

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

Факультет Энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программой «Электроснабжение»

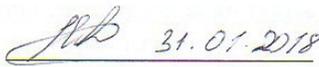
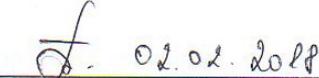
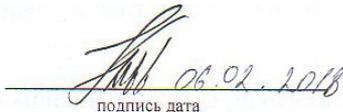
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 08 » 02 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа
от подстанции Приморская

Исполнитель студент группы 442 узб	 31.01.2018 подпись дата	А.В. Лебедев
Руководитель доцент	 05.02.2018 подпись дата	А.Г. Ротачева
Консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. тех. наук	 02.02.2018 подпись дата	А.Б. Булгаков
Нормоконтроль доцент, канд. тех. наук.	 06.02.2018 подпись дата	А.Н. Козлов

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ
И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 30 » 10 2017 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента: Лебедева Алексея Владиславовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка городского типа от подстанции Приморская

(утверждена приказом от 27.10.2017 № 26514ч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 31.01.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электроснабжения поселка городского типа Приморский, схемы ПС, план расположения ТП поселка Примоский.

4. Содержание выпускной квалификационной работы) (перечень подлежащих разработке вопросов): Климатическая характеристика Приморского края. Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ. Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ. Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП РЭС. Выбор мощности трансформаторов ТП. Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Приморская» Выбор компенсирующих устройств ПС «Приморская. Выбор числа и мощности трансформаторов. Расчет токов короткого замыкания. Выбор оборудования РУ ПС «Приморская». Выбор типа и сечений питающих линий 10 кВ. Защита трансформаторов ПС «Приморская». Защита от перегрузки, Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ. Безопасность и экологичность.

5. Перечень материалов приложения (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 22 таблиц, 11 рисункв программный продукт Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad..

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящиеся к ним разделов): Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 08.09.2017

Руководитель выпускной квалификационной работы (проекта): Ротачева Алла Георгиевна
доцент

Задание принял к исполнению (дата, подпись) 27.10.2017

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 81 с., 6 рисунков, 20 таблиц, 105 формул, 20 источников, 3 приложения.

НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, КОММУТАЦИОННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД.

В представленной работе будет рассматриваться вопрос реконструкции систем электроснабжения с центром питания подстанция «Приморская» в связи с подключением дополнительных потребителей, целью работы будет определение оптимального варианта реконструкции систем электроснабжения в процессе выполнения задач будут решены такие вопросы как: определение расчетных мощностей нагрузки и выбор номинальной мощности трансформатора в КТП, выбор сечений воздушных линий, расчет токов короткого замыкания и определение типа оборудования которое может быть установлено на подстанции «Приморская» в связи с реконструкцией, рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации силовых трансформаторов на подстанции «Приморская» а также в распределительных сетях, меры безопасности при работе с оборудованием в сети и на подстанции

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АПВ – автоматическое повторное включение;

КЗ – короткое замыкание;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

КУ – компенсирующее устройство;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – подстанция;

РЗ - релейная защита;

ТН – трансформатор напряжения;

ТТ – трансформатор тока.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Климатическая характеристика Приморского края	10
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	11
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	13
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП РЭС	18
5 Выбор мощности трансформаторов ТП	23
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Приморская»	26
7 Выбор компенсирующих устройств ПС «Приморская»	30
8 Выбор числа и мощности трансформаторов	31
9 Расчет токов короткого замыкания	33
10 Выбор оборудования РУ ПС «Приморская»	40
10.1 Выбор выключателей 35 кВ	40
10.2 Выбор выключателей 10 кВ	41
10.3 Выбор разъединителей 35 кВ	41
10.4 Выбор трансформаторов тока	42
10.5 Выбор трансформаторов напряжения	44
10.6 Выбор жестких шин 10 кВ	46
11 Выбор типа и сечений питающих линий 10 кВ	49
12 Проверка сечений ВЛ 10 кВ по термической стойкости и потере напряжения	52
12.1 Проверка линий 10 кВ по термической стойкости	52
12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	56
13 Защита от прямых ударов молнии	58
14 Расчет сети заземления	60
15 Защита трансформаторов ПС «Приморская»	64
15.1 Защита от перегрузки	64
15.2 Максимальная токовая защита	64

15.3 Газовая защита	65
16 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	67
17 Безопасность и экологичность	68
17.1 Безопасность работы	68
17.2 Экологичность работы	70
17.3 Чрезвычайные ситуации	71
18 Расчет экономических показателей	74
Заключение	76
Библиографический список	77
Приложение А. Расчет низковольтной нагрузки	79
Приложение Б. Выбор мощности трансформаторов 10/0,4 кВ	80
Приложение В. Расчет нагрузок в узлах 10 кВ	81

ВВЕДЕНИЕ

Для того чтобы электрическое оборудование подстанций и электрических сетей выдерживало периодический рост электрических нагрузок, требуется постоянный контроль за состоянием и их техническое перевооружение.

В связи с вышесказанным актуальность данной работы заключается в том что в Приморском крае в частности посёлке «Приморский» происходит значительное увеличение нагрузок в сети 10 кВ это связано с подключением новых потребителей, рост нагрузки требует введения нового оборудования с большей пропускной способностью для соответствия этим нагрузкам.

Целью работы является изыскание оптимального варианта реконструкции электрических сетей 10 кВ с центром питания подстанции «Приморская» при этом учитывается контроль качества и требования к надежности электроснабжения согласно всех нормативных документов.

В процессе достижения цели работа рассматривает решение таких задач как: разработка нескольких вариантов реконструкции систем электроснабжения, расчёт нагрузок низковольтного электроснабжения района электрических сетей при введении дополнительных потребителей, определение количества типа и мощности силовых трансформаторов на трансформаторных подстанциях и типа воздушной линии от которой они будут получать питание, расчёт токов короткого замыкания в расчетных точках то есть в распределительных устройствах всех номинальных напряжений подстанции «Приморская» для проверки оборудования на коммутационную динамическую термическую стойкость, выбор на основе данных об уровнях токов короткого замыкания основного оборудования на подстанции «Приморская» с последующей его проверкой.

Дополнительные задачи: определение расчета уставок защит силовых трансформаторов на подстанции «Приморская» для защиты от различного

рода повреждений таких как: однофазные, двухфазные и трехфазные короткие замыкания а также замыкания на землю

Также в работе уделено внимание молниезащите подстанции после реконструкции, а также ее заземлению и определение удельного сопротивления заземляющего устройства после реконструкции

При выполнении данной работы мы использовали следующие программные вычислительные комплексы а также текстовые редактор: Word, Excel, Visio, Mathcad

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПРИМОРСКОГО КРАЯ

Выбор и проверка электротехнического оборудования в данной работе проводится с учетом климатической характеристики района в котором оно будет эксплуатироваться. Основные климатические данные по рассматриваемому району 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 грозových часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Приведенные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Приморская» так и при выборе основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения 10, 0,4 кВ.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

Потребители электрической энергии распределительных электрических сетей разделяем на несколько категорий.

В первую очередь по режиму работы к потребителям имеющим продолжительный неизменно нагрузку, в рассматриваемом районе электрических сетей большее значение имеют объекты жилищного назначения, жилищно-коммунального назначения это жилые дома значительную долю потребителей относим к гаражам, здесь же имеются потребители такие как магазины аптеки и мелкие частные предприятия.

Потребители разделяются по номинальной мощности и номинальному напряжению в данном случае потребители относятся к маломощным и средней мощности не более 80 кВт, номинальное напряжение питания составляет 220 380 В, это различные приборы бытового назначения освещение отопления и так далее.

Род тока потребителей является переменным промышленной частотой 50 Герц.

Также потребителей разделяются на категорию по надежности электроснабжения, которая указывает на то какие последствия могут возникать при отключении питания данных потребителей, в данной работе рассматриваются потребители только третьей категории с незначительным количеством потребителей 2 категории.

Перерыв в электроснабжении потребителей 3 категории не приводит к значительному материальному ущербу, но при этом перерыв электроснабжения потребителей 2 категории связан с массовым недоотпуском продукции либо простоям рабочих мест и либо транспорта, питание потребителей 2 категории должно осуществляться от двух независимых источников питания, длительность ремонта систем электроснабжения таких потребителей не должна превышать одних суток, перерыв в электроснабжении допускается но при условии минимального времени затрачиваемого на перевод на резервный источник питания.

К потребителям 2 категории относятся жилые дома, общежития, предприятия общественного питания, учебные заведения гостиницы, диспетчерские пункты различных районов, детские дошкольные учреждения, жилые дома высотой более 6 этажей с газовыми плитами или плитами на твердом топливе.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

В этом разделе рассматривается система электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Приморский» которая представлена на рисунке 1,2 рассмотрим ее подробно, также на рисунке 3 представлена подробная однолинейная схема подстанции «Приморской» как основного источника питания рассматриваемого район электрических сетей.

Как видно на рисунке питание комплектных трансформаторных подстанций данного района выполняется от распределительного пункта № 26 по двум фидерам схема электрической сети является петлевой от каждой петли имеется и радиальные ответвления.

Распределительный пункт № 26 получает питание по двум линиям от главного источника питания рассматриваемого района подстанции «Приморская»

Трансформаторные подстанции за номерами «15», «11», «14», «12», «323», «Гаражи», «18» образуют основную петлю, так же стоит отметить что от ТП «12» получают питание по петлевой схеме следующие ТП «Турбаза», «324», «Школа», «1320». Между ТП «Гаражи» и ТП «323» находится радиальное ответвление на следующие ТП: «59», «320гп», «112», «113» «115», «13», «Насосная», «Приморская», «Лагерь» «119», «116», «117»

Последние указанные ТП имеют одностороннее питание, резервирование по другим фидерам отсутствует.

В основном трансформаторные подстанции имеют в своём составе один трансформатор имеющий марку ТМ то есть с масляной изоляцией и устройством регулирования напряжения без переключения обмоток под возбуждением, номинальная мощность не превышает 630 кВА. В районе имеется одна 2 трансформаторная подстанция № 18 с трансформаторами мощностью 630 кВА. Основными коммутационными аппаратами на трансформаторных подстанциях являются выключатели нагрузки со встроенными высоковольтными предохранителями.

Питание рассматриваемых трансформаторных подстанций осуществляется по воздушным линиям электропередач марка провода АС50. Как говорилось ранее техническое перевооружение требуется не только в связи с ростом нагрузки но и из-за того что большое количество опор имеет дефекты, подкосы, на некоторых опорах установлены дополнительные опорные сооружения для предотвращения их падения.

Подстанция «Приморский» представляет собой 2 распределительных устройства напряжением 35 и 10 кВ при этом распределительное устройство высокого напряжения выполнена по схеме «одна секционированная система шин». Основное оборудование данной подстанций это два силовых трансформатора имеющие значительный срок эксплуатации которые требуют замены в связи с периодическими поломками выходом из строя. На распределительном устройстве низкого напряжения установлено 2 секции с секционным выключателем который имеет устройство автоматического ввода резерва при пропаже питания на основном в одном выключателе.

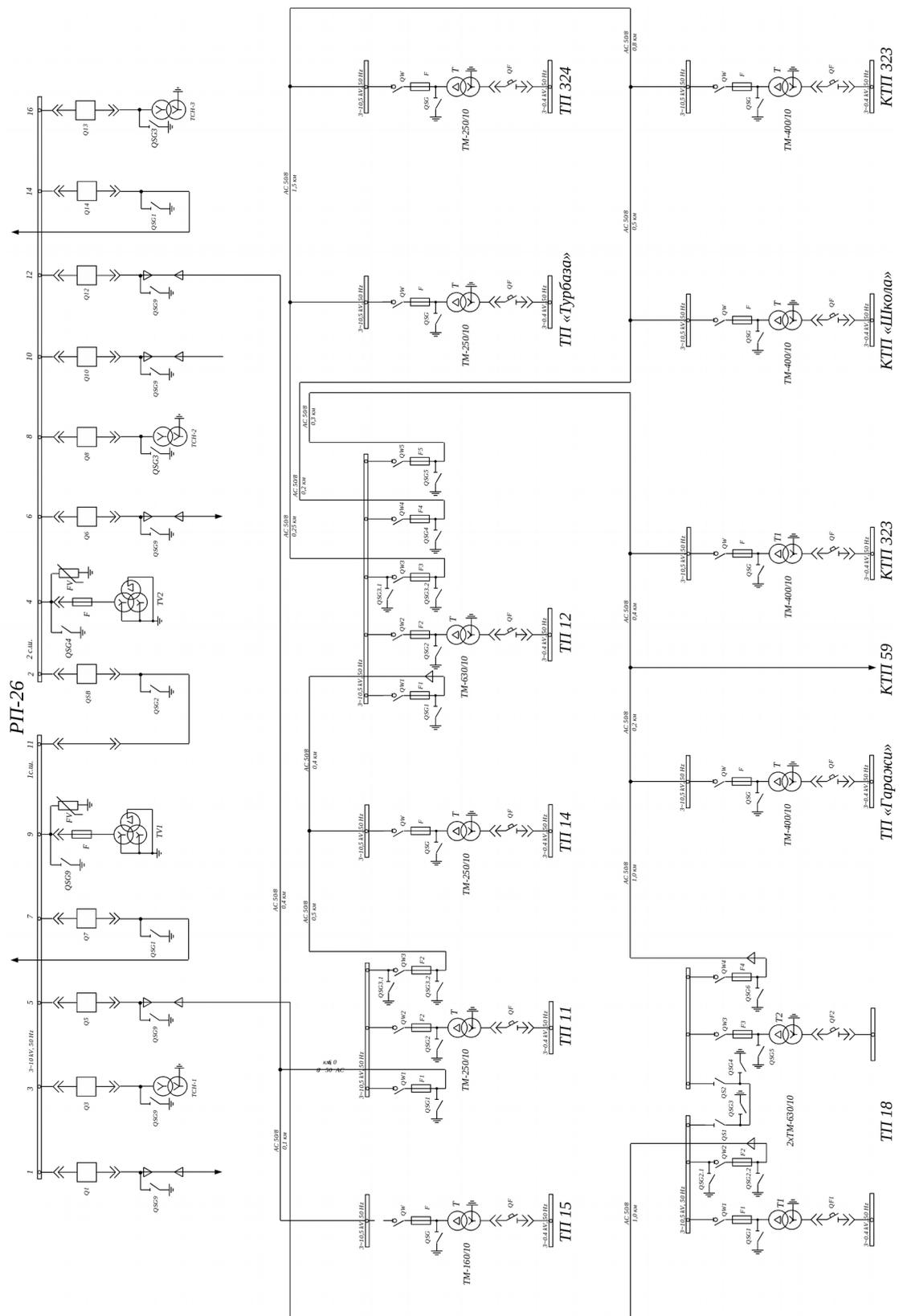


Рисунок 1 – Принципиальная схема электрических соединений рассматриваемого участка РЭС

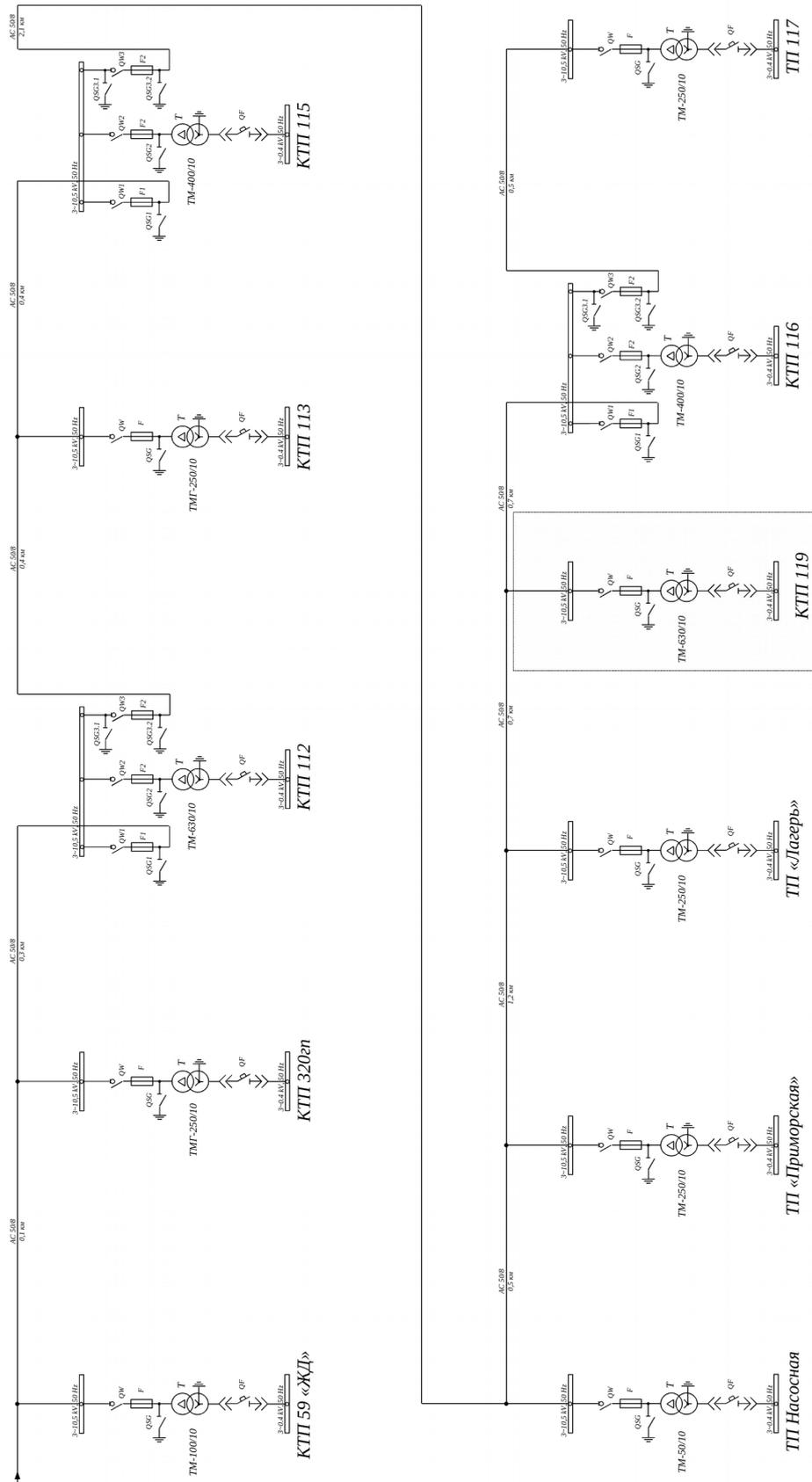


Рисунок 2 – Принципиальная схема электрических соединений рассматриваемого участка РЭС

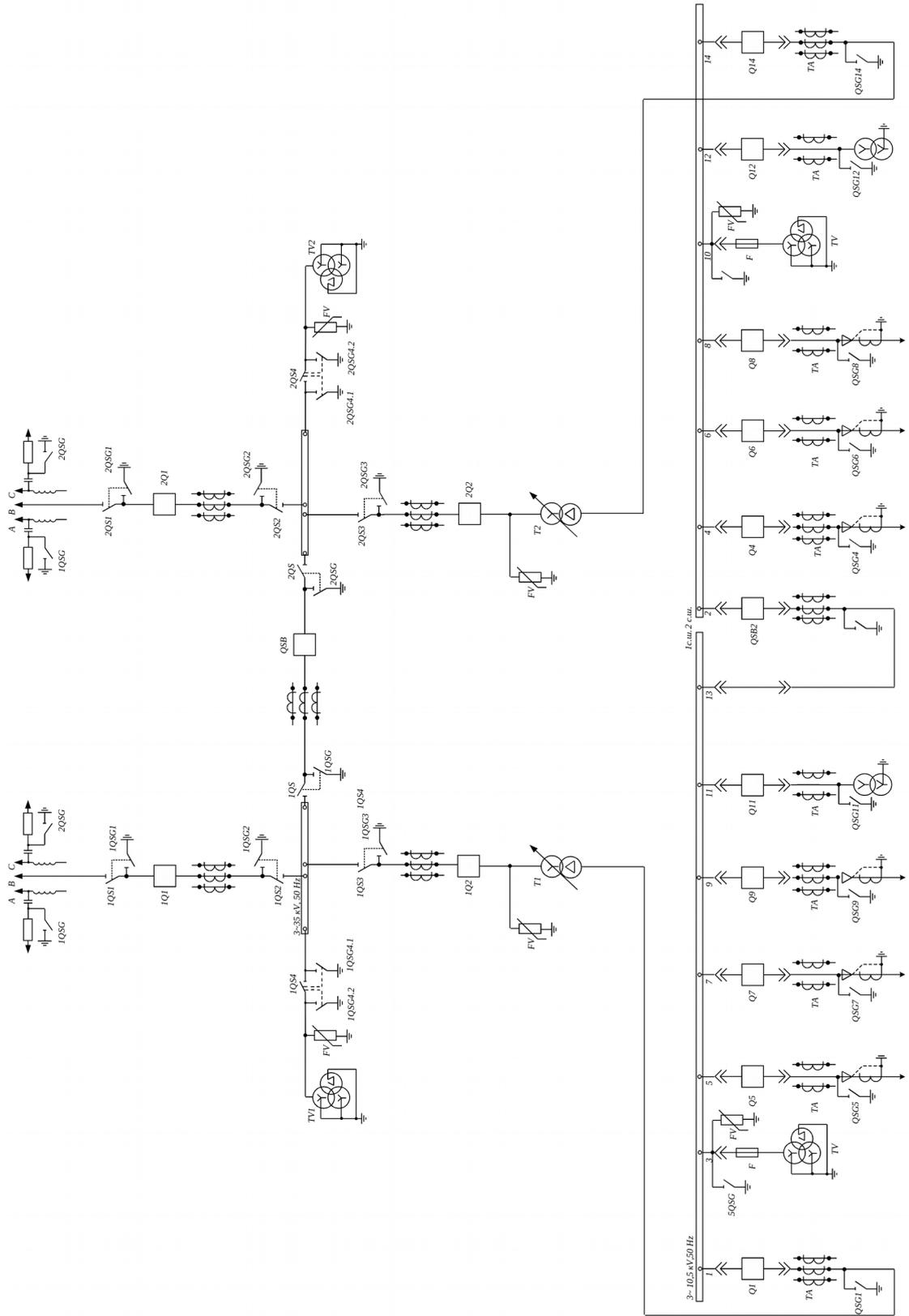


Рисунок 3 - Подробная однолинейная схема ПС 35/10 кВ «Приморская»

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ ТП РЭС

Рассмотрим подробно расчет электрических нагрузок ПС «Приморская», для этого в таблице 2 представлены для этого основные данные.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование	Потребитель	Количество
1	2	3
ТП 15	Частные дома	7
	Магазины	100 м ²
ТП 11	Частные дома	20
	Магазины	80 м ²
ТП 14	Частные дома	11
	Магазины	100 м ²
ТП 12	Частные дома	12
	Магазины	50 м ²
ТП 323	Частные дома	30
	Магазины	50 м ²
ТП Гаражи	Гаражи	200 ед.
ТП 18	Жилой дом 1эт 1кв	6 ед.
	Жилой дом эт 45кв	2 ед.
	Административное здание	500 м. кв.
ТП «Турбаза»	Административное здание	400 м ²
ТП «324»	Административное здание	500 м ²
ТП 1320	Частные дома	35
	Магазины	150 м ²
ТП «Школа»	Школа	1100 м. кв.
	Освещение территории	2000 м ²
ТП 59 «ЖД»	Административное здание	150 м. кв.
ТП 323	Частные дома	10
	Магазины	50 м ²
ТП 112	Частные дома	30
	Магазины	150 м ²
ТП 113	Административное здание	800 м ²

ТП 115	Частные дома	20
	Магазины	120 м ²
ТП «Насосная»	Освещение	20 м. кв.
	Насосы	2
ТП «Приморская»	Частные дома	20
	Магазины	120 м ²
ТП «Лагерь»	Административное здание	350 м ²
ТП 119	Освещение дороги	600 м. кв.
	Освещение территории	400 м. кв.
	Отопление	
ТП 116	Частные дома	30
ТП 117	Частные дома	22

Подробный расчет проводится на примере ТП 18

Воспользуемся приближенной формулой [2]:

$$P_{P0,4TP} = P_{max} + \sum P_{зди} \cdot k_{yi} \quad (1)$$

где P_{max} – наибольшая нагрузка здания из числа подключенных, кВт;

$P_{зди}$ – расчетная нагрузка зданий, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме

Расчетная мощность нагрузки:

$$P_{PЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \quad (2)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность

$n_{кв}$ – количество квартир.

Расчетная реактивная мощность [2]:

$$Q_{PЖД} = P_{PЖД} \cdot tg\varphi \quad (3)$$

Расчетная мощность нагрузки административных зданий:

$$P_{Pадм} = P_{адм.уд} \cdot M \quad (4)$$

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один квадратный метр;

M – площадь здания (m^2).

$$Q_{Radm} = P_{Radm} \cdot tg\varphi \quad (5)$$

Находим расчетные мощности активную и реактивную:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} + P_{Radm} \cdot k_y \quad (6)$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Radm} \cdot k_y \quad (7)$$

При этом полная мощность нагрузки составит:

$$S_{PТП} = \sqrt{P_{PТП}^2 + Q_{PТП}^2} \quad (8)$$

Расчетная мощность жилых зданий:

$$P_{PЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{зд.уд} \cdot n_{зд} \quad (9)$$

$$P_{PЖД} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 6 = 285,6 \text{ (кВт)}$$

где $P_{кот.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на один жилой дом (кВт/ед);

$n_{кот}$ – количество жилых домов.

Расчетная реактивная мощность жилых зданий:

$$Q_{PЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot tg\varphi + P_{зд.уд} \cdot n_{зд} \cdot tg\varphi \quad (10)$$

$$Q_{PЖД} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 6 \cdot 0,2 = 57,12 \text{ (квар)}$$

Расчетная активная мощность административного здания:

$$P_{Radm} = P_{adm.уд} \cdot M \quad (11)$$

$$P_{Radm} = 0,75 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)}$$

Расчетная реактивная мощность административного здания:

$$Q_{Radm} = P_{Radm} \cdot tg\varphi \quad (12)$$

$$Q_{Radm} = 125 \cdot 0,75 = 93,75 \text{ (квар)}$$

Суммарные расчетные мощности ТП 18[2]:

$$P_{P0,4ТП} = P_{PЖД} + P_{Pадм} \cdot k_y \text{ (кВт)}$$

$$P_{P0,4ТП} = 285,6 + 0,6 \cdot 125 = 360,6 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = Q_{PЖД} + Q_{Pадм} \cdot k_y \text{ (квар)}$$

$$Q_{P0,4ТП} = 57,12 + 0,6 \cdot 93,75 = 113,37 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{PТП} = \sqrt{360,6^2 + 113,37^2} = 378,0 \text{ (кВА)} \quad (13)$$

Расчет проводим и для остальных ТП результаты приведены в таблице 3

Таблица 3 – Расчетные параметры нагрузки на стороне НН ТП

Наименование ТП	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{PТП}$ (кВА)
1	2	3	4
ТП 15	75,20	23,29	78,72
ТП 11	156,00	37,80	160,51
ТП 14	94,20	27,09	98,02
ТП 12	85,50	21,23	88,10
ТП 323	181,50	40,43	185,95
ТП «Гаражи»	100,00	62,00	117,66
ТП 18	360,6	113,37	378,0
ТП «Турбаза»	100,00	38,00	106,98
ТП «324»	125,00	47,50	133,72
ТП 1320	250,00	62,38	257,66
ТП «Школа»	275,00	104,50	294,19
ТП 59 «ЖД»	37,50	14,25	40,12
КТП 323	79,50	20,03	81,98
КТП 112	217,50	55,88	224,56
КТП 113	200,00	76,00	213,95
КТП 115	128,00	35,50	132,83

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4
ТП 3п «Насосная»	31	15,98	34,87
ТП «Приморская»	128,00	35,50	132,83
ТП «Лагерь»	87,50	33,25	93,60
КТП 119	495,5	172,8	524,77
КТП 116	237,60	47,52	242,31
ТП 117	121,00	24,20	123,40

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе трансформаторов ТП рассматриваемого РЭС. Подробный расчет приведен в приложении А

5 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Как указывалось ранее основной проблемой в рассматриваемом районе является моральное и физическое устаревание электрооборудования, исходя из этого принимаем решение о том что нет необходимости изменять

количество трансформаторов на трансформаторных подстанциях тем не менее их количество выбирается в зависимости от категории электроприемников которые подключены к шинам низкого напряжения в данном случае это 3 и 2 категория.

Требуемая мощность трансформатора [4]:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} \quad (14)$$

где K_3 - нормированный коэффициент загрузки

N – число трансформаторов

P_p, Q_p - расчетная мощность нагрузки ТП (кВА)

Определяем требуемую мощность трансформаторов 18:

$$S_{\text{треб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{K_3 \cdot N} = \frac{\sqrt{360,6^2 + 113,37^2}}{0,7 \cdot 2} = 263,77 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор ТЛСЗ 400/10 - У 1.

В данной работе в качестве силовых трансформаторов на КТП принимаем трансформатор сухой литой изоляцией защитного исполнения типа ТЛСЗ этот тип трансформатора имеет высокую востребованность в связи со своими высокими характеристиками такими как пожарная безопасность высокая электрическая изоляция, дешевизна а также другие.

Обмотки трансформаторов обладают высокой механической прочностью и значительной стойкостью к протеканию токов короткого замыкания при этом имеют отсутствие пылепроницаемости и проницаемости влаги внутрь обмотки, отсутствует необходимость в сушке такого трансформатора при всём сроки эксплуатации.

Такой тип трансформатора отличается от других типов имеющих маслonaполненные исполнение.

Трансформаторы типа ТСЛЗ имеет медную обмотку и обладает значительно меньшими габаритами по сравнению с другими типами

трансформаторов в частности изготовленными из алюминия эти, трансформаторы обладают более высокой стойкостью к динамическим и термическим воздействиям от токов короткого замыкания, также к положительным особенностям стоит отметить низкий уровень шума, минимальные эксплуатационные затраты на всём сроке службы, незначительные потери холостого хода и короткого замыкания, а также значительный гарантийный срок.

Фактический коэффициент загрузки [4]:

$$K_{эф} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{ном} \cdot N} \leq K_з = 0,7 \quad (15)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность принятого к установке трансформатора ТП.

фактический коэффициент загрузки:

$$K_{эф} = \frac{\sqrt{360,6^2 + 113,37^2}}{2 \cdot 400} = 0,46$$

Коэффициент загрузки послеаварийном режиме:

$$K_a = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{S_{номтр} \cdot (N - 1)} \leq 1,4 \quad (16)$$

$$K_a = \frac{\sqrt{360,6^2 + 113,37^2}}{400} = 0,92 \leq 1,4$$

Так же проводится расчет трансформаторов и для других КТП, результаты сведены в таблицу4

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

Наименование ТП	S_p (кВА)	$S_{треб}$ (кВА)	K_ϕ	K_a	N (шт)	$S_{ном}$ (кВА)
ТП 15	78,72	87,47	0,79		1	100
ТП 11	160,51	178,34	0,64		1	250
ТП 14	98,02	108,91	0,61		1	160
ТП 12	88,10	97,89	0,88		1	100
ТП 323	185,95	206,61	0,74		1	250

ТП «Гаражи»	117,66	130,73	0,74		1	160
ТП 18	378,0	263,77	0,46	0,92	2	2×400
ТП «Турбаза»	106,98	118,87	0,67		1	160
ТП «324»	133,72	148,58	0,84		1	160
ТП 1320	257,66	286,29	0,64		1	400
ТП «Школа»	294,19	326,88	0,74		1	400
ТП 59 «ЖД»	40,12	44,58	0,64		1	63
КТП 323	81,98	91,09	0,82		1	100
КТП 112	224,56	249,51	0,90		1	250
КТП 113	213,95	237,72	0,86		1	250
КТП 115	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП 3п «Насосная»	34,87	38,74	0,87		1	40
ТП «Приморская»	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП «Лагерь»	93,60	104,00	0,59		1	160
КТП 119	524,77	583,08	0,83		1	630
КТП 116	242,31	269,23	0,61		1	400
ТП 117	123,40	137,11	0,77		1	160

Параметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТЛСЗ-40/10-У 1	3	4,5	0,15	0,88
ТЛСЗ -63/10-У 1	2,8	4,5	0,2	1,02
ТЛСЗ -100/10-У 1	2,6	4,5	0,27	1,97
ТЛСЗ -160/10-У 1	1,5	4,5	0,41	2,6
ТЛСЗ -250/10-У 1	1	4,5	0,53	3,7
ТЛСЗ -400/10-У 1	0,8	4,5	0,8	5,5
ТЛСЗ -630/10-У 1	0,6	5,5	1,24	7,6

Используем далее представленные данные, подробный расчет приведен в приложении Б

6 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 кВ ПС «ПРИМОРСКАЯ»

Выбор номинальной мощности силовых трансформаторов, марок воздушных линий электропередач, компенсирующих устройств выполняется

на основе данных о нагрузке на стороне высокого напряжения трансформаторных подстанций то есть расчетных нагрузках в узлах 10 кВ. Расчёт этих данных выполняется с учетом потерь мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах в комплектных трансформаторных подстанциях, эти данные складывать с мощностью нагрузки на стороне низкого напряжения и с использованием коэффициента совмещения максимумов нагрузки дают требуемое значение.

В данном разделе используя паспортные данные силовых трансформаторов которые были выбраны в предыдущем разделе проводим подробный расчет потерь мощности активной и реактивной энергии в силовых трансформаторах КТП

Потери активной мощности:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (17)$$

Потери реактивной мощности:

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \frac{I_x \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (18)$$

где P_H - расчетная активная мощность нагрузки

Q_H - расчетная реактивная мощность нагрузки

ΔP_x - потери активной мощности в режиме холостого хода трансформатора (кВт)

ΔQ_x - потери реактивной мощности в режиме холостого хода трансформатора (квар)

Проводим расчет потерь мощности в трансформаторах ТП 18 [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_3^2 + \Delta P_x \quad (19)$$

$$\Delta P_m = 2 \cdot 5,5 \cdot 0,46^2 + 2 \cdot 0,8 = 3,93 \quad (\text{кВт})$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_k \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{тНОМ}} + \frac{I_x \cdot S_{тНОМ}}{100}$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot \left[\frac{378,0}{2} \right]^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 38,55 \quad (\text{квар})$$

Полная мощность потерь в трансформаторах (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (20)$$

$$\Delta S_m = \sqrt{3,93^2 + 38,55^2} = 38,75$$

Находим все мощности потерь ТП 18

$$S_{PTП} = \Delta S_m + S_{PTП}$$

$$S_{PTП} = 38,75 + 378,0 = 416,75 \text{ (кВА)}$$

$$P_{PTП} = \Delta P_m + P_{P0,4TP}$$

$$P_{PTП} = 3,93 + 360,6 = 364,53 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{PTП} = \Delta Q_m + Q_{P0,4TP}$$

$$Q_{PTП} = 38,55 + 113,37 = 151,92 \text{ (квар)}$$

Результаты приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ ТП

Наименование ТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
		ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{PTП}$ (кВт)	$Q_{PTП}$ (квар)	$S_{PTП}$ (кВА)
ТП 15	0,79	1,50	5,39	5,59	76,70	28,68	84,31
ТП 11	0,64	2,05	7,14	7,42	158,05	44,94	167,93
ТП 14	0,61	1,38	5,10	5,28	95,58	32,19	103,30
ТП 12	0,88	1,80	6,09	6,35	87,30	27,32	94,45
ТП 323	0,74	2,56	8,72	9,09	184,06	49,15	195,04

ТП «Гаражи»	0,74	1,83	6,29	6,56	101,83	68,29	124,22
ТП 18	0,46	3,93	38,55	38,75	364,53	151,92	416,75
ТП «Турбаза»	0,67	1,58	5,62	5,84	101,58	43,62	112,82
ТП «324»	0,84	2,24	7,43	7,76	127,24	54,93	141,48
ТП 1320	0,64	3,05	10,67	11,10	253,05	73,05	268,76
ТП «Школа»	0,74	3,81	12,94	13,49	278,81	117,44	307,68
ТП 59 «ЖД»	0,64	0,62	6,56	6,59	38,12	20,81	46,71
КТП 323	0,82	1,59	25,29	25,34	81,09	45,32	107,32
КТП 112	0,9	3,53	10,74	11,30	221,03	66,62	235,86
КТП 113	0,86	3,27	5,68	6,55	203,27	81,68	220,50
КТП 115	0,83	2,20	2,74	3,52	130,20	38,24	136,35
ТП 3п «Насосная»	0,87	0,82	21,05	21,07	31,82	37,03	55,94
ТП «Приморская»	0,83	2,20	4,86	5,34	130,20	40,36	138,17
ТП «Лагерь»	0,59	1,32	79,85	79,86	88,82	113,10	173,46
КТП 119	0,83	6,48	8,91	11,01	501,98	181,71	535,78
КТП 116	0,61	2,85	4,91	5,68	240,45	52,43	247,99
ТП 117	0,77	1,95	2,40	3,09	122,95	26,60	126,49
Сумма					3610,3	1393,72	4041,31

Мощность нагрузки всех ТП:

$$S_{p\Sigma} = k_c \times \sum S_{pi} \quad (21)$$

где S_{pi} - расчетная полная мощность нагрузки каждой ТП (кВА)

k_c - коэффициент совмещения максимумов ТП.

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 4041,31 = 2828,92 \text{ (кВА)}$$

Отдельно проводим расчет активной и реактивной мощности нагрузки.

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \times 3610,03 = 2527,02 \text{ (кВт)}$$

Реактивная мощность на шинах НН ПС «Приморская»

$$Q_{p\Sigma} = 0,7 \times 1393,72 = 975,6 \text{ (квар)} \quad (22)$$

Полученные данные о расчетных мощностях нагрузки на шинах низкого напряжения подстанции «Приморской» имеют очень важное значение для дальнейших расчётов, на их основе будет выполнен расчет номинальной мощности силовых трансформаторов напряжением 35 кВ, компенсирующих устройств напряжением 10 кВ для снижения нагрузки высоковольтных сетей а также проведен расчёт токов короткого замыкания и выбрано электрическое оборудование на источнике питания подстанции «Приморская». Подробный расчет приведен в приложении В.

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «ПРИМОРСКАЯ»

Требуемая мощность КУ (Мвар) [7]:

$$Q_K = Q_P - P_P \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (23)$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - предельный коэффициент мощности

Q_P - расчетная реактивная мощность нагрузки

P_p - расчетная активная мощность нагрузки

Требуемая мощность одну секцию шин 10 кВ:

$$Q_1 = \frac{Q_K}{2} \quad (24)$$

Нескомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети:

$$Q_{\text{неск}} = Q_p - Q_{\text{ном}} \quad (25)$$

где $Q_{\text{ном}}$ - номинальная мощность принятых компенсирующих устройств согласно паспортным данным устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для ПС «Приморская», мощность компенсирующих устройств, требуемая:

$$Q_K = 975,6 - 2527,02 \cdot 0,4 = - 35,21 \text{ (квар):}$$

Реактивная мощность имеет отрицательное значение следовательно установка таких устройств не требуется.

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Расчёт мощности трансформаторов источника питания подстанции «Приморская» выполняется аналогично как для комплектных трансформаторных подстанций, в данном случае учитывается категория потребителей подключённых к шинам низкого напряжения также условия в которых будут эксплуатироваться данные трансформаторы.

Расчет выполняется на основе данных полученных в предыдущих разделах в частности расчётных мощностях нагрузки активной и реактивной,

учитываются данные о компенсации реактивной мощности на шинах низкого напряжения подстанции «Приморская».

Расчетная мощность трансформатора [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (26)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (кВА);

P_p – расчетная активная мощность;

Q_p – расчетная реактивная мощность;

n_T – количество трансформаторов принятое в соответствии с категорией электроснабжения подключенных потребителей

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов оптимальный.

Проверка коэффициентов загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{Тном}} \quad (27)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{Тном}} \quad (28)$$

Расчетная мощность трансформаторов:

$$S_p = \frac{\sqrt{2527,02^2 + 975,6^2}}{2 \cdot 0,7} = 1934,56 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТМН - 2500/35/10 номинальной мощностью 2500 кВА, определяем коэффициенты загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{2527,02^2 + 975,6^2}}{2 \cdot 2500} = 0,542$$

$$K_A = \frac{\sqrt{2527,02^2 + 975,6^2}}{2500} = 1,084$$

Коэффициенты имеют приемлемое значение, данные от принятом типе трансформаторов используем при расчете токов короткого замыкания.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Выбор оборудования подстанции «Приморская» основывается на данных о номинальных токах нагрузки а также данных токов короткого замыкания во всех распределительных устройствах данной подстанции

Это оборудование выбирается и проверяется на коммутационную динамическую термическую стойкость по условию прохождения таких токов. Существует несколько видов расчетов токов короткого замыкания основными из которых являются расчет в именованных единицах а также расчеты в относительных единицах.

При большом количестве трансформаций предпочтительным является расчет относительных единиц которые позволяют избежать расчетов

коэффициентов трансформации и значительно уменьшает объём расчётов. Если использовать метод именованных единиц то отсутствует необходимость расчета значения базисной мощности и расчёта базисного напряжения на каждой ступени трансформации

Каждый из указанных методов может использовать фактические коэффициенты трансформации либо использовать средний ряд напряжений как в данном случае, при использовании среднего ряда напряжений значительно уменьшается объём расчётов и при этом погрешность расчёта не превышает 10% от расчёта с фактическими коэффициентами трансформации. Принимаем решение выполнить расчет токов короткого замыкания в именованных единицах с использованием среднего ряда напряжений

Расчетная схема замещения ПС «Приморская» представлены на рисунке 4.

При определении сопротивления системы воспользуемся данными о токах короткого замыкания на РУ 35 кВ ПС «Барабаш».

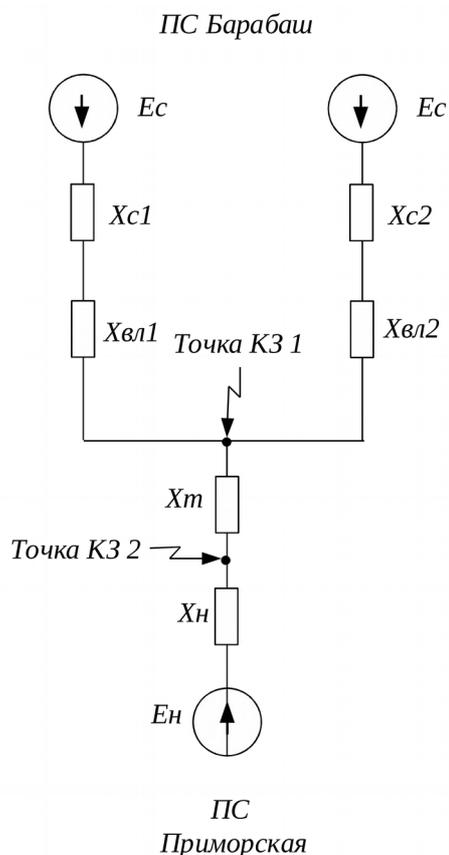


Рисунок 4 - Расчетная схема замещения

Мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Барабаш» по формуле:

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} \quad (29)$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 442,19 \text{ (МВА)}$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ

U_{CP} – напряжение среднего ряда на стороне 35 кВ (кВ);

I_{K3} – ток короткого замыкания на стороне 35 кВ (кА);

Расчетная точка которая принимается для расчета это шины высокого напряжения ПС «Приморская» КЗ№1

Сопротивление системы, соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{C1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} \quad (30)$$

$$X_{C1} = \frac{37^2}{442,19} = 3,09 \text{ (Ом)}$$

$$X_{C2} = X_{C1} = 3,09 \text{ (Ом)} \quad (31)$$

Сопротивление ВЛ (Благовещенская - Приморская, Центральная - Приморская):

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 \quad (32)$$

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 = 0,4 \cdot 2,9 = 1,16 \text{ (Ом)}$$

$$X_{ВЛ2} = X_0 \cdot L2 \quad (33)$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 6,12 = 2,45 \text{ (Ом)}$$

где X_0 – погонное индуктивное сопротивление ВЛ 35 кВ (Ом/км)

L – длина соответствующего участка воздушной линии (км);

Сопротивление трансформаторов ПС «Приморская», определяются по формуле:

$$X_T = \frac{u_{\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2} \quad (34)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{2,5} \cdot \frac{1}{2} = 4,58 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление обобщенной нагрузки в относительных единицах определяется по следующей формуле:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 \quad (35)$$

$$X_H = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{2,53^2 + 0,97^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 34,07 \text{ (Ом)}$$

где x_{OH} – относительное значение сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.)

S_H – мощность нагрузки (МВА)

U_{cp} – среднее номинальное напряжение со стороны нагрузки (кВ)

K_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы (кВ):

$$E_C = E_{CO} \cdot U_C \quad (36)$$

$$E_C = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)}$$

где E_{CO} – относительное значение ЭДС энергосистемы (о.е.)

ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{HO} \cdot U_C \quad (37)$$

$$E_H = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)}$$

где E_{HO} – относительное значение ЭДС обобщенной нагрузки (о.е.)

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

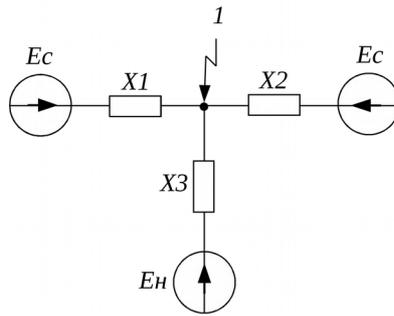


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

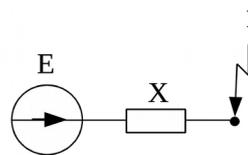


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1}$$

$$X1 = 3,09 + 1,16 = 4,25 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2}$$

$$X2 = 3,09 + 2,45 = 5,54 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = X_H + X_T$$

$$X3 = 34,07 + 4,58 = 38,65 \text{ (о.е.)}$$

Определяем результирующее сопротивление и ЭДС до точки короткого замыкания 1, по следующим формулам:

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X1} + \frac{1}{X2} + \frac{1}{X3}} \tag{38}$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{4,25} + \frac{1}{5,54} + \frac{1}{38,65}} = 2,21$$

$$E = X \cdot \left[\frac{E_C}{X_1} + \frac{E_C}{X_2} + \frac{E_H}{X_3} \right] \quad (39)$$

$$E = 2,21 \cdot \left[\frac{37}{4,25} + \frac{37}{5,54} + \frac{31,45}{38,65} \right] = 36,62$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} \quad (40)$$

$$I_{no} = \frac{36,62}{\sqrt{3} \cdot 2,51} = 9,69 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет тока короткого замыкания в точке 2 по аналогичным формулам, при этом все сопротивления и ЭДС приводятся к низкой стороне трансформатора (приводятся к номинальному напряжению 10 кВ).

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{T_{oe}}{T_a}} \quad (41)$$

где I_{at} – апериодическая составляющая тока короткого замыкания в точке 1 (кА)

I_{no} – периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени в точке 1 (кА)

T_{oe} – собственное время отключения выключателя с учетом работы защиты (сек), в данном случае принимается 0,1 сек.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени для шин 35 кВ ПС «Приморская» принимается равной:

$$T_a = 0,03$$

Апериодическая составляющая для точки 1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,489 \text{ (кА)} \quad (42)$$

Значение ударного тока короткого замыкания для точки 1 определяется по следующей формуле:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \left[1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right] \quad (43)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot \left[1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right] = 23,52 \text{ (кА)} \quad (44)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_k = I_{no}^2 \cdot (T_{os} + T_a) \quad (45)$$

где I_{no} - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);
 t_{omk} - время отключения выключателя для РУ 35 кВ (сек);
 T_a - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_k = 9,69^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 12,206$$

Результаты расчета сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)	B_k
1	9,69	0,49	23,52	12,206
2	13,8	0,65	33,5	24,76

С использованием полученных данных проводим выбор и проверку оборудования ПС «Приморская»

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «ПРИМОРСКАЯ»

10.1 Выбор выключателей 35 кВ

Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Приморская» определяем по условиям загрузки трансформаторов.

Таблица 8 – Наибольшие рабочие токи в РУ

Номинальное напряжение РУ (кВ)	Наибольший рабочий ток (А)
35	82,57
10	275,25

Выбираем выключатели на напряжении 35 кВ. Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБ-35-12,5/630 УХЛ1.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателя 35 кВ для ПС «Приморская»

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 82,57$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{п0} = 9,69$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31$ кА	$i_{уд} = 23,52$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{пт} = 9,69$ кА	$I_{откл} \geq I_{пт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9$ кА	$i_a = 0,49$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31$ кА	$i_{уд} = 23,52$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000$ кА ² с	$B_K = 12,02$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Приморская».

10.2 Выбор выключателей 10 кВ.

Для РУ 10 кВ для ПС «Приморская» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВВ-TEL10-31,5- 630

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630$ А	$I_{макс} = 275,25$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5$ кА	$I_{п0} = 13,8$ кА	$I_{вкл} \geq I_{п0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5$ кА	$I_{нт} = 13,8$ кА	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48$ кА	$i_a = 0,65$ кА	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² с	$B_K = 24,76$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

10.3 Выбор разъединителей 35 кВ

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

Сравнение параметров показано в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ для ПС «Приморская»

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{номсети} = 35$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000$ А	$I_{макс} = 82,57$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63$ кА	$i_{уд} = 33,5$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875$ кА ² с	$B_K = 12,206$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип разъединителя предлагается к установке на все присоединения РУ 35 кВ ПС «Приморская». Число заземляющих ножей определяется местом установки.

10.4 Выбор трансформаторов тока.

Определяем значение сопротивления нагрузки трансформаторов тока:

$$R_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_{\kappa} \quad (46)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\kappa} = 0,1$ Ом.

Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (47)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 35 и 10 кВ - 60 м ;

F - сечение соединительного провода, $F = 4$ мм².

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

$$r_{пров} = \frac{0,0283 \cdot 60}{4} = 0,43 \text{ (Ом)}$$

Сопротивление приборов:

$$r_{приб} = \frac{S_{ПП}}{I_2^2} \quad (48)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1\text{А}$.

Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы на напряжении 35, 10 кВ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ ПС «Приморская»

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	АВВ а1000	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжение 35 и 10 кВ $S_{\text{ПР}} = 0,62\text{ ВА}$. Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2}$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока (на стороне 35 и 10 кВ):

$$R_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$R_2 = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Приморская» номинальным током 100 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ для ПС «Приморская»

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 100 \text{ А}$	$I_{макс} = 82,57 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,206 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «Приморская» ТПЛК-10 с номинальным током первичной обмотки 300 А. Сравнение параметров приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 300 \text{ А}$	$I_{макс} = 275,25 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам следовательно его принимаем к установке на вводные ячейки РУ 10 кВ ПС «Приморская».

10.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Проводим выбор трансформатора напряжения для РУ 35 кВ ПС «Приморская» определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ ПС «Приморская»

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
-------------	--------	---------------------	----------------------------

Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	ABB a1000	2	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			10,24

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице 16.

Таблица 16 – Проверка выбранного ТН 35 кВ для ПС «Приморская»

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 10,24 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ ПС «Приморская» НАЛИ 10 УХЛ1. Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	ABB a1000	14	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			11,68

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН	Расчетные данные	Условия выбора и проверки
--------------------------	------------------	---------------------------

Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 11,68 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$
--	----------------------------	--------------------------	---------------------

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

10.6 Выбор жестких шин 10 кВ.

Принимаем для ПС Приморская шины типа АДО сечением 80/6 мм с длительным током 1850 А

Проверяем на термическую стойкость (см^2).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} \quad (49)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{24,76}}{91} = 0,05$$

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

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем на механическую прочность:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (50)$$

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

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

q - сечение проводника (см^2)

Момент инерции шины:

$$J = b \cdot h^3 \cdot \frac{1}{12} \quad (51)$$

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

Принимаем пролет между изоляторами меньше расчетного (принимаем 0,9 м)

Определяем максимальное удельное усилие.

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{yd}^2}{a} \quad (52)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 48,59 \text{ (Н/м)}$$

где i_{yd} – ударный ток короткого замыкания на шинах НН ПС «Приморская» согласно расчетным данным (А).

a - расстояние между шинами разноименных фаз (м).

Момент сопротивления шин:

$$W = b \cdot h^2 \cdot \frac{1}{6} \quad (53)$$

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

Определяем расчетное:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (54)$$

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \text{ (МПа)}$$

Вылиняем сравнение полученного значения с разрушающим напряжением для данного материала проводника:

$$\sigma_p \leq 0,6 \cdot \sigma_{разр}$$

$$29,22 \leq 0,6 \cdot 60 = 36,0$$

Расчет выполнен верно тк напряжение в материале при протекании тока короткого замыкания не превышает 60% от разрушающего.

11 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ

Перспективным проводником для воздушных линий электропередачи напряжением до 20 кВ в настоящее время является самонесущий изолированный провод. Поэтому в данном случае для использования вместо голого провода марки АС будем использовать именно этот проводник, его преимущества очевидны по сравнению с голым проводом. Он позволяет

выполнять очень быстрый монтаж, имеет очень низкий индуктивного сопротивления а также из-за своих изоляционных свойств позволяет избежать значительного количества однофазных коротких замыканий при эксплуатации оборудования.

Также к положительным чертам можно отнести низкую вероятность хищения данного проводника так как он имеет небольшую возможность вторичной переработки, а также небольшое количество отключений в связи с однофазными короткими замыканиями.

Выбор сечения данного типа проводника в данной работе будем выполнять по нескольким условиям: в первую очередь это длительный ток для данного сечения которые должен быть более чем расчетный ток в течении

После выбора стандартного значения сечения проверяем его по стойкости по протеканию тока короткого замыкания и последующей проверкой по допустимой потере напряжения для отдаленных объектов.

Выбор по длительно допустимому току:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (56)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

$I_{\text{дд}}$ - Длительно допустимый для выбранного сечения СИП

Расчетный ток в рассматриваемом сечении:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (57)$$

где S_p – расчетная мощность на рассматриваемом участке ВЛ (кВА);

Рассмотрим выбор СИП на примере участка РП-26 до ТП 18 В данном случае рассматривается вариант когда все ТП рассматриваемого района запитаны от одного фидера (ремонтный режим работы сети), формула для расчета тока:

$$I_p = \frac{k_c \cdot \sum S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (58)$$

$$I_p = \frac{0,7 \cdot 4041,31}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 155,55 \text{ (A)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП. Принимаем сечение 50 мм² с предельным значением тока 195 А. Далее проводится расчет на остальных участках при этом необходимо учитывать тот факт что для простоты монтажа и удобства эксплуатации применяется одно сечение СИП на протяжении всего фидера. Таким образом на участках РП-26 до ТП 18, РП-26 до ТП 15, РП-26 до РУНН ПС «Приморская», расчетный ток будет одинаковым. Отдельно только проводим расчет отпайки на ТП 59 «ЖД» расчетный ток в данном случае равен (количество трансформаторов в данном случае 10):

$$I_p = \frac{0,8 \cdot 2029,57}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 89,27 \text{ (A)}$$

На данном участке принимаем провод сечением 35 мм²

Результаты расчета приведены в таблице 19:

Таблица 19 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Сечение СИП	$I_{до}$ (А)
РУ 10 кВ «Приморская» - РП-26 1 цепь	2828,92	155,55	3×50	195
РУ 10 кВ «Приморская» - РП-26 2 цепь	2828,92	155,55	3×50	195
РП-26- ТП 18	2828,92	155,55	3×50	195
РП-26- ТП 15	2828,92	155,55	3×50	195
отп ТП 59 «ЖД» - ТП 59 «ЖД»	1623,65	89,27	3×35	160

Далее проводится проверка выбранных сечений по термической стойкости и по допустимой потере напряжения.

12 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

12.1 Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

Выбор сечения по длительно допустимому току недостаточно для правильной работы воздушных линий электропередач, также необходима проверка по тепловому импульсу от токов короткого замыкания при условии

если сечение не выдерживает токи короткого замыкания она просто выйдет из строя при первом таком случае. Поэтому в данном разделе выполняем расчет токов короткого замыкания в характерных точках рассматриваемого района электрических сетей с целью проверки выборных сечений по данному параметру.

Расчет токов короткого замыкания выполняем в именованных единицах при этом также будем учитывать и активное сопротивление воздушных линий электропередач так как оно является существенным при данном уровне напряжения и влияет на расчетное значение тока короткого замыкания. Результатом расчета будет являться определение периодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени также ударного тока короткого замыкания и двухфазного тока короткого замыкания.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения ТП 18.

Сопротивление системы определяется по формуле (Ом):

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (59)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Приморская».

Активные и реактивные сопротивления СИП:

$$X_n = x_0 \cdot L \quad (60)$$

$$R_n = r_0 \cdot L \quad (61)$$

где x_0, r_0 - удельное активное и реактивное сопротивление СИП, Ом/км;
 L – длина участка СИП, (км).

Периодическая составляющая тока:

$$I_{no} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (62)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{по}} \quad (63)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 13,8} = 0,44 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков от РУ НН ПС «Приморская» до РП-26:

$$X_{\text{л1}} = 0,08 \cdot 0,8 = 0,064 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{л1}} = 0,8 \cdot 0,8 = 0,64 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков от ТП 18 до РП-26:

$$X_{\text{л2}} = 0,08 \cdot 1,0 = 0,08 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\text{л2}} = 0,8 \cdot 1,0 = 0,8 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до шин высокого напряжения ТП 18

$$X_p = X_c + X_{\text{л1}} + X_{\text{л2}} \quad (64)$$

$$X_p = 0,44 + 0,064 + 0,08 = 0,584 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до шин высокого напряжения ТП 18:

$$R_p = R_{\text{л1}} + R_{\text{л2}} = 0,64 + 0,8 = 1,44 \text{ (Ом)} \quad (65)$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{\text{по}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,584^2 + 1,44^2}} = 4,19 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{по2}} = \frac{\sqrt{3}}{2} 4,19 = 3,628 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,83}{1,59 \cdot 314} = 0,318 \cdot 10^{-3}$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,318 \cdot 10^{-3}}} = 1,18 \quad (66)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 2,03 \cdot K_a = 11,66 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ результаты расчетов сводятся в таблицу 20.

Таблица 20 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	Z (Ом)	T_a	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{y\partial}$ (кА)	K_a
Шины РП-26	0,64	0,318 · 10	9,42	8,16	26,24	1,97
Шины ВН ТП 18	1,45	0,318 · 10	4,19	3,63	11,66	1,97
Шины ВН ТП 15	1,05	0,318 · 10	5,8	5,02	16,15	1,97
Шины ВН ТП 59 «ЖД»	2,41	0,318 · 10	2,51	2,18	6,99	1,97

По полученным данным проводятся дальнейшие расчеты термической стойкости

Термически стойкое к токам КЗ сечение СИП находим по формуле:

$$S_T = \frac{I_{по} \cdot \sqrt{t_n}}{K_T} \quad (67)$$

где $I_{по}$ - установившееся значение тока в расчетной точке;

t_n - приведённое время КЗ, равное сумме времени срабатывания защиты (0,01с) и времени отключения выключателя (0,09с).

K_T - температурный коэффициент.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для точки короткого замыкания на шинах РП-26 (в данном случае проверяется участок сип от РП-26 до РУ НН ПС «Приморская»):

$$S_{T32} = \frac{9,42 \cdot \sqrt{0,055}}{95} \cdot 10^3 = 23,25 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Расчетное термически стойкое сечение менее принятого значит оно проходит проверку

Для остальных результаты сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок от источника питания до точки КЗ	$I_{по}$ (кА)	Термически стойкое сечение (мм ²)	Фактическое сечение (мм ²)
Шины РП-26	9,42	23,25	50
Шины ВН ТП 18	4,19	10,34	50
Шины ВН ТП 15	5,8	14,32	50
Шины ВН ТП 59 «ЖД»	2,51	6,19	35

Расчетные данные о термически стойком сечении показывают что все линии СИП проходят данную проверку.

12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Так как при протекании электрического тока по воздушной линии электропередач происходит потеря напряжения до при неправильном выборе сечения на отдаленных объектах от источника питания напряжение будет просаживается ниже допустимого значения.

Поэтому в данном разделе производим расчет потери напряжения на различных участках самонесущего изолированного провода с целью определения значений фактических потерь напряжение на шинах высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций. Полученные значения потерь напряжения будут сравниваться с предельным значением потери напряжения которое допускается в рассматриваемом районе электрических сетей.

Потеря напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (68)$$

где r_0 – активное сопротивление СИП, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление СИП, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУНН 10 кВ «Приморская» - ТП 15, при питании участка со стороны ТП 18:

Определяем потерю напряжения на данном участке:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 155,55 \cdot 4,5 \cdot (0,8 \cdot 0,89 + 0,08 \cdot 0,45) \cdot \frac{100}{10500} = 4,63 (\%)$$

Потеря напряжения на участке меньше предельного значения 5%, следовательно сечение СИП выбрано верно. Т.к. рассмотрен наихудший вариант режима работы сети следовательно на остальных участках СИП отклонение напряжения будет меньше данного значения.

13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

Расчёт молниезащиты подстанции при реконструкции является неотъемлемой частью проектирования. так как такая защита не менее важна чем и релейная защита оборудования, так как позволяет предотвратить повреждения оборудования вследствие грозового импульса.

Попадание молнии в электрооборудование представляют собой большую опасность так как может привести к чрезвычайным ситуациям: возгоранию оборудования, механическим повреждениям зданий и сооружений. В данной работе рассматривается система состоящая из нескольких молниеотводов установленных по периметру подстанции для защиты от грозových перенапряжений, зона защиты которых объединяется и представляет собой единое целое, всё оборудование подстанции находится в зоне защиты при правильном проектировании.

Целью расчета является определение основных геометрических параметров системы молниезащиты таких как эффективная высота молниеотвода, половина ширины внешней и внутренней и зоны защиты, наименьшая высота внутренние зоны защиты для системы молниеотводов.

Результаты расчета геометрических параметров системы молниезащиты представлены в графической части работы.

Рассмотрим расчет применительно к нашей подстанции:

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (69)$$

Эффективная высота молниеотвода на линейном портале:

$$h_{эфл} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ (м)}$$

Половина ширины внешней зоны (радиус зоны на уровне земли):

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h \quad (70)$$

Для линейного портала (отдельностоящего молниеотвода):

$$r_{0л} = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,12 \text{ (м)}$$

Наименьшая высота внутренней зоны двух молниеотводов (М1-М4):

$$h_c = h_{эф} - (0,17 + 0,0002 \cdot h) \cdot (L - h) \quad (71)$$

Для линейного портала:

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (31,7 - 17) = 13,06 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \cdot \left[1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right] \quad (72)$$

Для выключателя (высота 4,5 м):

$$r_x = 18,12 \cdot \left[1 - \frac{4,5}{14,45} \right] = 10,59 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_0 \cdot \left[1 - \frac{h_x}{h_c} \right] \quad (73)$$

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 18,12 \cdot \left[1 - \frac{4,5}{13,06} \right] = 9,79 \text{ (м)}$$

14 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Эффективная работа электрического оборудования а также системы молниезащиты не может быть выполнена без достаточного заземления, так как оно позволяет эффективно отводить ток молнии в землю, а также спасти жизни людей при различного рода повреждених электрооборудования при которых корпус оборудования может находиться под напряжением, при коротких замыканиях хорошее заземление позволяет достаточно быстро отключить оборудование для снижения рисков воздействия на соседние оборудование.

В этом разделе проводим расчет сети заземления которое представляет собой систему из горизонтальных и вертикальных электродов которые соединены между собой и образуют общую сеть. Расчёт данного устройства выполняется с проверкой по протеканию токов короткого замыкания а также по условиям коррозионной стойкости. Результатами расчета будет являться

определение импульсного сопротивления заземлителя а также его стационарного значения которое не должно превышать предельного значения для данного уровня напряжений электроустановок в частности для подстанций 35 кВ предельное значение составляет 4 Ом..

Определяем площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) \quad (74)$$

$$S = (65 + 3) \cdot (40 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)}$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов $d = 0,022 \text{ (м)}$

Сечение вертикальных электродов:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (75)$$

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

Проверка сечения на термическую стойкость:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \quad (76)$$

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

где - I_M - максимальный ток однофазного короткого замыкания (кА)

T - предельное время работы защиты (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (77)$$

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

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

$$F_{кор} = 3,14 \cdot S_{cp} \cdot (S_{cp} + d) \quad (78)$$

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

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

Общая длина полос в сетке:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) \quad (79)$$

$$L_n = \frac{(65+3)}{5}(40+3) + \frac{(40+3)}{5}(50+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} \quad (80)$$

$$m = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m} \quad (82)$$

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

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) \quad (83)$$

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

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_e = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (84)$$

Принимаем: $n_e = 15$

Принимаем длину вертикальных электродов $l_e = 4 \text{ (м)}$

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left[A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right]$$

$$R_C = 50 \cdot \left[0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right] = 0,442 \text{ (Ом)}$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} \tag{85}$$
$$\alpha_{II} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_{II} = R_C \cdot \alpha_{II} \tag{87}$$

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

Полученное значение сопротивления не превышает нормативного следовательно расчет считаем окончанным.

15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «ПРИМОРСКАЯ»

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТМН 2500/35/10 ПС «Приморская».

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках проводим расчет максимальной токовой защиты; для защиты от повышенных токов в обмотках при перегрузке – защиты от перегрузок.

15.1 Защита от перегрузки.

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{омс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (88)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 82,57 = 108,6 \text{ (А)}$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки, принимается равным 1,05

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср} = \frac{\sqrt{3} \cdot 108,6}{(100/5)} = 9,39$$

Уставка на срабатывание реле времени принимаем равной 9 секунд.

15.2 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ ПС «Приморская»:

$$I_{C3} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_g} \cdot I_{номВН} \quad (89)$$
$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 82,57 = 185,78 \text{ (А)}$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_q = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} \quad (90)$$

$$k_q = \frac{11,95 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{185,78} = 6,03$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 185,78}{(100/5)} = 16,06 \text{ (А)}$$

Принятые уставки защиты принимаем для обоих трансформаторов ТМН 2500/35/10 ПС «Приморская»

15.3 Газовая защита.

Газовая защита является самой универсальной защитой обмоток трансформаторов имеющих маслонеполненное исполнение и обязательным условием является наличие расширительного бака, при повреждении внутри обмоток а также между ними и корпусом происходит образование газа который поднимается в расширительный бак и проходит через газовое реле которое в зависимости от степени скорости прохождения этих газов будет работать либо на сигнал либо на отключение трансформатора.

Например при замене масла в трансформаторе в течение его работы на холостом ходу происходит незначительное газообразование эти газы проходя через реле заставляют срабатывать поплавковые контакты и реле выдает сигнал о том что необходимо отобрать газ для анализа.

При значительных коротких замыканиях происходит разложение масла на составляющие такие как водород эти газы очень быстро двигаются в

расширительный бак и заставляют срабатывать газовое реле на отключение трансформатора.

Различают газовые реле различного исполнения в данной работе принимаем к установке на трансформаторы ТМН 2500/35/10 реле конструкции Бухгольца.

16 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Трансформаторы комплектных трансформаторных подстанций рассматриваемого района нуждаются в защите так же как и любое остальное оборудование сети например воздушные линии. Поэтому в данном разделе рассмотрим систему защиты этих трансформаторов от различного рода повреждений таких как однофазные короткие замыкания, двухфазные и трехфазные а также замыкания в обмотках трансформаторов то есть различные внутренние повреждения.

Будем рассматривать в качестве защитных аппаратов для этого оборудования высоковольтные предохранители номинальным напряжением 10 кВ которые комплектуются вместе с выключателями нагрузки. Они представляют собой изолированный цилиндр внутри которого находится кварцевый песок и плавкая вставка которая рассчитывается в зависимости от тока нагрузки.

При прохождении тока превышающего номинальный ток плавкой вставки происходит ее расплавление, кварцевый песок который обволакивает вставку гасит электрическую дугу. При перегорании предохранителя его возможно заменить, что может быть выполнено очень быстро.

В данном разделе в качестве защитных аппаратов то есть предохранители используем тип ПКТ которые устанавливаются в выключателе нагрузки.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 Безопасность работы

Охрана труда при выполнении работ на коммутационных аппаратах.

Допуск к выполнению работы на таком аппарате допускается только после выполнения специальных технических мероприятий которые предусмотрены правилами техники безопасности включающие мероприятия препятствующие ошибочному либо самопроизвольному включению коммутационных аппаратов.

При опробовании на включение и отключения выключателя в случае его наладки либо регулировки привода, допускается при не сданном наряде временно подача напряжения в цепи оперативного тока а также в цепи соленоида включения выключателя для его проверки.

Установка предохранителя включения, автоматических выключателей, снятие плакатов безопасности должен при этом выполнять только оперативный персонал подстанции.

Операции по включения отключению выключателя имеет право выполнять производитель работ при условии что такое разрешение получено от оперативного персонала в статье наряда «отдельные указания» по требованию производителя работ

После опробование если есть необходимость продолжения работы оперативный персонал выполняет все необходимые мероприятия требуемые для допуска бригады к работе согласно правилам техники безопасности

В электрических установках на которых нет оперативного персонала повторное разрешение для подготовки рабочего места не требуется.

Охрана труда при выполнении работ на воздушных линиях электропередач

Подъем работников на опору линии электропередач допускается только после проверки ее прочности и основания. При этом при выполнении работ на металлических опорах обязательно должна выполняться проверка отсутствия повреждений фундамента и наличие всех раскосов и гаек на анкерных болтах, состояния заземляющих проводков и оттяжек.

При необходимости подъема на опору выполненную из дерева либо из железобетона стропы предохранительного пояса должны заводиться за стойку при этом не допускается на угловых опорах со специальными изоляторами подниматься со стороны внутреннего угла. При работе на опоре необходимо пользоваться специальным предохранительным поясом операться на оба лаза если они применяются, при выполнении работы на стойке опоры необходимо располагаться так чтобы не терять из виду линию электропередач находящуюся в близости и напряжением

Покраска опор воздушных линий электропередач с подъемом до ее верхней точки может выполнять работник имеющий группу 2 при этом должны быть выполнены специальные меры для избежания попадания грязи либо краски на изоляторы линии электропередачи

Работы выполняемые при перетяжке или замене проводов линий напряжением ниже 1000 вольт уличного освещения которые подвешены на опорах линий выше 1000 вольт должны выполняться с отключением всех линий и заземлением их с обеих сторон откуда может быть подано питание

При выполнении работы на воздушной линии электропередач не допускается прикосновение к изоляторам а также специальный арматуре также не допускается передавать либо получать инструмент работникам которые не находятся на одной площадке при использовании вышки с изолирующим звеном

Установку и снятие заземляющих устройств на рабочем месте при работе под наведенным напряжением необходимо осуществлять только после заземления этой линии в распределительном устройстве при этом при невозможности обеспечить безопасное выполнение работы на ВЛ под

наведенным напряжением она в распределительном устройстве не заземляется.

17.2 Экологичность работы

На подстанции «Приморская» устанавливаются 2 трансформатора марки ТМН 2500/35 с размерами (м) 3,28×2,25×2,94 и массой масла 2,23 т.

Проводим подробно расчет геометрических размеров маслоприемника.

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (91)$$

$$V_{трм} = \frac{2,23}{0,88} = 2,53 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным (т).

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Площадь маслоприемника:

$$S_{мп} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (92)$$

$$S_{мп} = (3,28 + 2 \cdot 1) \cdot (2,25 + 2 \cdot 1) = 22,44 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности:

$$S_{бп} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (93)$$

$$S_{бп} = (3,28 + 2,25) \cdot 2 \cdot 2,94 = 32,52 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n (л/(с×м²)) и нормативное время тушения t (сек) соответственно равны:

Объем воды необходимый для тушения:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{bn}) \cdot 10^{-3} \quad (94)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (22,44 + 32,52) \cdot 10^{-3} = 19,78$$

где K_n – Нормативный коэффициент пожаротушения (л/(с×м²))

t - нормативное время тушения t (сек)

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема всего количества масла и 80 % воды

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (95)$$

$$V_{mmH_2O} = 2,53 + 0,8 \cdot 19,78 = 18,35 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости при пожаротушении

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \text{ (м)} \quad (96)$$

$$H_{mn} = \frac{18,35}{22,44} = 0,82 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника определяется как:

$$H_{nmp} = H_{mn} + H_{bn} + H_z \quad (97)$$

$$H_{nmp} = 0,82 + 0,05 + 0,25 = 1,12 \text{ (м)}$$

где H_{bn} - высота воздушной прослойки (м)

17.3 Чрезвычайные ситуации

Устранение аварийной ситуации на подстанции при отсутствии связи с диспетчером.

Отсутствием связи является нарушение различных видов связей и отсутствие возможности связи с вышестоящим оперативным персоналом в течение длительного времени либо при плохой слышимости и перебоях связи.

В таком случае оперативному персоналу подстанции «Приморская»

необходимо принимать меры по восстановлению связи с вышестоящим оперативным персоналом, они должны пользоваться любыми видами связи такими как телетайпная, телефакс, междугородняя, ведомственная, а также возможностью связи с персоналом через персонал других подстанций энергосистемы имеющих связь с вышестоящим оперативным персоналом. Персоналу подстанции запрещается самостоятельно включать линии трансформаторы которые могут включаться не синхронно, отключать воздушные транзитные линии или по трансформаторы системного назначения.

В случае отключения тупиковой линии и при наличии неуспешного автоматического повторного включения персоналом подстанции должна быть включена еще раз вручную.

Оперативному персоналу подстанции «Приморская» запрещается от своей подстанции подавать напряжение на отключившиеся линии согласно местным условиям так как питание должно подаваться с противоположной подстанции.

В случае если объект потерял питание то по просьбе его оперативного персонала напряжение на шины высокого напряжения должно быть подано со стороны другого источника питания.

Нарушения в главные схемы подстанций

В случаи отключения силового трансформатора и нарушения электроснабжения потребителей при условии наличия на подстанции резервного трансформатора автоматический ввод резерва на котором отсутствует персонал должен немедленно включить его в работу

Если в случае отключения силового трансформатора резервной защитой нарушено электроснабжения, при этом автоматическое повторное включение отсутствует дежурный персонал немедленно без осмотра производит обратное включение.

При автоматическом отключении трансформатора резервной защитой и не успешном ручном включении необходимо выполнить осмотр

присоединения трансформатора и распределительного устройства, проверить положение защит отходящих линий и также определиться с возможным коротким замыканием которое не было отключено на линии.

18 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Определяем стоимость РУВН, НН по следующей формуле:

$$K_{py35} = N_{яч35} \cdot K_{яч35} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (98)$$

$$K_{py35} = 2 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 22,26 \text{ (млн.руб)}$$

$$K_{py10} = N_{яч10} \cdot K_{яч10} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (99)$$

$$K_{py10} = 15 \cdot 0,085 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 7,09 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2017 год (индекс дефлятор)

$N_{яч}$ - количество ячеек выключателя на соответствующем РУ ПС:

$K_{яч}$ - стоимость ячейки выключателя:

K_p - районный коэффициент:

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{mp} = N_{mp} \cdot K_{mp} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (100)$$

$$K_{mp} = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72 \text{ (млн.руб)}$$

где N_{mp} - количество трансформаторов на ПС:

K_{mp} - стоимость одного трансформатора ТМН-2500/35/10:

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Приморская»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (101)$$

$$K_{пост} = 8 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 44,51 \text{ (млн.руб)}$$

где $K_{пост}$ - стоимость постоянной части затрат на реконструкцию ПС:

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Приморская»:

$$K_{nc} = \Sigma K_{py} + K_{mp} + K_{пост}$$

$$K_{nc} = 22,26 + 7,09 + 105,72 + 44,51 = 179,58 \text{ (млн.руб)}$$

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования определяются по формуле (в данном случае только подстанционное оборудование):

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (102)$$

где $\alpha_{\text{ЭКС.ПС}} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт оборудования подстанций:

$$I_{\text{ЭКС}} = \frac{5,9}{100} \cdot 179,58 = 10,59 \text{ (млн.руб)} \quad (103)$$

Ежегодные издержки на амортизацию вычисляются по формуле (в данном случае только оборудование подстанции):

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СПС}}} \quad (104)$$

где $T_{\text{СПС}} = 20 \text{ лет}$ – период службы для оборудования для ПС.

$$I_{\text{АМ}} = \frac{179,58}{20} = 8,98 \quad \text{(млн.руб)} \quad (105)$$

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе был рассмотрен вопрос реконструкции систем электроснабжения с центром питания подстанция «Приморская» в связи с подключением дополнительных потребителей, определен оптимальный вариант реконструкции систем электроснабжения в процессе выполнения задач решены такие вопросы как: определение расчетных мощностей нагрузки и выбор номинальной мощности трансформатора в КТП, выбор сечений воздушных линий, расчет токов короткого замыкания и определение типа оборудования которое может быть установлено на подстанции «Приморская» в связи с реконструкцией, рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации силовых трансформаторов на подстанции «Приморская» а также в распределительных сетях, меры безопасности при работе с оборудованием в сети и на подстанции

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.
- 2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.
- 3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 5 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.
- 6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.
- 7 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и до п.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.
- 8 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.
- 9 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.
- 10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 11 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб и доп. – И.: Энергоатомиздат, 2016.

12 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.

13 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2006

14 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2009г. №21.

15 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2006. №10.

16 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2006.

17 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008

18 Постановление Правительства РФ от 01.01.2016 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2016), 2016.

19 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2010 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2010.

20 Собурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет низковольтной нагрузки

Наименование ТП	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{ТП}$ (кВА)
ТП 15	75,20	23,29	78,72
ТП 11	156,00	37,80	160,51
ТП 14	94,20	27,09	98,02
ТП 12	85,50	21,23	88,10
ТП 323	181,50	40,43	185,95
ТП «Гаражи»	100,00	62,00	117,66
ТП 18	360,6	113,37	378,0
ТП «Турбаза»	100,00	38,00	106,98
ТП «324»	125,00	47,50	133,72
ТП 1320	250,00	62,38	257,66
ТП «Школа»	275,00	104,50	294,19
ТП 59 «ЖД»	37,50	14,25	40,12
КТП 323	79,50	20,03	81,98
КТП 112	217,50	55,88	224,56
КТП 113	200,00	76,00	213,95
КТП 115	128,00	35,50	132,83
ТП Зп «Насосная»	31	15,98	34,87
ТП «Приморская»	128,00	35,50	132,83
ТП «Лагерь»	87,50	33,25	93,60
КТП 119	495,5	172,8	524,77
КТП 116	237,60	47,52	242,31
ТП 117	121,00	24,20	123,40

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Выбор мощности трансформаторов 10/0,4 кВ

Наименование ТП	S_p (кВА)	$S_{трѐб}$ (кВА)	K_ϕ	K_a	N (шт)	$S_{ном}$ (кВА)
ТП 15	78,72	87,47	0,79		1	100
ТП 11	160,51	178,34	0,64		1	250
ТП 14	98,02	108,91	0,61		1	160
ТП 12	88,10	97,89	0,88		1	100
ТП 323	185,95	206,61	0,74		1	250
ТП «Гаражи»	117,66	130,73	0,74		1	160
ТП 18	378,0	263,77	0,46	0,92	2	2×400
ТП «Турбаза»	106,98	118,87	0,67		1	160
ТП «324»	133,72	148,58	0,84		1	160
ТП 1320	257,66	286,29	0,64		1	400
ТП «Школа»	294,19	326,88	0,74		1	400
ТП 59 «ЖД»	40,12	44,58	0,64		1	63
КТП 323	81,98	91,09	0,82		1	100
КТП 112	224,56	249,51	0,90		1	250
КТП 113	213,95	237,72	0,86		1	250
КТП 115	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП Зп «Насосная»	34,87	38,74	0,87		1	40
ТП «Приморская»	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП «Лагерь»	93,60	104,00	0,59		1	160
КТП 119	524,77	583,08	0,83		1	630
КТП 116	242,31	269,23	0,61		1	400
ТП 117	123,40	137,11	0,77		1	160

ПРИЛОЖЕНИЕ В – Расчет нагрузок в узлах 10 кВ

Наименование ТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
		ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{ТП}$ (кВт)	$Q_{ТП}$ (квар)	$S_{ТП}$ (кВА)
ТП 15	0,79	1,50	5,39	5,59	76,70	28,68	84,31
ТП 11	0,64	2,05	7,14	7,42	158,05	44,94	167,93
ТП 14	0,61	1,38	5,10	5,28	95,58	32,19	103,30
ТП 12	0,88	1,80	6,09	6,35	87,30	27,32	94,45
ТП 323	0,74	2,56	8,72	9,09	184,06	49,15	195,04
ТП «Гаражи»	0,74	1,83	6,29	6,56	101,83	68,29	124,22
ТП 18	0,46	3,93	38,55	38,75	364,53	151,92	416,75
ТП «Турбаза»	0,67	1,58	5,62	5,84	101,58	43,62	112,82
ТП «324»	0,84	2,24	7,43	7,76	127,24	54,93	141,48
ТП 1320	0,64	3,05	10,67	11,10	253,05	73,05	268,76
ТП «Школа»	0,74	3,81	12,94	13,49	278,81	117,44	307,68
ТП 59 «ЖД»	0,64	0,62	6,56	6,59	38,12	20,81	46,71
КТП 323	0,82	1,59	25,29	25,34	81,09	45,32	107,32
КТП 112	0,9	3,53	10,74	11,30	221,03	66,62	235,86
КТП 113	0,86	3,27	5,68	6,55	203,27	81,68	220,50
КТП 115	0,83	2,20	2,74	3,52	130,20	38,24	136,35
ТП Зп «Насосная»	0,87	0,82	21,05	21,07	31,82	37,03	55,94
ТП «Приморская»	0,83	2,20	4,86	5,34	130,20	40,36	138,17
ТП «Лагерь»	0,59	1,32	79,85	79,86	88,82	113,10	173,46
КТП 119	0,83	6,48	8,91	11,01	501,98	181,71	535,78
КТП 116	0,61	2,85	4,91	5,68	240,45	52,43	247,99
ТП 117	0,77	1,95	2,40	3,09	122,95	26,60	126,49
Сумма					3610,3	1393,72	4041,31

