы снизить процент отключений, рекомендуется в распределительных сетях 0,4 кВ применять самонесущие изолированные провода (СИП), которые при равнозначных капиталовложениях обеспечивают высокую надежность и безопасность сетей.

Также осуществляется реконструкция существующей подстанции «Раздольное», напряжением 110/35/10 кВ, которая осуществляет питание по 8 фидерам 10 кВ частно-бытового сектора, организаций и предприятий, отвечающих за решение вопросов жизнеобеспечения села Раздольное, Лермонтовка и Рощино.

Полный перечень оборудования, установленного на подстанции, приводится в таблице 1.

Таблица 1 - Перечень оборудования, установленного на подстанции

Диспетчерское наименование	Тип оборудования	Год установки
1	2	3
На ВН		
Т1, Т2	ТДТН-10000/110	1961
ШР	РНДЗ-2-110/1000 ПР-1У	1961
Отделитель	ОД-110/1000 У1 ПРО-1 У1	1961
Короткозамыкатель	КЗ-110 У1 ПРК-1У1 т.т ТШЛ-0,5	1961
Разрядник	РВС-110	1961
ТТ	ТФЗМ-110м	1961
На СН		
Разрядник	РВС-35	1961
РТ-35 Т-1, Т-2	РНДЗ-2-35/1000 ПР-У1	1961
ТТ-35	ТФЗМ-35	1961
МВ-35 Т-1, Т-2	С-35м 630-10 У1 ПР-У1	1961
ТН	ЗНОМ-35	1961
ТТ	ТФЗМ-35	1961
ШР ВЛ-35	РНДЗ-1 ⁶ -35/1000 У1, ПР-У1	1961
ЛР ВЛ-35	РНДЗ-2-35/1000, ПР-У1	1961
КРУН-10 серии К-49		
МВ-10	ВК-10-20 У2	1961
ТСН-1	ТМ-100/10/0,4	1961
ТСН-2	ТМ-50/10/0,4	1961
Предохранитель	ПКТУ-10	1961
ТН-10	НТМИ-10	1961

Основной причиной является то, что оборудование, установленное на подстанции, исчерпало свой эксплуатационный ресурс, стало источником повышенной опасности для обслуживающего персонала. Дальнейшая эксплуатация указанного оборудования сопряжена с увеличением затрат на обслуживание, дополнительным снижением и без того невысокого уровня надежности питания потребителей вследствие увеличения вероятности постепенных отказов оборудования. Старение оборудования приводит также к снижению уровня пожарной безопасности энергообъектов.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Территория Тамбовского района занимает наиболее благодатную для сельского хозяйства юго-западную часть Зейско-Бурейской равнины, природные условия позволяют успешно заниматься земледелием и животноводством. На всем протяжении своей истории район был и остается главным производителем сельхозпродукции в Приамурье, лидером амурского земледелия.

В районе успешно работают 18 крупных и средних сельхозпредприятий с различными организационно-правовыми формами, 87 крестьянских фермерских хозяйств.

Общая характеристика природных условий

Среднемноголетние климатические показатели:

Температура воздуха: - 0,8 0С

Годовое количество осадков: 480 мм

Количество осадков за вегетационный период: 390мм

Рельеф опытного участка: склон

- крутизна склона: 0-2 0

- часть склона: верхняя

Тип почвы: лугово-чернозёмная

Вид почвы: среднемощная

Разновидность почвы: тяжелосуглинистая

Разряд почвы: покровные глины.

2 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ НИЗКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРО- СНАБЖЕНИЯ

2.1. Расчет электрических нагрузок бытовых потребителей

Расчет произведем в соответствии с методикой по расчету электрических нагрузок от 1999 года. Инструкция по проектированию городских электрических сетей распространяется на вновь сооружаемые и реконструируемые электрические сети городов (районов и микрорайонов) и поселков городского типа до и выше 1 кВ, в том числе на электрические сети к отдельным объектам, находящимся на территории города, независимо от их ведомственной принадлежности.

В расчете мы рассматриваем те здания и сооружения, которые расположены на территории данного района.

При расчетах электрических нагрузок бытовых потребителей используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает семья или квартира при посемейном заселении домов.

При расчетах электрических нагрузок жилого дома основой расчета являются нагрузки квартир, отличающихся видом кухонной плиты, к которым добавляются нагрузки силовых электрических приемников.

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$ кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n , \quad (1)$$

где $P_{кв. уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв. [1]

n – количество квартир.

Для определения расчётной реактивной мощности используют выражение:

$$Q_{p.ж.д} = P_{кв} \cdot tg\varphi \quad (2)$$

где $tg\varphi_{жд}$ – расчетный коэффициент реактивной мощности [1].

Расчетный ток на низкой стороне определяется по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_{p.ж.д}^2 + Q_{p.ж.д}^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4}. \quad (3)$$

Пример расчета электрической нагрузки жилого дома:

$$P_{p.ж.д} = 2,1 \cdot 16 = 33,6 \text{ кВт},$$

$$Q_{p.ж.д} = 33,6 \cdot 0,29 = 9,75 \text{ квар},$$

$$S_p = \sqrt{33,6^2 + 9,75^2} = 34,99 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{34,99}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 50,5 \text{ А}.$$

2.2 Расчет электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

2.2.1 Расчет электрических нагрузок общественных зданий и сооружений

Действующая методика определения расчетной нагрузки общественных зданий и сооружений основана на применении соответствующих коэффициентов спроса для осветительной и силовой нагрузки, а также коэффициента совмещения для суммарной нагрузки.

При этом расчетная нагрузка на вводе рассматриваемого потребителя составляет:

$$P_p = k \cdot (P_{p.o} + P_{p.c} + 0,4 \cdot P_{p.cx}), \quad (4)$$

где k - коэффициент совмещения силовой и осветительной нагрузки;

$P_{p.o}$ - расчетная нагрузка освещения;

$P_{p.c}$ - расчетная нагрузка силовых устройств;

$P_{p.cx}$ - расчетная нагрузка кондиционирования и холодильных систем.

$$P_{p.o} = k_{c.o} \cdot P_{уд.o}; \quad (5)$$

$$P_{p.c} = k_{c.c} \cdot P_{уд.c}; \quad (6)$$

$$P_{p.cx} = k_{c.cx} \cdot P_{уд.cx}. \quad (7)$$

Данная формула обычно используется в том случае, когда имеются точные данные об общественном здании и сооружении.

В тех случаях, когда точные данные отсутствуют определение расчетных нагрузок осуществляют по удельным показателям:

$$P_p = p_{уд} \cdot M, \quad (8)$$

где $p_{уд}$ - удельная расчетная активная нагрузка одного показателя, кВт/показатель, [1];

M - значение показателя.

Электрическая нагрузка школ определяется по выражению:

$$P_{шк.} = P_{шк.уд} \cdot n, \quad (9)$$

где $P_{шк.уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников школы, кВт/учащийся,

n - количество учащихся.

Электрическая нагрузка гаражей определяется по выражению:

$$P_{гар.} = \sum_1^n P_{гар}, \quad (10)$$

где $P_{гар.}$ - электрическая нагрузка одного гаража, кВт/гар.

Электрическая нагрузка магазинов определяется по выражению:

$$P_{\text{маг.}} = P_{\text{уд.}} \cdot S, \quad (11)$$

где $P_{\text{уд.}}$ – удельная электрическая нагрузка предприятия торговли, кВт/м²;

S - площадь торгового зала, м².

Результаты расчета нагрузок сведены в Приложении А.

2.2.2 Расчет осветительной сети

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется исходя из значения 7-10 кВт/км [2]. Примем данное значение равным 8. Тогда нагрузку уличного освещения рассчитаем по выражению:

$$P_{\text{ос}} = (7-10) \cdot l, \quad (12)$$

где l – длина освещаемой улицы, км.

Исходные и расчетные значения сведены для с. Раздольное, с. Лермонтовка и с. Роцино в таблицах 2, 3, 4.

Таблица 2 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения в с. Раздольное

Название улицы	Длина дороги, км	Ширина Дороги, м	Удельная мощность, кВт/км	$P_{\text{ос,}}$ кВт	$Q_{\text{ос,}}$ квар
<i>1</i>	<i>2</i>	<i>3</i>	<i>4</i>	<i>5</i>	<i>6</i>
Лазо	0,5	6	8	5	3,75
Лебедева	1,1	6	8	8,8	6,6
Комсомольская	1,3	6	8	10,4	7,8
Гагарина	1,5	6	8	10,5	7,8
50 лет Октября	1,5	6	8	10,5	7,8
пер. Молодежный	0,2	6	8	1,8	1,35
Молодежная	0,2	6	8	2	1,5
Ленина	1,45	6	8	10,2	7,88
Юбилейная	0,25	6	8	2	1,5
Шаталова	0,55	6	8	4,95	3,7
Октябрьская	0,55	6	8	5,5	4,13
Итого	9,1	-	-	71,65	53,81

Полная мощность уличного освещения определяется по следующему выражению:

$$S_{ос\sigma 1} = \sqrt{71,65^2 + 53,81^2} = 89,61 \text{ кВА.} \quad (13)$$

Таблица 3 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения в с. Лермонтовка

Название улицы	Длина дороги, км	Ширина дороги, м	Удельная мощность, кВт/км	$P_{но,}$ кВт	$Q_{ос,}$ квар
1	2	3	4	5	6
Ленина	1,5	6	8	10,5	7,88
Воронежская	0,8	6	8	6,4	4,8
Новая	0,8	6	8	6,4	4,8
Комсомольская	0,5	6	8	4,5	3,38
Садовая	0,3	6	8	3	2,25
Итого	3,9	-	-	30,8	23,11

Полная мощность уличного освещения определяется по следующему выражению:

$$S_{ос\sigma 2} = \sqrt{30,8^2 + 23,11^2} = 38,51 \text{ кВА.} \quad (14)$$

Таблица 4 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения в с. Рощино

Название улицы	Длина дороги, км	Ширина дороги, м	Удельная мощность, кВт/км	$P_{но,}$ кВт	$Q_{ос,}$ квар
1	2	3	4	5	6
Лесная	0,5	6	8	5	3,75
Озерная	1,1	6	8	11	8,25
Итого	1,6	-	-	16	12

Полная мощность уличного освещения определяется по следующему выражению:

$$S_{ос\sigma 3} = \sqrt{16^2 + 12^2} = 20 \text{ кВА.} \quad (15)$$

2.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

Сети 0,4 кВ выполняются трехфазными, четырехпроводными. В основном применяется радиальная схема распределения от понижающих ТП 10/0,4 кВ. Нейтральный провод заземлен на ТП 10/0,4 кВ и в конце каждой ветви или линии длиной более 200 м или на расстоянии не более 200 м от конца линии или ветви, где подключена нагрузка.

По результатам эксплуатации ВЛ 0,4 кВ с неизолированными проводами было установлено, что ежегодно в сельской местности происходят частые отключения этих ВЛ. Чтобы снизить процент отключений, рекомендуется в распределительных сетях 0,4 кВ применять самонесущие изолированные провода (СИП), обеспечивающих высокую надежность и безопасность сетей [3].

Распределительная сеть 0,4 кВ построена с использованием самонесущих изолированных проводов, подвешенных на железобетонных опорах.

СИП, состоит из трех изолированных фазных проводов, навитых вокруг неизолированного нейтрального несущего провода. Изоляция проводников выполнена из полиэтилена высокого давления HDPE или сшитого полиэтилена XLPE.

Самонесущие изолированные провода (СИП) предназначены для применения в воздушных линиях электропередачи (ЛЭП) с подвеской на опорах или фасадах зданий и сооружений.

Климатическое исполнение - УХЛ, категории размещения -1,2 и 3, в атмосфере II и III типа по ГОСТ 15150-69.

На рисунках 1 и 2 показан внешний вид СИП.



Рисунок 1 – Самонесущие изолированные провода, СИП -2А

Основные преимущества системы СИП:

- меньшее падение напряжения на линии (малое индуктивное сопротивление линии из-за близости фаз);
- повышенная безопасность для эксплуатирующего персонала и посторонних лиц;
- повышенная надежность и практически полная независимость работы линии от погодных условий;
- пониженные индуцированные грозовые перенапряжения;
- экономия на высоте подвеса (опоры меньшей высоты);
- малая ширина просеки в лесных массивах;
- возможность монтажа в узких проходах;
- возможность расширения сети без значительной реконструкции.

2.4 Выбор сечений линий распределительной сети 0.4 кВ

Выбор сечения проводов максимальному расчетному току, протекающему по рассматриваемой линии:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (16)$$

где P – поток активной мощности;

$Q_{\text{неск}}$ – поток реактивной некомпенсированной мощности;

$n_{\text{ц}}$ – число цепей.

Рассмотрим выбор сечения линии на участке ТП14-школа в с. Раздольное.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{125^2 + 71,25^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 103,8 \text{ A},$$

Выбираем СИП-2А 3х35 с $I_{дл.доп}=115 \text{ A}$ [3].

Результаты для остальных участков сведены в таблицы Б1, Б2, Б3 и представлены в Приложении Б.

2.5 Определение потерь мощности, электрической энергии и напряжения в сети 0,4 кВ

Потери мощности в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (17)$$

где I_p – рабочий ток элемента, А;

R_0 – погонное активное сопротивление элемента Ом/км.

L – длина участка, км.

Потери энергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (18)$$

где τ – время потерь, час.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника питания, и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 13-109-97 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое 10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\hat{i}\hat{i}}} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100\%, \quad (19)$$

где I - рабочий максимальный ток, А,

L - длина линии в км,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение,

r_o и x_o - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км [3].

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_i}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (20)$$

T_i – число часов использования максимальной нагрузки, час.

Приведем пример для расчета потерь на участке линии ТП1-10.

$$\Delta P = 3 \cdot 72,33^2 \cdot 0,986 \cdot 350 \cdot 10^{-6} = 4,77 \text{ кВт}.$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч}.$$

$$\Delta W = 4,77 \cdot 2886 = 13760 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta U = \frac{72,33 \cdot 350 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (0,986 \cdot 0,98 + 0,086 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 4,78 \%$$

Результаты расчета на остальных участках сведем в таблицы В1, В2, В3, В4 и приведены в Приложении В.

Потери напряжения на любом из участков входит в пределы, регламентированные ГОСТ 13109-97.

2.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

Расчетная электрическая нагрузка линии 0,4 кВ при смешанном питании нагрузки на шинах ТП произведем с учетом коэффициентов участия в максимуме нагрузки. Нагрузку самого мощного объекта выберем за основную, а мощности остальных потребителей будем вводить с учетом коэффициентов максимума [1]. Т.е. нагрузка будет рассчитываться по выражению:

$$P_{p.l} = P_{зд.мах} + \sum k_{yi} \cdot P_{зд.i} \quad (21)$$

где k_{maxi} – коэффициент участия в максимуме нагрузки [1].

Аналогично произведем расчет и для реактивной нагрузки.

Полная мощность нагрузки ТП определяется по выражению:

$$S_S = \sqrt{P_{p.l}^2 + Q_{p.l}^2}, \quad (22)$$

Приведем пример расчета нагрузки на шинах ТП14.

$$P_{p.l14} = 225 + 0,9 \cdot (125 + 45,9) = 378,81 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.l1} = 74,25 + 0,9 \cdot (71,25 + 9,18) = 146,64 \text{ квар.}$$

$$S_{\Sigma I} = \sqrt{378,81^2 + 146,64^2} = 406,2 \text{ кВА.}$$

Результаты расчета нагрузок на остальных ТП приведены в приложении Г.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТП

Мощность силовых трансформаторов в нормальных условиях должна обеспечивать питание всех приемников электрической энергии. Выбор мощности производят по расчетной нагрузке.

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции, в первую очередь определяется категорийностью потребителей по надёжности электроснабжения. При наличии потребителей первой и второй категории, их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух, а если преобладают потребители третьей категории, то возможно применение однотрансформаторной подстанции.

Мощность силовых трансформаторов определяется по выражению:

$$S_{PT} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3^{OPT}}, \quad (23)$$

где P_p - расчётная нагрузка, МВт;

Q_p - расчетная реактивная мощность;

n_T - число трансформаторов;

K_3^{OPT} - оптимальный коэффициент загрузки трансформатора.

Для потребителей первой и второй категории как преобладающих коэффициент оптимальной загрузки составляет:

$$K_3^{OPT} = 0,7.$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной.

После выбора трансформатора осуществляется проверка правильности выбора по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режимах.

$$K_3^{норм} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{Тном}}; \quad (24)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}}. \quad (25)$$

Нормальным коэффициентом загрузки в нормальном режиме считают коэффициент более 0,5, в послеаварийном не более 1,4.

Рассмотрим выбор силового трансформатора на примере ТП8 в с. Раздольное.

$$S_T = \frac{S_p}{n \cdot k_3} = \frac{750,2}{2 \cdot 0,7} = 535,86 \text{ кВА} \quad (26)$$

Выбираем трансформатор ТСЗ-630/10: $S_{\alpha ii} = 0,63 \text{ МВА}$.

Проверяем правильность выбора:

$$K_3^{норм} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{mp}} = \frac{750,2}{2 \cdot 630} = 0,61; \quad (27)$$

$$K_3^{n/ав} = \frac{S_p}{(2 - 1) \cdot S_{mp}} = \frac{750,2}{630} = 1,2. \quad (28)$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Сведём результаты расчёта для остальных трансформаторов Приложение

Г.

4 РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ

Нагрузка ТП приведенная к напряжению 10 кВ определяется с учётом потерь в трансформаторах.

Полные активные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \left(\frac{S_{\Sigma ТП}}{S_{НОМ.Т}} \right)^2 \cdot \Delta P_K, \quad (29)$$

где ΔP_X – активные потери холостого хода, справочная величина;

ΔP_K – активные потери короткого замыкания, справочная величина;

$S_{\Sigma ТП}$ - суммарная нагрузка ТП;

$S_{НОМ.Т}$ - номинальная мощность трансформатора.

Полные реактивные потери определяются по следующей формуле:

$$\Delta Q_T = \frac{U_{k\%} \cdot S_{\Sigma ТП}^2}{100 \cdot S_{НОМ.Т}} + \frac{I_{xx\%} \cdot S_{НОМ.Т}}{100}, \quad (30)$$

Нагрузка ТП на шинах ВН:

$$S_{ТП(10кВ)} = \sqrt{\left(P_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta P_T \right)^2 + \left(Q_{р.ТП} + 2 \cdot \Delta Q_T \right)^2} \quad (31)$$

Таблица 5 – Каталожные данные устанавливаемых трансформаторов

Тип трансформатора	P_{xx} , кВт	$P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{кз}$, %
ТСЗ -100	0,5	2,5	3	5,5
ТСЗ- 160	0,7	2,7	4	5,5
ТСЗ - 250	1	3,5	2,3	4,5
ТСЗ - 400	1,45	5,5	2,1	4,5
ТСЗ - 630	2,27	7,6	2	5,5
ТСЗ - 1000	3	11,2	1,5	5,5

Для примера определим нагрузку, приведенную к высокой стороне ТП11 в с. Раздольное.

$$\Delta P_{ТП11} = 1 + \left(\frac{236,5}{250} \right)^2 \cdot 3,5 = 4,1 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{ТП11} = \frac{4,5 \cdot 236,5^2}{100 \cdot 250} \cdot \frac{2 \cdot 250}{100} = 50,3 \text{ квар}.$$

Сведём результаты расчёта для ТП в таблицы 6,7,8.

Таблица 6 – Данные по потерям в трансформаторах на 10 кВ в с. Раздольное

Номер подстанции	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар	СтпВН, кВА
1	4,4	29,39	925,4
2	5,16	23,52	246,1
3	6,81	31,05	159,4
4	2,81	9,21	152,85
5	7,02	26,8	976,2
6	3,05	9,28	997,4
7	5,7	25,86	934,7
8	4,71	21,5	628,14
9	5,32	24,25	159,34
10	4,08	18,59	159,4
11	7,2	50,3	247,4
12	6,4	25,42	374,2
13	5,14	23,9	248,92
14	7,8	31,05	458,7
15	8,9	41,9	547,29
16	6,59	26,79	385,14
17	6,15	26,14	351,49
18	8,37	39,12	587,19
19	3,46	19,6	157,5
20	3,51	20,5	160,01
21	2,59	19,06	146,58
22	9,73	42,37	249,8
23	4,58	29,4	241,89
24	5,79	31,72	385,43
25	6,73	34,8	569,25
26	6,1	32,81	384,17
27	5,01	29,72	250,04
28	2,42	13,51	249,8

Таблица 7 – Данные по потерям в трансформаторах в с. Лермонтовка

Номер подстанции	ΔP_{τ} , кВт	ΔQ_{τ} , квар	СтпВН, кВА
1	2	3	4
1	2,3	10,5	98,2
2	8,94	29,7	551,3
3	3,1	9,7	97,26
4	5,26	23,79	249,04
5	2,8	10,61	93,81
6	6,82	27,61	381,4
7	6,34	25,79	245,34
8	4,71	15,7	94,37
9	5,38	24,6	246,08
10	7,59	29,43	398,13

Таблица 8 – Данные по потерям в трансформаторах в с. Роцино.

Номер подстанции	ΔP_{τ} , кВт	ΔQ_{τ} , квар	СтпВН, кВА
1	2	3	4
1	5,51	21,8	249,41
2	6,83	23,52	379,46

Нагрузка ТП11 на шинах ВН:

$$S_{ТП11(10кВ)} = \sqrt{(198,45 + 7,2)^2 + (104,53 + 50,3)^2} = 247,4 \text{ кВА.}$$

4.2 Питающие и распределительные линии

В качестве питающих и распределительных линий будем использовать ВЛ с защищенными изоляцией проводами. Провода изготавливают из термоупрочненного алюминиевого сплава. Провод покрыт изолирующей оболочкой толщиной не менее 2,3 мм.

Провода защищенные для воздушных линий электропередачи (ПЗВ) предназначены для применения в воздушных линиях на переменное напряжение 6, 10, 20, 35 кВ номинальной частотой 50 Гц марок ПЗВ, ПЗВС, ПЗВГ.

Преимущества:

- провода защищены от схлестывания;
- на проводах практически не образуется гололед;
- существенно ограничен несанкционированный отбор электроэнергии;

-исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;

-возможно подключение абонентов и новые ответвления под напряжением!;

-высокая механическая прочность проводов и соответственно невозможность их обрыва;

-пожаробезопасность, основанная на исключении короткого замыкания при схлестывании;

Конструкция ПЗВ:

токопроводящая жила: многопроволочная, из алюминиевого сплава или сталеалюминевая уплотненная;

изоляция: сшитый атмосферостойкий полиэтилен.

4.3 Выбор питающих и распределительных линий

Выбор сечения проводов осуществляется по максимальному значению тока, протекающего по рассматриваемой линии:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{ц}}, \quad (32)$$

где P – поток активной мощности;

$Q_{неск}$ – поток реактивной некомпенсированной мощности;

$n_{ц}$ – число цепей.

Приведем пример выбора сечения провода для головного участка РП–ТП5. Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения сведем в таблицы Б4, Б5, Б6 и представим в Приложении Б.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{899,4^2 + 294,6^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54,6 \text{ А,}$$

Выбираем провод марки SАХ сечением 3х35 с $I_{дл.доп}=200 \text{ А}$.

Аналогично рассчитаем сечения линий на остальных участках.

Кабель выбирается по расчетному току и проверяется по нагреву длительно допустимым током.

Ток кабеля в нормальном режиме определим по формуле:

$$I_p = \frac{S_\Sigma}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} \quad (33)$$

где S_Σ – суммарная полная нагрузка объектов, питающихся от рассматриваемого кабеля, кВА.

Далее выбираем ближайшее сечение кабеля по получившемуся току. Так как длительно допустимые токи зависят от температуры окружающей среды и совместного прокладывания кабелей, то пересчитаем длительно допустимый ток для выбранного кабеля по формуле:

$$I'_{\text{дл.доп}} = I_{\text{дл.доп}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (34)$$

где K_1 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды, K_2 – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой однослойной или многослойной прокладке кабелей.

Кабель принимается к установке, если выполняется условие:

$$I'_{\text{дл.доп}} \geq I_\delta. \quad (35)$$

Приведем пример расчета сечения кабеля для головного участка ПС–ТП4.

Ток кабеля в нормальном режиме:

$$I_p = 85,7 \text{ A.}$$

Выбираем сечение кабеля 35 мм^2 с длительно допустимым током 115 А.

$$I'_{\text{доп}} = 115 \cdot 1 \cdot 1 = 115 \text{ A};$$

$$115 > 85,7 \text{ A.}$$

К установке принимаем кабель сечением 35 мм².

Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения приведены в таблице Б7 в Приложении Б.

Выберем сечение линии, питающей РП:

$$I_{расч} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(2,709)^2 + (0,821)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 85,8 \text{ A.}$$

Проверка сечения по нагреву в послеаварийном режиме:

$$I_{n/a} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{(2,709)^2 + (0,821)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 171,6 \text{ A.}$$

Выбираем провод марки SAХ сечением 50. Длительно допустимый ток для данного сечения составляет 245 А.

4.4 Расчет потерь мощности, электрической энергии и напряжения в сети 10 кВ

Потери мощности в элементах сети определяются по формуле:

$$\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot R_0 \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (36)$$

где I_p – рабочий ток элемента, А;

R_0 – погонное активное сопротивление элемента Ом/км.

L – длина участка, км.

Потери энергии определяются по формуле:

$$\Delta W = \Delta P \cdot \tau \quad (37)$$

где τ – время потерь, час.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos\varphi + x_0 \cdot \sin\varphi) \cdot 100\%, \quad (38)$$

где I - рабочий максимальный ток, А,

L - длина линии в км,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение,

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Время потерь определим по выражению:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (39)$$

где T_i – число часов использования максимальной нагрузки, час.

Приведем пример для расчета потерь на участке линии РП–ТПЗ.

$$\Delta P = 3 \cdot 43,6^2 \cdot 0,986 \cdot 10100 \cdot 10^{-6} = 8,4 \text{ кВт}.$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4500}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч}.$$

$$\Delta W = 8,4 \cdot 2886 = 81960 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\Delta U = \frac{43,6 \cdot 10100 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt{3}}{10000} \cdot (0,986 \cdot 0,98 + 0,086 \cdot 0,2) \cdot 100\% = 3,75 \text{ \%}.$$

Потери на остальных участках сведены в таблицы В5, В6, В7, В8 и приведены в Приложении В.

Потери мощности нигде не превышают 10%, а потери напряжения-5%.

5 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК РП

Ориентировочная мощность на шинах РП будет равна сумме мощностей ТП с учетом коэффициента участия ТП в максимуме нагрузки.

$$S_{РП} = \sqrt{\Sigma(P_{p,ТПi} \cdot K_y)^2 + \Sigma(Q_{p,ТПi} \cdot K_y)^2} \quad (40)$$

где K_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки.

$K_y = 0,75$, если число трансформаторов, присоединенных к РП, находится в пределах: 11 – 20.

Определим мощность на шинах РП “Лермонтовка”:

$$P_{РП} = 0,75 \cdot [(82,1 + 495,2 + 79,6 + 238,9 + 83,2 + 341,41 + 210,52 + 72,6 + 239,5 + 368,7) + (2,3 + 8,94 + 3,1 + 5,26 + 2,8 + 2 \cdot 6,82 + 2 \cdot 6,34 + 4,71 + 5,38 + 7,59)] = 2708,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{РП} = 0,75 \cdot [(46,3 + 105,32 + 52,1 + 95,9 + 47,1 + 104,53 + 89,74 + 35,9 + 102,4 + 154,1) + (10,5 + 29,7 + 9,7 + 23,79 + 10,61 + 2 \cdot 27,61 + 2 \cdot 25,79 + 15,7 + 24,6 + 29,43)] = 820,7 \text{ квар};$$

$$S_{РП} = \sqrt{2708,6^2 + 820,7^2} = 2830,2 \text{ кВА}.$$

5.1 Проверка необходимости КРМ на шинах РП

Для предварительной оценки реактивной мощности в сети и выбора компенсирующих устройств применяют следующую методику:

Компенсация на стороне 10 кВ на РП будем производить по приказу № 49, при котором экономически целесообразный коэффициент реактивной мощности будет равен для 10 кВ – $\text{tg}\varphi_{\text{эк}} = 0,4$.

Определяем суммарную мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{рп}} - P_{\text{рп}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{эк}} \quad (41)$$

Полученная мощность округляется до значения номинальной мощности компенсирующих устройств. Выбирается мощность конденсаторов и их количество, и определяется фактическая мощность, после определяется некомпенсированная мощность на две секции шин.

$$Q_{нес} = Q_{ку} - 2 \cdot Q_{факт} \quad (42)$$

Найдём мощность компенсирующих устройств:

$$Q_{ку} = 820,7 - 2708,6 \cdot 0,4 = -262,74 \text{ квар.}$$

Так как мощность компенсирующих устройств получилось с отрицательным знаком, то компенсация на РП не требуется.

6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПОД- СТАНЦИИ С УЧЕТОМ КРМ

Количество силовых трансформаторов, планируемых к установке на ПС, в первую очередь определяется категорией потребителей по надёжности электроснабжения. При наличии потребителей первой категории их количество должно быть в соответствии с рекомендациями ПУЭ не менее двух, соответственно устанавливаются два трансформатора на ПС, их мощность выбирается по условию

$$S_{\text{ном}} \geq S_{\text{тр.расч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{P}\Sigma}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{2 \cdot K_{\text{з.онт}}}, \quad (43)$$

где $K_{\text{з.онт}} = 0,7$ – оптимальный коэффициент загрузки силового трансформатора при установке двух трансформаторов на подстанции;

$P_{\text{P}\Sigma}$ – расчетная активная мощность потребителей;

$Q_{\text{неск}}$ – некомпенсированная реактивная мощность, передаваемая через трансформатор в сеть низкого напряжения, определяемая следующим образом:

$$Q_{\text{эк}} = P_{\text{P}\Sigma} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (44)$$

где $\text{tg}\varphi$ – нормативный базовый коэффициент мощности, $\text{tg}\varphi = 0,4$

Определяется $Q_{\text{эк}}$:

$$Q_{\text{эк}} = 9,734 \cdot 0,4 = 3,9 \text{ Мвар.}$$

Определяется необходимая мощность компенсирующих устройств на две секции шин:

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{P}\Sigma} - Q_{\text{эк}}; \quad (45)$$

$$Q_{\text{ку}} = 3,416 - 3,9 = -0,484 \text{ квар.}$$

Компенсации реактивной мощности не требуется, так как необходимая мощность компенсирующих устройств получилась отрицательной.

Определяется расчётная мощность трансформатора:

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{\sqrt{9,734^2 + 3,216^2}}{2 \cdot 0,7} = 7,32 \text{ МВА.}$$

Номинальная мощность трансформатора выбирается из стандартного ряда выпускаемых трансформаторов, при этом номинальная мощность должна быть больше расчётной. Принимается к установке два трансформатора марки ТДТН–10000/110.

Проверяется принятый к установке трансформатор по условию допустимой 40 % перегрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{т.п/а}} = \frac{S_p}{S_{\text{т.ном}}} = \frac{\sqrt{9,734^2 + 3,216^2}}{10} = 1,1 < 1,4. \quad (46)$$

Вывод: трансформаторы в послеаварийном режиме не будут перегружены.

Фактический коэффициент загрузки:

$$K_{\text{факт}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{S_{\text{т.ном}} \cdot N_t} = \frac{\sqrt{9,734^2 + 3,216^2}}{10 \cdot 2} = 0,52. \quad (47)$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Таблица 9 -Каталожные данные трансформаторов

Параметр	Величина
1	2
Номинальная мощность $S_{ном}$, МВА	10
Пределы регулирования	$\pm 9 \times 1,78\%$
$U_{НОМ ВН}$, кВ	115
$U_{НОМ СН}$, кВ	38,5
$U_{НОМ НН}$, кВ	11
Напряжение КЗ $U_{КВН-СН, \%}$	10,5
Напряжение КЗ $U_{КСН-НН, \%}$	6,5
Напряжение КЗ $U_{КВН-НН, \%}$	17
Потери КЗ ΔP_k , кВт	76
Активные потери XX ΔP_x , кВт	17
Ток XX $I_{x\%}$	1
Расчётные данные	
Активное сопротивление $R_{ТВ} = R_{ТС} = R_{ТН}$, Ом	5,05
Реактивное сопротивление $X_{ТВ}$, Ом	14,22
Реактивное сопротивление $X_{ТС}$, Ом	0
Реактивное сопротивление $X_{ТН}$, Ом	8,6
Реактивные потери XX ΔQ_x , квар	0,01

Определим потери в трансформаторах, находящихся на подстанции:

$$\Delta P_T = \frac{P_{PBH}^2 + Q_{PBH}^2}{U_{НОМ ВН}^2} \cdot R_{ТВ} + \frac{P_{PCH}^2 + Q_{PCH}^2}{U_{НОМ ВН}^2} \cdot R_{ТС} + \frac{P_{PHH}^2 + Q_{PHH}^2}{U_{НОМ ВН}^2} \cdot R_{ТН} + \Delta P_x \quad (48)$$

$$\Delta P_0 = \frac{9,734^2 + 3,216^2}{110^2} \cdot 5,05 + \frac{9,734^2 + 3,216^2}{110^2} \cdot 5,05 + \frac{6,820^2 + 1,785^2}{110^2} \cdot 5,05 + \text{кВт}$$

$$+ 0,017 = 0,13$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_{PBH}^2 + Q_{PBH}^2}{U_{НОМ ВН}^2} \cdot X_{ТВ} + \frac{P_{PCH}^2 + Q_{PCH}^2}{U_{НОМ ВН}^2} \cdot X_{ТС} + \frac{P_{PHH}^2 + Q_{PHH}^2}{U_{НОМ ВН}^2} \cdot X_{ТН} + \Delta Q_x, ()$$

$$\Delta Q_0 = \frac{9,734^2 + 3,216^2}{110^2} \cdot 14,22 + \frac{9,734^2 + 3,216^2}{110^2} \cdot 8,6 + 0,01 = 0,21 \text{ квар.}$$

Потоки мощности входящие в обмотку ВН трансформаторов, находящихся на подстанции:

$$P_{\Sigma BH} = P_{P\Sigma} + 2 \cdot \Delta P_T = 9,734 + 2 \cdot 0,13 = 9,994 \text{ кВт}, \quad (49)$$

$$Q_{\Sigma BH} = Q_{P\Sigma} + 2 \cdot \Delta Q_T = 3,216 + 2 \cdot 0,21 = 3,64 \text{ квар}. \quad (50)$$

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Короткими замыканиями (КЗ) называют замыкания между фазами, замыкания фаз на землю (нулевой провод) в сетях с глухо- и эффективно-заземленными нейтралью, а также витковые замыкания в электрических машинах. Короткие замыкания возникают при нарушении изоляции электрических цепей. Причины таких нарушений различны: старение и вследствие этого пробой изоляции, набросы на провода линий электропередачи, обрывы проводов с падением на землю, механические повреждения изоляции кабельных линий при земляных работах, удары молнии в линии электропередачи и др.

Чаще всего КЗ происходят через переходное сопротивление, например, через сопротивление электрической дуги, возникающей в месте повреждения изоляции. Иногда, возникает металлическое КЗ без переходного сопротивления. Для упрощения анализа в большинстве случаев при расчете токов КЗ рассматривают металлическое КЗ без учета переходных сопротивлений.

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики. Расчет необходимо провести отдельно для сети 10 кВ и сети 0,4 кВ.

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Расчетную схему замещения покажем на рисунке 2.

Расчет тока КЗ произведем:

- 1) на шинах 110 кВ ПС “Раздольное”;
- 2) на шинах 35 кВ ПС “Раздольное”;
- 3) на шинах 10 кВ ПС “Раздольное”;
- 4) на шинах 10 кВ РП;
- 5) на шинах самой удаленной ТП9;
- 6) для наиболее близкой ТП3.

$$X_c = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot U_{BI}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 9 \cdot 115} = 0,056. \quad (54)$$

Сопротивление трансформаторов:

$$X_{BH1} = X_{BH2} = \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{тн\sigma\mu\mu}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,075; \quad (55)$$

$$X_{HH1} = X_{HH2} = \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{тн\sigma\mu\mu}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 0,65; \quad (56)$$

$$X_{CH1} = X_{CH2} = 0.$$

Сопротивление линий:

$$X_{л1} = X_{y\delta} \cdot L_1 \cdot \frac{S_B}{U_{BI}^2} = 0,4 \cdot 3,8 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,011; \quad (57)$$

$$X_{л2} = X_{y\delta} \cdot L_2 \cdot \frac{S_B}{U_{BI}^2} = 0,4 \cdot 1,38 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,04; \quad (58)$$

$$X_{л3} = X_0 \cdot L_3 \cdot \frac{S_B}{U_{BIII}^2} = 0,072 \cdot 7,12 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,465; \quad (59)$$

$$X_{л4} = X_0 \cdot L_4 \cdot \frac{S_B}{U_{BIII}^2} = 0,086 \cdot 1,21 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,094; \quad (60)$$

$$X_{л5} = X_0 \cdot L_5 \cdot \frac{S_B}{U_{BIII}^2} = 0,086 \cdot 13,65 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,065. \quad (61)$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{\text{экв}}} \cdot I_{\sigma}, \quad (62)$$

где $X_{\text{экв}}$ - эквивалентное сопротивление до точки КЗ;

I_{σ} - базисный ток.

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{no}^{(3)}; \quad (63)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)}; \quad (64)$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}},$$

где T_a - постоянная времени затухания, $T_a = 0,02$.

Произведем расчет тока КЗ в т. К1.

Схема замещения приведена на рисунке 3.

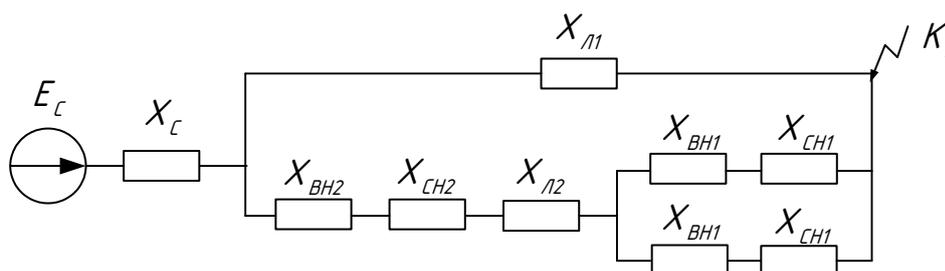


Рисунок 3 – Схема замещения для т. К1

Преобразуем схему замещения:

$$X_1 = (X_{BH1} + X_{CH1}) + (X_{BH1} + X_{CH1}) + \frac{(X_{BH1} + X_{CH1}) \cdot (X_{BH1} + X_{CH1})}{(X_{BH1} + X_{CH1}) + (X_{BH1} + X_{CH1})} \quad (65)$$

$$X_1 = 1,075 + 1,075 + \frac{1,075 \cdot 1,075}{1,075 + 1,075} = 2,688;$$

$$X_2 = X_{BH2} + X_{CH2} + X_{l2} + X_1 = 1,075 + 0,04 + 2,688 = 3,803; \quad (66)$$

$$X_3 = X_c + \frac{X_{l1} \cdot X_2}{X_{l1} + X_2} = 0,502 + \frac{0,011 \cdot 3,803}{0,011 + 3,803} = 0,067. \quad (67)$$

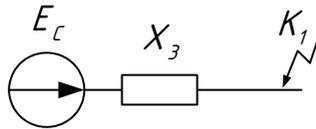


Рисунок 4 – Схема замещения после эквивалентирования

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_3} \cdot I_{gl} = \frac{1}{0,067} \cdot 0,502 = 7,466 \text{ кА.} \quad (68)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 7,466 = 6,466 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609. \quad (69)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 7,466 = 16,985 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К2.

Схема замещения приведена на рисунке 5.

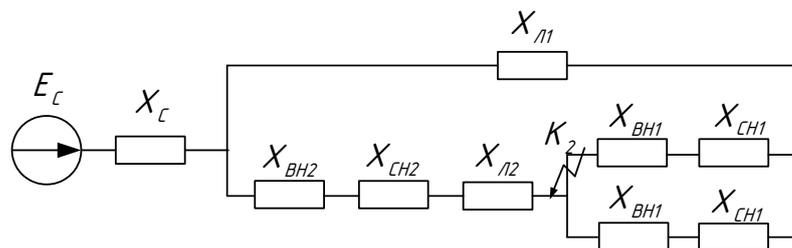


Рисунок 5 – Схема замещения для т. К2

Преобразуем схему замещения:

$$X_4 = X_{ВН1} + X_{СН1} = 1,075 + 0 = 1,075; \quad (70)$$

$$X_{43} = \frac{X_4 \cdot X_4}{2 \cdot X_4} = \frac{1,075 \cdot 1,075}{2 \cdot 1,075} = 0,538; \quad (71)$$

$$X_5 = X_{BH2} + X_{CH2} + X_{n2} = 1,075 + 0 + 0,04 = 1,115. \quad (72)$$

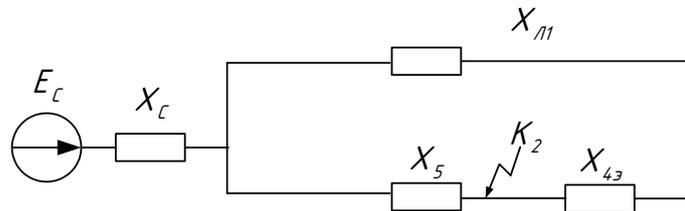


Рисунок 6 – Схема замещения после преобразований

$$X_{53} = X_{43} + X_{n1} = 0,538 + 0,011 = 0,549; \quad (73)$$

$$X_6 = \frac{X_{53} \cdot X_5}{X_{53} + X_5} + X_c = \frac{0,549 \cdot 1,115}{0,549 + 1,115} + 0,502 = 0,424. \quad (74)$$

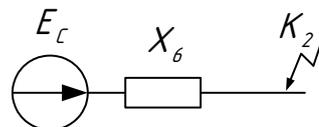


Рисунок 7 – Конечная схема замещения

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_6} \cdot I_{\text{бл}} = \frac{1}{0,424} \cdot 1,56 = 3,683 \text{ кА}. \quad (75)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,683 = 3,19 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y0} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609. \quad (76)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 3,683 = 8,378 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока КЗ в т. КЗ.

Схема замещения приведена на рисунке 8.

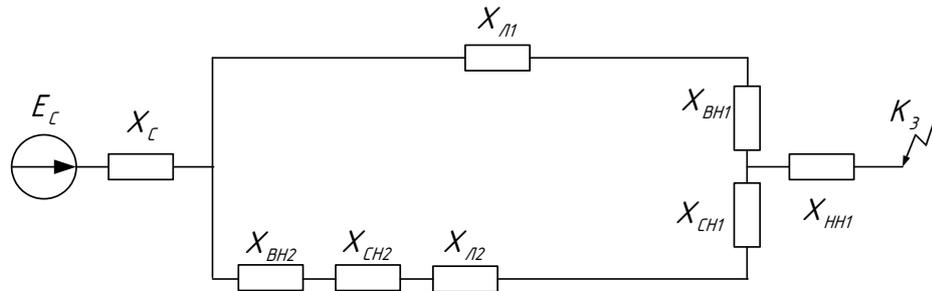


Рисунок 8 – Схема замещения для т. КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_7 = X_{BH2} + X_{CH2} + X_{l2} + X_{CH1} = 1,075 + 0,04 = 1,115; \quad (77)$$

$$X_8 = X_{l1} + X_{BH1} = 0,04 + 1,075 = 1,09; \quad (78)$$

$$X_9 = \frac{X_7 \cdot X_8}{X_7 + X_8} = \frac{1,115 \cdot 1,09}{1,115 + 1,09} = 0,55; \quad (79)$$

$$X_{10} = X_c + X_9 + X_{HH1} = 0,056 + 0,368 + 0,65 = 1,26. \quad (80)$$

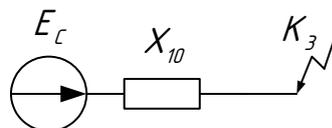


Рисунок 9 – Схема замещения после преобразований

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{10}} \cdot I_{\partial III} = \frac{1}{1,26} \cdot 5,499 = 4,38 \text{ кА.} \quad (81)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 4,38 = 3,8.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609. \quad (82)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 4,38 = 9,96 \text{ кА}.$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К4.

Схема замещения приведена на рисунке 10.

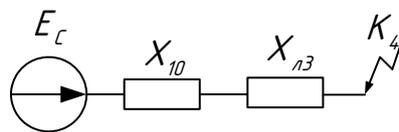


Рисунок 10 – Схема замещения для т. КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_{11} = X_{10} + X_{кз} = 1,26 + 0,465 = 1,73; \quad (83)$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{11}} \cdot I_{бIII} = \frac{1}{1,73} \cdot 5,499 = 3,18 \text{ кА}. \quad (84)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,18 = 2,75 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609. \quad (85)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 3,18 = 7,24 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К5.

Схема замещения приведена на рисунке 11.

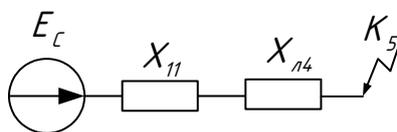


Рисунок 11 – Схема замещения для т. К3

Преобразуем схему замещения:

$$X_{12} = X_{11} + X_{14} = 1,73 + 0,094 = 1,82; \quad (86)$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{12}} \cdot I_{\partial III} = \frac{1}{1,82} \cdot 5,499 = 3,03 \text{ кА.} \quad (87)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{\kappa}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,03 = 2,62 \text{ кА.}$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609. \quad (88)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 3,03 = 6,89 \text{ кА.}$$

Произведем расчет тока КЗ в т. К6.

Схема замещения приведена на рисунке 12.

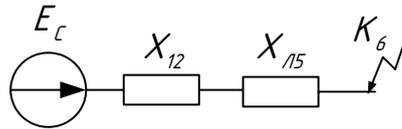


Рисунок 12 – Схема замещения для т. КЗ

Преобразуем схему замещения:

$$X_{13} = X_{12} + X_{15} = 1,82 + 1,065 = 2,88; \quad (89)$$

Ток трехфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E_c}{X_{13}} \cdot I_{III} = \frac{1}{2,88} \cdot 5,499 = 1,91 \text{ кА}. \quad (90)$$

Ток двухфазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1,91 = 1,65 \text{ кА}.$$

Ударный коэффициент определяется по формуле:

$$k_{y\delta} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} = 1,609. \quad (91)$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,609 \cdot 1,91 = 4,34 \text{ кА}.$$

Подробный расчет токов КЗ на 10 кВ для остальных ТП приведен в Приложении Д в программе MathCad, а результаты расчета сведены в таблицах Е1, Е2, Е3 и представлены в Приложении Е.

7.2 Расчёт токов КЗ в сети 0.4 кВ

При расчетах токов КЗ в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается, согласно [4]:

- использовать упрощенные методы расчетов, если их погрешность не превышает 10%;

- максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;

- не учитывать ток намагничивания трансформаторов;

- не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;

- принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;

- не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учета электродвигателей или комплексной нагрузки.

А также, при расчетах коротких замыканий в сети 0,4 кВ учитываются все активные и индуктивные сопротивления, включая сопротивления различных контактов и контактных соединений, а также сопротивление электрической дуги в месте короткого замыкания.

За расчетную примем подстанцию ТП 14 в с. Раздольное, схема с точками короткого замыкания представлена ниже.

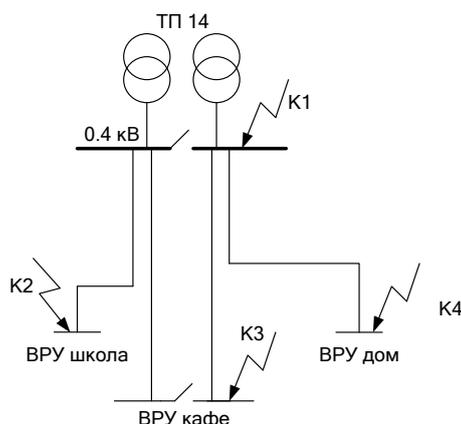


Рисунок 13 – Схема для расчёта тока КЗ 0.4 кВ

Составим схему замещения:

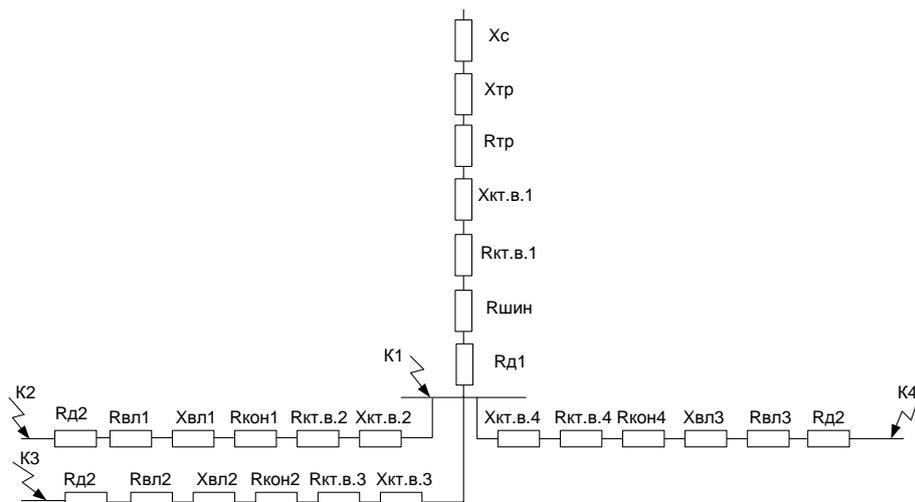


Рисунок 14 – Схема замещения для расчёта тока КЗ

Произведем расчет токов КЗ.

Токи короткого замыкания определяют на шинах 0.4 кВ рассчитываемой трансформаторной подстанции, и на конце каждой отходящей линии.

Рассчитаем ток трёхфазного КЗ.

Для расчета необходимо знать сопротивление системы, приведенное к стороне 0,4 кВ, которое мы определим по формуле:

$$X_C = \frac{U_{срнн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{кз} \cdot U_{срвн}}, \quad (92)$$

где $I_{кз}$ – ток КЗ на шинах 10 кВ ТП14, $I_{кз} = 2,1$ кА.

$U_{срнн}$ - среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

$U_{срвн}$ - среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В.

$$X_C = \frac{380^2}{\sqrt{3} \cdot 2,1 \cdot 10500} = 3,8 \text{ мОм.}$$

Определим остальные параметры схемы замещения:

$$R_T = \frac{U_{НОМ}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^6 = \frac{0,4^2 \cdot 7,3}{630^2} = 2,94 \text{ мОм}; \quad (93)$$

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100 \cdot \Delta P_k}{S_{т.НОМ}}\right)^2} \cdot \frac{U_{НН}^2}{S_{т.НОМ}} \cdot 10^4 \quad (94)$$

$$X_T = \sqrt{5,5^2 - \left(\frac{100 \cdot 7,3}{630}\right)^2} \cdot \frac{0,4^2}{630} \cdot 10^4 = 13,66 \text{ мОм.}$$

Сопротивления проводов:

$$r_{y\delta BЛ1} = 0,868 \text{ мОм}; x_{y\delta BЛ1} = 0,104 \text{ мОм};$$

$$r_{y\delta BЛ2} = 0,641 \text{ мОм}; x_{y\delta BЛ2} = 0,101 \text{ мОм};$$

$$r_{y\delta BЛ3} = 0,868 \text{ мОм}; x_{y\delta BЛ3} = 0,104 \text{ мОм};$$

$$r_{BЛ1} = 0,868 \cdot 150 = 130,2 \text{ мОм}; x_{BЛ1} = 0,104 \cdot 150 = 15,6 \text{ мОм};$$

$$r_{BЛ2} = 0,641 \cdot 240 = 153,84 \text{ мОм}; x_{BЛ2} = 0,101 \cdot 240 = 24,24 \text{ мОм};$$

$$r_{BЛ3} = 0,868 \cdot 400 = 347,2 \text{ мОм}; x_{BЛ3} = 0,104 \cdot 400 = 41,6 \text{ мОм.}$$

Также необходимо учесть сопротивление катушек и контактов автоматических выключателей, и сопротивление шин [4]:

$$r_{кв600} = 0,41 \text{ мОм}; x_{кв600} = 0,13 \text{ мОм};$$

$$r_{кв140} = 1,3 \text{ мОм}; x_{кв140} = 0,7 \text{ мОм};$$

$$r_{кв200} = 1,1 \text{ мОм}; x_{кв200} = 0,5 \text{ мОм};$$

$$r_{кв100} = 2,15 \text{ мОм}; x_{кв100} = 1,2 \text{ мОм};$$

$$r_{кон600} = 0,25 \text{ мОм};$$

$$r_{кон140} = 0,65 \text{ мОм};$$

$$r_{кон200} = 0,6 \text{ мОм};$$

$$r_{кон100} = 0,75 \text{ мОм};$$

$$r_{ш} = 0,004 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление принимаем $r_{\delta 1} = 15 \text{ мОм}$, $r_{\delta 2} = 20 \text{ мОм}$.

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{I\Sigma}^2 + X_{I\Sigma}^2}} \quad (95)$$

Рассмотрим расчёт токов короткого замыкания в точке К1.

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления:

$$r_{\Sigma 1} = r_T + r_{кв600} + r_{шшн.} + r_{кон600} = 2,94 + 0,41 + 0,004 + 0,25 = 3,61 \text{ мОм}; \quad (96)$$

$$x_{\Sigma 1} = x_{сис} + x_T + x_{кв600} = 3,8 + 13,66 + 0,13 = 17,6 \text{ мОм}. \quad (97)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{\Sigma 1} = r_{\Sigma 1} + r_{д} = 3,61 + 15 = 18,61 \text{ мОм}. \quad (98)$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного КЗ:

$$I_{П0 \max K1}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r'_{\Sigma 1}{}^2 + x_{\Sigma 1}{}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{3,61^2 + 17,6^2}} = 12,9 \text{ кА}. \quad (99)$$

$$I_{\text{ном}K1}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r'_{\Sigma 1} + x_{\Sigma 1}}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{18,61^2 + 17,6^2}} = 9,03 \text{ кА}. \quad (100)$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{16,8}{314 \cdot 3,61} = 0,015; \quad (101)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,015}} = 1,51; \quad (102)$$

$$i_{y\partial \text{max}K1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ном}K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,51 \cdot 13,44 = 28,69 \text{ кА}; \quad (103)$$

$$i_{y\partial \text{min}K1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ном}K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,51 \cdot 9,21 = 19,67 \text{ кА}. \quad (104)$$

Однофазное КЗ:

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К1:

$$r_{0\Sigma 1} = 3 \cdot r_T + 3 \cdot r_{\text{кв}600} + 3 \cdot r_{\text{кон}600} + 3 \cdot r_{\text{шун}}; \quad (105)$$

$$r_{0\Sigma 1} = 3 \cdot 2,94 + 3 \cdot 0,41 + 3 \cdot 0,25 + 3 \cdot 0,004 = 10,82 \text{ мОм};$$

$$x_{0\Sigma 1} = 2 \cdot x_{\text{сус}} + 3 \cdot x_T + 3 \cdot x_{\text{кв}600} = 2 \cdot 3,02 + 3 \cdot 13,66 + 3 \cdot 0,13 = 47,4 \text{ мОм}. \quad (106)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{0\Sigma 1} = r_{0\Sigma 1} + r_{\text{д1}} = 10,82 + 15 = 25,82 \text{ мОм}. \quad (107)$$

Определим максимальный и минимальный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{ном}K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{r_{0\Sigma 1}^2 + x_{0\Sigma 1}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{10,82^2 + 47,4^2}} = 14,25 \text{ кА}; \quad (108)$$

$$I_{\text{ном}K1}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{r'_{0\Sigma 1}^2 + x_{0\Sigma 1}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{25,82^2 + 47,4^2}} = 12,84 \text{ кА}; \quad (109)$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{47,4}{314 \cdot 10,82} = 0,014; \quad (110)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,014}} = 1,49; \quad (111)$$

$$i_{y\partial \max K1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no \max}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,49 \cdot 14,25 = 29,98 \text{ } \mu\text{A}. \quad (112)$$

$$i_{y\partial \min K1} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no \min}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1,49 \cdot 12,84 = 27,02 \text{ } \mu\text{A}. \quad (113)$$

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К2:

$$r_{\Sigma 2} = r_{\Sigma 1} + r_{кв140} + r_{кон140} + r_{БП1} = 3,61 + 1,3 + 0,65 + 130,2 = 135,76 \text{ } \text{мОм}; \quad (114)$$

$$x_{\Sigma 2} = x_{\Sigma 1} + x_{кв140} + x_{БП1} = 16,8 + 0,7 + 15,6 = 33,1 \text{ } \text{мОм}. \quad (115)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{\Sigma 2} = r_{\Sigma 2} + r_{\Delta 2} = 135,76 + 20 = 155,76 \text{ } \text{мОм}. \quad (116)$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного К3:

$$I_{no \max K2}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 2}^2 + x_{\Sigma 2}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{135,76^2 + 33,1^2}} = 1,65 \text{ } \mu\text{A}. \quad (117)$$

$$I_{no \min K2}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r'_{\Sigma 2}^2 + x_{\Sigma 2}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{155,76^2 + 33,1^2}} = 1,45 \text{ } \mu\text{A}. \quad (118)$$

$$T_a = \frac{\sum x}{\omega \cdot \sum r} = \frac{33,1}{314 \cdot 135,76} = 0,0008; \quad (119)$$

$$k_{y\partial} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,0008}} = 1; \quad (120)$$

$$i_{y\partial \max K2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no \max}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,65 = 2,34 \text{ } \mu\text{A}. \quad (121)$$

$$i_{y\partial \min K2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{no \min}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,45 = 2,05 \text{ кА}. \quad (122)$$

Однофазное КЗ:

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К2:

$$r_{0\Sigma 2} = r_{0\Sigma 1} + 3 \cdot r_{кв140} + 3 \cdot r_{кон140} + 3 \cdot r_{БЛ1} \quad (123)$$

$$r_{0\Sigma 2} = 10,82 + 3 \cdot 1,3 + 3 \cdot 0,65 + 3 \cdot 130,2 = 407,27 \text{ мОм}; \quad (124)$$

$$x_{0\Sigma 2} = x_{0\Sigma 1} + 3 \cdot x_{кв140} + 3 \cdot x_{БЛ1} = 47,4 + 3 \cdot 0,7 + 3 \cdot 15,6 = 96,3 \text{ мОм}. \quad (125)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{0\Sigma 2} = r_{0\Sigma 2} + r_{Д2} = 407,27 + 20 = 427,3 \text{ мОм}. \quad (126)$$

Определим максимальный и минимальный ток однофазного КЗ:

$$I_{по \max K2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{r_{0\Sigma 2}^2 + x_{0\Sigma 2}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{407,27^2 + 96,3^2}} = 1,66 \text{ кА}; \quad (127)$$

$$I_{по \min K2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{r'_{0\Sigma 2}^2 + x_{0\Sigma 2}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{427,27^2 + 96,3^2}} = 1,6 \text{ кА}; \quad (128)$$

$$k_{y\partial} = 1;$$

$$i_{y\partial \max K2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{по \max}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,66 = 2,34 \text{ кА}; \quad (129)$$

$$i_{y\partial \min K2} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{по \min}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,6 = 2,24 \text{ кА}.$$

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К3:

$$r_{\Sigma 3} = r_{\Sigma 1} + r_{кв200} + r_{кон200} + r_{БЛ2} = 3,61 + 1,1 + 0,6 + 153,84 = 159,2 \text{ мОм}; \quad (130)$$

$$x_{\Sigma 3} = x_{\Sigma 1} + x_{кв200} + x_{БЛ2} = 16,8 + 0,5 + 24,24 = 41,54 \text{ мОм}. \quad (131)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{\Sigma 3} = r_{\Sigma 3} + r_{Д2} = 159,2 + 20 = 179,15 \text{ мОм.} \quad (132)$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по max КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 3}^2 + x_{\Sigma 3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{159,2^2 + 41,54^2}} = 1,4 \text{ кА.} \quad (133)$$

$$I_{\text{по min КЗ}}^{(3)} = \frac{U_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r'_{\Sigma 3}^2 + x_{\Sigma 3}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{179,15^2 + 41,54^2}} = 1,26 \text{ кА.} \quad (134)$$

$$k_{y\partial} = 1;$$

$$i_{y\partial \text{ max КЗ}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{по max}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,4 = 1,99 \text{ кА.} \quad (135)$$

$$i_{y\partial \text{ min КЗ}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{по min}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,26 = 1,78 \text{ кА.} \quad (136)$$

Однофазное КЗ:

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.КЗ:

$$r_{0\Sigma 3} = r_{0\Sigma 1} + 3 \cdot r_{кв200} + 3 \cdot r_{кон200} + 3 \cdot r_{БЛ2} \quad (137)$$

$$r_{0\Sigma 3} = 10,82 + 3 \cdot 1,1 + 3 \cdot 0,6 + 3 \cdot 153,84 = 477,4 \text{ мОм;} \quad (138)$$

$$x_{0\Sigma 3} = x_{0\Sigma 1} + 3 \cdot x_{кв200} + 3 \cdot x_{БЛ2} = 47,4 + 3 \cdot 0,5 + 3 \cdot 24,24 = 121,6 \text{ мОм.} \quad (139)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{0\Sigma 3} = r_{0\Sigma 3} + r_{Д2} = 477,4 + 20 = 497,4 \text{ мОм.} \quad (140)$$

Определим максимальный и минимальный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{по max КЗ}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}{\sqrt{r_{0\Sigma 3}^2 + x_{0\Sigma 3}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{477,4^2 + 121,6^2}} = 1,41 \text{ кА;} \quad (141)$$

$$I_{\text{НО min K3}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{r_{0\Sigma 3}'^2 + x_{0\Sigma 3}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{497,4^2 + 121,6^2}} = 1,35 \text{ кА}; \quad (142)$$

$$k_{y\partial} = 1;$$

$$i_{y\partial \text{ max K3}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{НО max}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,41 = 1,99 \text{ кА}; \quad (143)$$

$$i_{y\partial \text{ min K3}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{НО min}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 1,35 = 1,91 \text{ кА}. \quad (144)$$

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К4:

$$r_{\Sigma 4} = r_{\Sigma 1} + r_{\text{кв100}} + r_{\text{кон100}} + r_{\text{БЛЗ}} = 3,61 + 2,15 + 0,6 + 347,2 = 353,71 \text{ мОм}; \quad (145)$$

$$x_{\Sigma 4} = x_{\Sigma 1} + x_{\text{кв100}} + x_{\text{БЛЗ}} = 16,8 + 1,2 + 41,6 = 59,6 \text{ мОм}. \quad (146)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{\Sigma 4} = r_{\Sigma 4} + r_{\text{Д2}} = 353,71 + 20 = 373,71 \text{ мОм}. \quad (147)$$

Определим максимальный и минимальный ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{НО max K4}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 4}'^2 + x_{\Sigma 4}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{373,71^2 + 59,6^2}} = 0,65 \text{ кА}; \quad (148)$$

$$I_{\text{НО min K4}}^{(3)} = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma 4}'^2 + x_{\Sigma 4}^2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{373,71^2 + 59,6^2}} = 0,61 \text{ кА}; \quad (149)$$

$$k_{y\partial} = 1;$$

$$i_{y\partial \text{ max K4}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{НО max}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,65 = 1,99 \text{ кА}; \quad (150)$$

$$i_{y\partial \text{ min K4}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{НО min}}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,61 = 1,78 \text{ кА}. \quad (151)$$

Однофазное КЗ:

Найдём общее активное и индуктивное сопротивления в т.К4:

$$r_{0\Sigma4} = r_{0\Sigma1} + 3 \cdot r_{кв100} + 3 \cdot r_{конт100} + 3 \cdot r_{БЛЗ} \quad (152)$$

$$r_{0\Sigma4} = 10,82 + 3 \cdot 2,15 + 3 \cdot 1,2 + 3 \cdot 347,2 = 1061 \text{ мОм}; \quad (153)$$

$$x_{0\Sigma4} = x_{0\Sigma1} + 3 \cdot x_{кв100} + 3 \cdot x_{БЛЗ} = 47,4 + 3 \cdot 1,2 + 3 \cdot 41,6 = 175,8 \text{ мОм}. \quad (154)$$

С учетом переходного сопротивления:

$$r'_{0\Sigma4} = r_{0\Sigma4} + r_{Д2} = 1061 + 20 = 1081 \text{ мОм}. \quad (155)$$

Определим максимальный и минимальный ток однофазного КЗ:

$$I_{\text{ном max K4}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{r_{0\Sigma4}^2 + x_{0\Sigma4}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{1061^2 + 175,8^2}} = 0,64 \text{ кА}; \quad (156)$$

$$I_{\text{ном min K4}}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}{\sqrt{r'_{0\Sigma4}^2 + x_{0\Sigma4}^2}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{1081^2 + 175,8^2}} = 0,63 \text{ кА}; \quad (157)$$

$$k_{y\partial} = 1;$$

$$i_{y\partial \text{ max K4}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ном max}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,64 = 0,91 \text{ кА}; \quad (158)$$

$$i_{y\partial \text{ min K4}} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\text{ном min}}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 0,63 = 0,9 \text{ кА}. \quad (159)$$

Подробный расчет токов КЗ на 0,4 кВ для остальных участков приведен в Приложении Д в программе Mathcad ,а результаты расчета сведены в таблицах Е4, Е5, Е6 и представлены в Приложении Е.

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ

8.1 Выбор оборудования на ТП

8.1.1 Выбор и проверка автоматических выключателей на ТП

Автоматические выключатели обеспечивают быструю и надёжную защиту проводов и кабелей сетей, как от токов перегрузки, так и от токов короткого замыкания. Кроме того, они используются для управления нечастых включений и отключений. Автоматические выключатели снабжают тепловыми, электромагнитными, либо комбинированными расцепителями.

Выбор автоматических выключателей осуществляется по следующим параметрам:

- по напряжению;
- по роду тока и его величине (по расчетному току);
- по конструктивному исполнению;
- по коммутационной способности.

Устанавливаем автоматический выключатель на низкой стороне трансформатора каждой ТП.

Автоматический выключатель правильно выбран, если выполняется следующее условие:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_{\text{расч}}, \quad (160)$$

где $I_{\text{ном.расц}}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma\text{ТП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (161)$$

где $S_{\Sigma\text{ТП}}$ - максимальная нагрузка на шинах 0,4 ТП.

Выбор автоматического выключателя покажем на примере ТП1 с.Раздольное.

Найдем расчетный ток:

$$I_{расч.ТП1} = \frac{977,03}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1410,2 \text{ A.}$$

Выбираем автоматический выключатель с полупроводниковым расцепителем марки ВА55-43 с номинальным током 1600 А, и номинальным током расцепителя 1600 А.

Проверим соблюдение условия:

$$1600 \geq 1410,2 \text{ A.}$$

Автоматические выключатели проверяются на надежность срабатывания

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1,5 \cdot I_{ном.расц}$$

Проверим выбранный выключатель ВА55-43.

$$18400 \geq 1,5 \cdot 1600 \geq 2400 .$$

Условие выполняется, следовательно выключатель выбран верно.

Результаты выбора выключателей представлены в Приложении Ж.

8.1.2 Выбор и проверка автоматических выключателей на 0,4 кВ

Автоматический выключатель правильно выбран, если выполняется следующее условие:

$$I_{ном.расц} \geq I_{расч} , \tag{162}$$

где $I_{ном.расц}$ - номинальный ток расцепителя автоматического выключателя.

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma ТП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} , \tag{163}$$

где $S_{\Sigma ТП}$ - максимальная нагрузка на шинах 0,4 ТП.

Выбор автоматического выключателя покажем на примере ТП14-13 с.Раздольное.

Найдем расчетный ток:

$$I_{расч.ТТ14-13} = \frac{143,89}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 2} = 103,84 \text{ А.}$$

Выбираем автоматический выключатель с полупроводниковым расцепителем марки ВА55-37 с номинальным током 160 А, и номинальным током расцепителя 160 А.

Проверим соблюдение условия:

$$160 \geq 103,84 \text{ А.}$$

Автоматические выключатели проверяются на надежность срабатывания

$$I_{кз}^{(1)} \geq 1,5 \cdot I_{ном.расц} \quad (164)$$

Проверим выбранный выключатель ВА55-43.

$$1501 \geq 1,5 \cdot 160 \geq 240 .$$

Условие выполняется, следовательно, выключатель выбран верно.

Результаты выбора выключателей представлены в Приложении Ж.

8.2 Выбор оборудования на ПС

8.2.1 Выбор и проверка выключателей

Согласно эксплуатационным характеристикам, блок отделитель-короткозамыкатель рекомендуется использовать при температурах до -40°C , учитывая климатические условия, а также нормы проектирования, рекомендуемые производить при реконструкциях замену блока отделитель-короткозамыкатель на выключатель принимается решение об установке на на ПС «Раздольное» на стороне 110 кВ выключателей вместо блоков отделитель-короткозамыкатель.

Выберем выключатели на ПС «Раздольное» на стороне 110 кВ. На СН установлены масляные выключатели, в связи с этим предусматривается их замена на вакуумные выключатели.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость к токам КЗ. Условия выбора следующие:

- напряжение установки;
- роду тока и его величине;
- конструктивное исполнение;
- коммутационная способность.

Определим максимальные расчетные токи:

$$I_{P_{max110}} = I_{P_{max35}} = \frac{\sqrt{P_{BH}^2 + Q_{BH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{BH}} = \frac{\sqrt{9,734^2 + 3,216^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 53,8 \text{ A}; \quad (165)$$

$$I_{P_{max35}} = \frac{\sqrt{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{\sqrt{9,734^2 + 3,216^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 169,1 \text{ A}. \quad (166)$$

Таблица 10 – Выбор и проверка элегазового выключателя ВГТ-110/2500 II

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 2500 \text{ А}$	$I_{P_{max}} = 53,8 \text{ А}$	$I_{P_{max}} \leq I_{НОМ}$
$I_{СКВ} = 102 \text{ кА}$	$I_{уд} = 16,99 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$
$I_{ТЕРМ} = 40 \text{ кА}$	$B_k = 32,465 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{терм}^2 \times t_{откл}$
$I_{терм}^2 \times t_{откл} = 80 \text{ кА}$		
$I_{ВКЛ} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 7,5 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{ВКЛ}$
$I_{ОТКЛ} = 40 \text{ кА}$		$I_{по} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_{АНОМ} = 26,6 \text{ кА}$	$i_{At} = 22,64 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{АНОМ}$

Таблица 11 – Выбор и проверка вакуумного выключателя ВВУ-35 на стороне 35 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ} = 35 \text{ кВ}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{НОМ}$
$I_{НОМ} = 1000 \text{ А}$	$I_{P_{max}} = 169,1 \text{ А}$	$I_{P_{max}} \leq I_{НОМ}$
$I_{СКВ} = 51 \text{ кА}$	$I_{уд} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{СКВ}$
$I_{ТЕРМ} = 20 \text{ кА}$	$B_k = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{терм}^2 \times t_{откл}$
$I_{терм}^2 \times t_{откл} = 1200 \text{ кА}$		

Продолжение таблицы 11

1	2	3
$I_{\text{ВКЛ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} = 3,7 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ВКЛ}}$
$I_{\text{ОТКЛ}} = 20 \text{ кА}$		$I_{\text{ПО}} \leq I_{\text{ОТКЛ}}$
$i_{\text{АНОМ}} = 14,3 \text{ кА}$	$i_{\text{АТ}} = 13,1 \text{ кА}$	$i_{\text{АТ}} \leq i_{\text{АНОМ}}$

Все выбранные выключатели удовлетворяют условиям проверки, следовательно, выбраны верно.

Для осуществления надежного питания потребителей необходима установка секционного выключателя, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин.

Покажем выбор секционного выключателя на 35 кВ.

Расчетный ток:

$$I_{P_{max35}} = \frac{\sqrt{P_{CH}^2 + Q_{CH}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{CH}} = \frac{\sqrt{9,734^2 + 3,216^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 169,1 \text{ А.}$$

Принимаем к установке выключатель такой же марки, как и выбранный в предыдущем пункте на стороне 35 кВ, а именно ВВУ-35/1000.

8.2.2 Выбор разъединителей

Разъединитель представляет собой коммутационный аппарат для напряжения свыше 1кВ, основное назначение которого – создавать видимый разрыв и изолировать части системы, электроустановки, отдельные аппараты от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного ремонта.

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

На стороне 110 кВ выбираем разъединитель РГП2 –110/1000 УХЛ1

Таблица 12 – Проверка разъединителя РГП2 –110/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 53,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,99 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Т ерм}} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Т ерм}}$

На стороне 35 кВ выбираем разъединитель РГП2 –35/1000 УХЛ1.

Таблица 13 – Проверка разъединителя РГП2 –35/1000 УХЛ1

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 169,1 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 8,4 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Т ерм}} = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Т ерм}}$

На стороне 10 кВ выбираем разъединитель РВ3 –10/400 I УХЛ2.

Таблица 14 – Проверка разъединителя РВ3 –10/400 I УХЛ2

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 630 \text{ А}$	$I_P = 407,1 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$I_{\text{ДИН}} = 52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 16,7 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Т ерм}} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 108,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I^2_{\text{Терм}} \cdot t_{\text{Т ерм}}$

Выбранные разъединители удовлетворяют условиям проверки, следовательно, выбраны верно.

8.2.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока – это электрическое устройство, предназначенное для уменьшения первичного тока до значений, которые были бы наиболее удобны

для измерительных приборов и релейной защиты, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока (ТТ) могут подключаться в одну, две и три фазы в зависимости от напряжения и назначения цепи.

Устанавливают ТТ во всех цепях, где есть выключатели (по одному комплекту).

ТТ выбирают по номинальному напряжению, первичному и вторичному токам, по роду установки (внутренняя, наружная), конструкции, классу точности и проверяют на термическую и электродинамическую стойкость при КЗ.

На стороне ВН выберем трансформатор тока ТГФ-110. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
		А	В	С
1	2	3	4	5
Амперметр	Ртутный 230	-	-	-
Ваттметр				
Варметр				
Счетчик АЭ				
Счетчик РЭ				
ИТОГО		7,5		7,5

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}}; \quad (167)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}; \quad (168)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 20 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [5];

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к

трансформаторам тока на стороне ВН:

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{1} = 7,5 \text{ Ом}, \quad (169)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, $I_2=1 \text{ А}$. [5];

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПП}} = 20 - 7,5 - 0,1 = 11,5 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{np}}} = \frac{0,0283 \cdot 80}{11,5} = 0,2 \text{ мм}^2, \quad (170)$$

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

$$l = 80 \text{ м}$$

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{np}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 80}{4} = 0,6 \text{ Ом}. \quad (171)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 7,5 + 0,6 + 0,1 = 8,2 \text{ Ом}.$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 16.

Таблица 16 – Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_H = 110 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 100 \text{ А}$	$I_P = 53,8 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2НОМ} = 20 \text{ Ом}$	$Z_2 = 8,2 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$
$I_{ДИН} = 45 \text{ кА}$	$I_{УД} = 16,99 \text{ кА}$	$I_{УД} \leq I_{ДИН}$
$B_T = 768 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 32,5 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_T \geq B_K$

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

На стороне СН выберем трансформатор тока ТОЛ – 35Б-II. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 35 кВ	Ртутный 230	-	-	-
Варметр					
Ватметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					
Амперметр	Секционный выключатель	Ртутный 230	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 35 кВ	Ртутный 230		-	
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Выбираем шинный ТТ:

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{ПРИБ.} + r_{ПР} + r_K ; \quad (172)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \Sigma r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}}, \quad (173)$$

где $r_{\text{ПР}}$ – сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ Ом}$ – допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [5];

$\Sigma r_{\text{ПРИБ}}$ – суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне ВН:

$$Z_2 = \frac{30}{25} = 1,2;$$

$$\Sigma r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом},$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$. [5];

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$.

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом}.$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 50}{0,8} = 1,77 \text{ мм}^2, \quad (174)$$

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

$$l = 50 \text{ м}$$

$\rho = 0,0283$ – удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 50}{4} = 0,4 \quad (175)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,3 + 0,4 + 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 6.

Таблица 18- Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_H = 35 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 163,5 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,8 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{ДИН}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{\text{УД}} \leq I_{\text{ДИН}}$
$W_T = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_K = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$W_T \geq W_K$

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

На секционном выключателе производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 35Б/200-П.

8.2.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах трансформаторных подстанций для питания обмоток напряжения приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Выбор трансформатора напряжения осуществляется по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по вторичной нагрузке:

$$S_{2\text{НОМ}} = S_2, \tag{176}$$

где $S_{2\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 – нагрузка всех измерительных приборов, присоединенных к трансформатору напряжения.

Второе условие говорит о том, что нагрузка, подключаемая к вторичным обмоткам не должна превышать их номинальную мощность.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 19.

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 110кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотомер		2	5	2	20
Счетчик АЭ		2	0,1	2	0,4
Счетчик РЭ					
Итого					48,4

Принимаем к установке на стороне 110 кВ ПС «Раздольное» трансформатор напряжения НАМИ-110. Каталожные данные приведены в таблице 19.

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 20.

На стороне 35 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1. Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 1.24.

Таблица 20 – Каталожные данные ТН НАМИ-110

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
1	2	3	4
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	110
Номинальное напряжение первичной обмотки	$U_{обм.ном}$	кВ	$110 / \sqrt{3}$
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	$0,1 / \sqrt{3}$
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В · А	400

Таблица 21 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 110 кВ пс «Раздольное»

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-110		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.	
		1 и 2 системы шин на стороне 110 кВ	
1		2	
$U_{ном}$, кВ	110	110	
$S_{2ном}$, ВА	400	48,4	

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Кол-во катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
1	2	3	4	5	6
Вольтметр	Ртутный 230	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотометр		2	5	2	20
Счетчик АЭ		6	0,1	2	1,2
Счетчик РЭ					
Итого					

Таблица 23 – Каталожные данные ТН НАМИ-35 УХЛ1

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
1	2	3	4
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	35
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В·А	360

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 24

Таблица 24 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 35 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-35		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.	
		1 и 2 системы шин на стороне 35 кВ	
1		2	
$U_{ном}$, кВ	35	35	
$S_{2ном}$, ВА	360	49,2	

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПКН 001-35 УЗ

8.3 Выбор и проверка оборудования на РП

8.3.1 Выбор комплектных распределительных устройств.

Принимаем к установке комплектные распределительные устройства КРУН К-59.

Комплектные распределительные устройства серии КРУН К-59 наружного блочного исполнения предназначены для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 и 60 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью.

Ячейки КРУН К-59 используются в распределительных устройствах собственных нужд электростанций, электрических подстанций энергосистем и промышленных предприятий, а так же на объектах электроснабжения ответственных потребителей сельского хозяйства. Распределительное устройство КРУН К59 устанавливается на простой фундамент и не требует каких-либо дополнительных строительных работ.

Поставка шкафов КРУ К-59 осуществляется блоками до шести шкафов в модуле в виде КРУН К-59 (могут быть в исполнении К-59 У1, К-59 ХЛ1, К-59Т1) со смонтированными соединениями главных и вспомогательных цепей и демонтированными для обеспечения требуемых нормами железной дороги

транспортных габаритов. Климатическое исполнение и категория размещения КРУНа У1 по ГОСТу 15150 с частичной теплоизоляцией и ХЛ1 для модулей с полной теплоизоляцией для модулей из шкафов КРУ К-59 предназначенных для наружной установки.



Рисунок 15 – Шкафы КРУН К-59 в виде блоков

Технические данные шкафа КРУ К-59:

Номинальное напряжение К-59, кВ – 6; 10.

Наибольшее рабочее напряжение, кВ - 7; 12.

Частота, Гц– 50.

Ток главных цепей, А – 630; 1000; 1600; 2000; 3150.

Номинальный ток сборных шин, А - 1000; 1600; 2000; 3150.

Ток термической стойкости, при времени протекания 3с., кА –31,5; 40

Номинальный ток электродинамической стойкости, кА –51; 81.

Номинальный ток вспомогательных цепей, В - пост. 110; 220; перем. - 110; 220.

Климатическое исполнение и категория размещения – У3.

Обслуживание – двухстороннее.

Наличие выкатных элементов - с выкатным; без выкатного.

Вид линейных присоединений - кабельный; шинный.

Габаритные размеры, мм., ШхГхВ - 750х1300х2380.

Шкафы КРУ К-59 комплектуются:

выключатель масляный или вакуумный.

разъединители РВЗ, РВФЗ.

трансформаторы тока ТОЛ-10.

трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМ-1.

предохранители высоковольтные ПКТ.

трансформатор напряжения НТМИ, НАМИ, НАМИТ.

трансформатор собственных нужд ТМ от 25 кВА (6,10) кВ, трансформатор ОЛС (6,10) кВ

релейная защита, выполненная на электромеханических реле (МТЗ, КЗ, АПВ и др.)

микропроцессорная защита, выполненная на блоках Орион, Сириус, Темп и др.

счетчики учета электроэнергии, приборы учета.

ограничители перенапряжения ОПН, разрядники РВО.

Обслуживание шкафов КРУН-59 осуществляется из коридора обслуживания.

На шкафу КРУН К-59 рядом с рукояткой привода установлены два блокировочных замка. Один из них позволяет отключать ТСН от сети ВН только при отсутствии нагрузки со стороны НН только после включения трансформатора в сеть ВН. Другой – исключает возможность включения ТСН в сеть ВН, если она заземлена.

8.3.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ.

Выключатели выбирают по нормальному режиму и проверяют на отключающую способность и на стойкость токам КЗ. Условия выбора следующие:

- напряжение установки;
- роду тока и его величине;
- конструктивное исполнение;
- коммутационная способность.

Определим максимальный расчетный ток:

$$I_{P_{max10}} = \frac{\sqrt{P_{НН}^2 + Q_{НН}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{\sqrt{6820,4^2 + 1785^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 407,1 \text{ A.} \quad (177)$$

Таблица 25 – Выбор и проверка вакуумного выключателя ВВЭ-М-10-31,5/630 на стороне 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{Pmax} = 407,1 \text{ А}$	$I_{Pmax} \leq I_{ном}$
$I_{скв} = 81 \text{ кА}$	$I_{уд} = 9,96 \text{ кА}$	$I_{уд} \leq I_{скв}$
$I_{терм} = 31,5 \text{ кА}$	$B_K = 108,2 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K \leq I_{терм}^2 \times t_{откл}$
	$I_{терм}^2 \times t_{откл} = 2976,8 \text{ кА}$	
$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но} = 4,4 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$		$I_{но} \leq I_{откл}$
$i_{Аном} = 22,3 \text{ кА}$	$i_{At} = 27,9 \text{ кА}$	$i_{At} \leq i_{АНОМ}$

Выберем секционный выключатель, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин.

Расчетный ток для секционного выключателя такой же, как и для выключателя, встроенного в КРУ. Для такого тока применим вакуумный выключатель ВВЭ-М-10-31,5/630.

8.3.3 Выбор трансформатора тока

На стороне НН выберем трансформатор тока ТОЛ-10-УХЛ1. Состав вторичной нагрузки ТТ приведен в таблице 26.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Цепь	Тип	Нагрузка, В·А по фазам		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Ввод 10 кВ	Меркурий 230	-	-	-
Варметр					
Ватметр					
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					

Продолжение таблицы 26

1	2	3	4	5	6
ИТОГО			7,5	7,5	7,5
Амперметр	Секционный выключатель	Меркурий 230	7,5	-	7,5
Итого					
Амперметр	На отходящих линиях 10 кВ	Меркурий 230	-	-	-
Счетчик АЭ					
Счетчик РЭ					
ИТОГО					

Выбираем шинный ТТ:

Нагрузка на трансформатор тока определяется по формуле:

$$r_2 = \sum r_{\text{ПРИБ.}} + r_{\text{ПР}} + r_{\text{К}} \quad (178)$$

$$r_{\text{ПР}} = r_{2\text{НОМ}} - \sum r_{\text{ПРИБ}} - r_{\text{К}} \quad (179)$$

где $r_{\text{ПР}}$ - сопротивление проводов;

$r_{2\text{НОМ}} = 30 \text{ Ом}$ - допустимое сопротивление нагрузки на трансформатор тока [5];

$\sum r_{\text{ПРИБ}}$ - суммарное сопротивление приборов подключенных к трансформаторам тока на стороне НН:

$$\sum r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{7,5}{25} = 0,3 \text{ Ом}, \quad (180)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$. [5];

Переходное сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом}$.

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{30}{25} = 1,2$$

Таким образом приближенное сопротивление провода будет:

$$r_{\text{ПР}} = 1,2 - 0,3 - 0,1 = 0,8 \text{ Ом.}$$

Сечение провода определяется по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 40}{0,8} = 1,4 \text{ мм}^2, \quad (181)$$

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

$$l = 40 \text{ м}$$

$\rho = 0,0283$ - удельное сопротивление материала (алюминий).

Принимаем кабель АКРНГ с сечением 4 мм^2 , тогда сопротивление провода будет равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{q} = \frac{0,0283 \cdot 40}{4} = 0,3 \quad (182)$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$Z_2 = 0,3 + 0,3 + 0,1 = 0,7 \text{ Ом.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных представлено в таблице 26.

Таблица 27 - Сравнение каталожных и расчетных данных

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{Р}} \leq U_{\text{Н}}$
$I_{\text{Н}} = 500 \text{ А}$	$I_{\text{Рmax}} = 407,1 \text{ А}$	$I_{\text{Р}} \leq I_{\text{Н}}$
$Z_{2\text{НОМ}} = 1,2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 0,7 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_{2\text{НОМ}}$
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 8,4 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$B_{\text{Т}} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{К}} = 27,8 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{Т}} \geq B_{\text{К}}$

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

На секционном выключателе и на отходящих присоединениях производим аналогичный расчет и выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10/500-1 УХЛ1.

8.3.4 Выбор трансформатора напряжения

На стороне 10 кВ выберем измерительные трансформаторы напряжения типа НАМИ-10 У2.

Определим вторичную нагрузку трансформатора напряжения, и результаты занесем в таблицу 27.

Таблица 27 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Прибор	Тип	Кол-во приборов	Мощность катушки, В·А	Количество катушек	Суммарная мощность катушки, В·А
Вольтметр	Меркурий 230	2	4	1	8
Ваттметр		1	5	2	10
Варметр		1	5	2	10
Частотометр		2	5	2	20
Счетчик АЭ		14	0,1	2	2,8
Счетчик РЭ					
Итого					50,8

Каталожные данные приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Каталожные данные ТН НАМИ-10У2.

Параметры			Значение параметра для трансформатора напряжения
Наименование параметра	Обозначение	Ед. измерения	
Номинальное линейное напряжение	$U_{ном}$	кВ	10
Номинальное напряжение вторичной обмотки	$U_{2обм.ном}$	В	0,1
Номинальная мощность вторичной обмотки с классом точности 0,5	$S_{2ном}$	В·А	75

Результаты выбора трансформатора напряжения показаны в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор трансформатора напряжения на стороне 10 кВ

Каталожные данные трансформатора напряжения НАМИ-10		Место установки ТН и расчетные данные необходимые для сравнения с каталожными.
		1 и 2 системы шин на стороне 10 кВ
$U_{ном}$, кВ	10	10
$S_{2ном}$, ВА	75	50,8

Для защиты трансформаторов напряжения применяем высоковольтные предохранители ПКН 001-10 УЗ.

8.3.5 Выбор ограничителей перенапряжения

Для ограничителя перенапряжения (ОПН) основными характеристиками являются:

- класс номинального напряжения;
- наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение;
- пропускная способность по току;
- максимальная амплитуда импульса тока.

На подстанции «Раздольное» установлены вентильные разрядники марок РВС-110, РВС-35, РВС-10. Требуется их замена на нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), так как благодаря своей нелинейности ОПН обеспечивают более глубокое ограничение перенапряжений по сравнению с разрядниками.

Чтобы определить расчётную величину рабочего напряжения ограничителей необходимо знать расчётную величину максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$, которое для сетей 110 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot U_{ном.сети}, \quad (183)$$

$$U_{н.р.} = 1,15 \cdot 110 = 126,5 \text{ кВ}.$$

Время действия повреждения (время действия релейной защиты) составляет – 0,5 сек. В соответствии с этим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса, имеет значение равное 1,48 [6].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (184)$$

$$U_{р.н.р.} = \frac{126,5}{1,48} = 85,5 \text{ кВ}.$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-П1-110/88/10/2 УХЛ.

При выборе ОПН за основу принимается поглощаемая ограничителем энергия, которая предварительно определяется по формуле:

$$\mathcal{E} = \left(\frac{U - U_{ост}}{Z} \right) \cdot U_{ост} \cdot 2T \cdot n, \quad (185)$$

где U – величина неограниченных перенапряжения, $U = 274 \text{ кВ}$;

$U_{ост}$ – остающееся напряжение на ограничителе, $U_{ост} = 214 \text{ кВ}$;

Z – волновое сопротивление линии, $Z = 490 \text{ Ом}$

T – время распространения волны;

n – количество последовательных токовых импульсов.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$T = \frac{l}{\beta \cdot c}, \quad (186)$$

где β – коэффициент затухания волны;
 c – скорость распространения волны;
 l – длина защищенного подхода.

$$\dot{\Delta} = \frac{3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 1,1 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\dot{Y} = \frac{(274 - 214)}{490} \cdot 214 \cdot 2 \cdot 1,1 \cdot 2 = 115,3 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\dot{\mathcal{E}}^* = \frac{\dot{\mathcal{E}}}{U_{ном}}; \tag{187}$$

$$\dot{Y}^* = \frac{115,3}{110} = 1,05 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П1(2)-110/88/10/2 УХЛ.

Выберем ОПН на стороне 35 кВ

Расчётная величина максимального допустимого на ограничителе напряжения $U_{нр}$ для сетей 35 кВ определяется по формуле:

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot U_{ном.сети}, \tag{188}$$

$$U_{н.р.} = 1,2 \cdot 35 = 42 \text{ кВ.}$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{42}{1,22} = 34,4 \text{ кВ}.$$

По длительные допустимые напряжения выбираем ОПН-П1-35/40,5/10/3 УХЛ1.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$\dot{O} = \frac{2,3}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,8 \text{ мкс}.$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\dot{Y} = \frac{(116 - 96)}{500} \cdot 96 \cdot 2 \cdot 0,8 \cdot 3 = 18,4 \text{ кДж}.$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\dot{Y}^* = \frac{18,4}{35} = 0,53 \text{ кДж/кВ}.$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-35/40,5/10/3 УХЛ.

Выберем ОПН на стороне 10 кВ

$$U_{n.p.} = 1,1 \cdot 10 = 11 \text{ кВ}.$$

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{p.n.p.} = \frac{11}{0,9} = 12,2 \text{ кВ}.$$

По длительному допустимому напряжения выбираем ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

Время распространения волны рассчитывается по следующей формуле:

$$\dot{O} = \frac{2}{0,91 \cdot 3000000} \cdot 10^6 = 0,7 \text{ мкс.}$$

Таким образом, поглощаемая энергия:

$$\dot{Y} = \frac{(47,8 - 31)}{470} \cdot 31 \cdot 2 \cdot 0,7 \cdot 2 = 3,1 \text{ кДж.}$$

Определяем удельную энергоемкость:

$$\dot{Y}^* = \frac{3,1}{10} = 0,31 \text{ кДж/кВ.}$$

Окончательно выбираем ОПН марки ОПН-П-10/12,7/1 УХЛ1.

8.3.6 Выбор высокочастотных заградителей

Высокочастотные заградители серии ВЗ с естественным воздушным охлаждением предназначены для создания высокочастотных каналов связи по высоковольтным линиям электропередач.

Заградители предназначены для работы в следующих условиях: воздействие климатических факторов внешней среды - для длительной работы в исполнении “УХЛ”, “У” или “Т” категории 1, высота установки над уровнем моря - не более 1000 м, окружающая среда - не взрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию, не насыщенная токопроводящей пылью.

ВЗ состоит из реактора, элемента настройки и защитного устройства. В качестве защитного устройства используется ограничитель перенапряжения нелинейного типа ОПН без искровых промежутков, обеспечивающий эффективную защиту от перенапряжений. Выводы ОПН выполнены из немагнитной стали.

В качестве элемента настройки используется элемент настройки типа ЭНЗ. Для повышения электрической прочности элементов изделия и защиты их

от воздействия окружающей внешней среды, внутренность корпуса ЭНЗ заполнена электроизоляционным компаундом.

Выбираем ВЧЗ марки ВЗ-630-0,5 – высокочастотный заградитель на номинальный ток 630 А, с индуктивностью 0,5 мГ.

8.4 Проверка выбранных сечений на воздействие токов КЗ

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ, расчетная температура провода при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой для материала изоляции провода, которая определяется по справочной литературе.

Термическое действие тока КЗ оценивается тепловым импульсом, kA^2c

$$B_{\text{КЗ}} = I_{\text{н.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а.с}}), \quad (189)$$

где $I_{\text{н.о.}}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{\text{откл}}$ – время отключения КЗ;

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

$$t_{\text{откл}} = t_Q + t_{\text{РЗ}}, \quad (190)$$

где t_Q – время отключения выключателя от момента возникновения КЗ;

$t_{\text{РЗ}}$ – время действия релейной защиты.

Минимально допустимое сечение по термической стойкости кабеля:

$$F_{\text{терм}} = \frac{\sqrt{B_{\text{КЗ}}}}{C}, \quad (191)$$

где C – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу. Для алюминиевых жил 10 кВ принимается равным 100.

Проверим сечение линии, выбранное на участке ПС-ТП10 в с. Раздольное.

$$I_{no} = 0,74 \text{ кА}, T_{a,c} = 9,624 \times 10^{-3} \text{ с}^{-1}.$$

Время отключения для выключателя:

$$t_{откл} = 0,025 + 0,01 = 0,035 \text{ с}.$$

Тепловой импульс:

$$B_{кз} = 0,74^2 \cdot (0,035 + 0,0096) = 0,6 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Минимально допустимое сечение:

$$F_{терм} = \frac{\sqrt{0,6}}{100} = 7,7 \text{ мм}^2.$$

Провод выбран сечением 25 мм².

$$F_{терм} \leq F_{Выб} \tag{192}$$

$$7,7 \leq 25$$

Следовательно, на остальных участках сети условие проверки тоже выполняется.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПС «РАЗДОЛЬНОЕ»

9.1 Расчет сетки заземления

Определяем удельное сопротивление грунта:

-верхнего слоя используя [1]:

для почвы:

$$\rho_1 = 50 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

- нижнего слоя

$$\rho_2 = \frac{\rho_1}{\Psi}, \quad (193)$$

где Ψ - коэффициент сезонности, зависит от климатической зоны. Для 2 климатической зоны $\Psi = 2,7$.

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из её плана (см. графическую часть).

$$A = 50 \text{ м}; B = 29 \text{ м}$$

Тогда площадь используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (194)$$

$$S = (50 + 3) \cdot (29 + 3) = 1696 \text{ м}^2.$$

Принимаем первоначально диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков диаметром равным $d = 15 \text{ мм}$;

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{\text{м.п.}} = \pi \cdot r^2 = \pi \cdot 7,5^2 = 176,6 \text{ мм}^2; \quad (195)$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{K3}^2 \cdot t_{OTKL}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{7470^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 31,6 \text{ } \dot{\text{и}} \dot{\text{и}}^2, \quad (196)$$

где $t_{OTKL} = 0,15$ с – время срабатывания РЗ при его отключении;
 $\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали).

Проверяем сечения заземлителя на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) = 3,14 \cdot 0,97 \cdot (15 + 0,97) = 48,6 \text{ мм}^2, \quad (197)$$

$$\begin{aligned} S_{CP} &= \alpha_3 \cdot \ln^3 T + \alpha_2 \cdot \ln^2 T + \alpha_1 \cdot \ln T + \alpha_0 = \\ &= 0,0056 \cdot \ln^3 240 + 0,0022 \cdot \ln^2 240 - 0,0107 \cdot \ln 240 + 0,0403 = 0,97 \end{aligned} \quad (198)$$

где $T = 240$ мес - время использования заземлителя за 20 лет;
 $\alpha_0, \alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ - справочные коэффициенты, зависящие от состава грунта и соответственно равны 0,0056, 0,0022, 0,0107, 0,0403.

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.П.} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.}, \quad (199)$$

$$F_{KOP} + F_{T.C.} = 80,2 \text{ мм}^2 \quad (200)$$

Условие выполняется.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{П-П} = 6 \text{ м}$.

тогда общая длина полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \quad (201)$$

$$L_T = (50 + 3) \cdot \frac{(29 + 3)}{6} + (29 + 3) \cdot \frac{(50 + 3)}{6} = 565,3 \text{ м}$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{522,7}{2 \cdot \sqrt{1696}} - 1 = 5,8 \quad (202)$$

Принимаем $m = 6$.

Длина стороны ячейки:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{1696}}{6} = 6,8 \text{ м.} \quad (203)$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1) = 2 \cdot \sqrt{1696} \cdot (6 + 1) = 576,6 \text{ м.} \quad (204)$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_A = 6$ м - длина вертикального электрода;

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{1696}}{6} = 27,4. \quad (205)$$

Принимаем $n_B = 27$.

Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{экс}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (206)$$

где A - коэффициент подобия, принимается по таблице и зависит от отношения [7]:

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = 0,126, \text{ принимаем } A = 0,37.$$

$$R_{IS} = \rho_l \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 50 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{1696}} + \frac{l}{576,6 + 27 \cdot 6} \right) = 0,312; \quad (207)$$

$$R_{2S} = \rho_2 \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{l}{L + n_B \cdot l_B} \right) = 18,5 \cdot \left(\frac{0,37}{\sqrt{1696}} + \frac{l}{576,6 + 27 \cdot 6} \right) = 0,201. \quad (208)$$

Находим импульсный коэффициент для обоих слоев

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_1 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1696}}{(50 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,4, \quad (209)$$

$$\alpha_{u2} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho_2 + 320) \cdot (I_m + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{1696}}{(18,52 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,47. \quad (210)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя в каждом слое:

$$R_{u1} = R_{1S} \cdot \alpha_{u1} = 0,312 \cdot 1,4 = 0,424 \text{ Ом}, \quad (211)$$

$$R_{u2} = R_{2S} \cdot \alpha_{u2} = 0,193 \cdot 1,47 = 0,28 \text{ Ом}. \quad (212)$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0,5 Ом. Следовательно, делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

9.2 Расчет молниезащиты

В России нормируется два типа зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и $U \leq 500$ кВ;

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и $U > 500$ кВ.

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли. Назначение молниеотвода: принять подавляющее большинство ударов молнии в пределах защищаемой территории и отвести ток молнии в землю.

Рассмотрим 1 и 2 молниетводы:

Рассчитываются зоны защиты молниеотводов на уровне земли, линейного портала ($h_{X1}=10$ м) и шинного портала ($h_{X2}=7$ м)

Принимаю высоту молниеотвода $h=20$ м. Расстояние между молниеотводами L составляет $45,3$ м.

При $H \leq 150$ м высота зоны защиты определяется по следующей формуле:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.} \quad (213)$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.} \quad (214)$$

На высоте защищаемого объекта (линейного портала) радиус зоны защиты определяется по формуле:

$$r_x = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_x}{h_{\text{эф}}} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{10}{17} \right) = 8,7 \text{ м.} \quad (215)$$

Если расстояние между молниеотводами $2h < L \leq 4h$, то наименьшая высота внутренней зоны и ширина зоны защиты в середине пролета на уровне земли определяются по формулам:

$$h_{\text{CX}} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (45,3 - 20) = 12,5 \text{ м}$$

$$r_{\text{C0}} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45,3 - 40)}{20} \right) = 20,1 \text{ м.} \quad (216)$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{\text{CXI}} = r_{\text{C0}} \cdot \left(\frac{h_{\text{CX}} - h_x}{h_{\text{CX}}} \right) = 20,1 \cdot \left(\frac{12,5 - 10}{12,5} \right) = 4,1 \text{ м.} \quad (217)$$

Таблица 30 - Расчет зоны защиты молниеотводов на уровне линейного портала

Молниеотводы	1-2	1-3	2-4	3-4
1	2	3	4	5
Расстояние, м	45,3	22,1	24,6	45,3
$r_x, м$	8,7	8,7	8,7	8,7
$h_{CX}, м$	12,5	16,6	16,2	12,5
$r_0, м$	21,2	21,2	21,2	21,2
$r_{N0}, м$	20,1	21,2	21,2	20,1
$r_{cx}, м$	4,1	8,5	8,1	4,1

Таблица 31 - Расчет зоны защиты молниеотводов на уровне шинного портала

Молниеотводы	1-2	1-3	2-4	3-4
1	2	3	4	5
Расстояние, м	45,3	22,1	24,6	45,3
$r_{x2}, м$	12,5	12,5	12,5	12,5
$h_{CX}, м$	12,5	16,6	16,2	12,5
$r_{cx2}, м$	8,9	12,3	12,03	8,9

Затем осуществляется проверка образования единой зоны защиты. Для этого выбираются молниеотводы наиболее удаленные друг от друга, т.е. 2 и 3 молниеотводы и также рассматриваются, как двойной стержневой. При этом достаточно осуществить проверку следующего рода:

$$r_{cx} > 0$$

Произведем расчет:

Расстояние между молниеотводами L составляет 51 м.

При $H \leq 150$ м высота зоны защиты определяется по следующей формуле:

$$h_{\varphi} = 0,85 \cdot H = 0,85 \cdot 20 = 17 \text{ м.} \quad (218)$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 20) \cdot 20 = 21,2 \text{ м.} \quad (219)$$

На высоте защищаемых объектов радиус зоны защиты определяется по формуле:

$$r_{x1} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{X1}}{h_{\text{эф}}} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{11}{17} \right) = 7,8 \text{ м;} \quad (220)$$

$$r_{x2} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_{X2}}{h_{\text{эф}}} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{8}{17} \right) = 11,2 \text{ м.}$$

Если расстояние между молниеотводами $2h < L \leq 4h$, то наименьшая высота внутренней зоны и ширина зоны защиты в середине пролета на уровне земли определяются по формулам:

$$h_{CX} = h_{\text{эф}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L - h) = 17 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 20) \cdot (51 - 20) = 11,5 \text{ м}$$

$$r_{C0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L - 2 \cdot h)}{h} \right) = 21,2 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (51 - 40)}{20} \right) = 18,9 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты на высоте защищаемого объекта:

$$r_{CX1} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_{X1}}{h_{CX}} \right) = 18,9 \cdot \left(\frac{11,5 - 10}{11,5} \right) = 2,5 \text{ м.} \quad (221)$$

$$r_{CX2} = r_{C0} \cdot \left(\frac{h_{CX} - h_{X2}}{h_{CX}} \right) = 18,9 \cdot \left(\frac{11,5 - 7}{11,5} \right) = 7,4 \text{ м.}$$

Условие $r_{CX} > 0$ выполняется.

Листинг расчета представлен в Приложении 3 в программе MathCad.

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

10.1 Общие сведения

Устройство микропроцессорной защиты «Сириус-2-Л», предназначено для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

Устройство предназначено для установки в релейных отсеках КРУ, КРУН и КСО, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций и подстанций 6–35 кВ. Устройство предназначено для защиты воздушных и кабельных линий, а также трансформаторов, преобразовательных агрегатов и т.д.

Устройство «Сириус-2-Л» является комбинированным микропроцессорным терминалом релейной защиты и автоматики.

Применение в устройстве модульной мультипроцессорной архитектуры наряду с современными технологиями поверхностного монтажа обеспечивают высокую надежность, большую вычислительную мощность и быстродействие, а также высокую точность измерения электрических величин и временных интервалов, что дает возможность снизить ступени селективности и повысить чувствительность терминала.

10.2 Защита линий

Согласно ПУЭ, для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленно отключения, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Произведем расчет защиты линии ПС-ТП2.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{c.з} = \frac{k_n \cdot k_{c/з}}{k_g} \cdot I_{раб}; \quad (222)$$

где k_n – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05;

$k_{c/з}$ – коэффициент учитывающий толчки тока от самозапуска электродвигателей, принимаем равным 1;

k_g – коэффициент возврата, равный 0,95;

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Максимальный ток нагрузки:

$$I_{раб} = 85,7 \text{ A.}$$

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot I}{0,95} \cdot 85,7 = 94,7 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.р} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{Т.Т}} \right) = 94,7 \cdot \frac{I}{200 / 5} = 2,4 \text{ А,} \quad (223)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx}=1$, для схемы неполной звезды);

$n_{Т.Т}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_q = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (224)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_q = \frac{1150}{94,7} = 12,1,$$

$$12,1 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (225)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – ступень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{КТ2} + t_{КТ1} + t_{зан}, \quad (226)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q=0,04$ с;

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты ;

$t_{зап}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным 0,1-0,15 с.

$$t_1=0,5+0,04=0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Составляем расчетную схему.

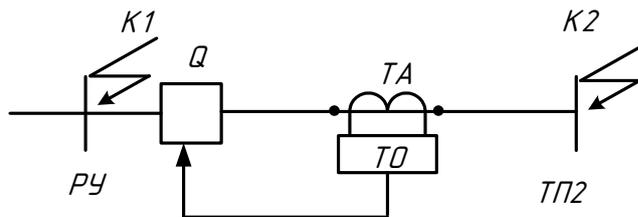


Рисунок 16 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{к\max}^{(3)}, \quad (227)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1;

$I_{к\max}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (228)$$

где $k_{нам}$ - коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$;

$\Sigma I_{т.ном}$ - сумма номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи.

Определим сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{т.ном} = \Sigma \frac{S_{mpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (229)$$

$$\Sigma I_{т.ном} = \frac{222,5 + 877,03 + 159,4 + 147,61}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81,21 \text{ A}$$

где $S_{\delta \delta i}$ - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

По формуле (225) проверим условие:

$$1,1 \cdot 1300 \geq 5 \cdot 81,21$$

$$1430 \geq 406,1$$

Условие выполняется.

Зона действия отсечки определяется графическими построениями, как точка пересечения кривой изменения тока короткого замыкания в максимальном режиме работы сети в зависимости от длины линии. Отсечка считается эффективной, если ее зона действия охватывает не менее 20-25 % длины линии.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}}{I_{\text{с.з}}} \geq 1,5 \quad (230)$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{3800}{1430} = 2,66$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

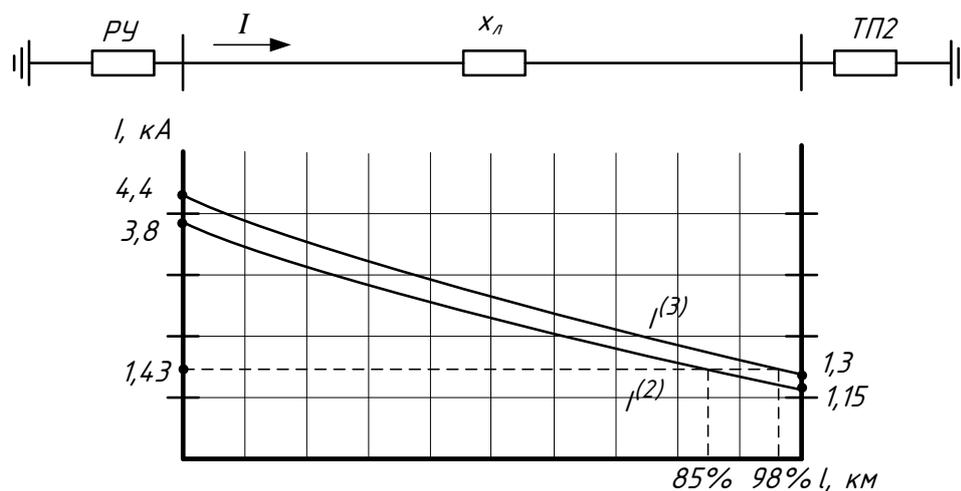


Рисунок 17 – График спада тока трехфазного КЗ по линии

3 Защита от однофазных замыканий на землю

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;
- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;
- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определим полный ток замыкания на землю на линии ПС-РП:

$$I_{\text{энз}} = \frac{U_{\text{лин}} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 9,31}{350} = 0,27 \text{ A.}$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится аналогично и сводится в таблицу 32.

Таблица 32 – Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыканий на землю
	$I_{\text{с.з}}, \text{A}$	$k_{\text{з}}$	$I_{\text{с.з}}, \text{A}$	$k_{\text{з}}$	$I_{\text{энз}}, \text{A}$
1	2	3	4	5	6
с. Раздольное					
Ф-6	51,1	4,8	3410	1,6	0,03
Ф-7	28,7	32,83	3916	1,7	0,023
Ф-8	102,3	20,7	2816	1,58	0,07
Ф-11	269,02	1,6	2310	1,65	0,15
Ф-12	94,7	2,1	1410	2,66	0,27
Ф-13	41,4	2,9	2310	1,65	0,19
Ф-17	41,4	2,9	2310	1,65	0,19
Ф-18	162,8	2,9	2662	1,73	0,11
с. Лермонтовка					
Ф-5	47,1	9	2937	1,53	0,09
Ф-8	40	2,4	2893	1,7	0,08
Ф-9	63,3	4,8	1210	3,14	0,4
Ф-12	48,2	4,2	1815	2,1	0,3
Итого					1,9

11 ОРГАНИЗАЦИОННО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

11.1 Анализ остаточного ресурса основного оборудования

Электрические машины и трансформаторы, установленные на электростанциях и подстанциях, линии электрических сетей нуждаются в управлении и защите от повреждения и аномальных режимов. Для этого необходимы коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, токоограничивающие реакторы, разрядники и другое электрическое оборудование первичных (силовых) цепей.

Оборудование подстанции:

- трансформаторы, предназначенные для питания потребителей и для связи с энергосистемой;

- выключатели - являются важнейшими коммутационными аппаратами, предназначенными для включения, отключения и повторного включения электрических аппаратов;

- разъединители наружной установки, предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземляющих ножей при их наличии;

- измерительные трансформаторы, предназначенные для преобразования напряжения до значения, удобного для измерения и для питания электрических измерительных приборов и устройств РЗА в сетях переменного тока частотой 50 Гц;

- разрядники, предназначенные для защиты от перенапряжений изоляции электрооборудования подстанций.

Анализ остаточного ресурса проводится на основании только сроков эксплуатации, без числа коммутационных операций выключения и включения в рабочих и аварийных режимах.

Расчет остаточного ресурса производится по формуле:

$$T_{ост} = \frac{T_{насп} - T_{срсл}}{T_{насп}}, \quad (231)$$

где $T_{насп}$ - срок службы установленный заводом изготовителем.

$T_{срсл}$ - срок службы (эксплуатации) оборудования, определяемый с момента ввода оборудования в эксплуатацию, либо от момента последнего капитального ремонта оборудования.

При расчетах остаточного ресурса оборудования были приняты следующие нормативные (паспортные) сроки службы $T_{насп}$:

Таблица 33 - Нормативные (паспортные) сроки службы оборудования

Вид оборудования	Паспортный срок службы $T_{насп}$, ГОД
1	2
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители.	25
Выключатели	20
Разрядники	15

Таблица 34 - Анализ остаточного ресурса основного оборудования

Вид оборудования	Ввод в эксплуатацию, год	Остаточный ресурс, %
1	2	3
Силовые трансформаторы, реакторы, измерительные трансформаторы тока и напряжения, разъединители.	1961	-0,96 (выработан)
Выключатели	ОРУ 110 кВ	-1,45 (выработан)
	ОРУ 35 кВ	-1,45 (выработан)
	ЗРУ 10 кВ	-1,45 (выработан)
Разрядники	ОРУ 110 кВ	-2,3 (выработан)
	ОРУ 35 кВ	-2,3 (выработан)
	ЗРУ 10 кВ	-2,3 (выработан)

11.2 Расчет капитальных вложений

Совокупные материальные, трудовые и финансовые ресурсы, необходимые для создания и расширения предприятия, его реконструкции и технического перевооружения, называют капиталовложениями. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями.

Общие капиталовложения на сооружение системы электроснабжения определяются по формуле:

$$K_{\Sigma} = K_{СИП} + K_{ПС}, \quad (232)$$

где $K_{СИП}$ – капиталовложения на сооружение СИП, тыс. руб.;

$K_{ПС}$ – капиталовложения на сооружение подстанций, тыс. руб.

Капиталовложения на сооружение кабельных линий 10 кВ находятся по формуле:

$$K_{СИП10} = K_0 \cdot L \cdot K_{район}, \text{ тыс. руб.}, \quad (233)$$

где K_0 – удельная стоимость сооружения СИП, тыс. руб./км, /7/;

L – длина трассы, км;

$K_{района}$ – коэффициент района (зональный), принимается равным 1,4, /5/.

Покажем в качестве примера расчет для участка РП1- ТПЗ:

$$K_{РП_ТПЗ} = 850 \cdot 10,1 = 8285 \text{ тыс.руб.}$$

Результаты расчетов для остальных участков приведены в таблицах 31, 32, 33, 34 и сводятся в Приложение 3. Затем определяется суммарная величина капиталовложений в СИП 10 кВ.

Суммарные капиталовложения в сеть 10 кВ:

$$K_{общ.10} = 21652,8 + 24936,5 + 5712 + 10001 = 62302,3 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитываются капиталовложения в двухтрансформаторную КТП по выражению:

$$K_{кмп} = K_{кмп}^{1991} \cdot \alpha \cdot K_{район} + S \cdot k_{осв} \cdot 10^{-3}, \text{ тыс. руб.}, \quad (234)$$

где $K_{кмп}^{1991}$ – стоимость КТП с учётом строительно-монтажных работ в ценах 1991

года, тыс. руб., /7/;

α - коэффициент пересчёта цен 1991 года на 2010 год (индекс дефлятор), равен 62,33;

$K_{района}$ - коэффициент района, принимается равным 1,4, /5/;

S – площадь отводимая под КТП, м²;

$k_{осв}$ – стоимость земли, принимается равной 150 руб/м², /5/.

$$K_{кмп1} = 101,9 \cdot 62,33 \cdot 1,4 + 120 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 8909,99 \text{ тыс.руб.}$$

Остальные расчеты сводятся в таблицы 35, 36, 37 и преведены в Приложении 3.

Суммарные капиталовложения в КТП с Раздольное равны:

$$K_{кмп\Sigma} = 971,5 \cdot 62,33 \cdot 1,3 + 1628 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 78963,4 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарные капиталовложения в КТП с. Лермонтовка равны:

$$K_{КТП\Sigma} = 192,4 \cdot 62,33 \cdot 1,3 + 399 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 15649,8 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарные капиталовложения в КТП с. Рощино:

$$K_{КТП\Sigma} = 77,7 \cdot 62,33 \cdot 1,3 + 170 \cdot 150 \cdot 10^{-3} = 6321,5 \text{ тыс.руб.}$$

Общие капиталовложения в КТП:

$$K_{КТП.общ} = 78963,4 + 15649,8 + 6321,5 = 100934,7 \text{ тыс. руб.}$$

Далее определяются капиталовложения в СЭС 0,4 кВ:

$$K_{СИПО,4} = K_{СИПО,4}^{2010} \cdot L \cdot K_{район}, \text{ тыс.руб.}, \quad (235)$$

где $K_{СИПО,4}^{2010}$ – стоимость одного км провода в ценах 2010 г., тыс. руб./км, /7/;

L – длина провода, км.

Покажем в качестве примера расчет для участка ТП1-10:

$$K_{ТП1-10} = 800 \cdot 0,35 = 280 \text{ тыс.руб.}$$

Остальные расчеты сводятся в таблицы 38, 39, 310, 311 и представлены в Приложении 3. Далее определяется суммарная величина капиталовложений в СЭС 0,4 кВ.

Суммарные капиталовложения на сооружение СЭС 0,4 кВ:

$$K_{общ,0,4} = 20882,8 + 12535,8 + 2578,7 + 15055,5 = 51052,8 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются суммарные капиталовложения на сооружение СЭС:

$$K_{\Sigma} = K_{общ,0,4} + K_{общ,10} + K_{общ,кпп} \quad (236)$$

$$K_{\Sigma} = 62302,3 + 51052,8 + 100934,7 = 214289,8 \text{ тыс. руб.}$$

11.3 Расчет затрат на эксплуатацию электрических сетей

11.3.1 Расчет ежегодных амортизационных отчислений и ежегодных плановых затрат на капитальный ремонт, текущий ремонт и техническое обслуживание

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

Издержки на амортизацию определяются по выражению:

$$I_{ам} = K_{об} \cdot \alpha_{ам}, \quad (237)$$

где $K_{об}$ – капитальные вложения, тыс.руб.;

$\alpha_{ам}$ – нормы отчислений на амортизацию в год, /3/ о.е.

В свою очередь, нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (238)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования, определяется по таблице 18, [8].

Ежегодные затраты на капитальный ремонт (КР) и текущий ремонт (ТР), а также техническое обслуживание (ТО) энергетического оборудования находятся как:

$$I_{экс} = K_{об} \cdot \alpha_{экс}, \quad (239)$$

где $\alpha_{экс}$ - нормы отчислений на обслуживание элементов электрических сетей и ремонты в год, о.е.

Нормы отчислений на амортизацию, обслуживание и ремонты элементов электрических сетей определяются из таблицы 19, [8].

Для СИП принимается: $\alpha_{ам}^{сип} = \frac{1}{20} = 0,05$, $\alpha_{экс}^{сип} = 0,0085$.

Общие капиталовложения в СИП:

$$K_{общ.СИП} = 52301,3 + 35997,3 = 88298,6 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амСИП} = 88298,6 \cdot 0,05 = 4414,9 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксСИП} = 88298,6 \cdot 0,0085 = 750,5 \text{ тыс. руб.}$$

Для кабельных линий принимается: $\alpha_{ам}^{кл} = \frac{1}{25} = 0,04$, $\alpha_{экс}^{кл} = 0,004$.

Общие капиталовложения в кабельные линии:

$$K_{общ.КЛ} = 15055,5 + 10001 = 25056,5 \text{ тыс.руб.}$$

Издержки на амортизацию:

$$I_{амКЛ} = 25056,5 \cdot 0,04 = 1002,26 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{эксКЛ} = 25056,5 \cdot 0,004 = 100,23 \text{ тыс. руб.}$$

Для КТП принимается: $\alpha_{ам}^{КТП} = \frac{1}{20} = 0,05$, $\alpha_{экс}^{КТП} = 0,037$.

Капиталовложения в КТП: $K_{кпт\Sigma} = 100934,7$ тыс. руб.

Издержки на амортизацию:

$$I_{ам}^{КТП} = 100934,7 \cdot 0,05 = 5046,7 \text{ тыс. руб.}$$

Эксплуатационные издержки:

$$I_{экс}^{КТП} = 100934,7 \cdot 0,037 = 3734,6 \text{ тыс. руб.}$$

Определяются суммарные амортизационные отчисления и эксплуатационные издержки:

$$I_{ам} = I_{амСИП} + I_{ам}^{КТП} + I_{амКЛ} = 4414,9 + 5046,7 + 1002,26 = 10463,86 \text{ тыс.руб}$$

..

$$I_{экс} = I_{эксСИП} + I_{экс}^{КТП} + I_{эксКЛ} = 750,5 + 3734,6 + 100,23 = 4585,33 \text{ тыс. руб.}$$

11.3.2 Расчет затрат на покупную электроэнергию и потери

Определяются потери энергии в сети. В данном случае они будут равны потерям в СИП 0,4 и 10 кВ, в КЛ 0,4 и 10 кВ и в КТП.

Время использования максимальной нагрузки $T_{max} = 4500$ ч

Время наибольших потерь в сети $\tau = 2886$ ч.

В Приложении В приводятся потери мощности и энергии в СИП 10 кВ и 0,4 кВ.

Для СИП 10 кВ потери мощности имеют значение: $\Delta P_{СИП_10} = 231,21$ кВт.

$$\Delta W_{СИП_10} = \Delta P_{СИП_10} \cdot \tau, \quad (240)$$

$$\Delta W_{СИП_10} = 231,21 \cdot 2886 = 667272,1 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Для СИП 0,4 кВ потери мощности имеют значение: $\Delta P_{СИП\ 0,4} = 397,4$ кВт.

$$\Delta W_{СИП\ 0,4} = \Delta P_{СИП\ 0,4} \cdot \tau, \quad (241)$$

$$\Delta W_{СИП\ 0,4} = 397,4 \cdot 2886 = 1146896,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Для КЛ 10 кВ потери мощности имеют значение: $\Delta P_{КЛ\ 10} = 59,27$ кВт.

$$\Delta W_{КЛ\ 10} = \Delta P_{КЛ\ 10} \cdot \tau, \quad (242)$$

$$\Delta W_{КЛ\ 10} = 59,27 \cdot 2886 = 171053,22 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Для КЛ 0,4 кВ потери мощности имеют значение: $\Delta P_{КЛ\ 0,4} = 130,2$ кВт.

$$\Delta W_{КЛ\ 0,4} = \Delta P_{КЛ\ 0,4} \cdot \tau, \quad (243)$$

$$\Delta W_{КЛ\ 0,4} = 130,2 \cdot 2886 = 375757,2 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Потери энергии за год в двух трансформаторах находятся по формуле:

$$\Delta W_{тр\ \Sigma\ \Pi} = \Delta W_{ХХ} + \Delta W_{КЗ}, \quad (245)$$

$$\Delta W_{тр\ \Sigma\ \Pi} = 2 \cdot \Delta P_{ХХ} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (246)$$

На примере первой ТП покажем расчет потерь энергии.

Так потери мощности холостого хода и короткого замыкания в трансформаторах ТП в с. Раздольное соответственно равны: $\Delta P_{ХХ} = 3$ кВт, $\Delta P_{КЗ} = 11,2$ кВт, /2/.

Тогда потери энергии за год в двух трансформаторах равны:

$$\Delta W_{ТП1.\text{год}} = 2 \cdot 3 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 11,2 \cdot 0,7^2 \cdot 2886 = 59388,3 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год.}$$

Все расчеты потерь энергии за год в двух трансформаторах для каждой КТП сводятся в таблицы 312, 313, 314 и приводятся в приложении 3.

Суммарные потери энергии в КТП:

$$\Delta W_{\Sigma} = 960362,5 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

Определяются суммарные потери электроэнергии по выражению:

$$\Delta W_{\Sigma 10} = \Delta W_{СИП_{10}} + \Delta W_{КЛ_{10}} + \Delta W_{тр\text{СТП}}, \quad (247)$$

$$\Delta W_{\Sigma 10} = 667272,1 + 171053,22 + 960362,5 = 1798687,82 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

$$\Delta W_{\Sigma 0,4} = 1522653,6 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}.$$

Потребляемая полезная энергия находится по следующему выражению:

$$W_{\text{год}} = P_p \cdot T_{\text{max}}, \quad (248)$$

где P_p – суммарная расчетная нагрузка сети, которая равна: $P_p = 9734$ кВт.

$$W_{\text{год}} = 9734 \cdot 8760 = 85269840 \text{ кВт}\cdot\text{ч} = 85269,84 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

Затраты на потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$I_{\Delta 10} = T_{Д10} \cdot \Delta W_{\Sigma 10}, \quad (249)$$

$$I_{\Delta 0,4} = T_{Д0,4} \cdot \Delta W_{\Sigma 0,4}, \quad (250)$$

где $T_{Д10}$ – тариф на потери энергоснабжающей организации на уровне напряжения 10 кВ ($T_d = 209,974$ руб/МВт·ч);

$T_{Д0,4}$ – тариф на потери энергоснабжающей организации на уровне напряжения 0,4 кВ ($T_d = 564,968$ руб/МВт·ч).

$$I_{\Delta 10} = 209,974 \cdot 1798,7 = 377680,2 \text{ руб} = 377,7 \text{ тыс. руб};$$

$$I_{\Delta 0,4} = 564,968 \cdot 1522,7 = 860276,8 \text{ руб} = 860,3 \text{ тыс. руб}.$$

$$I_{\Delta_3} = 377,7 + 860,3 = 1238 \text{ тыс. руб.}$$

11.4 Оценка экономической эффективности проекта

Расчет экономической эффективности проекта заключается в оценке экономической эффективности проекта за расчетный период времени.

Расчетный период времени – это срок реализации проекта, этот срок выбирается в зависимости от нормативного срока эксплуатации наибольшей по весу стоимости объекта основных фондов, используемых в проекте. Так как наибольший вес в проекте – это оборудования подстанций, а их нормативный срок эксплуатации 20 лет, то расчетный период равен 20 годам.

Для того чтобы рассчитать эффективность проекта необходимо оценить выручку от реализации проекта. Выручка от реализации должна компенсировать все затраты в течении расчетного периода, имеющегося в проекте. Ранее были рассчитаны себестоимости передачи $I_{\Sigma} - I_{\Delta_3}$ и потерь электроэнергии I_{Δ_3} .

Проводился расчет технических потерь, для этого случая будет соблюдено равенство: себестоимость потерь 1 кВт/ч будет равна тарифу на потери 1 кВт/ч.

Согласно постановлению Правительства РФ на потребительских рынках электрической энергии и тепловой энергии применяются следующие виды регулируемых цен и тарифов.

- 1) Устанавливаемые Федеральным органом исполнительной власти по регулированию естественных монополий (например, в РФ это ФСТ);
- 2) двухставочный тариф, включающий в себя ставку за 1 киловатт-час электрической мощности;
- 3) одноставочный (двухставочный) тариф, дифференцированный по зонам (часам) суток.

При использовании метода экономически обоснованных расходов (затрат) тарифы рассчитываются на основе размера необходимой валовой выручки организации, осуществляющей регулируемую деятельность, от реализации

каждого вида продукции (услуг) и расчетного объема производства соответствующего вида продукции (услуг) за расчетный период регулирования.

Необходимая валовая выручка на период регулирования, для покрытия обоснованных расходов на производство регулируемого вида деятельности, с учетом корректировки по избытку средств и возмещению недостатка средств.

В необходимую валовую выручку включаются следующие расходы:

Расходы, связанные с производством и реализацией продукции, включают следующие составляющие расходов:

- 1) на топливо;
- 2) на покупаемую электрическую и тепловую энергию;
- 3) на оплату услуг, оказываемых организациями, осуществляющими регулируемую деятельность;
- 4) на сырьё и материалы;
- 5) на ремонт основных средств;
- 6) на оплату труда и отчисления на социальные нужды;
- 7) на амортизацию основных средств и нематериальных активов;
- 8) прочие расходы, связанные с производством и реализацией продукции, определяются ФСТ.

Расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включают в себя следующие основные группы расходов:

- капитальные вложения (инвестиции) на расширенное воспроизводство;
- выплата дивидендов и других доходов из прибыли после уплаты налогов;
- взносы в установленные (складочные) капиталы организаций;
- прочие экономически обоснованные расходы, относимые на прибыль после налогообложения, включая затраты организаций на предоставление работникам льгот, гарантий и компенсаций в соответствии с отраслевыми тарифными соглашениями.

В необходимую валовую выручку включается сумма налога на прибыль организаций.

В отдельную группу выделяются расходы на оплату услуг организаций, осуществляющих регулируемую деятельность. Расходы на оплату указанных услуг определяются на основе тарифов, установленных регулирующими органами, и объема оказываемых в расчетном периоде регулирования услуг.

Экономически обоснованный средний одноставочный тариф продажи электрической энергии, поставляемый на региональный рынок от ПЭ, рассчитывается по формуле:

$$T_{cp} = \frac{HBB^{\exists}}{\mathcal{E}_{omn}}, \text{ руб./тыс.кВт} \cdot \text{ч}, \quad (251)$$

где HBB^{\exists} - необходимая валовая выручка на производство электроэнергии;
 \mathcal{E}_{omn} - отпуск электроэнергии в сеть от ПЭ.

Расчет выручки от реализации продукции в год T , рассчитывается следующим образом:

$$O_{pt} = I_{\Sigma t} + K_{обт} + K_{процт}, \text{ тыс. руб.}, \quad (252)$$

где $I_{\Sigma t}$ – полная себестоимость электроэнергии, которая была рассчитана для момента времени после завершения строительства и возврата денежных средств;

$K_{процт}$ – проценты инвестируемому в проект капиталу, по ставке рефинансирования, принятый 10% [9]

$K_{обт}$ – оборотный капитал, содержащий запасы, дебиторскую и кредиторскую задолженность, определяемый по формуле:

$$K_{обт} = 0,02 \cdot K_t + 0,1 \cdot I_{\Sigma t} + 0,02 \cdot 0,3 \cdot K_t \quad (253)$$

$$\begin{aligned} K_{обт} &= 0,02 \cdot 214289,8 + 0,1 \cdot 32565,31 + 0,02 \cdot 0,3 \cdot 214289,8 = \\ &= 8828,1, \text{ тыс.руб;} \end{aligned}$$

$$O_{pt} = 32565,31 + 8828,1 + 21428,9 = 62822,3, \text{ тыс.руб.}$$

Балансовая прибыль:

$$ПБ_t = O_{pt} - I_{\Sigma t}; \quad (254)$$

$$ПБ_t = 62822,3 - 32565,31 = 30257.$$

Налог на прибыль:

$$H_t = ПБ_t \cdot \alpha, \quad (255)$$

где α – налог на прибыль, равный 0,24, .

$$H_t = 30257 \cdot 0,24 = 7261,7.$$

Чистая прибыль:

$$П_ч = ПБ_t - H_t + I_{amt}; \quad (256)$$

$$П_ч = 30257 - 7261,7 + 10463,86 = 33459,2.$$

После этих расчетов проводим расчет экономической эффективности по трем методам:

1) чистый дисконтированный доход;

Расчет чистого дисконтированного дохода определяется по следующей формуле:

$$ЧДД = -K_{t=0} - \sum_{t=0}^{20} \left[(I_{\Sigma} - O_{pt}) \cdot \left(\frac{1}{1+E} \right)^t \right], \text{ тыс. руб.} \quad (257)$$

где E – ставка рефинансирования ЦБ РФ, $E = 8,5 \% = 0,085$ о.е..

Расчет ЧДД также выполняется в программе Excel, результаты которого представлены в Приложении В.

$$ЧДД_0 = -214289,80; \quad ЧДД_{11} = 10051,17;$$

$$\begin{aligned}
ЧДД_1 &= -187938,84; ЧДД_{12} = 22547,29; \\
ЧДД_2 &= -160827,57; ЧДД_{13} = 34064,44; \\
ЧДД_3 &= -135833,60; ЧДД_{14} = 44679,33; \\
ЧДД_4 &= -112793,62; ЧДД_{15} = 54462,64; \\
ЧДД_5 &= -90673,72; ЧДД_{16} = 63479,52; \\
ЧДД_6 &= -70286,71; ЧДД_{17} = 71790,00; \\
ЧДД_7 &= -51496,85; ЧДД_{18} = 79449,43; \\
ЧДД_8 &= -34179,00; ЧДД_{19} = 86508,82; \\
ЧДД_9 &= -18217,85; ЧДД_{20} = 93015,16. \\
ЧДД_{10} &= -3507,11.
\end{aligned}$$

2) внутренняя норма доходности;

$$0 = -K_{t=0} - \sum_{t=0}^{20} \left[(I_{\Sigma} - O_{P_t}) \cdot \left(\frac{1}{1 + E_{BH}} \right)^t \right], \text{ тыс. руб.} \quad (258)$$

3) дисконтированный срок окупаемости.

График зависимости ЧДД строится по расчетному периоду реализации проекта, в зависимости от этого графика в точке пересечения ЧДД с осью абсцисс определяется дисконтированный срок окупаемости, график представлен на рисунке 3.

По полученным значениям ЧДД строится жизненный цикл проекта, представлен на рисунке 1.

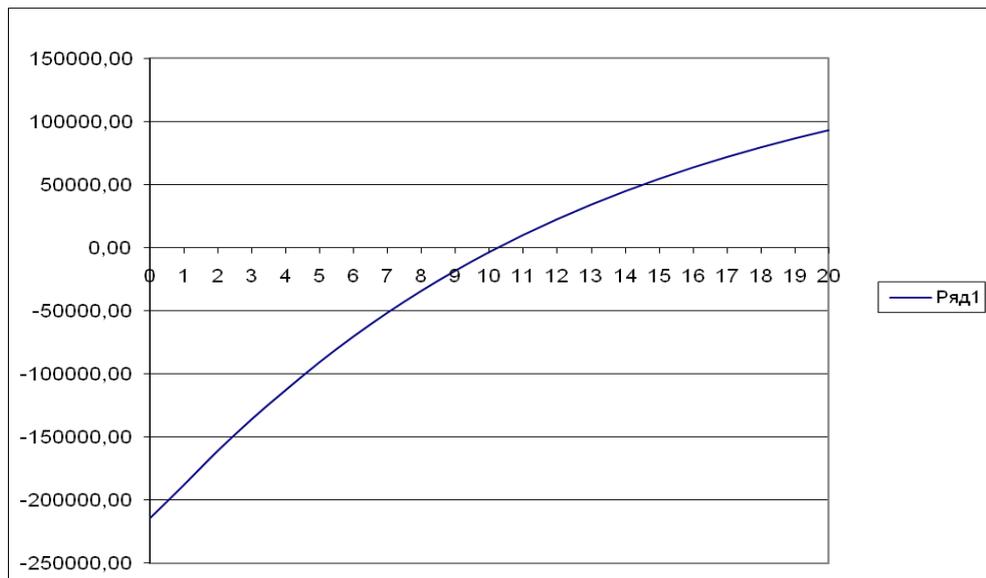


Рисунок 18 - Жизненный цикл проекта

По рисунку 18 видно, что проект окупается на десятый год. Срок окупаемости – это есть тот момент времени, когда ЧДД переходит от отрицательных значений к положительным.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ПРОЕКТА

Производственный процесс - сложная социально-техническая система. Опасность оборудования и технологических процессов, проявляющаяся на стадии эксплуатации, закладывается, главным образом, при их проектировании. Поэтому огромное значение имеет учет требований безопасности при разработке и осуществлении производственных процессов.

Производственные процессы должны быть пожаро- и взрывобезопасными, а также не должны загрязнять окружающую среду выбросами вредных веществ.

Электрификация Российской Федерации развивается по пути разработки и внедрения электроустановок с использованием современных высокоэффективных электрических аппаратов сверхвысокого напряжения и средств автоматики. Поэтому здоровье и безопасность условий труда электрического персонала и работников, эксплуатирующих производственные электроустановки, могут быть обеспечены выполнением научно обоснованных правил и норм как при проектировании и монтаже, так и при их эксплуатации.

В процессе труда на человека кратковременно или длительно воздействуют разнообразные неблагоприятные факторы (пыль, газы, пары, шум и др.), которые могут привести к заболеванию и потере трудоспособности. Условия и факторы, неблагоприятно влияющие на организм человека, можно разделить на три основных вида:

физические (температура, шум, вибрация и др.);

химические (*пыль*, газы, пар);

биологические (инфекционные заболевания). [12]

12.1 Обеспечение пожарной безопасности на подстанции

Раздольное

Согласно [1 п.3.1], на каждом энергетическом предприятии должна быть разработана следующая документация по пожарной безопасности:

1 Общеобъектовая инструкция о мерах пожарной безопасности на предприятии;

2 инструкция по пожарной безопасности в цехах, лабораториях, мастерских, складах и т.п.;

3 инструкция по обслуживанию установок пожаротушения;

4 инструкция по обслуживанию установок пожарной сигнализации;

5 оперативный план пожаротушения для предприятий и подстанций напряжением 500 кВ и выше;

6 планы и графики проведения противопожарных тренировок, обучения и проверки знаний персонала, технического надзора за системами пожарной защиты, а также другая документация в соответствии с требованиями ПТЭ.

12.1.1. Содержание территории

Согласно “Ведомственных правил пожарной безопасности” (ВППБ) п.4.1-4.9 [1]:

Территория энергетического предприятия должна постоянно содержаться в чистоте, очищаться от сгораемых отходов.

Запрещается загромождать материалами и оборудованием проезды вокруг зданий и дороги.

Вся территория энергетического предприятия должна иметь капитальное ограждение и оборудованные контрольно-пропускные пункты, а также наружное освещение в соответствии с действующими нормами.

Все проездные дороги должны содержаться в исправном состоянии. Подъезды к пожарным гидрантам, к водоемам и другим источникам водоснабжения (пруды, градирни, каналы и т.п.), оборудованные специальными площадками, должны быть постоянно свободными, а в зимнее время очищаться от снега и наледи.

На территории должны быть установлены соответствующие дорожные знаки и поясняющие надписи, не допускающие остановки автотранспорта, дру-

гих механизмов и оборудования в местах сужения проездных дорог, под арками и в местах расстановки пожарной техники по оперативному плану пожаротушения.

На территории электростанций и подстанций следует регулярно скашивать и вывозить траву.

Запрещается хранение высушенной травы на территории энергопредприятия и на прилегающей площадке (на расстоянии ближе 100 м).

Сжигание мусора и отходов на территории энергопредприятия необходимо производить в специальных устройствах (печах).

Запрещается разведение костров для этой цели.

В соответствии с [14. п. 4.2.41]:

Территория ПС должна быть ограждена внешним забором в соответствии с требованиями норм технологического проектирования ПС.

На территории ПС следует ограждать ОРУ и силовые трансформаторы внутренним забором высотой 1,6 м.

12.1.2 Содержание зданий и сооружений

Согласно [10], здания и сооружения энергетических и сетевых предприятий должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями ПТЭ.

Во всех производственных, вспомогательных и служебных зданиях должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала.

Запрещается производить перепланировку помещений без предварительной разработки проекта, а при отступлении его от строительных норм и правил – без согласования с местными надзорными органами.

На путях эвакуаций должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, а также должны быть установлены указатели для выхода персонала в соответствии с действующим государственным стандартом.

По [10], системы вентиляции и противодымной защиты должны поддерживаться в технически исправном состоянии, отвечающем условиям их установки и проектным требованиям.

При наличии на окнах решеток они должны легко сниматься изнутри помещения без применения инструментов.

Устройства, обеспечивающие плотное закрывание дверей лестничных клеток, коридоров, тамбуров, вестибюлей и холлов постоянно должны находиться в исправном состоянии. Их ремонт должен проводиться в кратчайшие сроки.

12.1.3 Распределительные устройства подстанций

В соответствии с [10], на территории открытых распределительных устройств (ОРУ) следует периодически скашивать и удалять траву.

Запрещается выжигать сухую траву на территории объекта и прилегающих к ограждению площадках.

Согласно [10 п.14.10], допускается на отдельных участках территории ОРУ иметь декоративный кустарник или низкорослые деревья лиственных пород, в том числе фруктовые, если они не мешают общему обзору территории, а расстояния между деревьями и токоведущими частями исключают возможность электрического перекрытия в соответствии с требованиями ПУЭ. За насаждениями должен быть организован агротехнический уход.

На территории ОРУ первичные средства должны размещаться на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.д.).

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

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

12.1.4 Оборудование

В соответствии с [12], в процессе эксплуатации оборудование не должно загрязнять окружающую среду вредными веществами выше установленных норм и не должно представлять опасности с точки зрения взрыва и пожара.

Согласно [ПУЭ п.4.2.17.] электрооборудование, токоведущие части, изоляторы, крепления, ограждения, несущие конструкции, изоляционные и другие расстояния должны быть выбраны и установлены таким образом, чтобы:

1) вызываемые нормальными условиями работы электроустановки усилия, нагрев, электрическая дуга или иные сопутствующие ее работе явления (искрение, выброс газов и т. п.) не могли причинить вред обслуживающему персоналу, а также привести к повреждению оборудования и возникновению короткого замыкания (КЗ) или замыканию на землю;

2) при нарушении нормальных условий работы электроустановки была обеспечена необходимая локализация повреждений, обусловленных действием КЗ;

3) при снятом напряжении с какой-либо цепи относящиеся к ней аппараты, токоведущие части и конструкции могли подвергаться безопасному техническому обслуживанию и ремонту без нарушения нормальной работы соседних цепей;

4) была обеспечена возможность удобного транспортирования оборудования.

12.1.5 Силовые трансформаторы

В соответствии с [10], надежная эксплуатация трансформаторов и их пожарная безопасность должна обеспечиваться:

1) соблюдением номинальных и допустимых режимов работы в соответствии с ПТЭ;

2) соблюдением норм качества масла и, особенно, его изоляционных свойств и температурных режимов;

3) содержанием в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования и защиты оборудования;

4) качественным выполнением ремонтов основного и вспомогательного оборудования, устройств автоматики и защиты.

В соответствии с ПУЭ п.4.2.69, для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых

трансформаторов (реакторов) с количеством масла более 1 т в единице должны быть выполнены маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Маслоприемные устройства под трансформаторами, маслоотводы (или специальные дренажи) должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

Стационарные установки пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, должны содержаться в технически исправном состоянии и соответствовать проекту.

При возникновении пожара на трансформаторе он должен быть отключен от сети всех напряжений, если не отключился от действия релейной защиты, и заземлен. Персонал должен проконтролировать включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии), вызвать пожарную охрану и далее действовать по оперативному плану пожаротушения.

Запрещается при пожаре на трансформаторе сливать масло из корпуса, так как это может привести к распространению огня на его обмотку и затруднить тушение пожара.

В местах установки пожарной техники должны быть оборудованы и обозначены места заземления.

Места заземления передвижной пожарной техники определяются специалистами энергетических объектов совместно с представителями гарнизона пожарной охраны и обозначаются знаком заземления.

Запрещается включение в эксплуатацию трансформаторов на подстанциях и электростанциях, если не обеспечена полная готовность к работе установок пожаротушения, предусмотренных проектом.

12.1.6. Аккумуляторные установки

Согласно [10], на дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть соответствующие надписи, а также необходимые запрещающие и предписывающие знаки безопасности.

При замене или ремонте нагревательных устройств, светильников, электродвигателей вентиляции и электропроводки в основных и вспомогательных помещениях аккумуляторных батарей должны учитываться требования их монтажа установки и эксплуатации во взрывоопасных зонах в соответствии с ПУЭ.

В помещениях аккумуляторных батарей должно регулярно проверяться состояние приточно – вытяжной вентиляции, которая блокируется с зарядным устройством и обеспечивает номинальный режим работы.

Полы и стеллажи для установки стационарных аккумуляторов должны быть выполнены в соответствии с требованиями ПУЭ технических условий.

При реконструкции аккумуляторной батареи помещение может отапливаться калориферным устройством, располагаемым вне этого помещения, с применением устройств против заноса искр через вентиляционные каналы.

Запрещается непосредственно в помещениях аккумуляторных батарей курить, хранить кислоты и щелочи в количествах, превышающих односменную потребность, оставлять спецодежду, посторонние предметы и сгораемые материалы.

12.2 Охрана труда на ПС

В соответствии с требованиями для обеспечения нормальных условий труда предусматривается, согласно [10]:

1 компоновка подстанции, обеспечивающая возможность применение при ремонтах и эксплуатационном обслуживании автокранов, телескопических вышек, инвентарных устройств и средств малой механизации;

2 рабочее и аварийное освещение;

3 отопление ОПУ;

4 электромагнитная блокировка коммутационных аппаратов, исключающая ошибочные действия персонала при оперативных переключениях;

5 заземление корпусов аппаратов;

6 устройство путей перекачки трансформаторов, облегчающих монтаж тяжеловесного оборудования;

- 7 ограждение территории подстанции;
- 8 выгораживание подъездов к ОПУ;
- 9 грозозащита подстанции, а также защита оборудования от волн перенапряжений;
- 10 обеспечение нормируемых ПУЭ габаритов;
- 11 устройство подъездов к подстанции;
- 12 телефонизация и радификация подстанции;
- 13 санитарно-бытовые помещения, а также сети канализации и водопровода.

Предусмотрены следующие охранные мероприятия:

- 1 ограда по периметру подстанции;
- 2 наружное освещение, включаемое при необходимости.

12.3. Безопасность при монтаже и эксплуатации ПС

При монтаже и эксплуатации подстанции, при осмотрах ремонтах и ревизиях необходимо соблюдать “Правила технической эксплуатации электроустановок”, “Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

В соответствии с [13 п.2.4-2.5]:

Все ИТР, рабочие и служащие, поступающие работать на энергетические предприятия, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится в специально оборудованном для этой цели помещении и ставит своей целью ознакомить вновь поступившего работника:

Лица, не прошедшие вводный инструктаж по пожарной безопасности, к работе не допускаются. [10]

12.4. Безопасность при эксплуатации установок ПС

Наряду с указаниями настоящей инструкции необходимо руководство-

ваться “Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок”.

В конструкции подстанции предусмотрены следующие технические мероприятия, обеспечивающие возможность безопасного обслуживания:

а) все находящееся под высоким напряжением оборудование установлено на высоте 2,5 м. от нулевой отметки до основания изоляторов;

б) токоведущие части и участки сети ОРУ, конструктивно необорудованные аппаратными ножами заземления, при выполнении работ закорачиваются и заземляются переносными закоротками, входящими в комплект заводской поставки;

в) для ограждения тех токоведущих частей блоков 35 кВ, которые могут оказаться под напряжением, предусмотрены инвентарные ограждение с приспособлением для их запираания;

г) в конструкции подстанции предусмотрена электромеханическая блокировка, предупреждающие ошибочные оперативные действия с коммутационными аппаратами;

13 ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

13.1 Трансформаторы

Согласно [13], трансформатор является источником постоянного шума механического и аэродинамического происхождения. *Шумом* принято называть всякий нежелательный для человека звук, мешающий восприятию полезных сигналов.

Основными источниками шума электрической и радиоэлектронной аппаратуры (РЭА) являются:

трансформаторное оборудование (силовые трансформаторы, трансформаторы цепей управления, трансформаторы тока, дроссели насыщения, сглаживающие и компенсирующие реакторы, индуктивные накопители и др.);

оборудование систем охлаждения (вентиляторы, насосы, электродвигатели и др.);

защитные оболочки.

Одной из главных причин возникновения шума трансформаторов является магнитострикция (изменение размеров пластин сердечников) под воздействием магнитного потока.

Для защиты населения от шума решающее значение имеют санитарно-гигиенические нормативы допустимых уровней шума, поскольку они определяют необходимость разработки технических или иных мер по шумозащите в населенных пунктах.

Для трёхобмоточного трансформатора ТДТН 10000/110, заданы следующие данные: вид системы охлаждения – трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с системой регулирования напряжения. Типовая мощность трансформатора – 10 МВА. Класс напряжения - 110 кВ. Тип территории - территории, непосредственно прилегающие к жилым домам.

По СН 2.2.4/2.1.8.562-96 табл. 3 определяем допустимый уровень звука: $ДУ_{LA} = 45$ дБА. Данное значение взято для ночного времени суток ($23^{00} - 7^{00}$), как наиболее жесткое требование к допустимому уровню звука.

По таблице 2 ССБТ ГОСТ 12.2.024-87 “Шум. Трансформаторы силовые масляные” в зависимости от типовой мощности, класса напряжения, вида системы охлаждения трансформатора определяем скорректированный уровень звуковой мощности одного трансформатора: $L_{PA} = 87$ дБА.

С учетом того, что трансформаторов два, суммарный скорректированный уровень звуковой мощности:

$$L_{\Sigma WA} = 10 \lg \sum_{i=1}^2 10^{0,1 \cdot 87} = 90 \text{ дБА};$$

Определим минимальное расстояние до соответствующей территории, которое выражается из формулы:

$$L_{\Sigma WA} = ДУ_{LA} + 10 \cdot \lg \left(\frac{S}{S_0} \right), \quad (259)$$

где $S_0 = 1 \text{ м}^2$.

$$S = 2 \cdot n \cdot (R_{min})^2.$$

Отсюда:

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{L_{\Sigma WA} - \Delta \hat{O}_{LA}}{10}}}{2 \cdot \pi}}, \quad (260)$$

$$R_{min} = \sqrt{\frac{10^{\frac{90-45}{10}}}{6,28}} = 70,96 \text{ м.}$$

Расстояние от ПС до жилых домов составляет 75 м. Таким образом, получается, что защита жилых застроек от шума выполняется расстоянием. Дополнительных мер по защите от шума не требуется.

13.2 В Л

Согласно [13], при эксплуатации электроэнергетических установок открытых распределительных устройств (ОРУ) и воздушных ЛЭП напряжением выше 330 кВ в пространстве вокруг токоведущих частей действующих электроустановок возникает сильное электромагнитное поле, влияющее на здоровье людей. В электроустановках напряжением ниже 330 кВ возникают менее интенсивные электромагнитные поля, не оказывающие отрицательного влияния на биологические объекты.

ВЛ создают в окружающем пространстве электромагнитное поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Прежде всего, электромагнитные поля воздействуют на живые организмы и человека, которые действуют на сердечно-сосудистую, центральную и нервную системы, мышечную ткань и другие органы.

Различают следующие виды воздействия:

1 непосредственное воздействие, проявляющееся при пребывании в электрическом поле. Эффект этого воздействия усиливается с увеличением напряженности поля и времени пребывания в нем;

2 воздействие электрических разрядов (импульсного тока), возникающих при прикосновении человека к изолированным от земли конструкциям, корпусам машин и механизмов на пневматическом ходу и протяженным проводникам или при прикосновении человека, изолированного от земли, к растениям, заземленным конструкциям и другим заземленным объектам;

3 воздействие тока, проходящего через человека, находящегося в контакте с изолированными от земли объектами - крупногабаритными предметами, машинами и механизмами, протяженными проводниками - тока стекания.

Для эксплуатационного персонала РУ установлена допустимая продолжительность периодического и длительного пребывания в электрическом поле. При невозможности ограничения времени пребывания персонала под воздействием электрического поля применяется экранирование рабочих мест: тросо-

вые экраны над дорогами, экранирующие козырьки и навесы над шкафами управления, съемные экраны при ремонтных работах.

Источниками воздействия на окружающую среду при эксплуатации ВЛ являются: электрические провода, опоры, подстанции и открытые распределительные устройства.

Вредное воздействие на окружающую среду подстанции зависит от способа охлаждения трансформаторов, уровня помех радио-, телефонной и высокочастотной связи, строительно-планировочных решений. Напряженность электромагнитного поля вблизи оборудования ПС может значительно превысить её величину вблизи ВЛ. Кроме того на ПС существует множество заземлённых и изолированных объектов, прикосновение к которым может вызвать искровые разряды на теле человека.

14 ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ

Известно, что любая деятельность потенциально опасна, а сами опасности носят постоянный характер.

Потенциальная опасность - это опасность скрытая, неопределенная во времени и пространстве. Реализуется потенциальная опасность через причины и в случае, если нежелательные последствия будут значительные, то это событие классифицируется как чрезвычайная ситуация.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Согласно [16], чрезвычайные ситуации природного и техногенного характера подразделяются на:

а) чрезвычайную ситуацию локального характера, в результате которой территория, на которой сложилась чрезвычайная ситуация и нарушены условия жизнедеятельности людей (далее - зона чрезвычайной ситуации), не выходит за пределы территории объекта, при этом количество людей, погибших или получивших ущерб здоровью (далее - количество пострадавших), составляет не более 10 человек либо размер ущерба окружающей природной среде и материальных потерь (далее - размер материального ущерба) составляет не более 100 тыс. рублей;

б) чрезвычайную ситуацию муниципального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного поселения или внутригородской территории города федерального значения, при этом количество пострадавших составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей, а также данная чрезвычай-

чаянная ситуация не может быть отнесена к чрезвычайной ситуации локального характера;

в) чрезвычайную ситуацию межмуниципального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации затрагивает территорию двух и более поселений, внутригородских территорий города федерального значения или межселенную территорию, при этом количество пострадавших составляет не более 50 человек либо размер материального ущерба составляет не более 5 млн. рублей;

г) чрезвычайную ситуацию регионального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации не выходит за пределы территории одного субъекта Российской Федерации, при этом количество пострадавших составляет свыше 50 человек, но не более 500 человек либо размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей;

д) чрезвычайную ситуацию межрегионального характера, в результате которой зона чрезвычайной ситуации затрагивает территорию двух и более субъектов Российской Федерации, при этом количество пострадавших составляет свыше 50 человек, но не более 500 человек либо размер материального ущерба составляет свыше 5 млн. рублей, но не более 500 млн. рублей;

е) чрезвычайную ситуацию федерального характера, в результате которой количество пострадавших составляет свыше 500 человек либо размер материального ущерба составляет свыше 500 млн. рублей.

Одной из наиболее опасной чрезвычайной ситуацией в процессе эксплуатации электроэнергетического оборудования является возникновение пожара на трансформаторных подстанциях, вводах и в электропроводке зданий и сооружений, что в свою очередь может привести к пожару кабельных линий, взрыву трансформаторов тока, разрушению масляных выключателей, разрушению опорных колонок распределителя и т.д.

Рассмотрим ниже порядок действий в случае возникновения пожара, а также средства и методы борьбы с ним. Порядок действий при возникновении пожара на энергообъекте:

- первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара самостоятельно, имеющимися средствами;
- старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара;
- после определения очага пожара старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (станционарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и водоисточников;
- до прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта;
- старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара;
- отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении;
- пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара;
- работа пожарных подразделений при тушении пожара производится с учетом указаний старшего лица технического персонала по соблюдению правил техники безопасности и возможности загорания рядом стоящего оборудования (необходимо согласование действий по расстановке сил и средств пожаротушения);

- недопустимо проникновение личного состава пожарных подразделений за ограждения токоведущих частей, находящихся под напряжением;
- во время пожара необходимо усилить охрану территории и не допускать к месту пожара посторонних лиц.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы был выполнен следующий объем работы:

- 1 Была произведена реконструкция систем высоковольтного и низковольтного электроснабжения;
- 2 Выбрано число и мощность трансформаторных подстанций;
- 3 Почитаны токи короткого замыкания в сетях 10 и 0,4 кВ;
- 4 Выбрано и проверено оборудования на подстанцию;
- 5 Рассчитана молниезащита и заземление для ПС «Раздольное»;
- 6 Произведён расчёт капиталовложений в реализацию проекта, эксплуатационных издержек, экономической эффективности проекта;
- 7 Рассмотрены вопросы охраны труда на подстанции, экологичности проекта, мероприятия по предупреждению чрезвычайных ситуаций техногенного и природного характера.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185 – 94,-М.:Минэнерго,1994. – 67с.
- 2 Электротехнический справочник. Том 3, книга1. Под ред. Герасимова В. Г., М.: ЭНЕРГОИЗДАТ,1982.
- 3 Макаров Е.Ф. «Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ» т.2/ Под редакцией И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про.2003. -640 с.
- 4 «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185 – 94,-М.:Минэнерго,1994. – 67с.
- 5 Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. - М.: 1989.
- 6 Руководство по защите электрических сетей 6-1150кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК,1999.
- 7 Козлов В.А. «Электроснабжение городов» - Л: Энергоатомиздат. Ленинградское отделение, 1988. - 261 с.
- 8 Судаков Г.В., Галушко Т.А. «Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов». Учебное пособие. - Благовещенск. Амурский гос. ун-т, 2006
- 9 Центральный банк Российской Федерации [Электронный ресурс]. URL: <http://www.CBR.ru> (дата обращения 20.05.2018).
- 10 РД 153-34.0-03.301-00* “Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий” М.: Энергоатомиздат, 2000.
- 11 ГОСТ 12.2.024 – 87. Шум. Трансформаторы силовые масляные. Нормы и методы контроля. – Взамен ГОСТ 12.2.024—76; Введ. 01.01.89 – М.: Изд-во стандартов, 1990.

12 Зотов Б. И. “Безопасность жизнедеятельности на производстве”: Учебник для студентов вузов, 2-издание, переработанное и дополненное. - М.: Колос, 2003. - 432 с.

13 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. -М.: ЗАО НТЦ ПБ, 2016. -189с.

14 Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕ-АН, 2016. -930 с.

15 СН 2.4/2.1.8.562 – 96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки/ Постановление Госкомсанэпиднадзора РФ. – 1996. – № 36

16 Постановление правительства РФ “О классификации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера” от 21 мая 2007, № 304

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица А1 – Сечение линий 0,4 кВ в с. Раздольное

№ ТП	Участок	$I_{\partial}, \text{А}$	Длит. Доп. ток, А	Сечение СИП, мм ²	Марка СИП	Сеч. кабельной вставки, мм ²	Длит. Доп. ток, А	Марка каб. вставки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-10	72,33	90	3x25	СИП-2	35	135	АСБ
	6-10	27,23	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-25	140,3	140	3x50	СИП-2А	50	165	АСБ
	ТП-8	128,64	140	3x50	СИП-2А	35	135	АСБ
2	ТП-2	108,16	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-2	90,2	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-1	73,1	90	3x25	СИП-2	-	-	-
3	ТП-2	81,2	90	3x25	СИП-2А	-	-	-
	2-28	48,69	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ
	ТП-1	105,5	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
4	ТП-1	113,65	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-1	97,7	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
5	ТП-32	179,4	180	3x70	СИП-2А	70	200	АСБ
	ТП-17	35,91	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
6	ТП-33	124,93	140	3x50	СИП-2А	35	135	АСБ
7	ТП-5	19,6	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-17	51,93	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-1	9,02	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
8	ТП-17	124,86	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	ТП-2-11	89,3	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-2-29	85,4	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
9	ТП-21	133,92	140	3x50	СИП-2А	35	135	АСБ
	ТП-1	27,06	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
10	ТП-22	40,03	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-17	104,4	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
11	ТП-1-2	85,24	90	3x25	СИП-2	-	-	-
	ТП-1	77,12	90	3x25	СИП-2	-	-	-
12	ТП-20	174,85	180	3x70	СИП-2А	70	200	АСБ
	ТП-2-1	126,5	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
13	ТП-4	67,56	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-4-29	125,19	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	ТП-2	90,2	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
14	ТП-13	103,45	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
	ТП-15	143,89	140	3x50	СИП-2А	50	165	АСБ
	ТП-4	67,56	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
15	ТП-9	57,3	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ
	ТП-1	9,02	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	34-1-16	112,4	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-34	88,2	90	3x25	СИП-2	35	135	АСБ
16	ТП-2-1	115,005	115	3x35	СИП-2А	-	-	-

Продолжение таблицы А1

	2	3	4	5	6	7	8	9
	ТП-1-12	77,5	90	3x25	СИП-2	35	135	АСБ
	ТП-1	131,51	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
17	ТП-(2)	112,75	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(3)	116,95	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
18	ТП-24	172,5	180	3x70	СИП-2А	70	200	АСБ
19	ТП-24	177,51	180	3x70	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(5)	131,6	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	(5)-24	80,8	90	3x25	СИП-2	35	135	АСБ
20	ТП-(3)	112,6	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
21	ТП-17	35,91	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
22	ТП-25	137,11	140	3x50	СИП-2А	50	165	АСБ
23	ТП-25*	113,8	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
	ТП-26	114,3	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
24	ТП-1	54,12	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-(8)	114,7	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
	(2)-1	18,4	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	(2)-5	166,9	180	3x70	СИП-2А	-	-	-
25	ТП-31	161,9	180	3x70	СИП-2А	50	165	АСБ
26	ТП-1	27,06	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-17	35,91	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-31	131,9	140	3x50	СИП-2А	50	165	АСБ
27	ТП-3	145,02	180	3x70	СИП-2А	50	165	АСБ
	ТП-(1)	102,3	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(5)	110,4	115	3x35	СИП-2А	-	-	-

Таблица А2 – Сечение линий 0,4 кВ в с. Лермонтовка

№ ТП	Участок	I_{∂} , А	Длит. Доп. ток, А	Сечение СИП, мм ²	Марка СИП	Сеч. кабельной вставки, мм ²	Длит. Доп. ток, А	Марка каб. вставки
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-50	29,4	70	3x16	СИП-1А			
	ТП-52	38,06	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ
2	ТП-38	135,8	140	3x50	СИП-2А	-	-	
	ТП-50	29,4	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
3	ТП-50	29,4	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
4	ТП-36	78,2	90	3x25	СИП-2	-	-	-
	ТП-35	107,97	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-36	136,12	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
5	ТП-35-36	89,3	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-35(8)	45,1	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-(5)	45,1	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	(5)-(7)	69	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
6	ТП-(4)	114,94	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(5)	112,6	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-41	131	140	3x50	СИП-2А	35	135	АСБ

Продолжение таблицы А2

	2	3	4	5	6	7	8	9
	ТП-(3)	103,65	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	(3)-(21)	133,31	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	ТП-26	153,45	180	3x70	СИП-2А	-	-	-
7	ТП-49	43,5	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ
	ТП-46	68,4	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ
	ТП-44	139,1	140	3x50	СИП-2А	50	135	АСБ
8	ТП-(21)	94,7	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(1/1)	72,14	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(15)	126,25	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(3)	99,2	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
9	ТП-(3)	89,02	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
	ТП-(14)	125,8	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
10	ТП-(6)	136,2	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	ТП-45	40,03	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ
	(5)-47	154,5	180	3x70	СИП-2А	-	-	-
	ТП-(1)	97,3	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ

Таблица А3 – Сечение линий 0.4 кВ в с.Рощино

№ ТП	Участок	I_{δ}, A	Длит. Доп. ток, А	Сечение, мм ²	Марка проводов	Сеч. кабельной вставки, мм ²	Длит. Доп. ток, А	Марка каб.вст авки
1	ТП-(8)	72,2	90	3x25	СИП-2	-	-	-
	(8)-54	81,2	90	3x25	СИП-2	-	-	-
	(11)-1	32,5	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	(2/1)-54	72,2	90	3x25	СИП-2	-	-	-
	ТП-(2)	121,7	140	3x50	СИП-2А	-	-	-
	ТП-18	108,2	115	3x35	СИП-2А	35	135	АСБ
2	ТП-(9)	75,4	115	3x35	СИП-2А	-	-	-
	ТП-53	36,08	70	3x16	СИП-1А	-	-	-
	ТП-61	45,1	70	3x16	СИП-1А	35	135	АСБ

Таблица А4 – Выбор сечений линий 10 кВ в с. Раздольное.

Участок линии	I_{δ}, A	I'_{avr}, A	Сечение, мм ²	Марка проводов
1	2	3	4	5
ТП20-ТП21	313,6	310	70	SAX
ТП21-ТП18	308,1	310	70	SAX
ТП18-ТП17- ТП16	286,02	310	70	SAX
ТП17- ТП16-ТП19	258,4	310	70	SAX
ТП19- ТП24	252,5	310	70	SAX
ТП24- ТП22	238,01	245	50	SAX
ТП22- ТП23	200	200	35	SAX
ТП18- ТП14	190,9	200	35	SAX

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
Экспликация зданий и сооружений

Таблица А1 – Экспликация зданий и сооружений в с. Раздольное

№	Содержание нагрузки объекта	Удельная нагрузка, $P_{уд}$	Кол-во	Кол-во домов	K_c	Нагрузка P , кВт.	K_{max}	$tg\varphi$	Активная нагрузка объекта P , кВт.	Реактивн. нагрузка объекта Q , квар.	Полная нагрузка объекта S , кВА.	Расчетный ток, I_p , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	Частный дом	6 кВт/кв.	1	250	1	6	1	0,29	6	1,74	6,25	9,02
2	Частный дом	6 кВт/кв.	2	49	1	12	1	0,29	12	3,48	12,5	18,04
3	Жилой дом	2,1 кВт/кв.	16	7	1	33,6	1	0,2	33,6	9,75	34,99	50,5
4	Жилой дом	1,7 кВт/кв.	27	4	1	45,9	1	0,2	45,9	9,18	46,81	67,56
5	Плотницкая	-	-	-	1	11	1	0,7	11	8	13,6	19,6
6	Столярный цех	-	-	-	1	28	1	0,65	28	18,2	33,4	48,2
7	Кузница	-	-	-	1	36	1	0,8	36	28,8	46,1	66,5
8	Маслозавод	-	-	-	1	71,3	1	0,75	71,3	53,5	89,1	128,64
9	Хлебозавод с производительностью 5,5т/сутки	-	-	-	1	30	1	0,8	30	26	39,7	57,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экспликация зданий и сооружений

10	Летний лагерь КРС	200 коров	-	-	1	24	1	0,83	24	20	31,24	45,1
11	Насос	37,5 кВт	-	3	0,8	30	1	0,75	30	22,5	37,5	54,13
12	Ларек	0,23 кВт/ м ² торг. зала	40	-	1	0,92	1	0,75	0,92	0,69	9	13
13	Школа	0,25 кВт/учащийся	500	-	1	125	1	0,57	125	71,25	143,89	207,67
14	Детский сад	0,46 кВт/место.	350	-	1	161	1	0,25	161	40,25	165,96	239,54
15	Столовая	0,9 кВт/место	250	-	1	225	1	0,33	225	74,25	236,9	341,99
16	Магазины	0,23 кВт/м ² торг. зала	65	3	1	14,95	1	0,75	14,95	11,2	18,7	26,97
17	Склад кормов на 200 т.	-	-	7	1	21	1	0,55	21	12	24,2	35,91
18	ДК	0,46 кВт/место	200	-	1	92	1	0,33	92	30,4	96,9	139,8
19	Эл/ котельная	15 кВт/(Гкал/ч)	20	-	1	300	1	-	300	-	300	433,01
20	Пилорамы	-	-	2	1	25	1	0,5	25	12	27,74	40,03
21	Администрация	0,043 кВт/м ² общ площ	200	-	1	8,6	1	0,48	10,8	5,2	12,1	17,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экспликация зданий и сооружений

	Почта	0,043 кВт/м ² общ площ	65	-	1	2,8	0,8	0,48				
22	Сарай	0,6 кВт/м ²	50	3	1	30	1	0,2	30	6	30,6	44,2
23	Больница	2,2 кВт/койко- место	50	-	1	110	1	0,4	110	44	118,47	171,02
24	Котельная	18,7 кВт/(Гкал/ч)	15	2	1	280,5	1	-	280,5	-	280,5	404,8
25	Свинарник на 1000 голов	-	-	9	1	28	1	-	28	-	28	40,4
26	Коровник на 400 коров	-	-	1	1	72	1	0,6	72	43,2	83,9	121,2
25*	Коровник	-	-	7	1	36	1	0,65	36	23,4	42,9	61,9
27	Телятник с родильным отделением на 120 телят	-	-	1	-	33	1	0,7	33	23,1	40,3	58,1
28	АЗС	1 кВт/место	30	-	1	30	1	0,75	30	22,5	37,5	54,1
29	Гараж	0,4 кВт/кол-во машин	10	4	1	-	1	0,85	15	12	19,21	27,7
30	Баня 20 мест	-	-	-	1	16	1	0,6	16	10	18,9	27,2

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Таблица В1 – Расчет потерь мощности и энергии в сети 0,4 кВ в с. Раздольное.

№ ТП	Участок сети	I, А	r, Ом/км	x, Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-10	72,33	1,2	0,106	0,35	4,77	13760	4,78
	6-10	27,23	1,91	0,09	0,3	0,56	1672	1,54
	ТП-25	140,3	0,641	0,101	0,3	2,84	8194	5,91
	ТП-8	128,64	0,641	0,101	0,4	3,18	9185	5,2
2	ТП-2	108,16	0,868	0,104	0,2	1,52	4396	4,08
	ТП-2	90,2	0,868	0,104	0,35	1,85	5350	5,01
	ТП-1	73,1	1,2	0,106	0,45	1,57	4518	4,62
3	ТП-1	81,2	1,2	0,106	0,1	0,43	1239	1,53
	2-28	48,69	1,91	0,09	0,2	1,24	3564	1,84
	ТП-1	105,5	0,868	0,104	0,3	8,7	25100	5,07
4	ТП-1	113,65	0,868	0,104	0,4	3,4	9708	4,6
	ТП-1	97,7	0,868	0,104	0,27	6,71	19370	4,98
5	ТП-32	179,4	0,443	0,097	0,52	9,12	32100	5,16
	ТП-17	35,91	1,91	0,09	0,3	1,01	2908	2,03
6	ТП-33	124,93	0,641	0,101	0,5	7,5	21660	4,77
7	ТП-5	39,6	1,91	0,09	0,28	1,14	3300	2,1
	ТП-17	51,93	1,91	0,09	0,35	2,5	7094	3,43
	ТП-1	49,02	1,91	0,09	0,4	2,51	7224	3,7
8	ТП-17	124,86	0,641	0,101	0,2	3,01	8653	3,51
	ТП-2-11	89,3	0,868	0,104	0,15	3,12	8990	2,53
	ТП-2-29	85,4	0,868	0,104	0,24	4,56	13160	3,87
9	ТП-21	133,92	0,641	0,101	0,3	5,17	14930	4,64
	ТП-1	57,06	1,91	0,09	0,14	1,2	3426	1,51
10	ТП-22	40,03	1,91	0,09	0,11	0,46	1325	0,83
	ТП-17	104,4	0,868	0,104	0,22	6,24	18020	4,33
11	ТП-1-2	85,24	1,2	0,106	0,18	3,41	9829	2,9
	ТП-1	77,12	1,2	0,106	0,23	3,56	10280	3,35
12	ТП-20	174,85	0,443	0,097	0,12	4,88	14070	2,06
	ТП-2-1	126,5	0,641	0,101	0,25	7,7	22200	4,44
13	ТП-4	67,56	1,91	0,09	0,16	1,9	5489	2,04
	ТП-4-29	125,19	0,641	0,101	0,2	6,03	17400	3,52
	ТП-2	90,2	0,868	0,104	0,35	7,42	21400	4,96
14	ТП-13	93,45	0,868	0,104	0,15	3,4	9845	2,65
	ТП-15	143,89	0,641	0,101	0,24	9,56	24580	4,85

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы Б1

	2	3	4	5	6	7	8	9
	ТП-4	67,56	1,91	0,09	0,4	4,75	13720	5,1
15	ТП-9	57,3	1,91	0,09	0,32	2,74	7896	3,46
	ТП-1	59,02	1,91	0,09	0,18	1,63	4712	2,01
	34-1-16	112,4	0,868	0,104	0,45	7,4	21360	4,45
	ТП-34	88,2	1,2	0,106	0,25	2,53	7308	4,16
	ТП-2-1	115,005	0,868	0,104	0,17	5,86	16900	3,69
16	ТП-1-12	77,5	1,2	0,106	0,1	1,56	4514	1,46
	ТП-1	131,51	0,641	0,101	0,3	9,98	28800	4,53
	ТП-(2)	112,75	0,868	0,104	0,35	4,77	13760	4,78
17	ТП-(3)	116,95	0,868	0,104	0,3	0,56	1672	1,54
	18	ТП-24	172,5	0,443	0,097	0,3	2,84	8194
19	ТП-24	177,51	0,443	0,097	0,4	3,18	9185	5,2
	ТП-(5)	131,6	0,641	0,101	0,2	1,52	4396	4,08
	(5)-24	80,8	1,2	0,106	0,35	1,85	5350	5,01
20	ТП-(3)	112,6	0,868	0,104	0,45	1,57	4518	4,62
21	ТП-17	35,91	1,91	0,09	0,1	0,43	1239	1,53
22	ТП-25	137,11	0,641	0,101	0,2	1,24	3564	1,84
23	ТП-25*	113,8	0,868	0,104	0,3	8,7	25100	5,07
	ТП-26	114,3	0,868	0,104	0,4	3,4	9708	4,6
24	ТП-1	54,12	1,91	0,09	0,27	6,71	19370	4,98
	ТП-(8)	114,7	0,868	0,104	0,52	9,12	32100	5,16
	(2)-1	18,4	1,91	0,09	0,3	1,01	2908	2,03
	(2)-5	166,9	0,443	0,097	0,5	7,5	21660	4,77
25	ТП-31	161,9	0,443	0,097	0,2	3,01	8653	3,51
26	ТП-1	27,06	1,91	0,09	0,15	3,12	8990	2,53
	ТП-17	35,91	1,91	0,09	0,24	4,56	13160	3,87
	ТП-31	131,9	0,641	0,101	0,3	5,17	14930	4,64
27	ТП-3	145,02	0,443	0,097	0,14	1,2	3426	1,51
	ТП-(1)	102,3	0,868	0,104	0,11	0,46	1325	0,83
	ТП-(5)	110,4	0,868	0,104	0,22	6,24	18020	4,33

Таблица В2 – Расчет потерь мощности и энергии в сети 0,4 кВ в с. Лермонтовка.

№ ТП	Участок сети	I, А	r, Ом/км	x, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-50	29,4	1,91	0,09	0,8	1,8	5197	4,44
	ТП-52	38,06	1,91	0,09	0,76	2,87	8274	4,46
2	ТП-38	135,8	0,641	0,101	0,5	8,87	25590	5,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

		Продолжение таблицы Б2							
		2	3	4	5	6	7	8	9
		ТП-50	29,4	1,91	0,09	0,23	0,52	1494	1,28
3		ТП-50	29,4	1,91	0,09	0,4	0,9	2599	2,22
4		ТП-36	78,2	1,2	0,106	0,17	2,71	7813	2,51
		ТП-35	107,97	0,868	0,104	0,2	6,1	17520	4,1
		ТП-36	136,12	0,641	0,101	0,43	7,66	22110	5,22
5		ТП-35-36	89,3	0,868	0,104	0,35	7,3	20980	4,89
		ТП-35(8)	45,1	1,91	0,09	0,14	0,74	2140	1,2
		ТП-(5)	45,1	1,91	0,09	0,12	0,64	1834	1,02
		(5)-(7)	69	1,91	0,09	0,37	4,59	13240	4,82
6		ТП-(4)	114,94	0,868	0,104	0,6	9,3	29730	5,2
		ТП-(5)	112,6	0,868	0,104	0,7	1,93	5557	4,3
		ТП-41	131	0,641	0,101	0,3	4,1	11750	4,1
		ТП-(3)	103,65	0,868	0,104	0,25	7,12	20550	4,3
		(3)-(21)	133,31	0,641	0,101	0,4	0,9	2599	2,22
		ТП-26	153,45	0,443	0,097	0,17	2,71	7813	2,51
7		ТП-49	43,5	1,91	0,09	0,2	6,1	17520	4,1
		ТП-46	68,4	1,91	0,09	0,2	1,24	3564	1,84
		ТП-44	139,1	0,641	0,101	0,3	8,7	25100	5,07
8		ТП-(21)	94,7	0,868	0,104	0,4	3,4	9708	4,6
		ТП-(1/1)	72,14	0,868	0,104	0,27	6,71	19370	4,98
		ТП-(15)	126,25	0,641	0,101	0,52	9,12	32100	5,16
		ТП-(3)	99,2	0,868	0,104	0,3	1,01	2908	2,03
9		ТП-(3)	89,02	0,868	0,104	0,27	0,92	2642	1,84
		ТП-(14)	125,8	0,641	0,101	0,25	1,32	3822	2,13
10		ТП-(6)	136,2	0,641	0,101	0,35	1,85	5350	5,01
		ТП-45	40,03	1,91	0,09	0,45	1,57	4518	4,62
		(5)-47	154,5	0,443	0,097	0,1	0,43	1239	1,53
		ТП-(1)	97,3	0,868	0,104	0,2	1,24	3564	1,84

Таблица В3– Расчет потерь мощности и энергии в сети 0,4 кВ в с. Рощино.

№ ТП	Участок сети	I, А	г, Ом/км	х, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	ТП-(8)	72,2	1,2	0,106	0,1	1,4	3918	1,4
	(8)-54	81,2	1,2	0,106	0,6	9,3	29730	5,2
	(11)-1	32,5	1,91	0,09	0,7	1,93	5557	4,3
	(2/1)-54	72,2	1,2	0,106	0,3	4,1	11750	4,1
	ТП-(2)	121,7	0,641	0,101	0,25	7,12	20550	4,3
	ТП-18	108,2	0,868	0,104	0,27	8,23	23760	4,51

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Таблица Г1 – Электрические нагрузки ТП на 10 кВ, питаемых от ПС “Раздольное”

№ ТП	$P_{p.l}$, кВт	$Q_{p.l}$ квар	S_{Σ} , кВА
1	860	172	977,03
2	201,41	94,53	182,5
3	137,42	78,5	159,4
4	128,61	66,74	100,85
5	817,5	427,1	967,4
6	719,4	328,9	881,7
7	749,32	357,14	998,4
8	695,2	105,32	750,2
9	128,61	66,74	147,61
10	137,42	78,5	159,4
11	198,45	104,53	236,5
12	341,41	104,53	357,05
13	210,52	89,74	241,63
14	378,81	146,64	406,2
15	527,14	114,1	539,35
16	354,1	95,23	378,05
17	296,5	102,43	348,12
18	495,2	105,32	534,14
19	128,61	66,74	147,61
20	145,26	75,13	152,81
21	132,4	66,47	137,89
22	149,2	87,14	247,2
23	211,41	94,53	235,5
24	344,1	95,28	369,65
25	495,2	105,32	534,14
26	315,6	122,43	369,12
27	231,41	74,53	245,5
28	329,5	102,4	345,04

Таблица Г2 – Электрические нагрузки ТП питаемых от РП “Лермонтовка”

№ ТП	$P_{p.l}$, кВт	$Q_{p.l}$ квар	S_{Σ} , кВА
1	82,1	46,3	91,6
2	495,2	145,32	534,14
3	79,6	52,1	95,13
4	238,9	95,9	241,2
5	83,2	47,1	90,54
6	341,41	104,53	357,05
7	210,52	89,74	241,63
8	72,6	35,9	89,1
9	239,5	102,4	241,89
10	368,7	154,1	394,5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Таблица Г3 – Электрические нагрузки ТП в с. Рошино

№ ТП	$P_{p.l}$, кВт	$Q_{p.l}$ квар	S_{Σ} , кВА
1	230,52	91,74	247,63
2	338,7	105,5	354,76

Таблица Г4 – Данные по силовым трансформаторам на ТП 10 кВ, питаемых от ПС “Раздольное”

Номер ТП	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы
1	877,03	2×ТСЗ-1000
2	222,5	ТСЗ-250
3	159,4	ТСЗ-160
4	147,61	ТСЗ-160
5	967,4	2×ТСЗ-1000
6	881,7	2×ТСЗ-1000
7	898,4	2× ТСЗ-1000
8	750,2	2× ТСЗ-630
9	147,61	2× ТСЗ-160
10	159,4	ТСЗ-160
11	236,5	ТСЗ-250
12	357,05	2× ТСЗ-400
13	241,63	ТСЗ-250
14	406,2	2× ТСЗ-630
15	539,35	2× ТСЗ-630
16	378,05	2× ТСЗ-400
17	348,12	ТСЗ-400
18	534,14	2× ТСЗ-630
19	147,61	ТСЗ-160
20	152,81	ТСЗ-160
21	137,89	ТСЗ-160
22	247,2	ТСЗ-250
23	235,5	2× ТСЗ-250
24	369,65	2× ТСЗ-400
25	534,14	ТСЗ-630
26	369,12	ТСЗ-400
27	175,4	2× ТСЗ-250
28	246,5	2× ТСЗ-250

Таблица Г5 – Данные по силовым трансформаторам на ТП, питаемых от РП “Лермонтовка”

Номер ТП	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы
1	2	3
1	130,85	ТСЗ-160
2	634,14	ТСЗ-630
3	135,9	ТСЗ-160

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Г

Продолжение таблицы Г5

1	2	3
4	344,6	ТСЗ-400
5	129,3	ТСЗ-160
6	255	2× ТСЗ-400
7	172,6	2× ТСЗ-250
8	127,3	ТСЗ-160
9	345,6	ТСЗ-400
10	563,6	ТСЗ-630

Таблица Г6 – Данные по силовым трансформаторам на ТП в с. Рошино

Номер ТП	Расчётная мощность, кВА	Трансформаторы
1	247,63	2× ТСЗ-400
2	354,76	2× ТСЗ-630

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

Таблица Ж1– Результаты выбора АВ на ТП в с. Раздольное

№ ТП	$S_{\Sigma TP}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{ном.расч}$, А	$I_{кз}^{(1)}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	6	7
1	977,03	1410,2	1600	18400	2× ВА55-43
2	182,5	263,4	400	5600	ВА55-39
3	159,4	230,1	250	3900	ВА55-39
4	100,85	145,6	160	3940	ВА55-39
5	967,4	1396,3	1600	17800	2× ВА55-43
6	881,7	1272,6	1600	18400	2× ВА55-43
7	998,4	1441,1	1600	17100	2× ВА55-43
8	750,2	1082,8	1600	18300	2× ВА55-43
9	147,61	213,1	250	3910	2× ВА55-39
10	159,4	230,1	250	3910	ВА55-39
11	236,5	341,4	400	5900	ВА55-39
12	357,05	515,4	630	8900	2× ВА55-39
13	241,63	348,8	400	5800	ВА55-39
14	406,2	586,3	630	12500	2× ВА55-39
15	539,35	778,5	1000	12600	2× ВА55-41
16	378,05	545,7	630	8900	2× ВА55-39
17	348,12	502,5	630	9150	ВА55-39
18	534,14	770,9	1000	3940	2× ВА55-41
19	147,61	213,1	250	8890	ВА55-39
20	152,81	220,6	250	5850	ВА55-39
21	137,89	199,03	250	5620	ВА55-39
22	249,8	360,6	400	19040	ВА55-39
23	235,5	339,9	400	3940	2× ВА55-39
24	369,65	533,5	630	9150	2× ВА55-39
25	534,14	770,96	1000	5700	ВА55-41
26	369,12	532,78	630	9150	ВА55-39
27	245,5	354,3	250	3940	ВА55-39
28	247,4	315,4	250	3860	2× ВА55-39

Таблица Ж2– Результаты выбора выключателей на ТП в с. Лермонтовка

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

№ ТП	$S_{\Sigma ТП}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{ном.расц}$, А	$I_{кз}^{(1)}$, А	Марка выключателя
1	91,6	130,9	160	3730	ВА55-39
2	534,14	623,1	630	11500	ВА55-39
3	95,13	135,9	160	3800	ВА55-39
4	241,2	344,6	400	5600	ВА55-39
5	90,54	129,3	160	3700	ВА55-39
6	357,05	255,1	400	6020	2×ВА55-39
7	241,63	172,6	250	3900	2×ВА55-39
8	89,1	127,3	160	3940	ВА55-39
9	241,89	345,6	400	8890	ВА55-39
10	394,5	563,6	630	9150	ВА55-39

Таблица Ж3 – Результаты выбора выключателей на ТП в с. Роцино

№ ТП	$S_{\Sigma ТП}$, кВА	$I_{расч}$, А	$I_{ном.расц}$, А	$I_{кз}^{(1)}$, А	Марка выключателя
1	249,41	359,9	400	5800	2× ВА55-39
2	379,46	547,8	630	8700	2× ВА55-39

Таблица Ж4 – Результаты выбора выключателей на 0,4 кВ в с. Раздольное

№ ТП	Участок	I_p , А	$I_{ном.расц}$, А	$I_{кз}^{(1)}$, А	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6
1	ТП-10	72,33	100	683	ВА51-31
	6-10	57,23	100	586	ВА51-31
	ТП-25	140,3	160	1056	ВА53-37
	ТП-8	128,64	160	803	ВА53-37
2	ТП-2	108,16	160	1090	ВА53-37
	ТП-2	90,2	100	658	ВА51-31
	ТП-1	73,1	100	521	ВА51-31
3	ТП-2	81,2	100	1029	ВА51-31
	2-28	78,69	100	628	ВА51-31
	ТП-1	105,5	160	510	ВА53-37
4	ТП-1	113,65	160	567	2хВА53-37

Продолжение таблицы Д4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

	2	3	4	5	6
	ТП-1	97,7	100	803	BA51-31
5	ТП-32	179,4	250	883	2xBA53-37
	ТП-17	35,91	100	777	BA51-31
6	ТП-33	124,93	160	648	2xBA53-37
7	ТП-5	49,6	100	828	BA51-31
	ТП-17	51,93	100	680	BA51-31
	ТП-1	49,02	100	592	BA51-31
8	ТП-17	124,86	160	1539	2xBA53-37
	ТП-2-11	89,3	100	1515	BA51-31
	ТП-2-29	85,4	100	979	BA51-31
9	ТП-21	133,92	160	941	2xBA53-37
	ТП-1	27,06	100	1301	BA51-31
10	ТП-22	40,03	100	1527	BA51-31
	ТП-17	104,4	160	954	BA53-37
11	ТП-1-2	85,24	100	1191	BA51-31
	ТП-1	77,12	100	963	BA51-31
12	ТП-20	174,85	250	2946	2xBA53-37
	ТП-2-1	126,5	160	1210	2xBA53-37
13	ТП-4	67,56	100	1313	BA51-31
	ТП-4-29	125,19	160	1399	2xBA53-37
	ТП-2	90,2	100	659	BA51-31
14	ТП-13	103,45	160	1501	BA53-37
	ТП-15	143,89	160	1285	2xBA53-37
	ТП-4	67,56	100	597	BA51-31
15	ТП-9	57,3	100	740	BA51-31
	ТП-1	49,02	100	630	BA51-31
	34-1-16	112,4	160	1267	2xBA53-37
	ТП-34	88,2	100	934	BA51-31
16	ТП-2-1	115,005	160	1311	2xBA53-37
	ТП-1-12	77,5	100	2043	BA51-31
	ТП-1	131,51	160	1025	2xBA53-37
17	ТП-(2)	112,75	160	1056	2xBA53-37
	ТП-(3)	116,95	160	803	2xBA53-37
18	ТП-24	172,5	250	1080	BA53-37
19	ТП-24	177,51	250	758	BA53-37

Продолжение таблицы Д4

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Таблица Е1 – Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ в с. Раздольное

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{ПОКЗ}}$, кА	$I^{(2)}_{\text{ПОКЗ}}$, кА	$i_{\text{удар}}$, кА
	К1	7,5	6,5	16,99
	К2	3,7	3,2	8,4
	К3	4,4	3,8	9,96
ТП1	К4	3,18	2,76	7,24
ТП2	К4	1,3	1,15	3,03
ТП3	К4	2,4	2,1	5,5
ТП4	К4	3,83	3,3	8,7
ТП5	К4	2,56	2,12	5,8
ТП6	К4	2,64	2,29	6,02
ТП7	К4	1,99	1,73	4,54
ТП8	К4	3,36	2,91	7,64
ТП9	К4	3,92	3,4	8,93
ТП10	К4	4,03	3,5	9,2
ТП11	К4	3,64	3,15	8,3
ТП12	К4	3,1	2,7	7,1
ТП13	К4	2,1	1,8	4,7
ТП14	К4	2,1	1,83	4,81
ТП15	К4	2,1	1,8	4,72
ТП16	К4	2,83	2,45	6,43
ТП17	К4	2,88	2,5	6,55
ТП18	К4	2,94	2,54	6,68
ТП19	К4	2,75	2,38	6,3
ТП20	К4	3,1	2,65	6,9
ТП21	К4	3,2	2,76	7,24
ТП22	К4	2,48	2,15	5,64
ТП23	К4	2,42	2,1	5,5
ТП24	К4	2,65	2,3	6,1
ТП25	К4	2,05	1,77	4,65
ТП26	К4	2,1	1,8	4,7
ТП27	К4	2,1	1,78	4,68
ТП28	К4	3,56	3,1	8,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Таблица Е2 – Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ в с. Лермонтовка

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$	$I^{(2)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$	$i_{\text{удар}}, \text{кА}$
	К1	7,5	6,5	16,99
	К2	3,7	3,2	8,4
	К3	4,4	3,8	9,96
	К4	3,2	2,77	7,3
ТП1	К5	1,1	0,94	2,5
ТП2	К5	1,18	1,03	2,7
ТП3	К5	1,91	1,65	4,34
ТП4	К5	1,18	1,03	2,7
ТП5	К5	1,3	1,11	2,9
ТП6	К5	3,7	3,2	8,4
ТП7	К5	2,63	2,3	5,98
ТП8	К5	2,93	2,54	6,7
ТП9	К5	3,03	2,62	6,89
ТП10	К5	2,67	2,31	6,1

Таблица Е3 – Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ в с. Роцино

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{I } 0\text{E}\zeta}, \text{кА}$	$I^{(2)}_{\text{I } 0\text{E}\zeta}, \text{кА}$	$i_{\text{удар}}, \text{кА}$
	К1	7,5	6,5	16,99
	К2	3,7	3,2	8,4
	К3	4,4	3,8	9,96
ТП1	К4	2,1	1,78	4,68
ТП2	К4	2,1	1,78	4,78

ТаблицаЕ4 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ в с. Раздольное

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$I^{(1)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$i^{(3)}_{\text{удар}}, \text{кА}$		$i^{(1)}_{\text{удар}}, \text{кА}$	
		$I^{(3)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(3)}_{\text{ПОmin}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmin}}$	$i^{(3)}_{\text{уд.max}}$	$i^{(3)}_{\text{уд.min}}$	$i^{(1)}_{\text{уд.max}}$	$i^{(1)}_{\text{уд.min}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	К1	20,3	11,3	21,9	18,4	44,9	25,04	47,6	40,1
	К2	0,74	0,7	0,74	0,72	1,05	0,98	1,05	1,02
	К3	1,15	1,05	1,2	1,12	0,63	1,5	1,63	1,58
	К4	0,87	0,81	0,87	0,85	1,6	1,5	1,23	1,2
2	К1	5,5	4,8	5,8	5,6	11,2	9,76	11,6	11,14
	К2	1,2	1,07	1,2	1,14	1,67	1,52	1,67	1,62
	К3	0,71	0,67	0,71	0,69	1	0,94	1	0,98
	К4	0,56	0,53	0,56	0,55	1	0,94	0,79	0,78

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

K1	3,94	3,6	4,03	3,9	7,6	6,9	7,7	7,5
----	------	-----	------	-----	-----	-----	-----	-----

3	K2	1,1	1,01	1,1	1,07	1,6	1,4	1,56	1,52
	K3	0,67	0,64	0,67	0,66	0,95	0,9	0,95	0,93
	K4	0,55	0,52	0,55	0,54	0,95	0,9	0,77	0,76
4	K1	3,9	3,6	4,06	3,94	7,6	6,83	7,7	7,45
	K2	0,61	0,58	0,61	0,6	0,86	0,82	0,86	0,85
	K3	0,86	0,8	0,86	0,84	1,22	1,14	1,22	1,2
5	K1	19,04	11,1	20,9	17,8	42,6	24,8	47,83	39,12
	K2	0,95	0,88	0,95	0,93	1,35	1,25	1,35	1,31
	K3	0,84	0,78	0,84	0,82	1,2	1,1	1,2	1,16
6	K1	20,3	11,3	21,9	18,4	44,9	25	47,5	40,05
	K2	0,7	0,66	0,7	0,69	0,99	0,93	0,99	0,97
7	K1	17,7	10,8	19,8	17,1	40,2	24,6	43,9	38,1
	K2	0,9	0,83	0,9	0,88	1,27	1,2	1,3	1,24
	K3	0,73	0,7	0,74	0,72	1,04	0,98	1,04	1,02
	K4	0,64	0,61	0,64	0,63	0,9	0,86	0,9	0,89
8	K1	20,25	11,3	21,8	18,3	44,2	24,6	46,8	39,4
	K2	1,69	1,49	1,7	1,62	2,4	2,1	2,4	2,3
	K3	1,67	1,47	1,68	1,6	2,37	2,1	2,4	2,3
	K4	1,07	0,98	1,1	1,04	1,51	1,38	1,51	1,47
9	K1	3,9	3,59	4,03	3,91	7,6	6,83	7,64	7,41
	K2	1	0,93	1,01	0,98	1,43	1,32	1,43	1,39
	K3	0,4	1,3	1,4	1,35	1,98	1,78	2,01	1,91
10	K1	3,99	3,6	4,03	3,91	7,6	6,8	7,65	7,4
	K2	1,64	1,46	1,64	1,58	2,33	2,07	2,3	1,41
	K3	1,03	0,95	1,03	0,99	1,45	1,34	1,45	7,45
11	K1	6,11	5,2	6,23	5,9	12,05	10,2	12,2	11,7
	K2	1,29	1,17	1,3	1,25	1,83	1,65	1,83	1,77
	K3	1,04	0,96	1,04	1,01	1,47	1,36	1,5	1,43
12	K1	9,3	7,0	9,64	8,9	19,1	14,8	19,5	18,22
	K2	3,27	2,6	3,3	3,03	4,65	3,71	4,7	4,3
	K3	1,32	1,19	1,32	1,27	1,86	1,68	1,86	1,8
13	K1	5,8	5,03	6,05	5,8	11,7	10,03	11,9	11,4
	K2	1,43	1,28	1,43	1,37	2,01	1,8	2,02	1,94
	K3	1,52	1,35	1,52	1,46	2,14	1,91	2,15	2,1
	K4	0,71	0,67	0,71	0,7	1	0,95	1	0,98
14	K1	12,88	9,02	13,8	12,5	27,7	19,5	29,3	26,6
	K2	1,65	1,45	1,66	1,6	2,34	2,05	2,34	2,24
	K3	1,4	1,26	1,4	1,35	1,99	1,78	1,99	1,9
	K4	0,64	0,61	0,64	0,63	1,99	1,78	0,91	0,9
15	K1	12,94	9,1	13,9	12,6	28,4	19,9	30,03	27,3

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

16	K2	0,8	0,75	0,8	0,78	1,13	1,06	1,13	1,11
	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	K3	0,39	1,24	1,4	1,34	1,96	1,76	1,96	1,89
	K4	1,02	0,93	1,02	0,99	1,44	1,32	1,44	1,4
	K1	9,2	7,2	9,58	8,9	18,9	14,7	19,5	18,1
	K2	1,43	1,3	1,4	1,31	2,03	1,81	1,93	1,85
	K3	2,26	1,91	2,2	2,04	3,2	2,7	3,06	2,89
17	K4	1,1	1,01	1,06	1,03	1,57	1,44	1,5	1,45
	K1	9,6	7,34	9,84	9,15	19,5	14,9	19,83	18,44
	K2	3,27	2,6	3,19	2,95	4,65	3,71	4,52	4,17
18	K3	1,32	1,19	1,25	1,21	1,86	1,68	1,77	1,71
	K1	4,04	3,63	4,06	3,94	7,65	6,87	7,69	7,45
	K2	1	0,93	0,97	0,94	1,43	1,32	1,37	0,33
19	K3	0,4	1,3	1,35	1,3	1,98	1,78	1,91	1,84
	K1	9,15	7,14	9,52	8,89	18,81	14,7	19,4	18,08
	K2	1,8	1,6	1,72	1,64	2,6	2,22	2,4	2,32
20	K1	5,96	5,1	6,12	5,85	11,82	10,16	12,05	5,96
	K2	1,43	1,3	1,4	1,31	2,03	1,81	1,93	1,85
	K3	1,17	1,07	1	0,98	1,66	1,5	1,4	1,39
21	K1	5,58	4,86	5,85	5,62	11,3	9,8	11,67	11,2
	K2	1,35	1,2	1,3	1,25	1,9	1,7	1,8	1,76
	K3	1,2	1,1	1,12	1,09	1,67	1,52	1,59	1,54
22	K1	21,7	11,6	22,91	19,04	47,2	25,2	49,3	40,98
	K2	0,74	0,7	0,7	0,68	1,05	0,98	0,99	0,97
	K3	1,15	1,05	1,09	1,06	0,63	1,5	1,6	1,5
23	K1	4,04	3,63	4,06	3,94	7,65	6,87	7,69	7,45
	K2	1	0,93	0,97	0,94	1,43	1,32	1,37	0,33
	K3	0,4	1,3	1,35	1,3	1,98	1,78	1,91	1,84
24	K1	9,6	7,34	9,84	9,15	19,5	14,9	19,83	18,44
	K2	3,27	2,6	3,19	2,95	4,65	3,71	4,52	4,17
	K3	1,32	1,19	1,25	1,21	1,86	1,68	1,77	1,71
25	K1	5,6	4,91	5,91	5,7	11,4	9,86	11,73	11,25
	K2	1,2	1,07	1,13	1,09	1,67	1,52	1,59	1,54
	K3	0,71	0,67	0,67	0,66	1	0,94	0,95	0,93
	K4	0,56	0,53	0,53	0,52	1	0,94	0,75	0,74
26	K1	9,6	7,34	9,84	9,15	19,5	14,9	19,83	18,44
	K2	3,27	2,6	3,19	2,95	4,65	3,71	4,52	4,17
	K3	1,32	1,19	1,25	1,21	1,86	1,68	1,77	1,71
27	K1	4,04	3,63	4,06	3,94	7,65	6,87	7,69	7,45
	K2	1	0,93	0,97	0,94	1,43	1,32	1,37	0,33
	K3	0,4	1,3	1,35	1,3	1,98	1,78	1,91	1,84

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

Таблица Е5 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ в с. Рощино

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$I^{(1)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$i^{(3)}_{\text{удар}}, \text{кА}$		$i^{(1)}_{\text{удар}}, \text{кА}$	
		$I^{(3)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(3)}_{\text{ПОmin}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmin}}$	$i^{(3)}_{\text{уд.max}}$	$i^{(3)}_{\text{уд.min}}$	$i^{(1)}_{\text{уд.max}}$	$i^{(1)}_{\text{уд.min}}$
1	К1	5,9	5,05	6,07	5,8	11,7	10,06	11,9	11,5
	К2	2,07	1,78	1,99	1,9	2,93	2,52	2,83	2,68
	К3	1,25	1,14	1,2	1,16	1,77	1,61	1,7	1,6
	К4	1,17	1,07	1	0,98	1,66	1,5	1,4	1,39
2	К1	8,9	7,02	9,34	8,7	18,4	14,5	19,1	17,9
	К2	1,8	1,6	1,72	1,64	2,6	2,22	2,4	2,32
	К3	0,91	0,84	0,86	0,84	1,3	1,2	1,2	1,19
	К4	1,26	1,14	1,1	1,05	1,78	1,6	1,53	1,48

Таблица Е6 – Расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ в с.Лермонтовка

№ ТП	Точка КЗ	$I^{(3)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$I^{(1)}_{\text{ПОКЗ}}, \text{кА}$		$i^{(3)}_{\text{удар}}, \text{кА}$		$i^{(1)}_{\text{удар}}, \text{кА}$	
		$I^{(3)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(3)}_{\text{ПОmin}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmin}}$	$I^{(3)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(3)}_{\text{ПОmin}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmax}}$	$I^{(1)}_{\text{ПОmin}}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1	К1	3,71	3,4	3,84	3,73	7,2	6,58	7,4	7,18
	К2	0,67	0,63	0,64	0,63	0,95	0,9	0,9	0,89
	К3	0,76	0,72	0,73	0,72	1,08	1,02	1,03	1,01
2	К1	11,1	8,4	12,5	11,5	25,2	19,03	27,6	25,5
	К2	0,7	0,65	0,66	0,64	0,98	0,93	0,93	0,91
	К3	1,03	0,95	0,9	0,84	1,5	1,3	1,2	1,19
3	К1	3,84	3,5	3,92	3,8	7,4	6,7	7,5	7,3
	К2	0,6	0,6	0,57	0,56	0,84	0,8	0,8	0,79
4	К1	5,5	4,8	5,8	5,6	11,1	9,7	11,6	11,1
	К2	1,35	1,2	1,3	1,25	1,9	1,7	1,8	1,76
	К3	1,2	1,1	1,12	1,09	1,67	1,52	1,59	1,54
	К4	0,77	0,72	0,73	0,72	1,67	1,52	1,04	1,01
5	К1	3,7	3,4	3,84	3,7	7,2	6,6	7,4	7,2
	К2	0,68	0,64	0,65	0,64	0,96	0,91	0,92	0,9
	К3	1,38	1,24	1,34	1,3	1,95	1,76	1,89	1,83
	К4	1,53	1,4	1,49	1,43	1,95	1,76	2,11	2,03
6	К1	6,23	5,3	6,31	6,02	12,21	10,32	12,32	11,75
	К2	1,29	1,17	1,23	1,19	1,83	1,65	1,74	1,69
	К3	1,04	0,96	0,99	0,96	1,47	1,36	1,4	1,36

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Е

7	K1	3,99	3,6	4,04	3,9	7,67	6,9	7,7	7,5
	K2	1,1	1,01	1,06	1,03	1,6	1,4	1,5	1,45
	K3	0,67	0,64	0,64	0,63	0,95	0,9	0,9	0,89
8	K4	0,55	0,52	0,52	0,51	0,95	0,9	0,73	0,72
	K1	4,03	3,6	4,06	3,94	7,6	6,87	7,7	7,45
	K2	0,61	0,58	0,58	0,57	0,86	0,82	0,82	0,8
	K3	0,86	0,8	0,82	0,8	1,22	1,14	1,16	1,14
9	K1	9,15	7,14	9,52	8,89	18,81	14,7	19,4	18,08
	K2	1,8	1,6	1,72	1,64	2,6	2,22	2,4	2,32
	K3	0,91	0,84	0,86	0,84	1,3	1,2	1,2	1,19
	K4	1,26	1,14	1,1	1,05	1,78	1,6	1,53	1,48
10	K1	9,6	7,34	9,84	9,15	19,5	14,9	19,83	18,44
	K2	3,27	2,6	3,19	2,95	4,65	3,71	4,52	4,17
	K3	1,32	1,19	1,25	1,21	1,86	1,68	1,77	1,71

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

	2	3	4	5	6
	ТП-(5)	131,6	160	421	BA53-37
	(5)-24	80,8	100	1039	BA51-31
20	ТП-(3)	112,6	160	567	BA53-37
21	ТП-17	35,91	100	867	BA51-31
22	ТП-25	137,11	160	1011	BA53-37
23	ТП-25*	113,8	160	537	BA53-37
	ТП-26	114,3	160	669	BA53-37
24	ТП-1	54,12	100	942	BA51-31
	ТП-(8)	114,7	160	1257	BA53-37
	(2)-1	18,4	100	1374	BA51-31
	(2)-5	166,9	250	759	BA53-37
25	ТП-31	161,9	250	746	BA53-37
26	ТП-1	27,06	100	1056	BA51-31
	ТП-17	35,91	100	803	BA51-31
	ТП-31	131,9	160	597	BA53-37
27	ТП-3	145,02	160	1539	BA53-37
	ТП-(1)	102,3	160	1279	BA53-37
	ТП-(5)	110,4()	160	973	2xBA53-37

Таблица Ж5 – Результаты выбора выключателей на 0,4 кВ в с. Лермонтовка

№ ТП	Участок	I_p, A	$I_{ном.расц}, A$	$I_{кз}^{(1)}, A$	Марка выключателя
1	2	3	4	5	6
1	ТП-50	29,4	100	626	BA51-31
	ТП-52	38,06	100	715	BA51-31
2	ТП-38	135,8	160	643	BA53-37
	ТП-50	29,4	100	838	BA51-31
3	ТП-50	29,4	100	557	BA51-31
4	ТП-36	78,2	100	1245	BA51-31
	ТП-35	107,97	160	1090	BA53-37
	ТП-36	136,12	160	717	2xBA53-37
5	ТП-35-36	89,3	100	636	BA51-31
	ТП-35(8)	45,1	100	1291	BA51-31
	ТП-(5)	45,1	100	1431	BA51-31
	(5)-(7)	69	100	885	BA51-31
7	ТП-49	43,5	100	1285	BA51-31

Продолжение таблицы Д5

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Д

	2	3	4	5	6
	ТП-46	68,4	100	597	BA51-31
	ТП-44	139,1(2x)	160	740	2xBA53-37
8	ТП-(21)	94,7(2x)	100	630	2xBA51-31
	ТП-(1/1)	72,14	100	1475	BA51-31
	ТП-(15)	126,25	160	769	BA53-37
	ТП-(3)	99,2()	100	997	BA51-31
9	ТП-(3)	89,02()	100	838	2xBA51-31
	ТП-(14)	125,8(2x)	160	1049	2xBA53-37
10	ТП-(6)	136,2(2x)	160	1125	2xBA53-37
	ТП-45	40,03	100	1029	BA51-31
	(5)-47	154,5(2x)	160	679	2xBA53-37
	ТП-(1)	97,3()	100	598	2xBA51-31

Таблица Ж6 – Результаты выбора выключателей на 0,4 кВ в с.Рощино

№ ТП	Участок	I_p, A	$I_{ном.расц}, A$	$I_{кз}^{(1)}, A$	Марка выключателя
1	ТП-(8)	72,2	100	1896	BA51-31
	(8)-54	81,2	100	957	BA51-31
	(11)-1	32,5	100	846	BA51-31
	(2/1)-54	72,2	100	852	BA51-31
	ТП-(2)	121,7	160	1161	2xBA53-37
	ТП-18	108,2	160	979	BA53-37
2	ТП-(9)	75,4	100	1642	BA51-31
	ТП-53	36,08	100	838	BA51-31
	ТП-61	45,1	100	1049	BA51-31

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы Б3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ТП-(9)	75,4	0,868	0,104	0,13	1,93	5555	1,85
	ТП-53	36,08	1,91	0,09	0,27	0,92	2642	1,84
	ТП-61	45,1	1,91	0,09	0,25	1,32	3822	2,13

Таблица В4 – Расчет потерь и мощности в сети напряжением 0,4 кВ с кабельными вставками

№ ТП	Участок сети	L, км	I, А	г, Ом/км	х, Ом/км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
с. Раздольное								
1	ТП-10	0,45	72,33	0,89	0,0662	8,7	25100	5,1
	ТП-25	0,34	140,3	0,62	0,0625	3,4	9708	3,46
	ТП-8	0,57	128,64	0,89	0,0662	6,71	19370	2,01
3	2-28	0,67	48,69	0,89	0,0662	9,12	32100	4,45
5	ТП-32	0,29	179,4	0,443	0,0612	1,01	2908	4,16
6	ТП-33	0,4	124,93	0,89	0,0662	7,5	21660	3,69
9	ТП-21	0,68	133,92	0,89	0,0662	1,14	3300	1,46
10	ТП-17	0,39	104,4	0,89	0,0662	2,5	7094	4,53
12	ТП-20	0,25	174,85	0,443	0,0612	2,51	7224	4,78
14	ТП-13	0,7	103,45	0,89	0,0662	3,01	8653	1,54
	ТП-15	0,2	143,89	0,62	0,0625	3,12	8990	5,91
15	ТП-9	0,18	88,2	0,89	0,0662	3,1	5096	5,2
16	ТП-1-12	0,61	77,5	0,89	0,0662	1,24	3564	2,5
18	ТП-24	0,48	172,5	0,89	0,0662	8,7	25100	4,26
19	(5)-24	0,33	80,8	0,89	0,0662	3,4	9708	3,4
22	ТП-25	0,86	137,11	0,62	0,0625	6,71	34730	4,71
23	ТП-25*	0,44	113,8	0,89	0,0662	2,53	7308	1,64
	ТП-26	0,46	114,3	0,89	0,0662	5,86	16900	4,5
24	ТП-(8)	0,5	114,7	0,89	0,0662	1,56	4514	2,6
25	ТП-31	0,46	161,9	0,62	0,0625	9,98	28800	4,91
26	ТП-31	0,17	131,9	0,62	0,0625	4,77	13760	2,74
27	ТП-3	0,6	145,02	0,62	0,0625	2,7	7491	4,53
с. Лермонтовка								
1	ТП-52	0,7	38,06	0,89	0,0662	2,84	8194	1,28
6	ТП-41	0,45	131	0,89	0,0662	3,18	9185	2,22
7	ТП-49	0,62	43,5	0,89	0,0662	1,52	4396	2,51
	ТП-46	0,57	68,4	0,89	0,0662	1,85	5350	4,1
	ТП-44	0,6	139,1	0,62	0,0625	1,57	4518	5,22
9	ТП-(3)	0,43	89,02	0,89	0,0662	0,43	1239	4,89
10	ТП-45	0,3	40,03	0,443	0,0612	8,7	25100	1,2
	ТП-(1)	0,38	97,3	0,89	0,0662	3,4	9708	1,02
с. Рошино								
1	ТП-18	0,4	108,2	0,89	0,0662	6,1	17520	3,9

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Продолжение таблицы Б4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	ТП-61	0,46	45,1	0,89	0,0662	1,24	3564	2,1

Таблица В5 – Расчет потерь мощности и энергии в сети 10 кВ в с. Раздольное.

Участок сети	I, А	r, Ом/км	x, Ом/км	L, км	ΔP , кВт	ΔW , кВт·ч	ΔU , %
ТП20-ТП21	313,6	0,493	0,09	0,43	11,2	90260	0,6
ТП21-ТП18	308,1	0,493	0,09	0,52	9,5	10540	0,7
ТП18-ТП17- ТП16	286,02	0,493	0,09	0,4	4,2	69840	0,5
ТП17- ТП16-ТП19	258,4	0,493	0,09	0,2	9,88	28500	0,22
ТП19- ТП24	252,5	0,493	0,09	0,42	9,81	57150	0,46
ТП24- ТП22	238,01	0,72	0,095	0,63	8,54	11120	0,94
ТП22- ТП23	200	0,986	0,086	0,6	5,5	10240	1,02
ТП18- ТП14	190,9	0,986	0,086	0,96	11,7	14930	1,56
ТП14- ТП15	173,7	0,986	0,086	0,5	9,3	64400	0,74
ТП15- ТП27	153,2	0,986	0,086	0,46	5,97	4609	0,6
ТП14- ТП13	143,8	0,986	0,086	1,02	9,2	90040	1,3
ТП13- ТП26-ТП25	134,5	0,986	0,086	0,66	7,66	50970	0,76
ТП26-ТП25-ТП7	98,7	0,986	0,086	0,9	10,9	37430	0,76
ТП7-ТП6	63,59	0,986	0,086	1,87	11,2	32280	1,01
ТП6-ПС	57,6	0,986	0,086	2,52	10,4	35690	1,24
ТП2-ТП1	14,2	0,986	0,086	0,67	0,2	576,7	0,08
ТП1-ТП3	23,4	0,986	0,086	4,42	3,6	10330	0,88
ТП3-ТП4	46,8	0,986	0,086	2,32	7,52	21690	0,93
ТП4-ПС	85,7	0,986	0,086	1,9	9,95	59570	1,4
ТП12-ПС	21,6	0,986	0,086	1,05	0,73	2091	0,2
ТП5-ТП8	56,4	0,986	0,086	1,42	6,68	19280	0,68
ТП8-ПС	92,6	0,986	0,086	1,12	9,2	41000	0,88

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ В

Таблица В6 – Расчет потерь мощности и энергии в сети 10 кВ в с. Лермонтовка.

Участок сети	I, А	r, Ом/км	x, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
ТП1-ТП2	15,7	0,986	0,086	2,17	1,6	4567	0,29
ТП2-ТП4	37,5	0,986	0,086	1,2	4,99	14410	0,38
ТП4-ТП5	51,9	0,986	0,086	1,65	6,57	18970	0,73
ТП5-РП	57,3	0,986	0,086	8,5	11,2	11910	4,2
РП – ТП3	43,6	0,986	0,086	10,1	8,4	81960	3,75
ТП6-ТП7	14,2	0,986	0,086	1,55	0,9	2668	0,2
ТП6-РП	36,2	0,986	0,086	1,35	5,23	15100	0,42
ТП10-ТП8	22,3	0,986	0,086	0,86/	1,27	3651	0,16
ТП8-ТП9	28,4	0,986	0,086	1,1	2,62	7575	0,3
ТП9-РП	42,6	0,986	0,086	1,21	6,5	18750	0,44

Таблица В7 – Расчет потерь мощности и энергии в сети 10 кВ в с. Рощино.

Участок сети	I, А	r, Ом/км	x, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
ПС-ТП1-ТП2	36,3	0,986	0,086	6,72	9,09	3780	2,1

Таблица В8 – Расчет потерь мощности и энергии в кабельных линиях

Участок сети	I, А	r, Ом/км	x, Ом/км	L, км	ΔP, кВт	ΔW, кВт·ч	ΔU, %
с. Раздольное							
Ф-6	21,6	0,89	0,0637	0,52	2,4	5567	0,4
Ф-7	21,6	0,89	0,0637	0,38	3,49	14410	0,38
Ф-8	92,6	0,89	0,0637	0,6	4,57	18970	0,73
Ф-11	243,4	0,167	0,0596	0,35	8,2	11910	4,2
Ф-12	85,7	0,89	0,0637	0,7	7,4	81960	3,75
Ф-13	37,5	0,89	0,0637	0,5	0,9	2668	1,2
Ф-17	37,5	0,89	0,0637	0,45	5,1	15100	1,42
Ф-18	147,3	0,167	0,0596	0,6	3,27	3651	4,16
с. Лермонтовка							
Ф-5	42,6	0,89	0,0637	0,3	8,54	11120	0,94
Ф-8	36,2	0,89	0,0637	0,63	5,5	10240	1,02
Ф-9	57,3	0,89	0,0637	0,46	4,7	10330	10330
Ф-12	43,6	0,89	0,0637	0,5	5,2	21690	21690

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экспликация зданий и сооружений

31	ЦРМ на 50-100 тракторов	-	-	-	1	90	1	0,82	90	75	117,2	169,1
32	КЗС-20Ш	-	-	-	1	320	1	0,85	320	300	438,6	633,1
33	КЗС-10Б	-	-	-	1	130	1	0,85	130	120	176,9	255,4
34	Комбинат бытового обслуживания	-	-	-	1	20	1	0,85	20	10	22,4	32,3

Таблица А2 – Экспликация зданий и сооружений в с. Лермонтовка

№	Содержание нагрузки объекта	Удельная нагрузка, $P_{уд}$	Кол-во	Кол-во домов	K_c	Нагрузка P , кВт.	K_{max}	$tg\phi$	Активная нагрузка объекта P , кВт.	Реактивн. нагрузка объекта Q , квар.	Полная нагрузка объекта S , кВА.	Расчетный ток, I_p , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
35	Частный дом	6 кВт/кв.	1	84	1	6	1	0,29	6	1,74	6,25	9,02
36	Частный дом	6 кВт/кв.	2	60	1	12	1	0,29	12	3,48	12,5	18,03
37	Частный дом	6 кВт/кв.	4	4	1	24	1	0,29	24	6,96	25,1	36,2
38	Котельная	8,3 кВт/(Гкал/ч)	30	2	1	249	1	-	249	-	249	359,4

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экспликация зданий и сооружений

39	Ларек	0,23 кВт/ м ² торг. зала	50	3	1	11,5	1	0,75	11,5	8,63	14,38	20,75
40	Столовая	0,9 кВт/место	80	-	1	72	1	0,33	72	23,8	75,82	109,4
41	Школа	0,17 кВт/место	300	-	1	51	1	0,38	51	19,38	54,6	71,6
42	Клуб	0,46 кВт/место	150	-	1	69	1	0,33	69	22,77	72,66	104,9
43	Общежитие	1,25 кВт/кв.	50	-	1	62,5	1	0,2	62,5	12,5	63,74	92,1
44	Магазин	0,14 кВт/м ² общ. площади	70	-	1	9,8	1	0,75	9,8	7,35	12,3	17,7
45	Пилорама	-	-	2	1	25	1	0,5	25	12	27,74	40,03
46	Детский сад	0,46 кВт/место	100	-	1	46	1	0,25	46	11,5	47,42	68,4
47	Склад	0,5 кВт/м ²	80	6	1	40	1	0,2	40	8	40,8	58,9
48	Баня 20 мест	-	-	-	1	16	1	0,6	16	10	18,9	27,2
49	Теплицы	-	-	-	1	8	1	0,85	8	6	10	14,43
50	Сарай	0,5 кВт/м ²	40	5	1	20	1	0,2	20	4	18,4	29,4
51	Гараж	0,4 кВт/гар	4	4	1	1,6	1	0,2	1,6	0,32	1,63	2,4
52	Конюшня	-	-	-	1	6	1		6	-	6	8,66

Таблица А3 – Экспликация зданий и сооружений в с.Роцино

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ Б
Экспликация зданий и сооружений

№	Содержание нагрузки объекта	Удельная нагрузка, $P_{уд}$	Кол-во	Кол-во домов	K_c	Нагрузка P , кВт.	K_{max}	$tg\phi$	Активная нагрузка объекта P , кВт.	Реактивн. нагрузка объекта Q , квар.	Полная нагрузка объекта S , кВА.	Расчетный ток, I_p , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
53	Частный дом	6 кВт/кв.	1	17	1	6	1	0,29	6	1,74	6,25	9,02
54	Частный дом	6 кВт/кв.	2	23	1	12	1	0,29	12	3,48	12,5	18,03
55	Клуб	0,46 кВт/место.	80	2	1	36,8	1	0,33	36,8	12,14	38,75	56,1
56	Магазин	0,23 кВт/м ² торг.зала	60	3	1	13,8	1	0,75	13,8	10,35	17,25	24,9
57	Баня 10 мест	-	-	-	1	14	1	0,3	14	4	14,6	21,02
58	Мастерская	-	-	-	1	20	1	0,75	20	16	25,6	39,97
59	Кузница	-	-	-	1	46	1	-	46	-	46	66,4
60	Сарай	0,5 кВт/м ²	40	2	1	20	1	0,2	20	4	20,4	29,4
61	Летний лагерь КРС	200 коров	-	-	1	24	1	0,83	24	20	31,24	45,1

Продолжение ПРИЛОЖЕНИЯ А

ТП14- ТП15	173,7	200	35	SAX
------------	-------	-----	----	-----

Продолжение таблицы А4

1	2	3	4	5
ТП15- ТП27	153,2	200	35	SAX
ТП14- ТП13	143,8	200	35	SAX
ТП13- ТП26-ТП25	134,5	200	35	SAX
ТП26-ТП25-ТП7	98,7	200	35	SAX
ТП7-ТП6	63,59	200	35	SAX
ТП6-ПС	57,6	200	35	SAX
ТП2-ТП1	14,2	200	35	SAX
ТП1-ТП3	23,4	200	35	SAX
ТП3-ТП4	46,8	200	35	SAX
ТП4-ПС	85,7	200	35	SAX
ТП12-ПС	21,6	200	35	SAX
ТП5-ТП8	56,4	200	35	SAX
ТП8-ПС	92,6	200	35	SAX

Таблица А5 – Выбор сечений линий 10 кВ в с. Лермонтовка.

Участок линии	I_{∂} , А	$I'_{\partial i}$, А	Сечение, мм ²	Марка проводов
ТП1-ТП2	9,2	200	35	SAX
ТП2-ТП4	37,5	200	35	SAX
ТП4-ТП5	51,9	200	35	SAX
ТП5-РП	57,3	200	35	SAX
РП – ТП3	43,6	200	35	SAX
ТП6-ТП7	14,2	200	35	SAX
ТП6-РП	36,2	200	35	SAX
ТП10-ТП8	22,3	200	35	SAX
ТП8-ТП9	28,4	200	35	SAX
ТП9-РП	42,6	200	35	SAX

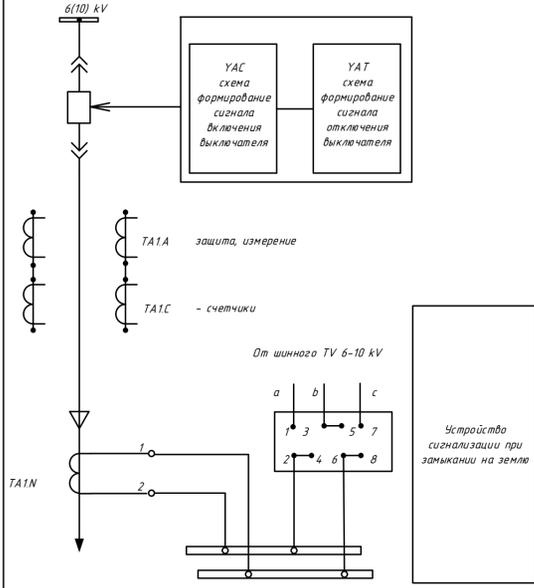
Таблица А6 – Выбор сечений линий 10 кВ в с. Рощино.

Участок линии	I_{∂} , А	$I'_{\partial i}$, А	Сечение, мм ²	Марка проводов
ПС-ТП1-ТП2	37,5	200	35	SAX

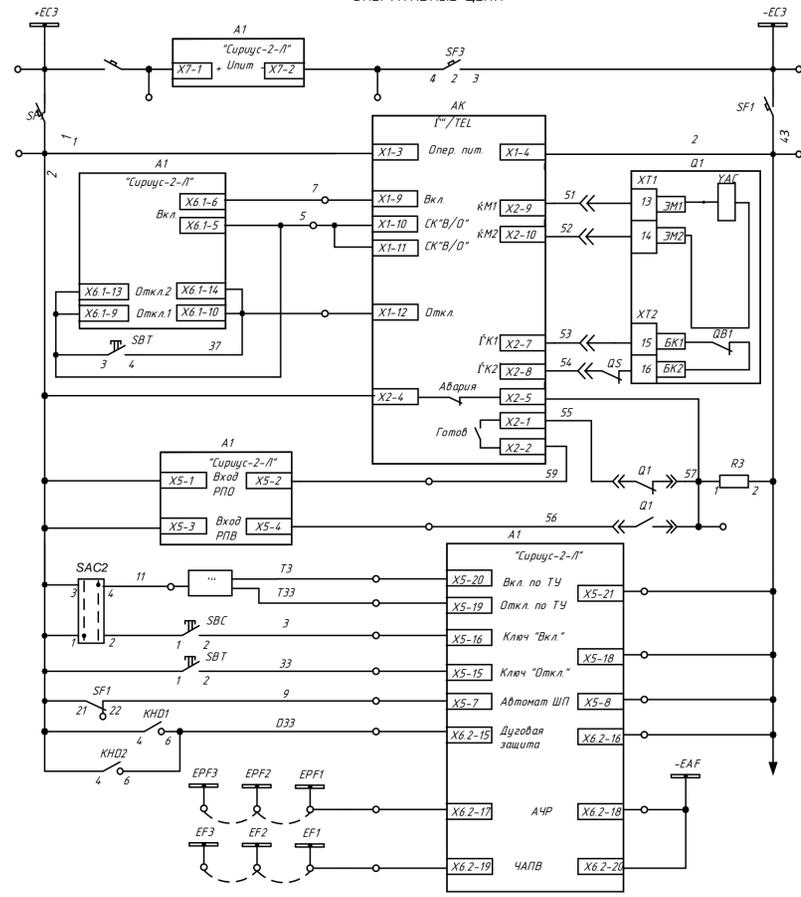
Таблица А7 – Выбор сечений кабельных линий в сети 10 кВ.

Участок линии	I_p , А	$I'_{доп}$, А	Сечение, мм ²	Марка проводов
с. Раздольное				
Ф-6	21,6	115	35	АСБ
Ф-7	21,6	115	35	АСБ
Ф-8	92,6	115	35	АСБ
Ф-11	243,4	270	120	АСБ
Ф-12	85,7	115	35	АСБ
Ф-13	37,5	115	35	АСБ
Ф-17	37,5	115	35	АСБ
Ф-18	147,3	165	70	АСБ
с. Лермонтовка				
Ф-5	42,6	115	35	АСБ
Ф-8	36,2	115	35	АСБ
Ф-9	57,3	115	35	АСБ
Ф-12	43,6	115	35	АСБ

ПОЯСНЯЮЩАЯ СХЕМА

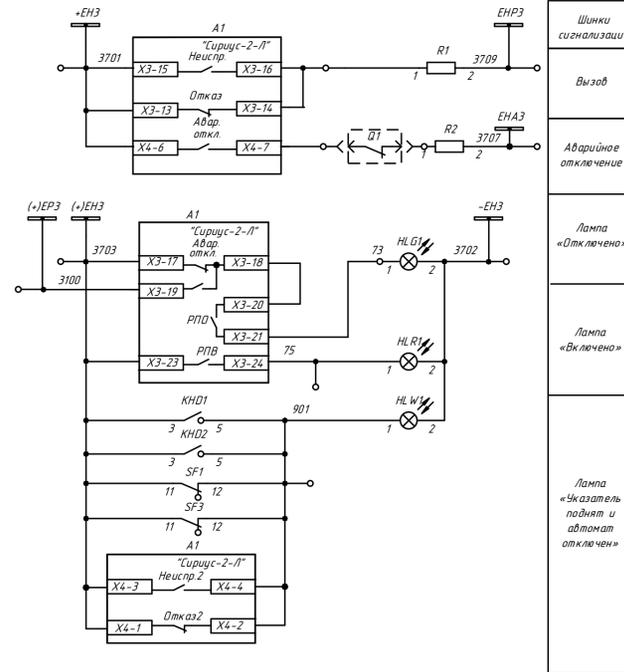


ОПЕРАТИВНЫЕ ЦЕПИ

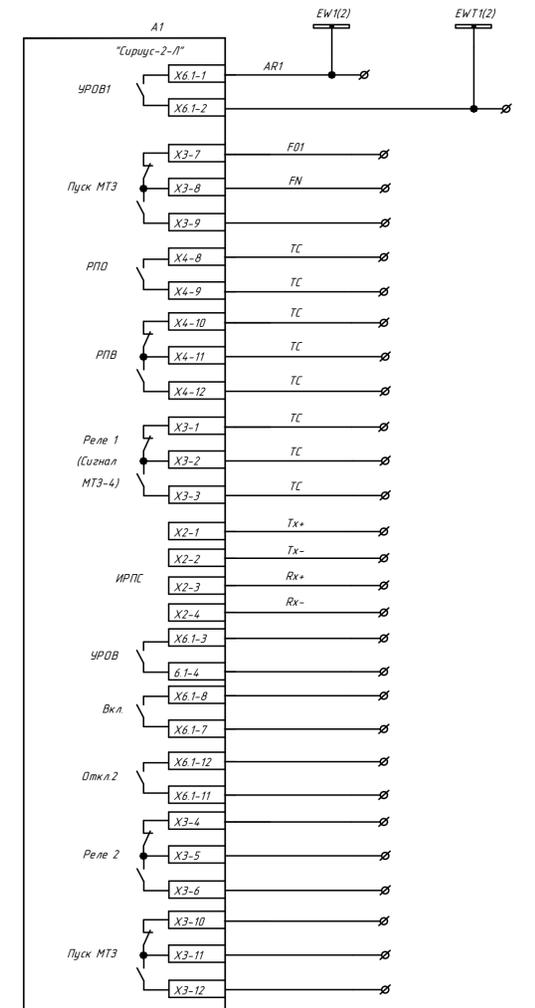


- Шинки управления
- Устройство питания
- Питание ВВ/ТЭЛ
- Цепи электромеханических выключателей
- Авар. положение выключателя
- Авар. положение выключателя
- Авар. положение выключателя
- РПО
- РПВ
- Выбор режима "местное-дистант."
- Команда "Включить"
- Команда "Отключить"
- Контроль автомата
- "Действие ЗДЗ в шкафу линии"
- Выполнение команды "АЧР"
- Выполнение команды "ЧАПВ"

ЦЕПИ СИГНАЛИЗАЦИИ

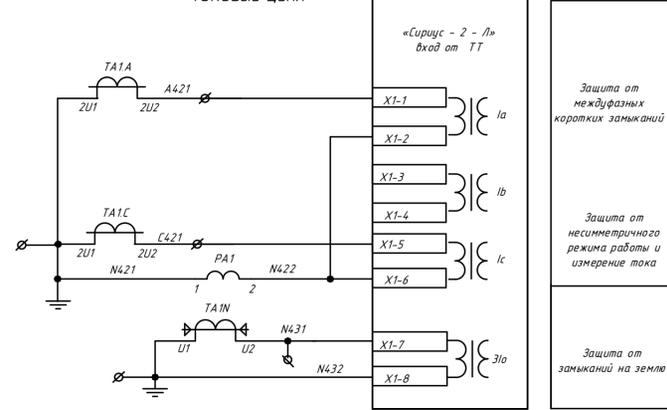


ВЫХОДНЫЕ ЦЕПИ



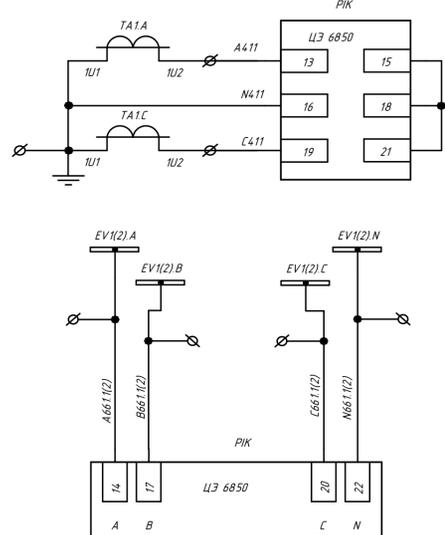
- В схему УРОВ ввода 6(10) кВ и секционного выключателя (цепи отключения)
- Логическая защита шин 6 (10) кВ
- Телесигнализация
- Линия связи
- Резерв

ТОКОВЫЕ ЦЕПИ

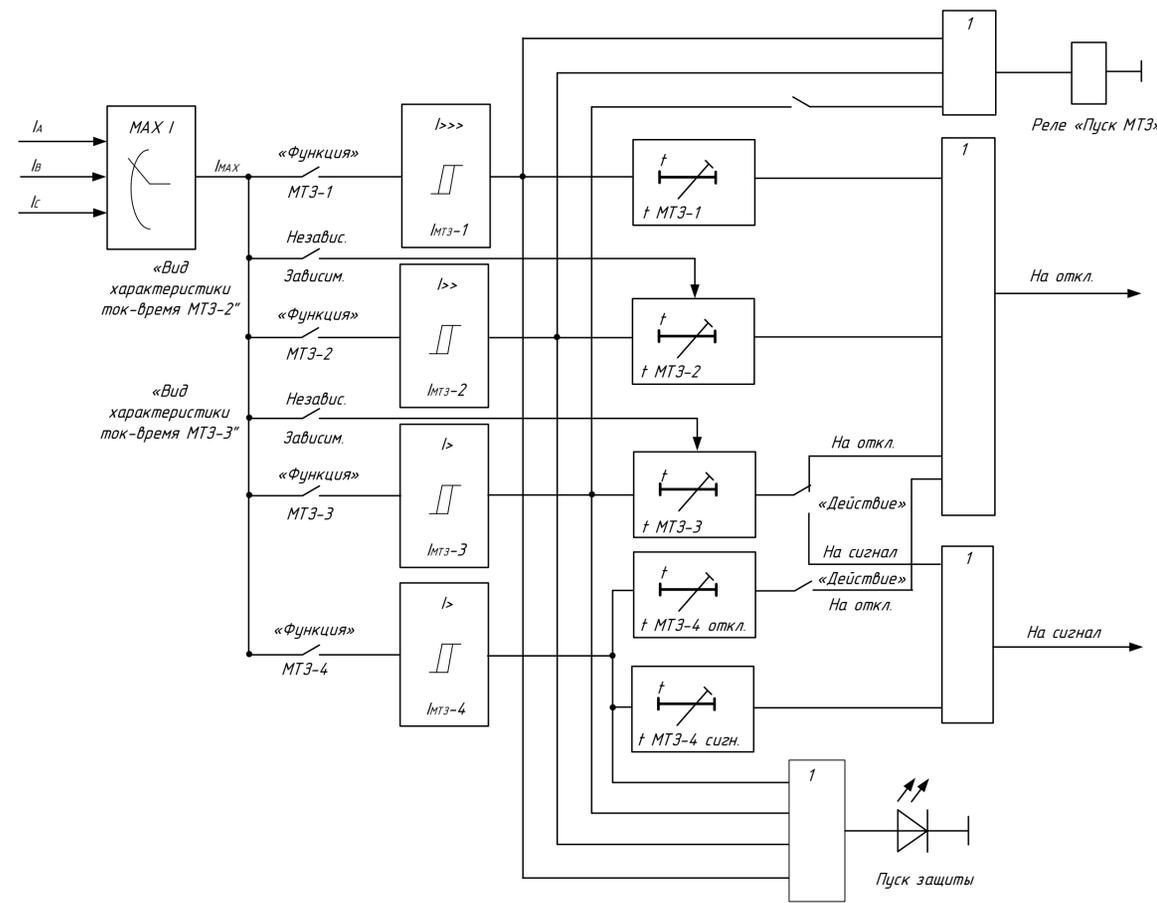


- Защита от междуфазных коротких замыканий
- Защита от несимметричного режима работы и измерения тока
- Защита от замыканий на землю

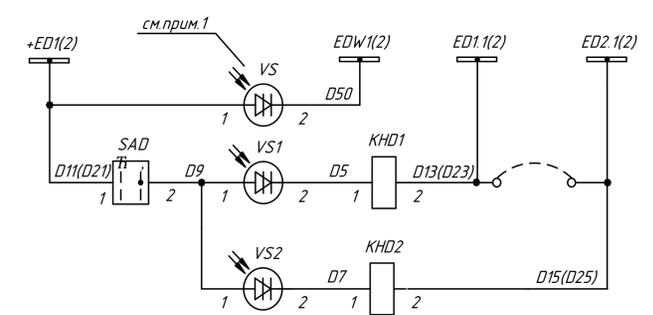
ЦЕПИ СЧЕТЧИКОВ



Функциональная логическая схема построения МТЗ



ЗАЩИТА ОТ ДУГОВЫХ ЗАМЫКАНИЙ



- Шинки ЗДЗ (2)с.ш.
- ЗДЗ в отсеке сборных шин
- ЗДЗ в отсеке ввода-вывода
- ЗДЗ в отсеке выключателя

Структурная схема микропроцессорной защиты линии «Сириус-2-Л» на ВЛ 10 кВ				Литера	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		
Разраб.		Оварчина Т.М.				
Провер.		Наумов И.В.				
Т. контр.		Наумов И.В.				
Рисунки						
Н. контр.		Козлов А.Н.				
Учб.		Савина Н.В.				

