

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

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав.кафедрой

 Н.В. Савина

«23» 06 2020 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

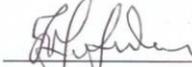
на тему: Модернизация системы электроснабжения поселка городского типа
Талакан Бурейского района, с целью повышения надежности и
бесперебойного питания потребителей селитебной зоны

Исполнитель
студент группы 642-узб

 15.06.20
подпись дата

К.К. Семакин

Руководитель
профессор, канд.техн.наук

 16.06.20
подпись, дата

Ю.В. Мясоедов

Консультант
по безопасности
и экологичности
доцент, канд.техн. наук

 22.06.2020
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

 23.06.2020
подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2020

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 24 » 03 20 20

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Семакина Константина Кирилловича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Модернизация системы электроснабжения поселка городского типа Талакан Бурейского района, с целью повышения надежности и бесперебойного питания потребителей селитебной зоны

(утверждено приказом от 23.03.2020 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 22.06.2020 г

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: однолинейная схема распределительной сети, однолинейная схема ПС «№4», план расположения КТП рассматриваемого района, данные о потребителях 0,4 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, расчет токов короткого замыкания, безопасность жизнедеятельности, расчет экономических показателей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов графической части, 26 таблиц

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Консультант по безопасности и экологичности Булгаков Андрей Борисович, доцент канд.тех.наук

7. Дата выдачи задания 24.03.2020 г

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Юрий Викторович профессор, канд.техн.наук

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

Задание принял к исполнению (дата): 24.03.2020 г 
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 107с., 10 рисунков, 26 таблиц, 91 формула, 21 источников, 5 приложений.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ДИНАМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ПРИБОР УЧЕТА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, КАТЕГОРИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Основной задачей в данной работе, является разработка нового варианта системы электроснабжения поселка «Талакан» в Амурской области получающего питание подстанция №4 напряжением 110/35/6 кВ. Основной целью данной работы является увеличение надежности электроснабжения всех потребителей, подключенных к шинам низкого напряжения данной подстанции.

В качестве меры увеличения надежности электроснабжения, предлагается замена всего основного электротехнического оборудования на современное и более надежное, как на самой подстанции так в электрических сетях и на трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ.

В ходе решения указанной задачи был проведен большой объем расчетов, включающий в себя такие как: расчет электрических нагрузок, определение расчетной мощности нагрузки на стороне высокого напряжения трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, расчет коэффициентов загрузки трансформаторов КТП, и силовых трансформаторов 110/35/6 кВ, выбраны

сечения воздушных линий электропередач.

Также в данной работе проведён расчёт токов короткого замыкания с последующим выбором основного электротехнического оборудования на питающей подстанции №4, все выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания как по термической стойкости, так и по коммутационной и электродинамической.

Выполнен расчет экономических показателей при реконструкции систем электроснабжения, а также определены основные требования в области охраны труда при производстве всего объема работ

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВНР – восстановление нормального режима;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

УК – устройство компенсации;

ЛЭП – линия электропередачи;

ОПН – нелинейный ограничитель перенапряжений;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТТ – трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатические условия	10
2 Краткая характеристика поселка «Талакан» и существующих потребителей электрической энергии	11
2.1 Описание существующей схемы распределительной сети и питающих ПС	13
3 Расчет нагрузок потребителей	16
4 Проверка коэффициентов загрузки существующих КТП	20
5 Выбор силовых трансформаторов на существующих КТП	22
6 Определение расчетных нагрузок в точках подключения КТП	25
7 Определение расчетных нагрузок на шинах 6 кВ ПС «№4»	28
8 Выбор типа и сечения проводников для ВЛ 6 кВ	29
9 Проверка сечений ВЛ	32
9.1 Проверка ВЛ 6 кВ на воздействие токов КЗ.	34
9.2 Проверка ВЛ 6 кВ по допустимой потере напряжения	35
10 Компенсация реактивной мощности	36
11 Выбор и проверка трансформаторов 35/6 кВ ПС №4	38
12 Определение величины токов короткого замыкания на РУ ПС «№4»	40
13 Выбор оборудования РУ питающей ПС №4	46
13.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ	46
13.2 Выбор выключателей 6 кВ	48
13.3 Выбор разъединителей	49
13.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ	49
13.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ	50
13.6 Выбор трансформаторов тока	50
13.7 Выбор трансформаторов напряжения	53
13.8 Выбор трансформаторов собственных нужд	55

13.9 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ	56
13.10 Выбор гибких шин на напряжении 35 кВ	57
14 Защита от прямых ударов молнии ПС «№4»	58
15 Расчет сети заземления	60
16 Микропроцессорная защита трансформатора 35/6 кВ ПС №4	63
16.1 Защита от перегрузки	63
16.2 Максимальная токовая защита	63
16.3 Газовая защита	64
17 Автоматика ввода резерва	66
18 Блок микропроцессорной защиты	69
19 Безопасность и экологичность	87
19.1 Безопасность	87
19.2 Экологичность	90
19.3 Чрезвычайные ситуации	92
20 Определение экономических показателей при модернизации ПС «№4»	96
Заключение	99
Библиографический список	100
Приложение А Данные о потребителях электроэнергии	103
Приложение Б Нагрузки КТП	104
Приложение В Коэффициенты загрузки КТП	105
Приложение Г Выбор трансформаторов	106
Приложение Д Расчет нагрузки на стороне 6 кВ КТП	107

ВВЕДЕНИЕ

Главная задача, которая стоит перед электро-снабжающими организациями такими как предприятия ДРСК это повышение качества надежности питания всех потребителей, данное условие исходит из того что при перерыве в электроснабжении потребителей, на организацию накладываются различные штрафы, которые могут быть существенными.

Для того чтобы снизить величину штрафных санкций, данные предприятия должны поддерживать состояние своих электрических сетей и трансформаторных подстанций на очень высоком уровне, которые должны работать без каких-либо сбоев, периодически должна производиться модернизация существующего оборудования с заменой его на более современное.

Данная работа посвящена одной из таких проблем, в частности на рассматриваемом участке электрических сетей посёлка «Талакан» происходит планомерный рост нагрузки и связанный с ним выход из строя оборудования такого как силовые трансформаторы воздушные линии, второй фактор влияющий на работу оборудования — это физический износ оборудования.

Основным направлением для повышения надежности электроснабжения потребителей в данной работе предусматривается замена всего сетевого оборудования включая оборудование, расположенное на трансформаторных подстанциях и на самой питающей подстанции на более современное и надежное.

Рассмотрим практическую значимость от выполнения данной работы это в частности значительное снижения затрат от недопуска в электрической энергии а также от штрафных санкций которые неизбежно будут иметь место при отключениях потребителей.

При выполнении работы применялось значительное количество различных методов, включая расчет электрических нагрузок по удельной мощности нагрузки, так же использовался коэффициент совмещения максимумов нагрузки для различного рода потребителей, при этом расчет токов коротко-

го замыкания в сети высокого напряжения выполнялся с использованием относительных единиц с применением ряда средних напряжений.

Цель работы заключается в разработке такого варианта системы электроснабжения который отвечал бы всем требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей.

При выполнении данной работы использованы следующие программные комплексы: Microsoft: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

В качестве ожидаемых результатов от решения поставленных задач является: получение расчетных данных о нагрузках в узлах рассматриваемого участка, определение фактических коэффициентов загрузки и необходимых номинальных мощностей силовых трансформаторов 6/0,4 кВ КТП.

1 КЛИМАТИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

В данном разделе представлены данные по климату в районе расположения поселка «Талакан», которые понадобятся при выборе и проверке оборудования

Данные по климату в рассматриваемом районе представлены в таблице №1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см ³), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозных часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Приведенные данные будут использованы в дальнейших расчетах в основном при выборе и проверке основного оборудования

2 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОСЕЛКА «ТАЛАКАН» И СУЩЕСТВУЮЩИХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

«Талакан» - посёлок городского типа в Бурейском районе Амурской области России. Образует муниципальное образование рабочий посёлок (пгт) «Талакан» как единственный населённый пункт в его составе. Разделен на два посёлка (временный и постоянный), расстояние между которыми составляет 6 км. Расположен в юго-восточной части Амурской области в 60 км к северо-востоку от поселка «Новобурейский», на правом берегу реки Бурей. Статус посёлка городского типа с 1981 года. В посёлке проживают специалисты, которые так или иначе связаны со строительством и эксплуатацией одной из крупнейших гидроэлектростанций Дальнего Востока – Бурейской ГЭС.

Для качественного выполнения данной работы необходима характеристика потребителей электрической энергии в рассматриваемой районе. В основном в постоянном поселке большую часть занимают такие потребители как жилые дома порядка 90%, так же имеются такие как различные административные здания, небольшие торговые площади, гаражи, школа.

По степени надежности электроснабжения большую часть потребителей занимает 3 категория, так же есть и потребители второй категории, по роду тока — это в основном потребители, подключенные на поражение 380 В переменного тока промышленной частоты 50 Гц,

2.1 Описание существующей схемы распределительной сети и питающих ПС

На рисунке 1 представлена существующая однолинейная схема электроснабжения постоянного поселка «Талакан».

Однолинейная схема по своей структуре лучевая, общее количество комплектных трансформаторных подстанций 11 шт. из них 7 одно трансформаторные и 4 двух трансформаторные.

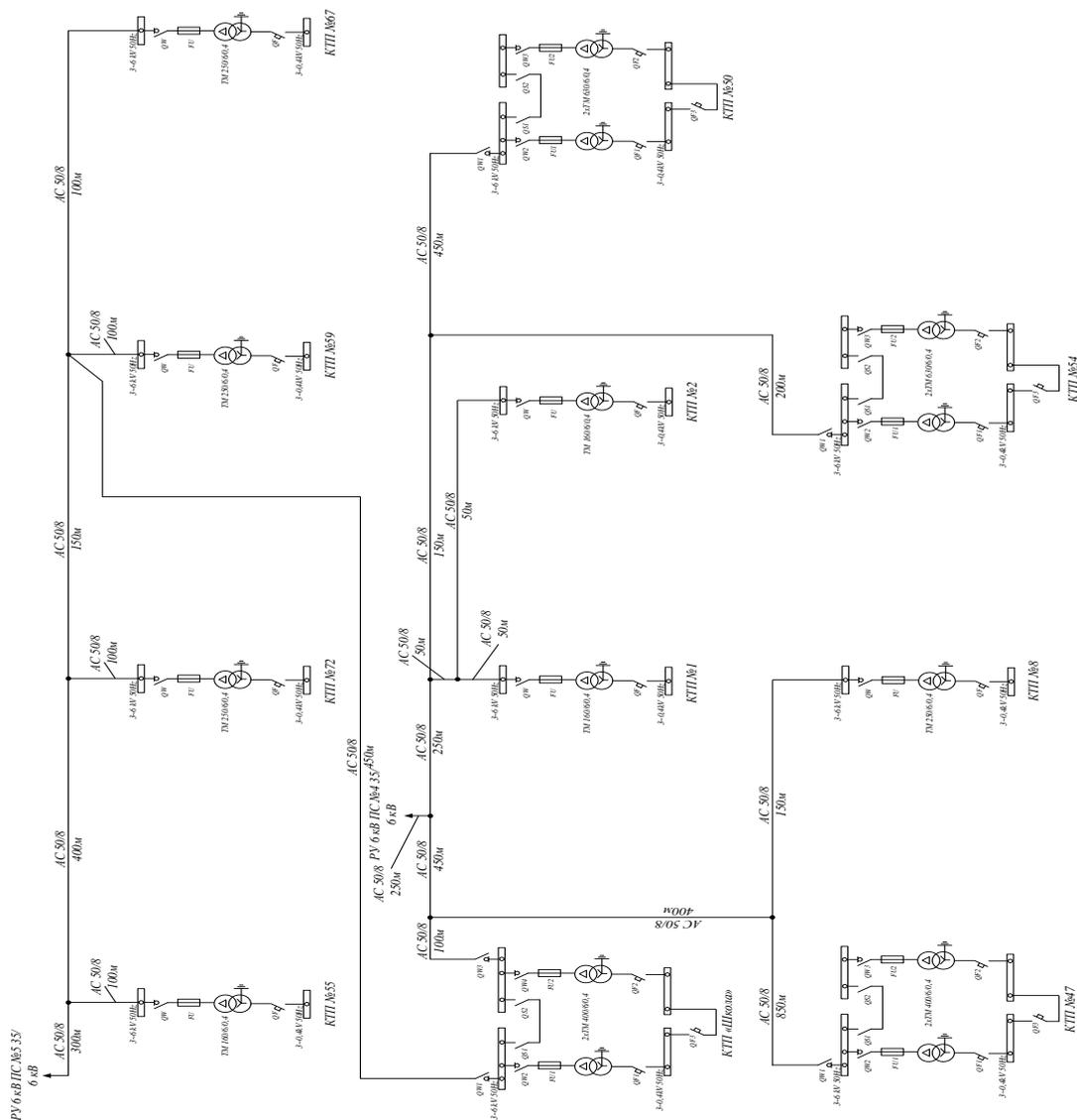


Рисунок 1 – Существующая однолинейная схема электроснабжения напряжением 6 кВ постоянного поселка «Талакан»

Номинальная мощность трансформаторов варьируется от 160 до 630 кВА, тип одинаковый на всех КТП, это ТМ – трехфазный силовой трансформатор номинальным напряжением 6/0,4 кВ, с естественным охлаждением циркуляцией воздуха и масла, регулирование напряжения производится с помощью ПБВ.

Питание КТП осуществляется от ВЛ различной протяженности которая варьируется от 50 до 850 м. ВЛ выполнена проводом марки АС 50/8 на всех участках его сечение одинаково. Как видно из схемы в данном районе

РЭС питание всего участка может осуществляться как от ПС №5 35/6 кВ так и от ПС №4.

Дополнительно при выполнении работы необходимо рассмотреть источники питания в данном районе, их роль выполняют две подстанции номинальным напряжением 35/6 кВ №4, №5, однолинейные схемы представлены на рисунке 2.

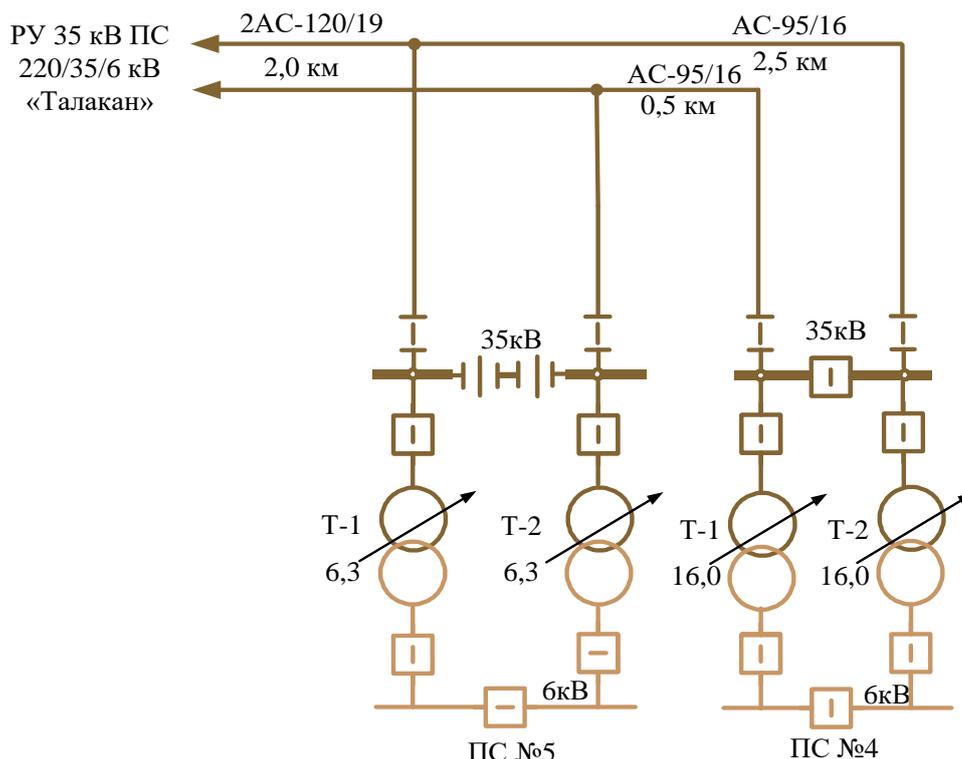


Рисунок 2 – Однолинейная схема источников питания рассматриваемого РЭС

Как указывалось, ранее в данном районе имеются две подстанции 35 кВ от которых осуществляется питание рассматриваемой распределительной сети. Рассмотрим подробно каждую ПС: №4 – по типу подключения к системе внешнего электроснабжения она является тупиковой, распределительное устройство высокого напряжения выполнено по семе «мостик с выключателями в цепях трансформаторов», ремонтная перемычка отсутствует, питание данная ПС получает от двух цепной ВЛ от распределительного устройства

среднего напряжения 35 кВ ПС «Талакан». Со стороны низкого напряжения РУ выполнено в виде двух секций шин, объединённых секционным выключателем в нормальном положении отключенным. На указанной ПС установлено два силовых двух обмоточных трансформатора типа ТМН номинальной мощностью 16 МВА, номинальное напряжение в данном случае составляет 35/6 кВ (имеется устройство регулирования напряжения РПН)

ПС: №5, по типу подключения относится к отпаечным и получает питание по двух цепной ВЛ «Талакан» - «ПС №4», номинальное напряжение ВЛ 35 кВ. РУВН выполнено как «сдвоенный блок линия-трансформатор с неавтоматической перемычкой и выключателями со стороны трансформаторов». РУНН выполнено так же как и на ПС №4 две «секции шин с секционным выключателем». На ПС установлено два силовых двух обмоточных трансформатора типа ТМН номинальной мощностью 6,3 МВА номинальным напряжением 35/6 кВ. Для регулировки напряжения при необходимости, имеется так же устройство РПН.

Отметим тот факт, что от каждой из ПС отходит только 1 фидер нагрузки и рассматривая распределительную сеть (небольшое количество КТП) можно сделать вывод от том что трансформаторы работают даже в режиме максимума нагрузки с коэффициентом загрузки значительно меньшим нормативного.

На рисунке 3 представлена поопорная схема расположения КТП рассматриваемого района электрических сетей. Отметим то что распределительная сеть выполнена на деревянных опорах и имеет значительный срок эксплуатации это в значительной степени влияет на надежность работы электрической сети т.к. такой материал как дерево подвержено разрушению по сравнению с железобетоном уступает ему в сроке эксплуатации. При проектировании новой системы электроснабжения отдавать предпочтение будем опорам, выполненным из железобетона

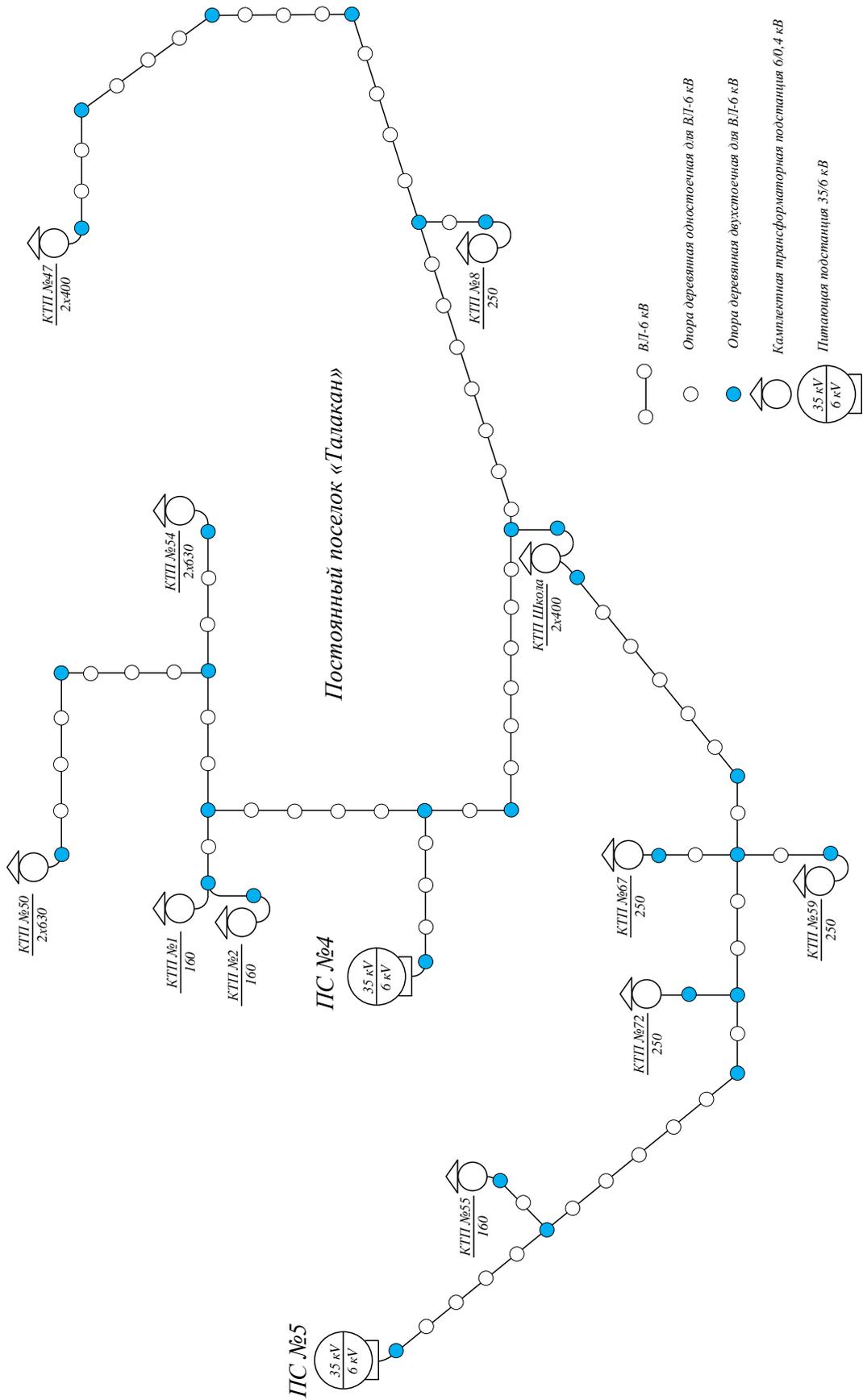


Рисунок 3– По опорная схема расположения КТП постоянного поселка «Талакан»

3 РАСЧЕТ НАГРУЗОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

В качестве метода расчета принимаем метод удельных электрических нагрузок с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки для различного рода потребителей, окончательно мы должны получить данные о расчетной мощности на стороне низкого напряжения КТП рассматриваемого района сетей.

Исходные данные о потребителях представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование КТП	Потребитель	Кол-во	Руд (кВт/ед)	tg
КТП № 1 (160 кВА)	Коттедж	35	4,7	0,2
КТП № 2 (160 кВА)	Коттедж	40	4,7	0,2
КТП № 8 (250 кВА)	Гаражи	250	0,5	0,4
КТП № 47 (2×400 кВА)	Жилой дом (40 кв.)	2	1,95	0,2
	Коттедж	50	3,6	0,2
КТП № 50 (2×630 кВА)	Жилой дом (40 кв.)	3	1,95	0,2
	Жилой дом (80 кв.)	2	1,9	0,2
	Коттедж	50	3,6	0,2
	Детский сад (400 мест)	1	0,46	0,25
	Магазин (500 м ²)	1	0,25	0,75
КТП № 54 (2×630 кВА)	Жилой дом (60 кв.)	4	1,8	0,2
	Коттедж	20	5,5	0,2
КТП № 55 (250 кВА)	Коттедж	35	4,1	0,2
	Гаражи	40	0,5	0,2
КТП № 59 (250 кВА)	Адм. Помещение (400 м ²)	1	0,46	0,62
	Гаражи	50	0,5	0,2
КТП № 67 (250 кВА)	Склад 1000 (м ²)	1	0,01	0,4
	Магазин 100 (м ²)	1	0,25	0,75
	Торговый центр (700 м ²)	1	0,25	0,75
КТП № 72 (250 кВА)	Адм. Помещение (300 м ²)	1	0,46	0,62
	Магазин (500 м ²)	1	0,25	0,75
КТП Школа (2×400 кВА)	Школа (800 уч.)	1	0,25	0,38

Для примера рассмотрим расчет нагрузки КТП №50:

Нагрузка от жилых помещений:

$$P_{жил} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{кот} \cdot n_{кот} \quad (1)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная мощность нагрузки на квартиру

$n_{кв}$ – количество квартир (ед.)

$P_{кот}$ – удельная мощность нагрузки на коттедж

$n_{кот}$ – количество коттеджей (ед.)

$$P_{жил} = 1,95 \cdot 40 \cdot 3 + 1,9 \cdot 2 \cdot 80 + 3,6 \cdot 50 = 718,0 \text{ (кВт)}$$

Реактивная составляющая нагрузки:

$$Q_{жил} = P_{жил} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (2)$$

$$Q_{жил} = 718,0 \cdot 0,2 = 143,6 \text{ (кВАр)}$$

Расчетная мощность детского сада:

$$P_{сад} = P_{уд.мест} \cdot n_{мест} \quad (3)$$

где $P_{уд.мест}$ – мощность на одно место

$n_{мест}$ – количество мест (ед.)

$$P_{сад} = 0,46 \cdot 200 = 184,0 \text{ (кВт)}$$

Реактивная составляющая:

$$Q_{сад} = P_{сад} \cdot \operatorname{tg} \phi \quad (4)$$

$$Q_{сад} = 184,0 \cdot 0,25 = 46,0 \text{ (кВАр)}$$

Расчет последнего потребителя - магазина:

$$P_{маг} = P_{уд.маг} \cdot n_{кв} \quad (5)$$

где $P_{уд.маг}$ – мощность нагрузки на один квадратный метр

$n_{кв}$ – торговая площадь магазина (m^2)

$$P_{маг} = 0,25 \cdot 500 = 125,0 \text{ (кВт)}$$

Реактивная составляющая:

$$Q_{маг} = P_{маг} \cdot \operatorname{tg}\phi \quad (6)$$

$$Q_{маг} = 125,0 \cdot 0,75 = 93,75 \text{ (кВАр)}$$

Расчет суммарной мощности:

$$P_{сум} = P_{жил} + P_{сад} \cdot K_{м1} + P_{маг} \cdot K_{м2} \quad (7)$$

где $K_{м1}$ – коэффициент совмещения максимума детского сада

$K_{м2}$ – коэффициент совмещения максимума магазина

$$P_{сум} = 718,0 + 184,0 \cdot 0,4 + 125,0 \cdot 0,6 = 866,6 \text{ (кВт)}$$

Реактивная составляющая:

$$Q_{сум} = Q_{жил} + Q_{сад} \cdot K_{м1} + Q_{маг} \cdot K_{м2} \quad (8)$$

$$Q_{сум} = 143,6 + 46,0 \cdot 0,4 + 93,75 \cdot 0,6 = 218,25 \text{ (кВАр)}$$

Полная мощность:

$$S_{сум} = \sqrt{P_{сум}^2 + Q_{сум}^2} \quad (9)$$

$$S_{сум} = \sqrt{866,6^2 + 218,25^2} = 893,66 \text{ (кВА)}$$

Расчет для остальных КТП сведен в таблицу 3:

Таблица 3 – Результаты расчетов нагрузки КТП

Наименование КТП	Потребитель	P_p (кВт)	Q_p (кВАр)	$P_{сум}$ (кВт)	$Q_{сум}$ (кВАр)	$S_{сум}$ (кВА)
КТП № 1	Коттедж	164,5	32,9	164,5	32,9	167,76
КТП № 2	Коттедж	188	37,6	188	37,6	191,72
КТП № 8	Гаражи	125	50	125	50	134,63
КТП № 47	Жилой дом (40 кв.)	156	31,2	336	67,2	342,65
	Коттедж	180	36			
КТП № 50	Жилой дом (40 кв.)	234	46,8	866,6	218,25	893,66
	Жилой дом (80 кв.)	304	60,8			
	Коттедж	180	36			
	Детский сад (400 мест)	184	46			
	Магазин (500 м ²)	125	93,75			
КТП № 54	Жилой дом (60 кв.)	432	86,4	542	108,4	552,73
	Коттедж	110	22			
КТП № 55	Коттедж	143,5	28,7	163,5	32,7	166,74
	Гаражи	20	4			
КТП № 59	Адм. Помещение (400 м ²)	184	114,08	209	119,08	240,54
	Гаражи	25	5			
	Склад 1000 (м ²)	10	4	210	154	260,42
КТП № 67						
	Магазин 100 (м ²)	25	18,75			
	Торговый центр (700 м ²)	175	131,25			
КТП № 72	Адм. Помещение (300 м ²)	138	85,56	213	141,81	255,89
	Магазин (500 м ²)	125	93,75			
КТП Школа	Школа (800 уч.)	200	76	200	76	213,95

Дополнительно расчет сведен в приложение Б, далее проводится расчет коэффициентов загрузки КТП, и выполняется анализ необходимости замены трансформаторов на более мощные.

4 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ СУЩЕСТВУЮЩИХ КТП

Коэффициент загрузки трансформатора КТП имеет важное значение, при его превышении выше нормированного значения происходит перегрузка, а при слишком низком значении недогрузка оборудования, в данном разделе мы определяем значение данного параметра на всех КТП рассматриваемого района РЭС, его значение должно составлять не более 0,9 для одно-трансформаторной КТП и не более 0,7 для двух-трансформаторной, определяем его по следующей формуле:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{сум}^2 + Q_{сум}^2}}{S_{ном.тр} \cdot N} \quad (10)$$

где $S_{ном.тр}$ - номинальная мощность трансформатора КТП.

N - количество трансформаторов КТП.

Фактический коэффициент загрузки КТП №50:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{866,6^2 + 218,25^2}}{630 \cdot 2} = 0,71$$

Фактический коэффициент загрузки в послеаварийном режиме той же КТП:

$$K_{зна} = \frac{\sqrt{P_{сум}^2 + Q_{сум}^2}}{S_{ном.тр} \cdot (N - 1)} \quad (11)$$

$$K_{зна} = \frac{\sqrt{866,6^2 + 218,25^2}}{630} = 1,42$$

Коэффициенты загрузки превышают нормированное значение, следовательно, происходит перегрузка оборудования, следовательно, во избежание

аварийной ситуации требуется увеличение мощности трансформатора. Результаты расчета по другим КТП приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Результаты расчетов коэффициентов загрузки КТП

Наименование КТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	N	$K_{эф}$	$K_{зна}$	Загрузка	Замена
КТП № 1	160	1	1,05		Перегружен	Требуется
КТП № 2	160	1	1,20	-	Перегружен	Требуется
КТП № 8	250	1	0,54	-	Недогружен	Не требуется
КТП № 47	400	2	0,43	0,86	Недогружен	Не требуется
КТП № 50	630	2	0,71	1,42	Перегружен	Требуется
КТП № 54	630	2	0,44	0,88	Недогружен	Не требуется
КТП № 55	500	1	0,33	-	Недогружен	Не требуется
КТП № 59	250	1	0,96	-	Перегружен	Требуется
КТП № 67	250	1	1,04	-	Перегружен	Требуется
КТП № 72	250	1	1,02	-	Перегружен	Требуется
КТП Школа	400	2	0,27	0,54	Недогружен	Не требуется

На некоторых КТП коэффициенты не соответствуют нормированному значению, следовательно, требуется замена.

5 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА СУЩЕСТВУЮЩИХ КТП

В данном разделе проводится выбор номинальной мощности и типа трансформаторов которые должны быть установлены взамен устаревших, израсходовавших свой ресурс и работающих с высоким, превышающим нормированное значение коэффициентом загрузки, который был определен в предыдущем разделе работы. При выборе типа трансформаторов предпочтение отдается трансформаторам с минимальными эксплуатационными затратами и высоким эксплуатационными характеристиками.

Расчетная мощность трансформатора:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (12)$$

где K_3 - номинальный коэффициент.

Для КТП № 50 определяем расчетную мощность:

$$S_{\text{ртр}} = \frac{\sqrt{866,6^2 + 218,25^2}}{0,7 \cdot 2} = 638,32 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТП №50 трансформатор типа ТМГ 1000/6 - У 1.

Силовой масляный трансформатор имеющий герметичное исполнение обладает очень высокими эксплуатационными характеристиками также низкой стоимостью, почти не нуждается в обслуживании в течение всего срока работы.

Данное устройство обладает возможностью регулировки напряжения без возбуждения, то есть после снятия нагрузки, отпайки трансформатора могут быть переставлены в другое положение с целью повышения, либо понижение напряжения на выводах низкого напряжения трансформатора,

трансформатор предназначен для питания потребителей общего назначения как в данном случае.

Основные преимущества герметичного трансформатора, это полное отсутствие необходимости в обслуживании, из-за отсутствия расширительного бака, отсутствие необходимости периодической доливки масла, периодического контроля уровня масла. Также следует отметить отсутствие контакта между воздухом и масляной пленкой в баке трансформатора из-за чего уровень изоляции масла в течение всего срока находится на очень высоком уровне, что предотвращает возникновение коротких замыканий при простое оборудования либо при других различных ситуациях.

Конструкция данного трансформатора предусматривает наличие специальной подушки, внутри бака которая изменяет своё положение при увеличении или снижении температуры наружного воздуха, а также при изменении температуры трансформатора в зависимости от нагрузки.

Особенностью данного типа трансформатора является минимальная величина потерь как холостого хода, короткого замыкания, очень низкий уровень шума по сравнению с трансформаторами аналогичного типа.

Далее проводим проверку выбранного трансформатора по коэффициентам загрузки:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{866,6^2 + 218,25^2}}{1000 \cdot 2} = 0,44$$

$$K_{за} = \frac{\sqrt{866,6^2 + 218,25^2}}{1000} = 0,89$$

Коэффициент загрузки не превышает нормированного значения, следовательно, данный тип трансформатора оставляем (с учетом дальнейшего роста нагрузки расчетный коэффициент со временем достигнет минимального

значения 0,5). Результаты расчета и выбора трансформаторов на остальных КТП представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Расчет электрических нагрузок КТП и выбор трансформаторов

Наименование КТП	S_p (кВА)	$S_{ртр}$ (кВА)	$K_{эф}$	$K_{зна}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
КТП № 1	167,76	186,4	0,75	-	1	250
КТП № 2	191,72	213,02	0,85	-	1	250
КТП № 50	893,66	638,33	0,44	0,89	2	1000
КТП № 59	240,54	267,27	0,67	-	1	400
КТП № 67	260,42	289,36	0,72	-	1	400
КТП № 72	255,89	284,32	0,71	-	1	400

Коэффициенты загрузки имеют допустимое значение, без превышения.

Марка и параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ-250/6-У 1	1	4,5	0,53	3,7
ТМГ-400/6-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТМГ-1000/6-У 1	0,6	5,5	1,6	10,6

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК В ТОЧКАХ ПОДКЛЮЧЕНИЯ КТП

В данном разделе проводим расчет приведенной к стороне высокого напряжения КТП нагрузки, для чего необходимо определение мощности потерь в трансформаторах.

В качестве расчетных формул для определения мощности потерь используем следующие:

Потери активной мощности:

$$\Delta P_m = \left(\frac{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \right) \cdot R + \Delta P_x \quad (13)$$

или

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{\text{зф}}^2 + \Delta P_x \quad (14)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \left(\frac{P_{\text{сум}}^2 + Q_{\text{сум}}^2}{U_{\text{вн}}^2} \right) \cdot X + \Delta Q_x \quad (15)$$

или

$$\Delta Q_m = \frac{u_{\kappa} \cdot S_{\text{сум}}^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тном}}}{100} \quad (16)$$

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки

R - активное сопротивление

X - реактивное сопротивление

ΔP_x - потери активной мощности XX

ΔQ_x - потери реактивной мощности XX

Расчет потерь мощности в двух трансформаторах КТП №50 [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_{3\phi}^2 + \Delta P_x = 2 \cdot (10,6 \cdot 0,44^2 + 1,6) = 7,3 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_{\text{сум}}^2}{100 \cdot S_{\text{тном}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тном}}}{100} = 2 \cdot \left(\frac{4,5 \cdot 446,83^2}{100 \cdot 1000} + \frac{0,6 \cdot 1000}{100} \right) = 39,96$$

Полная мощность потерь:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{7,3^2 + 39,96^2} = 40,62$$

Нагрузка на стороне ВН КТП №50:

$$P_{\text{вн}} = P_{\text{сум}} + \Delta P_m \tag{17}$$

$$Q_{\text{вн}} = Q_{\text{сум}} + \Delta Q_m \tag{18}$$

$$S_{\text{вн}} = S_{\text{сум}} + \Delta S_m \tag{19}$$

$$P_{\text{вн}} = 866,6 + 7,3 = 873,9 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{\text{вн}} = 218,25 + 39,96 = 258,21 \text{ (квар)}$$

$$S_{\text{вн}} = 893,66 + 40,62 = 934,28 \text{ (кВА)}$$

Результаты расчета для остальных трансформаторов приведены в таблице 7. Подробный расчет в приложении В.

Таблица 7 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 6 кВ КТП

КТП	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла		
	(кВт)	(квар)	(кВА)	(кВт)	(квар)	(кВА)
КТП № 1	1,38	7,53	7,66	165,88	40,43	175,42
КТП № 2	1,57	8,61	8,75	189,57	46,21	200,47
КТП № 8	1,10	6,04	6,14	126,1	56,04	140,77
КТП № 47	2,81	15,38	15,64	338,81	82,58	358,29
КТП № 50	7,30	39,96	40,62	873,9	258,21	934,28
КТП № 54	4,53	24,82	25,23	546,53	133,22	577,96
КТП № 55	1,37	7,49	7,61	164,87	40,19	174,35
КТП № 59	1,97	10,80	10,98	210,97	129,88	251,52
КТП № 67	2,14	11,69	11,89	212,14	165,69	272,31
КТП № 72	2,10	11,49	11,68	215,1	153,3	267,57
КТП Школа	1,75	9,61	9,76	201,75	85,61	223,71

Полученные данные используем при расчете сечений ВЛ 6 кВ

7 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 6 КВ ПС «№4»

Для определения суммарной мощности нагрузки от всех КТП рассматриваемого района в данном разделе используется коэффициент совмещения максимумов нагрузки который показывает на сколько снижается общая мощность КТП при одновременном их подключении к шинам понижающей подстанции №4:

$$P_p = k_y \cdot \sum P_{\text{вн}i} \quad (20)$$

$$Q_p = k_y \cdot \sum Q_{\text{вн}i} \quad (21)$$

где $P_{\text{вн}i}$ - расчетная активная мощность нагрузки на стороне ВН КТП

$Q_{\text{вн}i}$ - расчетная реактивная мощность нагрузки на стороне ВН КТП

k_y - коэффициент совмещения максимумов нагрузки

$$P_p = 0,92 \cdot 3245,62 = 2985,97 \text{ (кВт)}$$

$$Q_p = 0,92 \cdot 1191,36 = 1096,05 \text{ (квар)}$$

Полная расчетная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (22)$$

$$S_p = \sqrt{2985,97^2 + 1096,05^2} = 3290,52 \text{ (кВА)}$$

Полученное значение мощности используем при выборе сечения проводников ВЛ 6 кВ

8 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЯ ПРОВОДНИКОВ ДЛЯ ВЛ 6 КВ

Основной метод выбора сечения проводов линий электропередач это условие протекания номинальных токов нагрузки, после выбора номинального сечения, необходимо проверить его по условиям протекания токов короткого замыкания с воздействием их теплового импульса, дополнительная проверка выполняется по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы сети в наиболее удаленных от источника питания точках.

Перед выбором сечения проводов определяется суммарным расчетный ток в течение воздушной линии с учетом использования коэффициента совмещения максимумов нагрузки всех комплектных трансформаторных подстанций, которые будут подключены к линии электропередачи. Выбор сечения сводится к сравнению допустимого тока для выбранной марки провода с расчетным значением тока в данном сечении.

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (23)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{до}}$ – длительно допустимый ток для определенного типа проводника (ВЛ), определяется по следующему выражению:

В качестве перспективного проводника для рассматриваемого участка электрических сетей будем рассматривать проводник типа сип-3 который изготавливается номинальным напряжением 20 киловольт, имеет защитную изоляционную оболочку и является самонесущим также, так же его характеристикой является то что он выполняется много проволочным, со свет стабилизированной полиэтиленовой изоляцией. Отличительной особенностью данного проводника является наличие изоляции по сравнению с голыми проводами, которые в настоящее время используются в данной системе электро-

снабжения, а также высокая механическая прочность и долговечность, маленькая индуктивное сопротивление, отличием так же является простота монтажа и эксплуатации в течение всего срока работы данного оборудования

Сечение фидера принимаем неизменным, питание всего фидера может осуществляться как от ПС №4 так и от ПС №5

Определяем расчетный ток ВЛ 6 кВ исходя из значения мощности полученной в предыдущем разделе:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (24)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении ;

$$I_p = \frac{3290,52}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 301,91 \text{ (А)}$$

Принимаем на данном участке проводник СИП-3 3×70 с длительно допустимым током 310 А.

Данный проводник обладает значительным количеством достоинств, сюда можно отнести надежность и долговечность благодаря механической стойкости, высокой электрической изоляции, также он обладает низкими эксплуатационными затратами на 80% меньшими, чем при применении голого провода, дополнительно к достоинствам относят то что прокладывать его допускается в лесных массивах и нет необходимости применять широкие просеки, что значительно снижает затраты времени и капиталовложений для организации воздушной линии электропередачи.

ВЛ выполненные самонесущим изолированным проводом обладают высокой стойкостью к гололеду и мокрому снегу, данные погодные условия не влияют на работу воздушной линии электропередачи, выполненной из данного материала, а мокрый снег не задерживаются на поверхности и не создает дополнительной механической нагрузки на провода.

Дополнительная особенность данного типа проводника — это высокая скорость монтажа воздушной линии электропередач такие проводники можно проводить и по фасадам зданий в различных городских условиях при этом для такого типа проводника используются невысокие опоры по сравнению с устаревшим голым проводам и отсутствует необходимость в изоляторах и дорогостоящих траверсах.

Минимальное значение индуктивного и активного сопротивления благодаря применению современных материалов в значительной степени снижает потери напряжения при эксплуатации данного типа проводника, а также минимизирует потери активной и реактивной энергии в течение всего срока службы данного оборудования.

Данный тип проводника отличается также такой характеристикой как отсутствие возможности незаконного подключения, благодаря своей изоляционной оболочке снижается количество несанкционированных набросов на линию электропередач, а также вандализм и воровства.

Данный проводник обладает эстетическими преимуществами и высокой электробезопасности, что в свою очередь снижает риск поражения электрическим током при монтаже, а также в течение всего срока эксплуатации данного оборудования.

Прокладка проводника может выполняться в различных условиях в том числе и на фасадах зданий, что приводит к снижению экономических затрат при монтаже воздушной линии электропередач, выполненной из данного типа проводника.

Далее проводится проверка выбранного типа проводника по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

9 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ

Проводим расчет токов короткого замыкания, с целью проверки выбранных проводников по термической стойкости.

Сопротивление системы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз6}} \quad (24)$$

где $I_{кз6}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 6 кВ ПС «№4», определен в разделе расчетов токов КЗ

Расчет тока короткого замыкания проводим для наиболее близкой точки короткого замыкания шин ВН КТП №1, т.к. на остальных КТП ток короткого замыкания будет ниже из-за большей удаленности от источника питания, на рисунке 4 представлена схема замещения для расчета токов короткого замыкания.

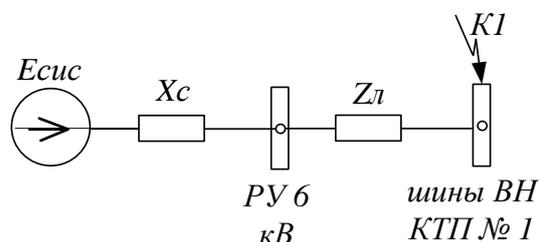


Рисунок 4 – Схема замещения сети 6 кВ

Активное и индуктивное сопротивление участка СИП:

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (25)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (26)$$

где x_0 , r_0 – удельное реактивное и активное сопротивление провода;
 L – длина участка СИП.

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{U_{\text{ср}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (27)$$

Ток двухфазного КЗ:

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (28)$$

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 19,9} = 0,18 (\text{Ом})$$

Сопротивления участка СИП (протяженность составляет 0,55 км):

$$X_l = 0,55 \cdot 0,07 = 0,04 (\text{Ом})$$

$$R_l = 0,55 \cdot 0,63 = 0,33 (\text{Ом})$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ №1

$$X_p = X_c + X_l$$

$$X_p = 0,18 + 0,04 = 0,22 (\text{Ом})$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = R_l$$

$$R_p = 0,33 (\text{Ом})$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,22^2 + 0,33^2}} = 9,26 (\text{кА})$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} 9,26 = 8,01 (\text{кА})$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,22}{0,33 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{\frac{0,01}{0,002}} = 1,14$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 9,26 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,002}} \right) = 13,1 \text{ (кА)}$$

Полученные данные используем для проверки СИП на термическую стойкость.

9.1 Проверка ВЛ 6 кВ на воздействие токов КЗ

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_K}}{C_T} \quad (29)$$

где B_K - интеграл Джоуля;

C_T - температурный коэффициент, равный 95 для алюминия.

Значение интеграла Джоуля можно определить как:

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (30)$$

где I_{no} - периодическая составляющая (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (с учетом работы резервной защиты – ступени селективности) (сек);

T_a - постоянная времени.

Рассмотрим пример расчёта интеграла Джоуля для точки короткого замыкания – шин ВН КТП №1

$$B_K = 9,26^2(1,055+0,002) = 90,63 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Далее рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение:

$$S_{T32} = \frac{\sqrt{90,63}}{95} = 10,02 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке линии равном 70 мм², следовательно, оно проходит проверку, следовательно, его оставляем.

9.2 Проверка ВЛ 6 кВ по допустимой потере напряжения

Второй проверкой для принятого сечения ВЛ является потеря напряжения в наиболее удаленной точке системы электроснабжения.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (31)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения в ВЛ на участке шины НН ПС №4 – отпайка в сторону КТП №1:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 301,91 \cdot 0,2 \cdot (0,63 \cdot 0,91 + 0,07 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{6000} = 0,99 \text{ (\%)}$$

Результаты расчета остальных участков приведены в таблице 8

Таблица 8 – Проверка сечений линий 6 кВ на потерю напряжения

Наиболее удаленная КТП	Длина участка (км)	ΔU (%)
№55	1,85	3,65
№50	1,0	3,05
№47	1,95	4,56

10 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В сетях высокого и низкого напряжения одним из основных методов для повышения напряжения в отдаленных участках сети, а также мерой снижения потерь активной и реактивной мощности является компенсация реактивной мощности, в свою очередь представляющая собой воздействие на баланс реактивной и активной энергии в узле потребления электроэнергетической системы, компенсация реактивной мощности производится с целью регулировки напряжения в узлах сети.

При выполнении данной компенсации необходимо использовать специальные устройства, называемые компенсирующими устройствами, которые вырабатывают реактивную мощность, непосредственно на шинах, которым подключается потребитель при этом баланс реактивной мощности складывается из реактивной мощности, которая потребляется из сети и из мощности, которая вырабатывается данными устройствами непосредственно в узлах нагрузки.

Компенсация реактивной мощности имеет высокое значение в электрических сетях номинальным напряжением начиная от 0,4 кВ. Рассмотрим положительные стороны данного метода регулирования напряжения в частности это увеличение срока службы трансформаторов связи со снижением нагрузки на них и увеличение пропускной способности, а также увеличение срока использования различного рода токоведущих частей включая кабельные линии воздушные линии и коммутационные аппараты. Снижение нагрузки на оборудование также в свою очередь снижает вероятность выхода этого оборудования из строя в виду нагрева контактных соединений либо каких других ситуаций, связанных с ненормальной работой оборудования.

Данная система регулирования напряжения имеет также положительный результат, который вытекает в снижение расходов электрической энергии в целом по сети.

В данном разделе производится выбор компенсирующих устройств при этом предварительно определяется рациональная мощность, которая должна передаваться из сети к потребителю

Требуемая мощность КУ [5]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (32)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ – предельное значение коэффициента мощности в часы максимума нагрузок

Q_P - расчетная реактивная мощность.

P_P - расчетная активная мощность.

Проводим расчет для ПС «№4», мощность КУ, требуемая:

$$Q_K = 1096,05 - 2985,97 \cdot 0,4 = -98,34 \text{ (квар)}$$

Расчет требуемой мощности показывает, что она имеет отрицательное значение, следовательно, установка данных устройств не нужна.

11 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ 35/6 КВ ПС №4

В настоящее время на ПС №4 установлены трансформаторы типа ТМН 16000/35/6 кВ (со значительным сроком службы), согласно расчетным данным о нагрузке, они работают практически на холостом ходу и появляется необходимость в их замене на трансформаторы такой мощности которая бы соответствовала нормативному коэффициенту загрузки как в нормальном, так и в послеаварийном режиме работы

Требуемая номинальная мощность силового двух обмоточного трансформатора определяется по следующей формуле (кВА):

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \times K_3^{opt}} \quad (33)$$

где P_p – расчетная активная мощность на шинах 6 кВ;

Q_p – расчетная реактивная мощность на шинах 6 кВ;

n_T – принятое количество трансформаторов;

K_3^{opt} – оптимальный коэффициент загрузки трансформаторов (принимается равным 0,7).

$$S_{mp} = \frac{\sqrt{2985,97^2 + 1096,05^2}}{2 \times 0,7} = 2272,35 \text{ (кВА)}$$

Принимаем ближайшее большее значение мощности: 2500 кВА, и считываем коэффициенты загрузки:

$$K_{norm} = \frac{\sqrt{2985,97^2 + 1096,05^2}}{2 \times 2500} = 0,63$$

$$K_{нас} = \frac{\sqrt{2985,97^2 + 1096,05^2}}{2500} = 1,27$$

Проверка нового силового трансформатора показала, что коэффициенты загрузки имеют приемлемое значение, а, следовательно, перегрузки трансформаторов происходить не будет. Технические параметры выбранного типа трансформатора приведены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические параметры силовых трансформаторов ТМН 2500/35/6

Тип трансформатора	U_k (%)	I_x (%)	$U_{вн}$ (кВ)	$U_{нн}$ (кВ)	P_k (кВт)	P_x (кВт)
ТМН 2500/35/6	6,5	1,0	37	6,3	23,5	3,9

На основании данных о принятом оборудовании далее проводится расчет токов короткого замыкания в РУ 35, 6 кВ ПС «№4» с последующим выбором оборудования.

12 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА РУ ПС «№4»

В электроустановках периодически возникают ненормальные режимы работы, которые характеризуются возникновением больших токов, возникновение таких режимов называется коротким замыканием, предпосылками для возникновения токов короткого замыкания может быть повреждение оборудования, неправильные действия оперативного персонала, старения изоляции и другие, например, погодные условия. В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания со следующими допущениями: сопротивление энергосистемы будет определяться из с использованием фактического значения тока КЗ на шинах подстанции «Талакан» являющиеся источником питания, при расчёте будем использовать приближенный метод, с использованием среднего ряда напряжений и метода именованных единиц

На рисунке 5 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

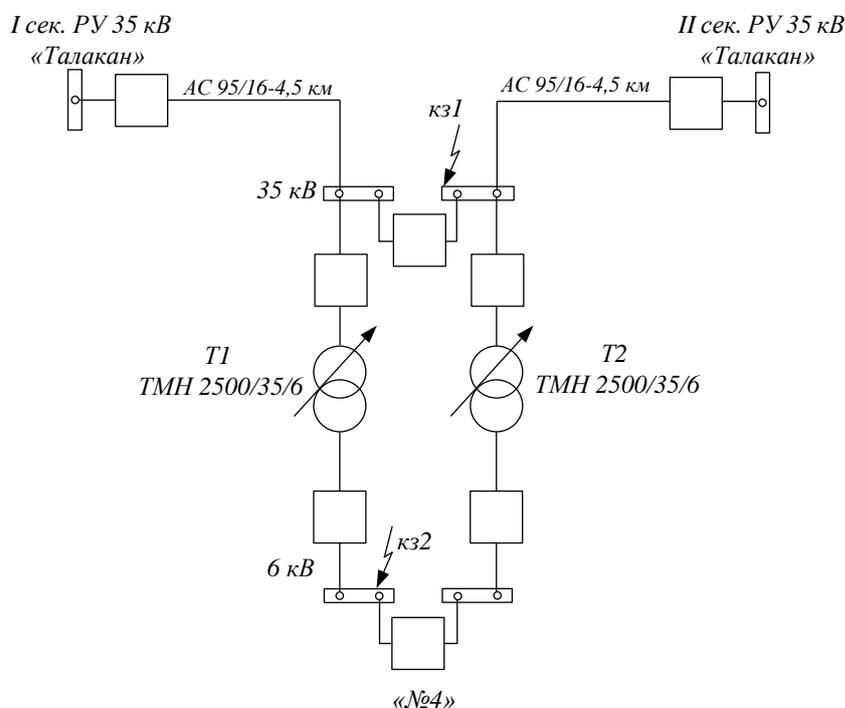


Рисунок 5 – Расчетные места КЗ

Подробный расчет токов короткого замыкания проводим для точки №1.

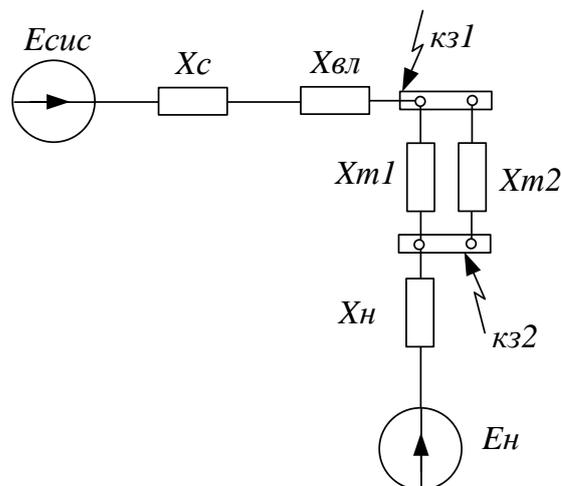


Рисунок 6 – Схема замещения

Принимаем следующие базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_6 = 2,5$ (МВА),
- 2) базисное напряжение на стороне 35 (кВ) $U_{635} = 37$,
- 3) базисное напряжение на стороне 6 (кВ) $U_{610} = 6,3$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки соответственно равны 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток на стороне высокого, среднего и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле (кА):

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} \quad (34)$$

где I_6 , U_6 – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{635} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,06 \text{ (кА)}$$

$$I_{610} = \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 0,22 \text{ (кА)}$$

Сопротивление системы со стороны шин 35 кВ (ПС «Талакан»):

$$X_c = \frac{S_6}{S_c} \quad (35)$$

$$X_c = \frac{1,0}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 9,8} = 0,002 \text{ (о.е.)}$$

где S_c – мощность короткого замыкания.

Сопротивление ВЛ ПС «Талакан» - «№4»:

$$X_{\text{ВЛ}} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{\text{ср}}^2} \quad (36)$$

где $x_{\text{уд}}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – протяженность питающей линии (км)

$$X_{\text{ВЛ}} = 0,4 \cdot 4,5 \cdot \frac{2,5}{37^2} \cdot 0,5 = 0,01 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (37)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} = 0,35 \cdot \frac{2,5}{\sqrt{2,98^2 + 1,09^2}} = 0,28 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление трансформаторов ПС «№4»:

$$X_T = \frac{u_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}} \quad (38)$$

$$X_{T1} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{2,5}{2,5} = 0,065 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{T2} = X_{T1} = 0,065 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания

Последовательное преобразование схемы относительно кз1 показано на рисунках 7, 8, 9:

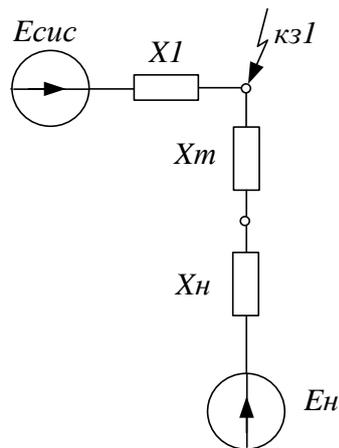


Рисунок 7 – Преобразование №1

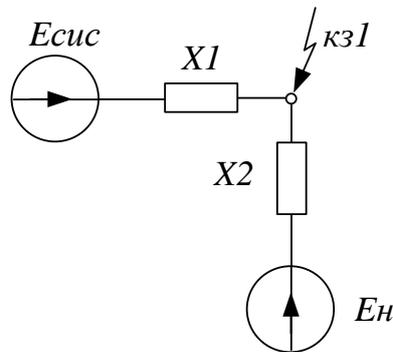


Рисунок 8 – Преобразование №2

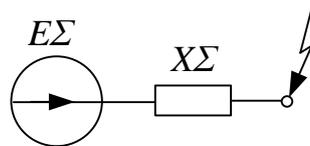


Рисунок 9 – Преобразование №3

Расчет параметров элементов:

$$X_1 = X_C + X_{вл} = 0,002 + 0,01 = 0,012 \text{ (о.е.)} \quad (39)$$

$$X_T = \frac{X_{T1}}{2} = \frac{0,065}{2} = 0,032 \text{ (о.е.)} \quad (40)$$

$$X_2 = X_T + X_H = 0,032 + 0,28 = 0,312 \text{ (о.е.)} \quad (41)$$

$$X_\Sigma = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,012 \cdot 0,318}{0,012 + 0,318} = 0,009 \text{ (о.е.)} \quad (42)$$

$$E_\Sigma = \frac{E_C \cdot X_2 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_2} = \frac{1 \cdot 0,318 + 0,85 \cdot 0,012}{0,318 + 0,012} = 0,995 \text{ (о.е.)} \quad (43)$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{но1} = \frac{E_\Sigma}{X_\Sigma} \cdot I_{Б35} = \frac{0,995}{0,009} \cdot 0,06 = 7,5 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{Ta}} \quad (44)$$

где $T_{ОВ}$ – время отключения выключателя 35 кВ.

Ta – постоянная времени.

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{но1} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{Ta}} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot e^{\frac{-0,6}{0,03}} = 0,001 \text{ (кА)}.$$

Постоянная времени:

$$Ta = \frac{X_P}{\omega \cdot R_P} = 0,03$$

где X_P – результирующее индуктивное сопротивление

R_P – результирующее активное сопротивление

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

Значение ударного тока:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (45)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 7,5 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 18,2 \text{ (кА)}.$$

Результаты расчета обеих точек сводятся в таблицу 10:

Таблица 10 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка кз	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)
1	7,5	0,001	18,2
2	19,9	0,02	48,3

В дальнейшем при выборе оборудования ПС «№4» указанные данные будут использованы в расчетах.

13 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПИТАЮЩЕЙ ПС №4

В данном разделе проводится выбор и проверка следующего оборудования ПС «№4»:

Определяем максимальные рабочие токи РУ ПС «№4» (на стороне высокого напряжения [6]):

$$I_m = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (46)$$

где S_n – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (Ом);

Для стороны ВН:

$$I_{m35} = \frac{2 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 35} = 78,0 \text{ (А)}.$$

Для стороны НН:

$$I_{m6} = \frac{2 \cdot 2,5}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 458,2 \text{ (А)}.$$

Таблица 11 – Максимальные рабочие токи в РУ подстанции «№4»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (кА)
35	78,0
6,3	458,2

13.1 Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению РУ и номинальному току данного РУ:

$$U_{ном} \geq U_{ном.сети} \quad (47)$$

$$I_{ном} \geq I_{макс.раб} \quad (48)$$

Проверка термической стойкости:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_{\kappa} \quad (49)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости;

$t_{тер}$ - время термической стойкости,

B_{κ} - интеграл Джоуля.

Проверка электродинамической стойкости:

$$I_{пр.скв} = I_{дин} \geq I_{уд}, \quad (50)$$

где $I_{пр.скв}$ - предельный сквозной ток;

$I_{дин}$ - ток электродинамической стойкости.

Значение интеграла Джоуля:

$$B_{\kappa} = I_{но}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (51)$$

где $I_{но}$ - периодическая составляющая (кА);

$t_{отк}$ - время отключения выключателя (сек);

T_a - постоянная времени.

На примере точки кз1:

$$B_{\kappa 1} = I_{но1}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a1}) = 7,5^2 \cdot (1,055 + 0,03) = 61,03 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

$$B_{\kappa 2} = I_{но2}^2 \cdot (t_{отк} + T_{a2}) = 19,9^2 \cdot (1,055 + 0,03) = 429,67 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Сравнение паспортных данных выключателя ВРС-35 со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U _{ном} (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I _{ном} (А)	1250	78,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I _{вкл} (кА)	40	7,5	$I_{вкл} \geq I_{по}$
I _{пик} , I _{уд} , (кА)	104	18,2	$I_{пик} \geq I_{уд}$
I _{откл} (кА)	40	7,5	$I_{откл} \geq I_{по}$
I _а (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 40 =$ 24,85	0,001	$I_{ном.а} \geq I_a$
I _{прскв} , I _{уд} (кА)	102	18,2	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I _{тер} ² ·t _{тер} (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $40^2 \cdot 3 =$ 1200	61,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель прошел проверку

13.2 Выбор выключателей 6 кВ

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВВПВ-6-630-20У3 в составе КРУ

Сравнение паспортных данных выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 13:

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей 6 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
U _{ном} (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I _{ном} (А)	630	458,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I _{вкл} (кА)	20	19,9	$I_{вкл} \geq I_{по}$
I _{пик} , I _{уд} , (кА)	51	48,3	$I_{пик} \geq I_{уд}$
I _{откл} (кА)	20	19,9	$I_{откл} \geq I_{по}$

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4
I_a (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 20 =$ 8,48	0,02	$I_{ном.а} \geq I_a$
Ипрскв, Iуд (кА)	51	48,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	429,67	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Выключатель прошел проверку

13.3 Выбор разъединителей

На ОРУ 35 кВ, по напряжению РУ и максимальному рабочему току данного РУ выбираем разъединители марки РДЗ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов короткого замыкания показано в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Uном (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Iном (А)	1000	78,0	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Ипрскв, Iуд (кА)	63	18,2	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $63^2 \cdot 3 =$ 1850	61,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$

Разъединитель прошел проверку

13.4 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ.

Для защиты оборудования РУ 35 кВ принимаем ОПН-35 УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 15.

Таблица 15 – Технические данные ОПН 35 кВ

ОПН-35 УХЛ1	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	26
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	58,33

Сравнение расчетных данных с паспортными для ОПН приведено в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	26	21,4	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на РУ 35 кВ ПС «№4».

13.5 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 6 кВ

Принимаем к установке ОПН-6/11-10(I) Сравнение параметров приведено в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор и проверка ОПН 6 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	3,66	3,49	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке на РУ 6 кВ ПС «№4».

13.6 Выбор трансформаторов тока

Сопrotивления нагрузки трансформаторов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (52)$$

Сопротивление контактов принимается $r_{\text{к}}=0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F}, \quad (53)$$

где $\rho = 0,0283$ (Ом·мм²)/м – удельное сопротивление провода;

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 кВ подстанции принимается для РУ 35 кВ - 100 м, для РУ 6 кВ - 60 м;

F - сечение соединительного провода.

Сопротивление проводов (для РУ 35 кВ):

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 100}{4} = 0,71 \text{ (Ом)}.$$

для РУ 6 кВ:

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}.$$

Сопротивление приборов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (54)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5$ А.

Принимаем трехфазный измерительный комплекс КИИП-2М.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для всех РУ ПС «№4» приведен в таблице 18, 19.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 19 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность самой загруженной фазы на напряжении 35 $S_{np}=1,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{1,62}{5^2} = 0,06 \text{ (Ом)}.$$

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 6 кВ $S_{np} = 0,62$ ВА. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{np}}{I^2} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (РУ 35 кВ):

$$Z_{2.35} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,06 + 0,71 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}.$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (РУ 6 кВ):

$$Z_{2.6} = r_{пров} + r_{приб} + r_k = 0,02 + 0,43 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}.$$

Принимаем на стороне ВН трансформатор тока типа ТОЛ-35-III. Сравнение параметров выбранного трансформатора тока 35 кВ с расчетными данными приведен в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
U _{ном} (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
I _{ном} (А)	100	78	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
I _{прскв} , I _{уд} (кА)	104	18,2	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
I _{тер} ² × t _{тер} (кА ² с)	1200	61,03	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Z _{2 ном} (Ом)	20	0,87	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 6 кВ ТПЛК-6 с номинальным током первичной обмотки 500 А. Сравнение параметров приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение U _{ном} (кВ)	6	6	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Номинальный ток I _{ном} (А)	500	458,2	$I_{ном} \geq I_{макс.раб}$
Предельный сквозной ток I _{прскв} , I _{уд} (кА)	52	48,3	$I_{пр.скв} \geq I_{уд}$
Термическая стойкость, I _{тер} ² × t _{тер} (кА ² с)	3675,0	429,67	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
Номинальная вторичная нагрузка Z _{2 ном} (Ом)	1,2	0,55	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

13.7 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираем из условия:

$$S_{2ном} \geq S_2,$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность принятого трансформатора напряжения;

S_2 - суммарная нагрузка измерительных приборов и реле.

Определение вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения РУ 35 кВ ПС «№4»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			27

Проверяем трансформатор напряжения типа НАЛИ-35 УХЛ1:

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	27 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформаторы напряжения для РУ 6 кВ ПС «№4».

Сравнение параметров выбранного трансформатора напряжения приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 6 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	КИПП-2М	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Принимаем трансформатор напряжения типа: НАМИ – 6 УХЛ1.

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 6 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные дан- ные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (6 кВ)	75 ВА	7 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

Данный тип трансформатора принимаем к установке на РУ-6 кВ ПС «№4».

13.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Проводим расчет требуемой мощности трансформаторов собственных нужд ПС «№4» Расчетная нагрузка потребителей ПС «№4» приведены в таблице 26:

Таблица 26 – Расчетная нагрузка потребителей СН ПС «№4»

Потребитель	Расчетная мощность СН (кВА)
Приводы выключателей	6,3
Обогрев РУ 35 кВ	6
Обогрев РУ 6 кВ	6
Освещение коридора КРУ 6 кВ	0,2
Освещение ячеек 6 кВ	0,2
Освещение ОРУ 35	1,0
Сумма	19,7

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «№4»:

$$S_P = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{ном}} = \frac{19,7}{2 \cdot 0,7} = 14,07 \text{ (кВА)}.$$

Выбираем для монтажа на ПС «№4» в качестве источников переменного оперативного тока два трансформатора типа ТСЗ 16/6/0,4 номинальной мощностью 40 кВА.

13.9 Выбор жестких шин на напряжении 6 кВ

Выполним выбор жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в РУ 6 кВ ПС «№4» составляет 458 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины типа АДО с размерами 80×6 мм (4.8 см^2), длительно допустимый ток для нее составляет 920А. Шины устанавливаем на изоляторах в горизонтальной плоскости, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_m} = \frac{\sqrt{429,67}}{91} = 0,28 \text{ (см}^2\text{)} \quad (55)$$

где B_k – интеграл джоуля, рассчитан ранее при выборе выключателей.

C_m - коэффициент материала шины

Определяем максимальный пролет:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \text{ (м)}$$

где J – момент инерции шины ($\text{см}^3 \times \text{см}$).

q - сечение проводника, в данном случае 4,8 (см^2)

Момент инерции находим как:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \text{ (см}^3 \times \text{см)}. \quad (56)$$

Принимаем пролет между изоляторами шин АДО равный 0,9 м

Наибольшее механическое усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{48300^2}{0,4} = 49,94 \text{ (Н/м)} \quad (57)$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент механического сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \text{ (см}^3\text{)} \quad (58)$$

Определяем механическое напряжение:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{48300^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)} \quad (59)$$

Полученное значение менее предельного для данного типа (шины из алюминиевого сплава) материала 60 МПа, расчет окончен

13.10 Выбор гибких шин на напряжении 35 кВ

Гибкие шины на ОРУ применяются повсеместно из-за своей низкой стоимости и простоты монтажа.

На ОРУ 35 кВ принимаем для установки провода таким же сечением, как и отходящие ВЛ – АС-95/16 мм² Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Длительно допустимый ток для данного типа провода составляет 390 А.

14 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ ПС «№4»

Проводим расчет системы молнии защиты ПС №4, система представляет собой мачтовые молниеотводы в количестве 4 шт

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (60)$$

где h – высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 16 = 13,6 \text{ (м)}$$

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{эф}}) \cdot h_{\text{эф}} = (1,1 - 0,002 \cdot 13,6) \cdot 13,6 = 13,1 \text{ (м)} \quad (61)$$

Радиус зоны защиты трансформатора:

$$r_{\text{хмп}} = 1,6 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{(h_{\text{эф}} + h_x)} = 1,6 \cdot 13,6 \cdot \frac{(13,6 - 5)}{(13,6 + 5)} = 6,6 \quad (62)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов расположенных на заданном расстоянии 44,0 м друг от друга:

$$h_{c12} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31 \text{ (м)}$$

$$h_{c23} = h_{\text{эф}} - \frac{L23}{7} = 13,6 - \frac{21}{7} = 10,6 \text{ (м)}$$

$$h_{c34} = h_{\text{эф}} - \frac{L34}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31$$

$$h_{c14} = h_{\text{эф}} - \frac{L14}{7} = 13,6 - \frac{38}{7} = 6,17$$

Выполняем расчет для остальных пар молниеотводов:

$$r_{cx12} = 1,6 \cdot \frac{h_{c12} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c12}}} = 1,6 \cdot \frac{7,31 - 5}{1 + \frac{5}{7,31}} = 2,19 \quad (63)$$

$$r_{cx23} = 1,6 \cdot \frac{h_{c23} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c23}}} = 1,6 \cdot \frac{10,6 - 5}{1 + \frac{5}{10,6}} = 6,08$$

$$r_{cx34} = 1,6 \cdot \frac{h_{c34} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c34}}} = 1,6 \cdot \frac{7,31 - 5}{1 + \frac{5}{7,31}} = 2,19$$

$$r_{cx14} = 1,6 \cdot \frac{h_{c14} - h_x}{1 + \frac{h_x}{h_{c14}}} = 1,6 \cdot \frac{6,17 - 5}{1 + \frac{5}{6,17}} = 1,03$$

где h_x – высота трансформатора.

Подробный расчет приведен в графической части работы

15 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Основные размеры ПС «№4» необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления ПС «№4»:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (64)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов для рассматриваемой схемы заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (65)$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{3,37^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (66)$$

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания РУ ПС «№4» (кА)

T - предельное время работы защиты

β - справочный коэффициент.

Сечение проходит проверку по термической стойкости.

Проверка сечения на коррозию:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (67)$$

$$S_{cp} = 0,005 \cdot \ln(240)^3 + 0,0036 \cdot \ln(240)^3 - 0,05 \cdot \ln(240)^3 + d_k = 1,$$

где - a_k, b_k, c_k, d_k - вспомогательные коэффициенты

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (68)$$

Принимаем расстояние между полосами $l_{nn} = 5$ (м)

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (69)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (70)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (71)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (72)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (73)$$

Принимаем: $n_e = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_e = 4$ (м)

Стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_c = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_e \cdot n_e} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (74)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (75)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 (\text{Ом}) \quad (76)$$

При расчете значение сопротивления получилось менее допустимого в 0,5 Ом

Данный уровень сопротивления позволит защитить оборудование и персонал от грозových перенапряжений и при повреждении изоляции оборудования.

16.1 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты [18]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 51,2 \quad (77)$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки

k_{ϵ} – коэффициент возврата

Ток срабатывания данного реле:

$$I_{CР} = \frac{51,2}{(100/5)} = 2,51$$

В качестве токового реле принимаем РС-40/10. Время срабатывания защиты принимается 9 секунд. Реле времени принимаем РВ-235 с необходимым диапазоном времени.

16.2 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне ВН 35 кВ [14]:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot \frac{2,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 80,87 \quad (78)$$

где k_n – коэффициент надежности, принимается равным 1,2;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска принимается равным 1,5;

$$k_{\epsilon} = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{17,23 \cdot 10^3 \cdot (6,3/35)}{80,87} = 8,18 \quad (79)$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{80,87}{(100/5)} = 4,04$$

Все защиты проходят проверку по чувствительности, следовательно, расчет верен, и они могут быть установлены на трансформаторах ПС «№4».

16.3 Газовая защита.

В процессе работы силового трансформатора могут возникать различные нештатные ситуации включая повреждения внутренних частей трансформатора, повреждение обмоток, высоковольтных вводов, при такого рода повреждения происходит разрушения масла и разделение его на такие составляющие как горючий газ - водород. Поэтому для защиты силовых трансформаторов применяется специальная газовая защита которая является наиболее универсальной и защищающей от всех внутренних повреждений силовые трансформаторы. Данная защита обладает абсолютной селективностью и работает при повреждениях только внутри трансформатора при этом короткие замыкания либо другие повреждения которые происходят снаружи трансформатора не входит в зону защиты данной системы.

Выделяющийся в месте короткого замыкания газ поднимается к верху трансформатора и проходит через специальное газовое реле которое фиксирует прохождение быстрого потока газа и в зависимости от того какова его скорость выдаёт либо сигналы либо производит отключение трансформатора в сети.

Газовая защита предназначена для отключения трансформатора при межвитковых коротких замыканиях внутри бака трансформатора, также при снижении уровня масла до минимального значения, также при коротких замыканиях между витками обмотки и корпусом трансформатора либо его заземленными частями, например, магнитопроводом.

Если повреждения внутри трансформатора незначительны то происходит медленное газообразование при этом газовая защита работает на сигнал при этом отключение трансформатора не происходит.

Очень сильное газообразование свидетельствует о том что внутри бака происходит короткое замыкание, при данной неисправности газовая защита сразу же отработывает на отключение трансформатора со всех сторон откуда может быть подано напряжение на него.

Газовая защита устанавливается на силовой трансформатор номинальной мощности от 6,3 МВА и для таких трансформаторов она является обязательной при этом для силовых трансформаторов понизительной подстанций мощностью от 1 МВА до МВА она является обязательной при отсутствии основной дифференциальной защиты либо максимальной токовой защиты. Для трансформаторов 400 кВА и выше которые устанавливается внутри цеха данная защита не обязательна.

На принятом типе трансформаторов применяем газовую защиту основанную на отечественном реле РГЧЗ.

17 АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА

В данном разделе рассмотрим устройство автоматического ввода резерва которое применяется на ПС №4, на базе шкафа ШЭ-МТ-062.

Шкаф быстродействующего автоматического ввода резерва ШЭ-МТ-062 предназначен для выполнения функций быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР), штатного автоматического ввода резерва (АВР), а также возврата к нормальному режиму (ВНР) после АВР или БАВР. Шкаф может быть применен для выполнения функций АВР и БАВР как в сетях 6-10 кВ, так и в сетях 0,4 кВ. Для обеспечения минимального времени переключения рекомендуется применение быстродействующих вводных и секционному выключателей. Состав шкафа (не более 1-го комплекта для навесного исполнения, не более 2-х комплектов для напольного исполнения):

1. Комплект быстродействующего автоматического ввода резерва (неявный резерв, БМРЗ-БАВР-01)
2. Комплект быстродействующего автоматического ввода резерва (явный резерв, БМРЗ-БАВР-11)

Комплекты выполнены на базе микропроцессорного блока типа БМРЗ-БАВР-01. Быстродействующий автоматический ввод резерва: Алгоритм БАВР предназначен для быстрого переключения нагрузки с одной секции шин на другую при любом нарушении нормального режима электроснабжения со стороны питающей сети. Алгоритм применим как для нагрузки, обеспечивающей поддержание напряжения на секции шин (напр., синхронные электродвигатели), так и не обеспечивающей. При этом изменение характера нагрузки не приводит к необходимости изменения настроек БМРЗ-БАВР. Основными признаками для срабатывания БАВР являются: направление мощности по фазам через вводные выключатели, значения напряжений на шинах, угол между напряжениями прямой последовательности секций шин. Проверка попадания угла между напряжениями прямой последовательности в область срабатывания осуществляется с учётом времени включения секционного выключателя. В случае, если скорость увеличения угла не позволяет осуществить включение на первом пово-

роте, предусмотрен алгоритм включения при повторном попадании угла в область срабатывания. Для нагрузки, которая не обеспечивает поддержание напряжения на шинах предусмотрен пуск БАВР по напряжению с контролем направления мощности. Автоматический ввод резерва: Алгоритм АВР предназначен для переключения нагрузки с одной секции шин на другую при снижении напряжения на секции шин, потерявшей питание, ниже уставки. Переключение осуществляется без контроля направления мощности на вводах и угла между напряжениями на секциях шин. При наличии синхронной нагрузки должно осуществляться гашение поля двигателей секции, потерявшей питание, для ускорения снижения напряжения. Пуск АВР осуществляется при: - снижении максимального линейного напряжения на секции шин и до ввода ниже уставки «АВР $U_{0.e}$ »; - превышении напряжением обратной последовательности до вводного выключателя и на секции шин выше уставки «АВР U_2 ».

Контроль исправности цепей напряжения шинного ТН: Неисправность цепей напряжения ТН СШ1 фиксируется при наличии одного из следующих признаков: - одновременное превышение напряжением обратной последовательности уставки «КЦН U_2 » и снижение тока обратной последовательности ВВ1 ниже уставки «КЦН I_2 » при включенном ВВ1 в течение времени КЦН T_1 . При включенном СВ дополнительно контролируется ток обратной последовательности ВВ2; - одновременное снижение всех линейных напряжений ниже $0.1U_{ном}$ СШ и превышение хотя бы одним фазным током ВВ1 уставки «КЦН I » в течение времени КЦН T_2 . При включенном СВ дополнительно контролируется фазный ток ВВ2; - отсутствие сигнала «Цепи ТН СШ1»; - соотношения между напряжениями на секции шин и до ввода при включенном ВВ1, характерные для обрыва цепей ТН СШ1. Для секции шин 2 алгоритм выполнен аналогично. При выявлении неисправности цепей напряжения ТН СШ блокируются функции БАВР, АВР и выдается сигнал вызывной сигнализации. Контроль исправности цепей напряжения ТН до ввода: Неисправность цепей напряжения ТН ВВ1 фиксируется при наличии одного из следующих

признаков: - одновременное превышение напряжением обратной последовательности уставки «КЦН U2» и снижение тока обратной последовательности ВВ1 ниже уставки «КЦН I2» при включенном ВВ1 в течение времени КЦН Т1; - одновременное снижение всех линейных напряжений ниже $0.1U_{ном}$ ВВ и превышение хотя бы одним фазным током ВВ1 уставки «КЦН I» в течение времени КЦН Т2; - отсутствие сигнала «Цепи ТН ВВ1». Для ввода 2 алгоритм выполнен аналогично. При выявлении неисправности цепей напряжения ТН ВВ блокируется функция АВР и выдается сигнал вызывной сигнализации.

Восстановление нормального режима Алгоритм ВНР предназначен для возврата к нормальному режиму работы после срабатывания БАВР или АВР. Включение ввода разрешено при: - разнице между действующими значениями напряжений прямой последовательности не более значения уставки «ВНР dU», %; - угле между векторами напряжений прямой последовательности не более значения уставки «ВНР Фдоп». Предусмотрена возможность компенсации сдвига фаз между напряжениями, измеряемыми до ввода и напряжениями на секции шин, что позволяет использовать для измерения напряжений ТСН до ввода. Диагностика цепей выключателей: Сигнал неисправности цепей ВВ1, ВВ2, СВ формируется при: - несоответствии сигналов положения выключателя РПО, РПВ; - неготовности привода выключателя; - не включении выключателя за время «Твкл.имп»; - не отключении выключателя за время «Тоткл. имп» или при длительности сигнала отключения более 0,25 с. Сигнал неисправности выключателя действует на вызывную сигнализацию и блокирует включение выключателя.

18 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ

На ПС в качестве устройства защиты присоединений с вакуумными выключателями принят блок БМРЗ, рассмотрим его подробно.

Возможности блока позволяют проектным и пусконаладочным организациям на основе логических сигналов типовых и фиксированных функциональных схем защит и автоматики учитывать индивидуальные особенности проекта защищаемого присоединения.

Программное обеспечение, созданное предприятием-изготовителем, является базовым функциональным программным обеспечением (далее - БФПО), в нем реализуются функции защит и автоматики, сигнализации, сервисные функции и функции диагностики блока. Изменение БФПО осуществляется только на предприятии-изготовителе.

Дополнительные функциональные схемы, создаваемые для учета индивидуальных особенностей проекта защищаемого присоединения, входят в состав программного модуля конфигурации (далее - ПМК). Для создания ПМК следует использовать программный комплекс "Конфигуратор - МТ". ПМК включает в себя: - уставки защит и автоматики; - дополнительные функциональные схемы ПМК (далее - схемы ПМК); - настройки связи блока с АСУ/ПЭВМ; - настройки функций синхронизации времени блока; - настройки таблицы подключений блока; - настройки таблицы назначений блока.

Таблица подключений блока позволяет использовать дискретные входы для привязки их к входным сигналам функциональных схем БФПО

Таблица назначений блока позволяет: - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним сигналов с дискретных входов блока; - использовать свободно назначаемые выходные реле для привязки к ним логических сигналов функциональных схем; - создавать дополнительные записи для журнала сообщений и журнала аварий; - выполнять настройку светоизлучающих диодов (светодиодов); - выполнять настройку состава осциллограмм.

В комплект поставки блока входит пример реализации ПМК, созданный предприятием-изготовителем

Выходные сигналы функциональных схем БФПО и схем ПМК могут быть использованы в таблице назначений блока, а также переданы в АСУ. Выходные сигналы функциональных схем БФПО могут быть использованы для создания схем ПМК.

Программный комплекс "Конфигуратор - МТ" предоставляет возможность установки паролей для разделения на следующие уровни доступа: служба РЗА (изменение уставок, просмотр и управление) и служба АСУ (изменение коммуникационных настроек).

Для создания дополнительных функциональных схем, учитывающих особенности проекта защищаемого присоединения, доступны следующие элементы: - дискретные входы, перечень которых приведен в таблице 3; - кнопки лицевой панели "F1" и "F2"; - входные сигналы АСУ, перечень которых приведен в таблице 7; - входные сигналы функциональных схем, - выходные сигналы функциональных схем; - свободно назначаемые дискретные выходы, БМРЗ-152-Д-ВВ-01 ДИВГ.648228.039-02.01 РЭ 10 3.2.2 Назначение дискретных входов в таблице подключений блока производится в виде перекрестной связи между дискретным входом (графа) и входным сигналом функциональных схем БФПО (строка) (пример назначения свободно назначаемого дискретного входа "[Я6] Вход" на входной сигнал функциональных схем БФПО "Квитир. внеш."). Допускается прямое или инверсное подключение дискретного входа.

Функции защиты

Токовая отсечка (ТО)

ТО предназначена для быстрой ликвидации междуфазных коротких замыканий.

ТО выполняется с контролем трех фазных токов. Схема подключения аналоговых сигналов, в случае установки трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструк-

цией Ступени ТО могут быть введены в действие программными ключами S101 и S102 для первой и второй ступени соответственно.

Предусмотрена возможность работы первой и второй ступени ТО с контролем от реле направления мощности (РНМ). Ввод РНМ производится программными ключами S143, S145 для первой и второй ступени соответственно. Предусмотрен выбор варианта работы ТО при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программными ключами S144, S146 для первой и второй ступени соответственно. 4.1.1.5 Характеристика РНМ представлена в руководстве по эксплуатации ДИВГ.648228.029 РЭ.

При междуфазных коротких замыканиях вблизи места установки защиты, сопровождающихся значительным снижением напряжения, подводимого к реле (ниже 7 В), РНМ работает "по памяти". В этом случае на реле в течение 200 мс сохраняется фаза напряжения предаварийного режима. По истечении 200 мс состояние РНМ фиксируется. Возврат РНМ осуществляется при восстановлении значения напряжения выше 7 В. Для готовности работы РНМ "по памяти" необходимо наличие на зажимах РНМ напряжения выше 9 В в течение не менее 60 мс.

При неготовности РНМ работать "по памяти" формируется логический сигнал "недост.", ступени ТО работают в ненаправленном режиме.

Для блокировки пуска ступеней ТО предусмотрены логические сигналы "ТО 1 блок." и "ТО 2 блок.". Блокировка осуществляется наличием логической единицы.

Максимальная токовая защита (МТЗ)

МТЗ предназначена для защиты от междуфазных коротких замыканий и перегрузки защищаемого присоединения. Первая ступень имеет независимую или зависимую времятоковую характеристику. Вторая ступень имеет независимую времятоковую характеристику.

Ступени МТЗ могут быть введены в действие программными ключами S103 и S104 для первой и второй ступени соответственно.

МТЗ выполняется с контролем трех фазных токов (в соответствии с рисунком Б.2). При установке трансформаторов тока в двух фазах подключение к блоку осуществляется в соответствии с рисунком А.2.

Выбор времятоковой характеристики производится программным ключом S109 (по умолчанию первая ступень МТЗ выполняется независимой). Блок обеспечивает возможность работы первой ступени с четырьмя типами обратозависимых времятоковых характеристик:

Для зависимой характеристики возможен выбор одной из четырёх зависимых времятоковых характеристик.

Тип времятоковой характеристики задаётся уставкой в программном комплексе "Конфигуратор - МТ" при выборе типа обратозависимой времятоковой характеристики.

Вторая ступень МТЗ может быть использована с действием на отключение и сигнализацию или с действием только на сигнализацию. Ввод действия второй ступени МТЗ на отключение производится программным ключом S117.

Для первой ступени МТЗ с независимой времятоковой характеристикой может быть введен пуск по напряжению (программный ключ S122 - ввод контроля линейного напряжения и программный ключ S123 - ввод комбинированного пуска с контролем напряжения обратной последовательности и линейного напряжения). Условием пуска первой ступени МТЗ является снижение любого линейного напряжения ниже уставки "МТЗ РН Ул" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН U2". При использовании комбинированного пуска МТЗ по напряжению применять уставки по времени менее 0,1 с не рекомендуется. БМРЗ-152-Д-ВВ-01 ДИВГ.648228.039-02.01 РЭ 17

Контроль напряжения для комбинированного пуска МТЗ выводится при неисправности цепей напряжения в соответствии рисунком Б.2. Для вывода контроля исправности цепей напряжения необходимо ввести программный ключ S150.

Предусмотрена возможность работы первой ступени МТЗ с контролем от РНМ. Ввод РНМ производится программным ключом S147. При использовании направленной МТЗ предусмотрен выбор варианта её работы при прямом или обратном направлении мощности. Выбор варианта осуществляется программным ключом S148.

Для блокировки первой или второй ступени МТЗ предусмотрены логические сигналы "МТЗ 1 ст. блок." и "МТЗ 2 ст. блок." соответственно.

Ускорение МТЗ (УМТЗ)

УМТЗ предназначено для ускорения действия первой ступени МТЗ при включении выключателя и коротком замыкании в защищаемой зоне. УМТЗ может быть введено в действие программным ключом S106.

После исчезновения сигнала "РПО" в течение 1 с и при пуске первой ступени МТЗ с выдержкой времени "УМТЗ Т" выдается сигнал на отключение выключателя в соответствии рисунком Б.3.

Предусмотрена блокировка УМТЗ (программный ключ S160) по наличию напряжений на секции шин и до вводного выключателя.

Для блокировки работы УМТЗ предусмотрен сигнал "УМТЗ блок."

Логическая защита шин (ЛЗШ)

ЛЗШ предназначена для ускорения действия МТЗ выключателя источника питания при коротком замыкании на шинах присоединения. 4.1.4.2 Ввод в работу ЛЗШ осуществляется программным ключом S128 (в соответствии с рисунком Б.3).

Организация ЛЗШ представлена в руководстве по эксплуатации ДИВГ648228.029 РЭ.

Подключение датчиков логической защиты шин может быть выполнено при параллельном или последовательном соединении, выбор осуществляется программным ключом S149. По умолчанию блок реализует схему с последовательным соединением датчиков логической защиты шин.

При получении сигнала от датчиков ЛЗШ (пуск МТЗ присоединений, питающих нагрузку) первая ступень МТЗ действует с выдержкой времени,

выбранной по условию селективности. При отсутствии сигнала от датчиков ЛЗШ и пуске первой ступени МТЗ срабатывание МТЗ происходит с уставкой по времени "ЛЗШ Т".

Блок обеспечивает контроль исправности шинки ЛЗШ - при наличии сигнала от датчиков ЛЗШ в течение 180 с блок выдает сигнал "Вызов".

При расчете уставок по времени необходимо учитывать время обработки блоком входных дискретных сигналов. При использовании ЛЗШ не рекомендуется устанавливать значение выдержки первой ступени МТЗ менее 0,1 с.

Дуговая защита (ДгЗ)

ДгЗ предназначена для защиты от дуговых коротких замыканий внутри отсека ячейки. ДгЗ обладает абсолютной селективностью. Блок реализует функцию дуговой защиты. Дуговая защита выполняется с помощью входного логического сигнала "ДгЗ". Дуговая защита может быть реализована с контролем тока (программный ключ S130). Срабатывание дуговой защиты действует на отключение выключателя.

Блок выполняет контроль исправности цепи ДгЗ. При длительном, более 2,5 с, наличии входного сигнала "ДгЗ" срабатывает реле "Вызов".

Защита от потери питания (ЗПП)

ЗПП предназначена для выявления потери питания и отключения при подпитке во внешнюю сеть.

ЗПП может быть введена в действие программным ключом S42.

Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1", при значении хотя бы одного из фазных токов выше уставки "ЗПП РТ" и отсутствии прямого направления мощности. ЗПП срабатывает по окончании выдержки времени "ЗПП Т" и действует на отключение и сигнализацию.

При введенном ключе S400 пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ2" с контролем включенного положения выключателя.

В блоке предусмотрен ввод контроля прямого направления мощности (характеристика РНМ аналогична характеристике РНМ алгоритмов ТО и МТЗ) при включении (при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1") программным ключом S401. Пуск защиты происходит при условии снижения частоты ниже уставки "ЗПП РЧ1" и значениях фазных токов, не превышающих уставку "ЗПП РТ".

При срабатывании алгоритма контроля неисправности цепей напряжения работа алгоритма ЗПП блокируется.

Для блокировки работы ЗПП предусмотрен сигнал "ЗПП блок."

Защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ) 4.1.7.1 ОЗЗ выполнена с контролем напряжения $3U_0$ и вводится в действие программным ключом S24.

ОЗЗ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S21) с выдержкой времени "ОЗЗ Т".

Защита от обрыва фазы и несимметрии нагрузки (ЗОФ)

ЗОФ выполнена с контролем тока обратной последовательности. Предусмотрена возможность работы с контролем отношения тока обратной последовательности к току прямой последовательности (программный ключ S995) (в соответствии с рисунком Б.7).

ЗОФ вводится в действие программным ключом S41.

ЗОФ действует на отключение и сигнализацию или только на сигнализацию (программный ключ S40) с выдержкой времени "ЗОФ Т".

Функции автоматики и управления выключателем

Схема подключения блока к различным типам выключателей представлена в руководстве по эксплуатации

Устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ)

Блок обеспечивает работу алгоритма устройства резервирования при отказе выключателя присоединения (УРОВ)).

УРОВ вводится программным ключом S44. Пуск УРОВ происходит: - при срабатывании ступеней ТО; - при срабатывании ступеней МТЗ, действу-

ющих на отключение; - по назначаемому логическому сигналу "Откл. от УРОВ" от нижестоящей защиты; - по сигналу срабатывания дуговой защиты; - по сигналу срабатывания УМТЗ; - по сигналу срабатывания ЛЗШ. Срабатывание УРОВ выполняется с задержкой времени, определяемой уставкой "УРОВ Т". Возврат УРОВ осуществляется по снижению тока ниже уставки "УРОВ РТ".

В блоке реализована возможность (программный ключ S451) выдачи сигнала срабатывания УРОВ без учета выдержки времени "УРОВ Т" по сигналу "SF6 блок. упр.". Данный сигнал подключается от внешнего устройства контроля давления элегаза.

Для блокировки работы алгоритма УРОВ предусмотрен назначаемый логический сигнал "УРОВ блок."

При поступлении сигнала "Откл. от УРОВ" выдается команда на отключение выключателя без выдержки времени

Автоматическое повторное включение (АПВ)

Блок обеспечивает выполнение двукратного АПВ (в соответствии с рисунком Б.9). Первый и второй циклы АПВ могут быть введены в действие программными ключами S311, S31 соответственно. Время готовности АПВ после включения выключателя определяется временем готовности выключателя к выполнению операции включения и задается уставкой "АПВ ТЗ". Пуск АПВ происходит при: - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ; - самопроизвольном отключении (СО) выключателя (программный ключ S33 введен, программный ключ S58 выведен); - наличии сигнала "АПВ от ВнЗ"; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ (программный ключ S35). АПВ блокируется при: - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - оперативном отключении выключателя; - срабатывании УРОВ; - наличии сигнала "Откл. от УРОВ"; - наличии сигнала "АПВ запрет"; - срабатывании защиты от дуговых замыканий; - срабатывании ТО (программный ключ S317); - срабатывании УМТЗ (программный ключ S318). - пуске ОЗЗ (программный ключ S32 - действует только на второй цикл АПВ).

Время контроля результатов АПВ составляет 120 с после выдачи команды на включение выключателя. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, цикл считается неуспешным.

Автоматическое включение резерва (АВР)

Блок обеспечивает автоматическое включение резерва (в соответствии с рисунком Б.10) с выдержкой времени или без выдержки времени. Функция АВР вводится программным ключом S50.

При включенном положении выключателя условием пуска АВР с выдержкой времени является: - уровень напряжений U_{AB} и U_{BC} ниже уставки "АВР РН1 Ул" и уровень напряжения $U_{ВНР}$ (программный ключ S57) ниже уставки "АВР РН2 Ул"; - напряжение U_2 выше уставки "АВР РН U2" (программный ключ S506); - снижение частоты ниже уставки "АВР РЧ" (программный ключ S505).

После отработки выдержки времени "АВР Т1", при наличии сигнала "АВР разрешен" от питающего присоединения соседней секции, выдается команда на отключение выключателя ввода. При появлении дискретного сигнала "РПО" выдается команда на включение секционного выключателя ("Реле вкл. СВ") длительностью 0,8 с. Работа АВР блокируется при: - наличии сигнала "АВР запрет"; - срабатывании ТО; - срабатывании МТЗ на отключение; - срабатывании УМТЗ; - срабатывании ЛЗШ; - срабатывании дуговой защиты; - выполнении АПВ; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - наличии логического сигнала "Откл. от УРОВ"; - неисправности в цепях трансформатора напряжения (программный ключ S110). Предусмотрена возможность выполнения АВР без выдержки времени (если нет условий блокировки АВР) при самопроизвольном отключении выключателя (программный ключ S58).

В блоке для выполнения АВР предусмотрен ввод контроля работы ЗПП (программный ключ S504) с регулируемой длительностью импульса с уставкой "АВР Т3".

В блоке для выполнения АВР при отключении выключателя по алгоритмам пользователя предусмотрен сигнал "АВР от ВнЗ". АВР по сигналу "АВР от ВнЗ" выполняется с выдержкой времени "АВР Т2".

Автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР)

Блок обеспечивает автоматическое восстановление схемы нормального режима (ВНР) после АВР. ВНР выполняется только при подключении к блоку напряжения, снимаемого до выключателя ввода (УВНР). ВНР может быть введено программными ключами S50 (ввод АВР) и S51 (ввод ВНР).

После восстановления напряжения УВНР и отработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду на включение вводного выключателя и через 0,5 с формирует команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с. При введенном программном ключе S511 после восстановления напряжения УВНР и отработки выдержки "ВНР Т1" блок выдает команду отключения секционного выключателя ("Реле откл. СВ") длительностью 0,8 с и через время, задаваемое уставкой "ВНР Т2", команду на включение вводного выключателя при условии отсутствия напряжения на шинах.

Блок обеспечивает однократность действия ВНР. Время контроля - 120 с. Если в течение контрольного времени происходит отключение выключателя, ВНР считается неуспешным. Действие ВНР блокируется в тех же случаях, что и АВР, а также при срабатывании защит ввода (контроль срабатывания ЗПП вводится программным ключом S43 в соответствии с рисунком Б.16).

Разрешение АВР (РАВР)

Блок формирует выходной логический сигнал "Реле Разреш. АВР" который может быть назначен на свободное выходное реле. Внешними цепями данный сигнал необходимо подключить к блоку смежного ввода на сигнал "АВР разрешен". Сигнал "Реле Разреш. АВР" выдается при наличии напряжений UAB и UBC выше уставки "РАВР РН1 Ул" и напряжения УВНР (программный ключ S57) выше уставки "РАВР РН2 Ул". Выдача сигнала "Реле Разреш. АВР" блокируется при: - наличии напряжения обратной последовательности U2 (программный ключ S501) выше уставки "РАВР РН U2"; - пус-

ке ОЗЗ (программный ключ S55); - снижении частоты ниже уставки РАВР РЧ (программный ключ S59); - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя.

Функции управления выключателем и другие функции автоматики

Описание функций управления выключателем, а также рекомендованная схема подключения блока к различным видам выключателей приведены в руководстве по эксплуатации ДИВГ.648228.029 РЭ. Алгоритмы отключения и включения выключателя выполняются в соответствии с рисунками Б.13, Б.14, Б.15, Б.16.

Формирование команд управления выключателем делится на: - оперативное управление; - управление по срабатыванию защит и автоматики.

Оперативное управление выключателем

Управление выключателем (включение и отключение) возможно только в одном режиме управления в один момент времени. Блок допускает три режима управления: - местное управление кнопками на пульте (МУ); - дистанционное управление по дискретным сигналам; - дистанционное управление по сигналам АСУ.

Изменение режима управления "Местное" – "Дистанционное" происходит при нажатии кнопки "МУ" на лицевой панели. При местном режиме управления горит светодиод "МУ" на лицевой панели. Местное управление выключателем осуществляется с кнопок "ВКЛ" и "ОТКЛ" на лицевой панели.

При местном управлении формирование команд включения и отключения выключателя возможно только с пульта, команды по дискретным сигналам и по каналам АСУ блокируются.

При введенном программном ключе S781 режим управления "Местное" блокируется, управление выключателем осуществляется по дискретным сигналам или сигналам АСУ.

Дистанционное оперативное управление по дискретным сигналам "ОУ Включить", "ОУ Отключить" осуществляется при отсутствии сигнала на логическом входе "ОУ".

При введенном программном ключе S780 команда отключения по дискретному входу "ОУ Отключить" выполняется вне зависимости от выбранных режимов оперативного управления.

Дистанционное оперативное управление по сигналам АСУ осуществляется при наличии сигнала на логическом входе "ОУ". При этом оперативное управление выключателем осуществляется по сигналам АСУ "АСУ_Включить", "АСУ_Отключить".

Включение выключателя

Включение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Включить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом включения.

Выдача команды включения блокируется при: - наличии команды отключения выключателя; - обнаружении системой диагностики неисправности выключателя; - отсутствии или наличии сигнала (программный ключ S712) на дискретном входе "Ав. ШП/Пружина"; - наличии назначаемых сигналов "SF6 блок. упр." или "Включение блок."

Дискретный вход "Ав. ШП/Пружина" предназначен для подключения: - контакта положения автоматического выключателя питания цепи включения выключателя с зависимым типом привода (электромагнит включения); - контакта взведенной пружины, в случае применения выключателя с независимым типом привода (включение осуществляется предварительно взведенной пружиной). Программный ключ S712 предназначен для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

Реле "Включить" удерживается во включенном состоянии до выполнения команды (появление сигнала "РПВ"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды включения длительностью "Вкл. Тимп". Длительность уставки "Вкл. Тимп" должна быть больше собственного времени включения выключателя, но меньше времени термической стойкости

электромагнита включения. Ввод импульсного способа выдачи команды включения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает контроль синхронизма (КС) между напряжением секции шин и напряжением до вводного выключателя (ко входу УВНР необходимо подключить УВС трансформатора напряжения (ТН), устанавливаемого до вводного выключателя) при: - оперативном включении (РВ) (программный ключ S631) (блокировка КС при РВ без напряжений вводится программным ключом S634); - АПВ (программный ключ S632); - ВНР (программный ключ S633). Для обеспечения синхронизма двух напряжений необходимо выполнение следующих условий: - напряжения должны превышать уставку "Синх. U>"; - напряжение на сборных шинах U2 должно быть меньше уставки "Синх. U2<"; - разность действующих значений напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dU"; - разность частот напряжений должна быть меньше уставки "Синх. dF"; - модуль угла между напряжениями должен быть меньше уставки "Синх. Ф".

Сравнение действующих значений напряжений производится по первичным значениям. При разных коэффициентах трансформации необходимо задать коэффициенты трансформации трансформаторов напряжения. При разных соединениях обмоток трансформаторов напряжения необходимо компенсировать поворот фазы уставкой "Синх. Фпов". При определении угла между напряжениями УВС и УВНР, напряжение УВНР поворачивается на угол, равный "Синх. Фпов.", в положительном направлении (против часовой стрелки). При формировании сигнала "Включение с КС" на время, определяемое уставкой "СИНХР Т", осуществляется пуск алгоритма КС. Если в течение этого времени настает синхронизм двух напряжений, выдается команда на включение выключателя. В противном случае, работа алгоритма прекращается, в журнале аварий формируется запись "Отсутствие синхронизма при попытке включения". При вводе отличного от нуля значения уставки "ТВКЛ. СОБСТ.", задающей собственное время включения выключателя, активизируется функция улавливания синхронизма. Команда включения выключателя

выдается с упреждением момента наступления синхронизма напряжений на время "ТВКЛ. СОБСТ.". При использовании ВНР с КС необходимо согласовать уставку "ВНР РН Ул" и уставку "Синхр. U>". При использовании АПВ с КС время включения выключателя может увеличиться на время, определяемое уставкой "СИНХР Т".

Отключение выключателя

Отключение выключателя осуществляется замыканием выходного реле "Отключить", контакт которого рекомендуется последовательно соединить с внешним промежуточным реле, управляющим электромагнитом отключения.

Выдача команды отключения блокируется при наличии назначаемого сигнала "SF6 блок. упр." (сигнал снижения давления элегаза).

При срабатывании защит ЗОФ, первой ступени ОЗЗ, ДгЗ, ТО, действующих на отключение, возможна блокировка оперативного включения (программные ключи S985, S986, S987, S988 соответственно), сброс блокировки осуществляется квитированием сигнализации.

Реле "Отключить" удерживается во включенном состоянии до исчезновения сигнала на отключение выключателя и выполнения команды отключения (наличие сигнала "РПО" в течение времени "Откл. Т"). В блоке предусмотрена возможность выдачи импульсной команды отключения длительностью "Откл. Тимп". Длительность уставки "Откл. Тимп" должна быть больше собственного времени отключения выключателя, но меньше времени термической стойкости электромагнита отключения. Ввод импульсного способа выдачи команды отключения производится программным ключом S710.

Блок обеспечивает обнаружение СО выключателя

Функции сигнализации

В блоке предусмотрено формирование сигналов "Авар. откл.", "Вызов" "Отказ БМРЗ" и "Неиспр. выкл, "Q включен" и "Q отключен".

В блоке предусмотрен вывод срабатывания выходного реле "Вызов" при: срабатывании второй ступени МТЗ (программный ключ S800); срабатывании ЗОФ (программный ключ S801); СО выключателя (программный ключ

S802); неисправности выключателя (программный ключ S803); неисправности ТН (программный ключ S804); снижении давления элегаза (программный ключ S805); срабатывании ОЗЗ (программный ключ S806); срабатывании ЗПП (программный ключ S821); отключении по АВР (программный ключ S822); неуспешном ВНР (программный ключ S823); неисправности цепей напряжения UBHP (программный ключ S824).

Квитирование сигнализации производится с пульта нажатием кнопки "КВИТ", по сигналу "Квитир. внеш." или подачей соответствующей команды от АСУ или ПЭВМ (в соответствии с рисунком Б.18).

Блок реализует алгоритм контроля цепей ТН. Алгоритм контроля цепей ТН позволяет определять обрывы цепей напряжения. При неисправности цепей ТН через время "КЦН Т" выдается сигнал "Реле Вызов". Ввод контроля цепей ТН производится программным ключом S711. Контроль положения автоматического выключателя цепей напряжения осуществляется сигналом "Ав. ТН. откл.", при отсутствии сигнала осуществляется срабатывание алгоритма контроля неисправности ТН без выдержки времени. При исправных цепях ТН и протекании тока через выключатель в блоке может быть осуществлена диагностика цепей UBHP. Для ввода диагностики необходимо ввести программный ключ S721. Диагностика осуществляется по факту наличия напряжения на шинах и отсутствия напряжения UBHP. При использовании функции КС (программные ключи S631, S632, S633) диагностика осуществляется по факту наличия синхронизма напряжений на шинах и напряжения UBHP.

Блок осуществляет контроль цепей положения выключателя, при одинаковом сигнале на дискретных входах "РПО" и "РПВ" с выдержкой времени выдается сигнал неисправности цепей выключателя. При наличии двух электромагнитов отключения предусмотрен сигнал "РПВ 2", ввод в действие осуществляется программным ключом S416.

Блок осуществляет контроль выполнения операций включения и отключения, при длительном выполнении операции выдается сигнал неисправности выключателя.

Блок осуществляет контроль положения автоматического выключателя цепи питания включения выключателя (зависимый привод) или превышения времени взвода пружины (независимый привод). С выдержкой времени "Неисп Т2" выдается сигнал неисправности выключателя. Выбор типа привода осуществляется программным ключом S713, по умолчанию осуществляется контроль времени взвода пружины. Программный ключ S712 предназначен для возможности использования размыкающих контактов положения автоматического выключателя или взведенной пружины.

При получении сигнала "SF6 блок. упр." выдается сигнал неисправности выключателя.

При срабатывании алгоритма УРОВ выдается сигнал неисправности выключателя.

В блоке обеспечивается формирование сигналов положения выключателя бесконтактным выходом "Q включен" и "Q отключен".

Сигнал "Выкл. отключен" выдается при отключенном положении выключателя. При ручном отключении выключателя сигнал выдается постоянно, если выключатель отключен действием защит или автоматики - выдается мигающий сигнал с частотой 1 Гц. Сигнал "Выкл. включен" выдается при включенном положении выключателя. При оперативном включении выключателя сигнал выдается постоянно, если выключатель был включен по действию автоматики - выдается мигающий сигнал с частотой 1 Гц. Сигналы "Q включен" и "Q отключен" приводятся в состояния, соответствующие положению выключателя, при квитировании, ручном включении (РВ) и ручном отключении (РО) соответственно. Бесконтактные выходы "Q включен" и "Q отключен" предназначены для коммутации активной нагрузки постоянного или переменного тока. При коммутации индуктивной нагрузки постоянного тока необходимо у нагрузки устанавливать демпфирующие диоды. При ком-

мутации емкостной нагрузки или ламп накаливания мощностью более 15 Вт необходимо ограничивать импульс тока до 0,7 А.

Вспомогательные функции

Измерение параметров сети

Блок обеспечивает измерение или вычисление: - действующих значений токов фаз I_A , I_B , I_C ; - действующих значений линейных напряжений U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} и напряжения $U_{ВНР}$; - углов между действующими значениями фазных токов и линейных напряжений I_A, U_{BC} , I_B, U_{CA} , I_C, U_{AB} ; - $\cos \varphi$, активной P , реактивной Q и полной S мощностей; - действующих значений напряжения нулевой последовательности $3U_0$; - действующих значений напряжения и тока обратной последовательности U_2 , I_2 ; - действующих значений напряжения и тока прямой последовательности U_1 , I_1 ; - отношения токов обратной и прямой последовательностей I_2/I_1 ; - частоты F .

Блок отображает действующие значения первой гармонической составляющей напряжений и токов.

Отображение активной P , реактивной Q и полной S мощностей на дисплее блока, в программном комплексе "Конфигуратор - МТ", в АСУ осуществляется в киловаттах (кВт), киловольт-амперах реактивных (квар) и киловольт-амперах (кВ·А) соответственно.

Измерение частоты производится при значениях одного из линейных напряжений U_{BC} , U_{AB} , превышающих 2 В (вторичное значение). При снижении напряжений ниже порога измерения частоты блок автоматически переходит на измерение частоты по каналам тока I_A , I_B , I_C , превышающим 0,25 А (вторичное значение). При восстановлении одного из напряжений U_{BC} , U_{AB} выше 2 В блок автоматически переходит на измерение частоты по каналам напряжения.

Блок обеспечивает контроль фазировки. При неодинаковой фазировке цепей тока и напряжения мигает зеленый светодиод "ГОТОВ" и желтый светодиод "ВЫЗОВ" на пульте блока, в журнале сообщений формируется запись с текстом "Неправильная фазировка".

В блоке реализован набор дополнительных элементов, предназначенных для построения алгоритмов функций защит и автоматики в составе ПМК: набор пусковых органов с регулируемыми уставками, набор уставок по времени и набор программных ключей. Описание дополнительных элементов приведено в приложении В.

Переключение программ уставок

Блок обеспечивает ввод и хранение двух программ уставок.

Переключение программ уставок может производиться по входному сигналу "Программа 2" или по направлению мощности. Переключение программ уставок возможно только одним способом в один момент времени. По умолчанию переключение программ уставок осуществляется по входному сигналу "Программа 2". Для ввода режима смены программы уставок по направлению мощности необходимо ввести программный ключ S85.

19 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе рассматривается реконструкция ПС «№4» по условиям которой должна быть выполнена замена силовых трансформаторов на тип ТМН 2500/35/6. Так же работа рассматривает замену проводов линий электропередач, питающих трансформаторные подстанции и трансформаторов на них.

19.1 Безопасность

Безопасность при работах на силовых трансформаторах.

При выполнении различного рода работ на силовом трансформаторе, они должны выполняться либо по наряду либо по распоряжению, баки трансформаторов должны иметь видимое заземление, также при наличии каких-либо явных признаков повреждения трансформаторов включая посторонние шумы, разряды на изоляторах, либо сильную течь масла запрещается приближаться к ним во избежание поражения электрическим током.

При выполнении осмотров на силовых трансформаторах не допускается приближение к ним на расстояние менее 0,6 м при номинальном напряжении высокой стороны 6 кВ, данное расстояние определяется возможностью осмотра электрооборудования. Допускается выполнение сварочных работ на силовом трансформаторе при условии что уровень его масла залит больше чем на 250 мм выше уровня сварки это условие диктуется невозможности возгорания паров масла.

При эксплуатации силовых трансформаторов категорически запрещается выполнять переключения на нём если он хотя бы с одной стороны поставлен под напряжение, также не допускается включение промежуточного положения переключающего устройства, запрещается использовать и хранить трансформатор с пониженным уровнем масла, либо повреждёнными вводами имеющими трещины сколы и так далее.

Также запрещается включать силовой трансформатор в сеть без соответствующего заземления бака.

Для предотвращения возникновения чрезвычайной ситуации в частности возгорания необходимо периодически проверять уровень масла в силовом трансформаторе и отсутствие течи.

Включение на параллельную работу силовых трансформаторов в трансформаторной подстанции можно выполнять после их предварительной фазировки между собой для определения одноименных фаз которые в дальнейшем будут соединяться между собой, данную процедуру необходимо выполнять на отключенных разъединителях, выключателях или кабелях, линейных разъединителях, данную работу в обязательном порядке выполняют не менее двух лиц имеющих группы по электробезопасности 3 и 4 при отсутствии оперативного персонала данную процедуру могут выполнять работники из состава ремонтного персонала по наряду.

При фазировке необходимо указателем напряжения прикоснуться к токоведущему проводу какой-либо фазы а другим концом данного устройства имеющим дополнительный резистор в другой фазе источника, при этом если фазы совпадают то лампа светится не будет и наоборот если имеется разница потенциалов происходит зажигание лампы. Если фазы перепутаны между собой соединять их нельзя. Следует отметить что указатель напряжения который будет применяться для фазировки двух трансформаторов между собой должен быть рассчитан на двойное фазное напряжение и соответствующий дополнительный резистор в своей цепи.

Охрана труда при выполнении работ на воздушных линиях

Все работы на воздушных линиях электропередачи имеющих изолированный провод типа СИП-3 по демонтажу опор и проводов либо других каких-либо работ должны выполняться по технологическим картам или проектом производства работ.

Подъем на опору и работа на ней должна выполняться только после проверки и устойчивости и прочности в частности её основания. При определении прочности деревянных опор необходимо выполнять проверку их степени загнивания для этого необходимо раскапывать её на глуби-

ну не менее полуметра, у бетонных опор и их приставок необходимо проверять отсутствие трещин в бетоне а также оседание или вспучивания грунта вокруг опоры также необходимо обращать внимание на разрушение бетона и откапывать грунт на глубину не менее полуметра.

При работах на металлических опорах необходимо обращать внимание на отсутствие повреждений фундаментов, наличие всех раскосов, а также крепежных элементов, анкерных болтов состояние оттяжек либо заземляющих проводников.

При выполнении работ по укреплению поры с помощью растяжек эту работу следует выполнять без подъема на опору с использованием различных механизмов например телескопической вышки либо другого механизма например вышки-туры либо с установленной рядом опоры а также других устройств которые не допускают подъем на опору на которой будет выполняться работа.

Опора которая имеет одностороннее тяжение в обязательном порядке должна быть укреплена во избежание падения.

При необходимости подъема груза или блоков усилие должно быть рассчитано таким образом чтобы не повредить опору либо её основание. При выполнении окраски опоры с подъёмом до верха, должны соблюдаться требования правил охраны труда при работах на воздушных линиях, при этом такую работу может выполнять работник имеющий группу 2 и в таком случае должны приниматься меры для предотвращения попадания краски на изоляционные материалы.

При выполнении работ по перетяжке проводов воздушной линии электропередачи напряжением менее 1000 В в сетях уличного освещения эти работы должны выполняться обязательным отключением напряжения со всех сторон.

При выполнении работы на воздушной линии электропередач не допускается прикосновение к изоляционным частям а также передавать или получать инструмент, приспособления работникам которые находится на той

же площадке но не имеют изолирующего устройства находящегося под потенциалом провода.

19.2 Экологичность

Для предотвращения загрязнения окружающей среды при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара проектом предусматривается сооружение маслоприемников.

Размеры трансформатора типа ТМН 2500/35/6 $3,37 \times 1,9 \times 3,5$ м и масса масла в нем 2,2 т.

При расчете параметров маслоприемника принимаем следующие условия

1) Расчетные размеры маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1 м [11].

2) Он должен предусматриваться закрытого типа, вмещающий полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [11].

Маслоприемник выполняем с установкой сверху металлической решетки, поверх которой насыпан гравий толщиной слоя 0,25 м;

3) Так же он оборудуется специальной сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} = \frac{2,2}{0,88} = 2,5 \text{ (м}^3\text{)} \quad (80)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 5,35 тонн.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (3,37 + 2 \cdot 1) \cdot (1,9 + 2 \cdot 1) = 20,94 \text{ (м}^2\text{)} \quad (81)$$

где A , B – длина и ширина трансформатора 35 кВ (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{бн}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (3,37 + 1,9) \cdot 2 \cdot 3,5 = 36,89 \text{ (м}^2\text{)} \quad (82)$$

где H – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения соответственно равны [11]:

$$K_n = 0,2 \text{ (л/(с} \times \text{м}^2\text{))}$$

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\text{мн}} + S_{\text{бн}}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (20,94 + 36,89) \cdot 10^{-3} = 20,82 \text{ (м}^3\text{)} \quad (83)$$

Объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды

$$V_{\text{ммH}_2\text{O}} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 2,5 + 0,8 \cdot 20,82 = 19,16 \text{ (м}^3\text{)}$$

Находим глубину маслоприемника для приема всей жидкости $V_{\text{ммH}_2\text{O}}$

$$H_{\text{мн}} = \frac{V_{\text{ммH}_2\text{O}}}{S_{\text{мн}}} = \frac{19,16}{20,94} = 0,91 \text{ (м)} \quad (84)$$

Высота подушки [11]:

$$H_{\text{з}} = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [11]:

$$H_{\text{еп}} = 0,05 \text{ (м)}$$

Высота маслоприемника:

$$H_{нмп} = H_{мп} + H_{вп} + H_{з} = 0,91 + 0,05 + 0,25 = 1,21 \text{ (м)} \quad (85)$$

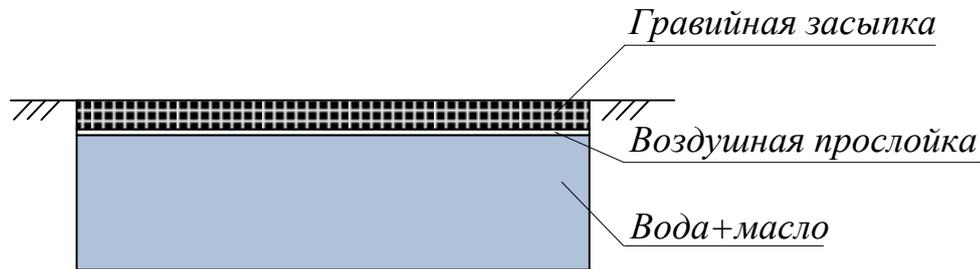


Рисунок 10 – Маслоприемник трансформатора

19.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим различные аварийные ситуации для данного объекта:

Отключение линий электропередач или иного оборудования

В случае аварийного отключения воздушной линии электропередачи или иного оборудования трансформатора, на подстанции должен выполняться оптимальный режим работы мощности и напряжения, должны выполняться операции по изменению уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики в соответствии с инструкцией энергопредприятия либо специальной программы переключений. После отключения линий электропередач либо трансформаторных подстанций быстро должны включаться в работу потребители которые были отключены действием автоматических устройств, при недостаточной мощности включения включения более ответственных потребителей должно включаться после отключения менее ответственных потребителей.

После отключения электрооборудования должны выполняться анализы причин отключения оборудования по показаниям различных устройств теле-сигнализации, теле измерений, а также должны быть проконтролированы причины работы устройств релейной защиты противоаварийной автоматики,

должен быть выполнен опрос оперативного персонала и устранены причины приведшие к возникновению нештатной ситуации.

Далее должен быть выполнен осмотр электрооборудования подстанции либо линейного оборудования на предмет отсутствия видимого повреждения и после анализа работы защиты оборудование либо должно вводиться в работу либо выводится в ремонт, так же после отключения должно быть проведено анализированные осциллограмм.

Если надежность систем электроснабжения недостаточна то по условиями сохранения в работе потребителей допускается неоднократно опробование напряжением отключенный участок сети тем более при грозовом отключении когда короткое замыкание было неустойчивым.

При отключении участка сети либо воздушной линии необходимо учитывать то что источник питания с которого будет подаваться напряжение также может быть отключен с сопровождением развития аварийной ситуации либо с возможным отключением потребителей.

При возникновении опасности для жизни людей опасности повреждения оборудования либо какой другой нештатной ситуации допускается его отключение без подготовки соответствующей схемы и без подготовки соответствующего режима работы.

Для разгрузки контролируемого сечения и воздушных линий электропередач должны быть использованы аварийные резервы для изменения потоков мощности в системе электроснабжения.

Для предотвращения нарушения устойчивой работы электрических систем при их параллельной работе, допускается отключение различного рода потребителей это отключение может выполняться дистанционно по специальным каналам противоаварийной автоматики.

Понижение напряжения в узлах системы:

В системах электроснабжения должны быть утверждены специальные графики напряжения в соответствии с которыми будет производиться регу-

лировка заданных напряжений в контрольных точках сети в различных режимах работы сети.

При условии снижения либо повышения выше аварийного предела напряжений в узлах сети должна быть использована неиспользованная перегрузочная способность генераторов либо синхронных компенсаторов. Энергосистемы объединенные между собой должны оказывать друг другу помощь путем изменения потоков активной и реактивной мощности для повышения напряжения в отдельных точках энергосистемы.

При нештатных снижения напряжения в узлах сети должен быть выполнен опрос подчиненного персонала а также сняты показания с устройств измерения и сигнализации, выполнен анализ работы устройств релейной защиты и приняты меры к увеличению выдачи реактивная мощность в систему путем загрузки синхронных компенсаторов либо генераторов а также включение в работу источников реактивной мощности вплоть до аварийных перегрузок при этом учитывается возможность отключения генератора защиты от перегрузки роутера.

После исчерпания времени перегрузки синхронных компенсаторов и генераторов принимаются меры к их разгрузки, далее генераторы разгружаются до номинальных токов статора и ротора, что может привести к глубокому снижению напряжения и развалу энергосистемы на отдельные изолированные части, для избежание данной ситуации необходимо включать в работу устройства компенсации реактивной мощности и отключать шунтирующие реакторы которые потребляют значительное количество реактивной энергии и приступать к изменению коэффициента трансформации трансформаторов для понижения напряжения также необходимо изменять потоки реактивная активной мощности в энергосистеме по линиям электропередачи.

В случае если принятых мер недостаточно и напряжение ниже уровня аварийного значения то необходимо выполнять отключение потребителей согласно определенным графиком питающих центров в том узле где произошло понижение напряжения ниже уровня аварийного значения.

В случае снижения напряжения в одной энергосистеме оказывается помощь в повышении напряжения различными мерами которые осуществляются смежными энергосистемами например использование резервов реактивной мощности на подстанциях и электростанциях для повышения напряжения в допустимых пределах, должна использоваться разгрузка генераторов по активной мощностью с целью загрузки и их по реактивной с пониженным напряжением.

Необходимо учитывать тот факт что в дефицитных энергосистемах не должна производиться разгрузка по активной мощности генераторов так как это может привести к развитию аварийной ситуации.

На электростанциях обладающих значительным количеством электродвигателей в собственных нуждах снижение напряжения ниже допустимого может привести к остановку электрооборудования и нарушить нормальный режим работы агрегатов, в случае возникновения данной ситуации необходимо выполнять отключение шунтирующих реакторов изменить потоки активной и реактивной энергии в сети, выполнить перераспределение потоков реактивной и активной мощности а также изменить коэффициенты трансформации на силовых трансформаторах, изменить схемы электроснабжения.

20 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИ МОДЕРНИЗАЦИИ ПС «№4»

В разделе производится расчет суммарных капиталовложений на модернизацию ПС «№4» при реконструкции. Расчет проводится по методике укрепленных стоимостных показателей а также районного коэффициента применяемого для Приморского края также будет учтен коэффициент перевода стоимости основного электротехнического оборудования на 4 квартал 2017 года.

Определяем стоимость ячеек РУВН, НН ПС «№4»:

$$K_{PY} = (n_{35} \cdot k_{35} + n_6 \cdot k_6) \cdot k_u \cdot k_p \quad (86)$$

где k_u - коэффициент перевода цен 2000 года на первый квартал 2020 год

k_p - районный коэффициент:

n_{35} - количество ячеек выключателей 35 кВ:

k_{35} - стоимость ячейки 35 кВ:

n_6 - количество ячеек 6 кВ

k_6 - стоимость ячейки 6 кВ:

$$K_{PY} = (3 \cdot 0,79 + 0,1 \cdot 1,2) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 19,86 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем стоимость трансформаторов ПС «№4»:

$$K_{mp} = (n_{mp} \cdot k_{mp}) \cdot k_u \cdot k_p \quad (87)$$

где k_{mp} - стоимость силового трансформатора 35 кВ:

n_{mp} - количество трансформаторов:

$$K_{mp} = (2 \cdot 2,58) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 28,71 \quad (\text{млн.руб})$$

Определяем постоянную часть затрат при модернизации подстанции «№4»:

$$K_{пост} = k_{пост} \cdot k_u \cdot k_p \quad (88)$$

где $k_{пост}$ - постоянная часть затрат на модернизацию ПС «№4» в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 4,7 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 26,15 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в модернизацию ПС «№4»:

$$K_{ис} = K_{пу} + K_{тр} + K_{пост} = 19,86 + 28,71 + 26,15 = 74,71 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт нового электрооборудования ПС «№4» а также на его амортизацию вычисляются по формуле:

$$u_{AM} = k_{ПС} \cdot \alpha_{ам} , \quad (89)$$

– нормы отчислений на амортизацию в год для подстанционного оборудования в год;

капитальные вложения в оборудование ПС «№4».

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} , \quad (90)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования подстанционного оборудования:

$$u_{AM} = 74,71 \cdot \frac{1}{20} = 3,73 \text{ (млн.руб)}$$

Определяем эксплуатационные издержки для оборудования ПС «№4»:

$$u_{ЭК.ПС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot k_{ПС} , \quad (91)$$

где $\alpha_{\text{экс.пс}}$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования ПС «№4»:

$$u_{\text{экс.пс}} = 5,9/100 \cdot 74,71 = 4,41 \text{ (млн.руб)}$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основной задачей в данной работе, являлась разработка нового варианта системы электроснабжения поселка «Талакан» в Амурской области получающего питание подстанция №4 напряжением 110/35/6 кВ. Основной целью данной работы является увеличение надежности электроснабжения всех потребителей подключенных к шинам низкого напряжения данной подстанции.

В качестве меры увеличения надежности электроснабжения, предлагается замена всего основного электротехнического оборудования на современное и более надежное, как на самой подстанции так в электрических сетях и на трансформаторных подстанциях 6/0,4 кВ.

В ходе решения указанной задачи был проведен большой объем расчетов, включающий в себя такие как: расчет электрических нагрузок, определение расчетной мощности нагрузки на стороне высокого напряжения трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ, расчет коэффициентов загрузки трансформаторов КТП, и силовых трансформаторов 110/35/6 кВ, выбраны сечения воздушных линий электропередач.

Также в данной работе проведён расчёт токов короткого замыкания с последующим выбором основного электротехнического оборудования на питающей подстанции №4, все выбранное оборудование было проверено на стойкость к токам короткого замыкания как по термической стойкости так и по коммутационной и электродинамической.

Выполнен расчет экономических показателей при реконструкции систем электроснабжения, а также определены основные требования в области охраны труда при производстве всего объема работ

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Виноградова, А.В. Методические указания к курсовому и дипломному проектированию по теме «Расчет понизительной подстанции в системе электроснабжения» [Электронный ресурс] : методические указания / А.В. Виноградова. — Электрон. дан. — Орел : ОрелГАУ, 2013. — 89 с.

2 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением выше 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2015. — 538 с.

3 Дубинский, Г.Н. Наладка устройств электроснабжения напряжением до 1000 В [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.Н. Дубинский, Л.Г. Левин. — Электрон. дан. — Москва : СОЛОН-Пресс, 2010. — 400 с.

4 Контроль и учет электроэнергии в современных системах электроснабжения [Электронный ресурс]: учебное пособие/ В.И. Васильченко [и др.].— Электрон. текстовые данные.— Белгород: Белгородский государственный технологический университет им. В.Г. Шухова, ЭБС АСВ, 2011.— 243 с.

5 Конюхова Е.А. Электроснабжение [Электронный ресурс]: учебник для вузов/ Конюхова Е.А.— Электрон. текстовые данные.— М.: Издательский дом МЭИ, 2014.— 510 с.

6 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Электронный ресурс] : учебное пособие / Г.В. Коробов, В.В. Картавцев, Н.А. Черемисинова. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2014. — 192 с.

7 Куско, А. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии [Электронный ресурс] / А. Куско, М. Томпсон. — Электрон. дан. — Москва : ДМК Пресс, 2010. — 334 с.

8 Малафеев, С.И. Надежность электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.И. Малафеев. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2018. — 368 с.

9 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения»

[Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.

10 Надёжность систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / П.В. Крючин [и др.]. — Электрон. дан. — Самара : , 2018. — 110 с.

11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Родыгина, С.В. Проектирование и эксплуатация систем электроснабжения. Передача, распределение, преобразование электрической энергии [Электронный ресурс] : учебное пособие / С.В. Родыгина. — Электрон. дан. — Новосибирск : НГТУ, 2017. — 72 с.

13 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211

14 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

15 Собоурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2015.

16 СТО ДИВГ-058-2017. Расчет токов коротких замыканий и замыканий на землю в распределительных сетях. Методические указания. 2017г.

17 Фролов, Ю.М. Основы электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.М. Фролов, В.П. Шелякин. — Электрон. дан. — Санкт-Петербург : Лань, 2012. — 432 с.

18 Ханин, Ю.И. Релейная защита и автоматизация систем электроснабжения [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ю.И. Ханин, Р.П. Короткий. — Электрон. дан. — Волгоград : Волгоградский ГАУ, 2018. — 124 с.

19 Шлейников, В.Б. Курсовое проектирование по электроснабжению [Электронный ресурс] : учебное пособие / В.Б. Шлейников. — Электрон.

дан. — Оренбург : ОГУ, 2017. — 104 с.

20 Электроснабжение. Расчет токов короткого замыкания [Электронный ре-сурс]: методические указания к практическим и курсовой работам/ — Элек-трон. текстовые данные.— Липецк: Липецкий государственный техни-ческий университет, ЭБС АСВ, 2014.— 47 с.

21 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планиров-кой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование КТП	Потребитель	Кол-во	Руд (кВт/ед)	tg
КТП № 1 (160 кВА)	Коттедж	35	4,7	0,2
КТП № 2 (160 кВА)	Коттедж	40	4,7	0,2
КТП № 8 (250 кВА)	Гаражи	250	0,5	0,4
КТП № 47 (2×400 кВА)	Жилой дом (40 кв.)	2	1,95	0,2
	Коттедж	50	3,6	0,2
КТП № 50 (2×630 кВА)	Жилой дом (40 кв.)	3	1,95	0,2
	Жилой дом (80 кв.)	2	1,9	0,2
	Коттедж	50	3,6	0,2
	Детский сад (400 мест)	1	0,46	0,25
	Магазин (500 м ²)	1	0,25	0,75
КТП № 54 (2×630 кВА)	Жилой дом (60 кв.)	4	1,8	0,2
	Коттедж	20	5,5	0,2
КТП № 55 (250 кВА)	Коттедж	35	4,1	0,2
	Гаражи	40	0,5	0,2
КТП № 59 (250 кВА)	Адм. Помещение (400 м ²)	1	0,46	0,62
	Гаражи	50	0,5	0,2
КТП № 67 (250 кВА)	Склад 1000 (м ²)	1	0,01	0,4
	Магазин 100 (м ²)	1	0,25	0,75
	Торговый центр (700 м ²)	1	0,25	0,75
КТП № 72 (250 кВА)	Адм. Помещение (300 м ²)	1	0,46	0,62
	Магазин (500 м ²)	1	0,25	0,75
КТП Школа (2×400 кВА)	Школа (800 уч.)	1	0,25	0,38

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Нагрузки КТП

Наименование КТП	Потребитель	P_p (кВт)	Q_p (кВАр)	$P_{сум}$ (кВт)	$Q_{сум}$ (кВАр)	$S_{сум}$ (кВА)
КТП № 1	Коттедж	164,5	32,9	164,5	32,9	167,76
КТП № 2	Коттедж	188	37,6	188	37,6	191,72
КТП № 8	Гаражи	125	50	125	50	134,63
КТП № 47	Жилой дом (40 кв.)	156	31,2	336	67,2	342,65
	Коттедж	180	36			
КТП № 50	Жилой дом (40 кв.)	234	46,8	866,6	218,25	893,66
	Жилой дом (80 кв.)	304	60,8			
	Коттедж	180	36			
	Детский сад (400 мест)	184	46			
	Магазин (500 м ²)	125	93,75			
КТП № 54	Жилой дом (60 кв.)	432	86,4	542	108,4	552,73
	Коттедж	110	22			
КТП № 55	Коттедж	143,5	28,7	163,5	32,7	166,74
	Гаражи	20	4			
КТП № 59	Адм. Помещение (400 м ²)	184	114,08	209	119,08	240,54
	Гаражи	25	5			
КТП № 67	Склад 1000 (м ²)	10	4	210	154	260,42
	Магазин 100 (м ²)	25	18,75			
	Торговый центр (700 м ²)	175	131,25			
КТП № 72	Адм. Помещение (300 м ²)	138	85,56	213	141,81	255,89
	Магазин (500 м ²)	125	93,75			
КТП Школа	Школа (800 уч.)	200	76	200	76	213,95

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Коэффициенты загрузки КТП

Наименование КТП	$S_{ном.тр}$ (кВА)	N	$K_{эф}$	$K_{эпа}$	Загрузка	Замена
КТП № 1	160	1	1,05		Перегружен	Требуется
КТП № 2	160	1	1,20	-	Перегружен	Требуется
КТП № 8	250	1	0,54	-	Недогружен	Не требуется
КТП № 47	400	2	0,43	0,86	Недогружен	Не требуется
КТП № 50	630	2	0,71	1,42	Перегружен	Требуется
КТП № 54	630	2	0,44	0,88	Недогружен	Не требуется
КТП № 55	500	1	0,33	-	Недогружен	Не требуется
КТП № 59	250	1	0,96	-	Перегружен	Требуется
КТП № 67	250	1	1,04	-	Перегружен	Требуется
КТП № 72	250	1	1,02	-	Перегружен	Требуется
КТП Школа	400	2	0,27	0,54	Недогружен	Не требуется

ПРИЛОЖЕНИЕ Г- Выбор трансформаторов

Наименование КТП	S_p (кВА)	$S_{рmp}$ (кВА)	$K_{зф}$	$K_{зна}$	N (шт)	$S_{номmp}$ (кВА)
КТП № 1	167,76	186,4	0,75	-	1	250
КТП № 2	191,72	213,02	0,85	-	1	250
КТП № 50	893,66	638,33	0,44	0,89	2	1000
КТП № 59	240,54	267,27	0,67	-	1	400
КТП № 67	260,42	289,36	0,72	-	1	400
КТП № 72	255,89	284,32	0,71	-	1	400

ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Расчет нагрузки на стороне 6 кВ КТП

КТП	Потери в трансформаторах			Расчетная нагрузка узла		
	(кВт)	(квар)	(кВА)	(кВт)	(квар)	(кВА)
КТП № 1	1,38	7,53	7,66	165,88	40,43	175,42
КТП № 2	1,57	8,61	8,75	189,57	46,21	200,47
КТП № 8	1,10	6,04	6,14	126,1	56,04	140,77
КТП № 47	2,81	15,38	15,64	338,81	82,58	358,29
КТП № 50	7,30	39,96	40,62	873,9	258,21	934,28
КТП № 54	4,53	24,82	25,23	546,53	133,22	577,96
КТП № 55	1,37	7,49	7,61	164,87	40,19	174,35
КТП № 59	1,97	10,80	10,98	210,97	129,88	251,52
КТП № 67	2,14	11,69	11,89	212,14	165,69	272,31
КТП № 72	2,10	11,49	11,68	215,1	153,3	267,57
КТП Школа	1,75	9,61	9,76	201,75	85,61	223,71