


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: Реконструкция системы электроснабжения поселка Усть-Ивановка в связи с увеличением нагрузки


Исполнитель
студент группы 642-узб


_____ 16.06.20
подпись, дата М.Р. Макаров


Руководитель
доцент


_____ 16.06.20
подпись, дата А.Г. Ротачева

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


_____ 22.06.2020
подпись, дата А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель


_____ 23.06.2020 г.
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

« 14 » 04 2020 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Макарова Максима Романовича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения поселка Усть-Ивановка в связи с увеличением нагрузки

(утверждено приказом от 23.03.20 № 657-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 2.06.2020 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Однолинейная схема электроснабжения 10 кВ, технические данные электрического оборудования ПС «Волково», однолинейная схема ПС «Волково», поопорная схема электроснабжения 10 кВ _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

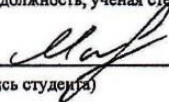
Расчет электрических нагрузок, выбор оборудования, расчет токов короткого замыкания, безопасность жизнедеятельности, расчет экономических показателей

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 4 таблицы

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) Руководитель доцент А.Г. Ротачева, консультант по безопасности и экологичности доцент, канд. техн. наук А.Б. Булгаков

7. Дата выдачи задания 24.03.2020 г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: А.Г. Ротачева, доцент
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 14.04.2020 г.

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 100 с., 15 рисунков, 36 таблиц, 90 формул, 21 источник, 4 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ВАКУУМНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ИЗОЛЯТОР, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ ПРИБОР УЧЕТА.

В представленной работе предлагается один из вариантов увеличения надежности электроснабжения поселка «Усть Ивановка» Амурской области с центром питания подстанцией «Волков», решение предполагается выполнить с помощью замены устаревшего оборудования как в системе электроснабжения напряжением 10 кВ так и на источнике питания подстанции «Волково», замена будет производиться на более современное и надежное оборудование.

При выполнении работы проведен расчет значительного количества задач в частности: расчет электрических нагрузок, определение фактических коэффициентов загрузки комплектных трансформаторных подстанций, а также выбор всего необходимого оборудования и его проверка по условиям протекания токов короткого замыкания.

Также предполагается выполнить расчёт системы молниезащиты подстанции «Волково», а также защитного заземления, произвести расчёт уставок защиты силовых трансформаторов и рассмотреть основные аспекты экономической части данной работы и части касающейся безопасности жизнедеятельности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика района размещения объектов	8
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	9
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	11
4 Характеристика источника питания рассматриваемого района электрических сетей	16
5 Определение расчётных нагрузок на шинах 0,4 кВ КТП	18
6 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов КТП	23
7 Выбор числа мощности трансформаторов КТП	25
8 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП	27
9 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ КТП РП	30
10 Выбор компенсирующих устройств РП	31
11 Расчет токов короткого замыкания на ПС «Волково»	33
12 Выбор оборудования РУ 110/35/6 кВ ПС «Волково»	41
12.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ	41
12.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ	43
12.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ	44
12.4 Выбор разъединителей	45
12.5 Выбор трансформаторов тока	46
12.6 Выбор трансформаторов напряжения	49
12.7 Выбор гибкой ошиновки	52
12.8 Выбор жесткой ошиновки	53
12.9 Выбор ТСН	54
12.10 Выбор ОПН	55
12.11 Выбор высокочастотного заградителя связи	56
13 Выбор сечений ВЛ 10 кВ	57
14 Проверка сечений ВЛ по термической стойкости и потере напряжения	59

14.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	61
14.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	62
15 Защита трансформаторов 110 кВ	64
15.1 Дифференциальная защита	64
15.2 Защита от перегрузки	66
15.3 Защита от перегрузки	66
15.4 Газовая защита	67
16 Блок микропроцессорной защиты	68
17 Расчет экономических показателей	86
18 Безопасность и экологичность	89
18.1 Безопасность работы	89
18.2 Экологичность работы	90
18.3 Чрезвычайные ситуации	92
Заключение	94
Библиографический список	95
Приложение А Определение расчетной мощности нагрузки КТП	97
Приложение Б Расчет коэффициентов загрузки КТП	98
Приложение В Выбор трансформаторов	99
Приложение Г Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ	100

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы заключается в необходимости скорейшей замены силового оборудования находящегося в распределительных сетях напряжением 10 кВ а также на источнике питания - подстанции «Волково» 110/35/10 кВ, так как оно не удовлетворяет предъявляемым требованиям по надежности и качеству электроснабжения, происходит периодически выход из строя оборудования который также в частности связан с периодическим увеличением нагрузок на комплектных трансформаторных подстанциях. Отключение оборудования приводит к различного рода убыткам и финансовыми потерями сетевого предприятия что негативно влияет на его репутацию. При этом в случае замены силового оборудования произойдет значительное увеличение качества и надежности электроснабжения потребителей.

Практическая значимость данной работы заключается в необходимости реконструкции с целью снижения финансовых потерь для сетевого предприятия происходящих в связи с отключением оборудования потребителей.

В данной работе применялись различные методы: такие как расчёт электрических нагрузок с помощью метода удельных электрических нагрузок, при этом расчет токов короткого замыкания выполнялся с использованием относительных единиц и использованием ряда средних напряжений.

Цель работы заключается в разработке оптимального варианта, по отношению к надежности и экономичности, развития системы электроснабжения напряжением 10 кВ и источника питания подстанции «Волково». Выполнялись решения таких задач как разработка варианта развития системы электроснабжения, расчет нагрузок, проверка коэффициентов загрузки трансформаторов комплектных трансформаторных подстанций, расчёт компенсирующих устройств, выбор основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения и на источники питания.

Дополнительно выполнен расчет системы молниезащиты и заземления подстанции «Волково», рассчитаны уставки защиты на силовых трансформаторах подстанции Волкова.

В качестве ожидаемых результатов предполагается получить фактические данные о нагрузках в рассматриваемом участке электрической сети а также фактических данных о токах короткого замыкания а также о необходимом электротехническом оборудовании для резали для реализации данного проекта

При выполнении работы использовались следующие программные продукты: Microsoft: Word, Excel, Visio. Matsoft: Mathcad

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА РАЗМЕЩЕНИЯ ОБЪЕКТОВ

В данном разделе в таблице 1 приводятся основные данные по климатическим условиям местности в частности район электрических сетей с центром питания ПС «Волково»

Таблица 1 – Климатические условия района

Параметр	Значение
район по гололеду (ПУЭ)	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
Район по ветру (ПУЭ)	3
низшая температура воздуха, °С	- 45,4
среднегодовая температура воздуха, °С	+1,6
высшая температура воздуха, °С	+ 39,4
число грозových часов в год	45
высота снежного покрова, макс, см	25
степень загрязнения атмосферы	1
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3
Влажность относительная, %	80
высота над уровнем моря,	314

Указанные данные используем в дальнейших расчетах при выборе оборудования.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В данном разделе будет выполняться характеристика потребителей электрической энергии в районе реконструкции. Потребители разделяются на некоторые типы такие как: отличающиеся по режиму работы, по мощности и напряжению, по роду тока и по степени надежности [6].

Приведем подробную характеристику всех потребителей электрической энергии которые имеют место в рассматриваемом участке электрической сети, при этом потребители разделяются на следующие типы: по режиму работы, по мощности, по напряжению, по роду тока и степени их надежности электроснабжения.

По режиму работы разделяются электроприемники по таким параметрам как имеющие кратковременно нагрузку, также имеющие длительно неизменную и мало меняющуюся нагрузку и имеющие резко переменную нагрузку.

Разделение электроприемников по роду тока: они разделяется на электроприемники подключаемые к переменному току промышленной частоты либо частоты отличающаяся от промышленной и электроприемники постоянного тока.

Следует уделить внимание категории надежности электроснабжения при этом имеется три основные категории первая категория предъявляет особые требования по надежности, для питания потребителей данной категории должно быть осуществлено два независимых источника питания, при этом для категории данной группы должно иметься три независимых источника питания.

Для второй группы предусматривается также два независимых источника питания при этом допускается подключать электроприемники второй группы от трансформаторной подстанции имеющей одну питающую линию при этом на стороне низкого напряжения должен быть резервный источник питания.

Третья категория может получать питание от одного источника питания при этом перерыв в питании данной группы регламентируется только временем восстановительных работ.

В данном случае в потребителях имеются только жилые дома: одноэтажные и многоэтажные, также гаражи, магазины, аптеки и другие частные предприятия. Указанные электроприемники относятся к малоизменяющейся нагрузке напряжением 0,4 кВ и подключаемые к переменному току промышленной частоты, по категории надежности они относятся ко второй и третьей группе.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

На рисунке 1 представлена поопорная схема существующей распределительной сети напряжением 10 кВ поселка «Усть-Ивановка» с центром питания ПС 110/35/10 кВ «Волково»:

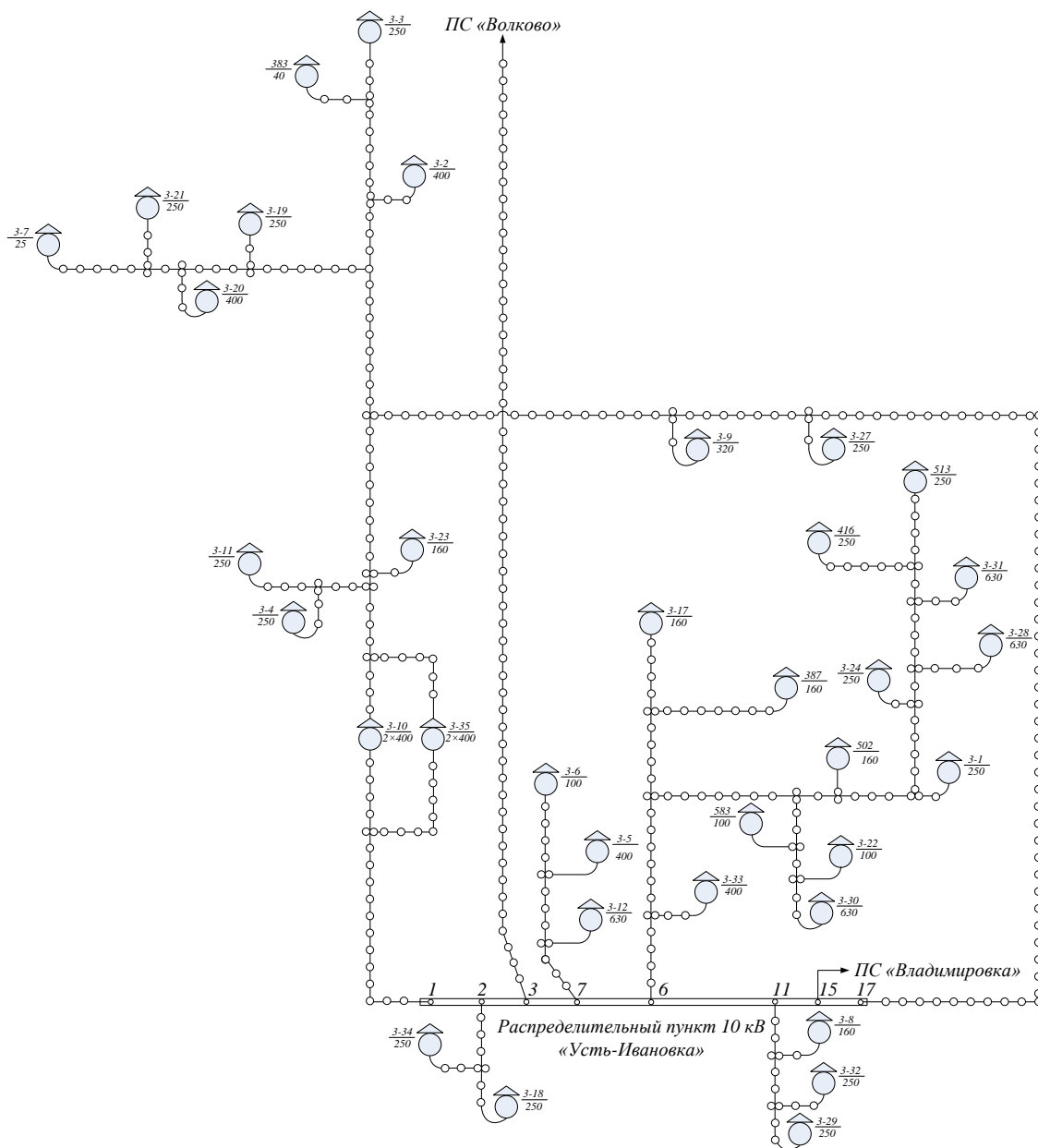


Рисунок 1 - Существующая поопорная схема распределительной сети 10 кВ поселка «Усть-Ивановка» с центром питания ПС «Волково»

На рисунке 2, 3 представлены подробные однолинейные схемы существующей распределительной сети напряжением 10 кВ поселка «Усть - Ивановка» с центром питания ПС 110/35/10 кВ «Волково»:

Согласно рисунка 1 распределительная сеть является довольно развитой. В ней имеются различные трансформаторные подстанции как одно так и двух-трансформаторные так и по принадлежности к различным организациям, в том числе и сторонним.

От ПС «Волково» и ПС «Владимировка» по одно цепным ВЛ осуществляется питание распределительного пункта 10 кВ «Усть-Ивановка», от которого в свою очередь получают питание 4 отходящих от него фидеров выполненный по лучевой схеме (№2,6,7,11) и два выполненных по петлевой схеме (№1, 17).

В рассматриваемом районе электрических сетей в основном используются одно трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМ (трехфазный двух обмоточный трансформатор номинальным напряжением 10/0,4 кВ имеющий расширительный бак и устройство регулирования напряжения без возбуждения – ПБВ, система охлаждения выполнена по схеме М-естественная циркуляция воздух и масла), номинальная мощность которых варьируется в пределах от 40 кВА, до 630 кВА, данный типа трансформатора в настоящее время практически снят с производства, вместо него выпускаются более современные типы с литой изоляцией – сухие либо имеющие герметичное исполнение. Так же на данном участке имеются двух трансформаторные КТП 3-10, 3-35 номинальная мощность трансформаторов в данном случае составляет 400 кВА, тип трансформатора аналогичен вышеуказанному.

Протяженность участков ВЛ варьируется от 100 м до 2900 м, марка провода применяемого на всех участках АС 50/8 либо АС70/11, это неизолированный провод со стал несущим стальным сердечником и алюминиевой оболочкой.

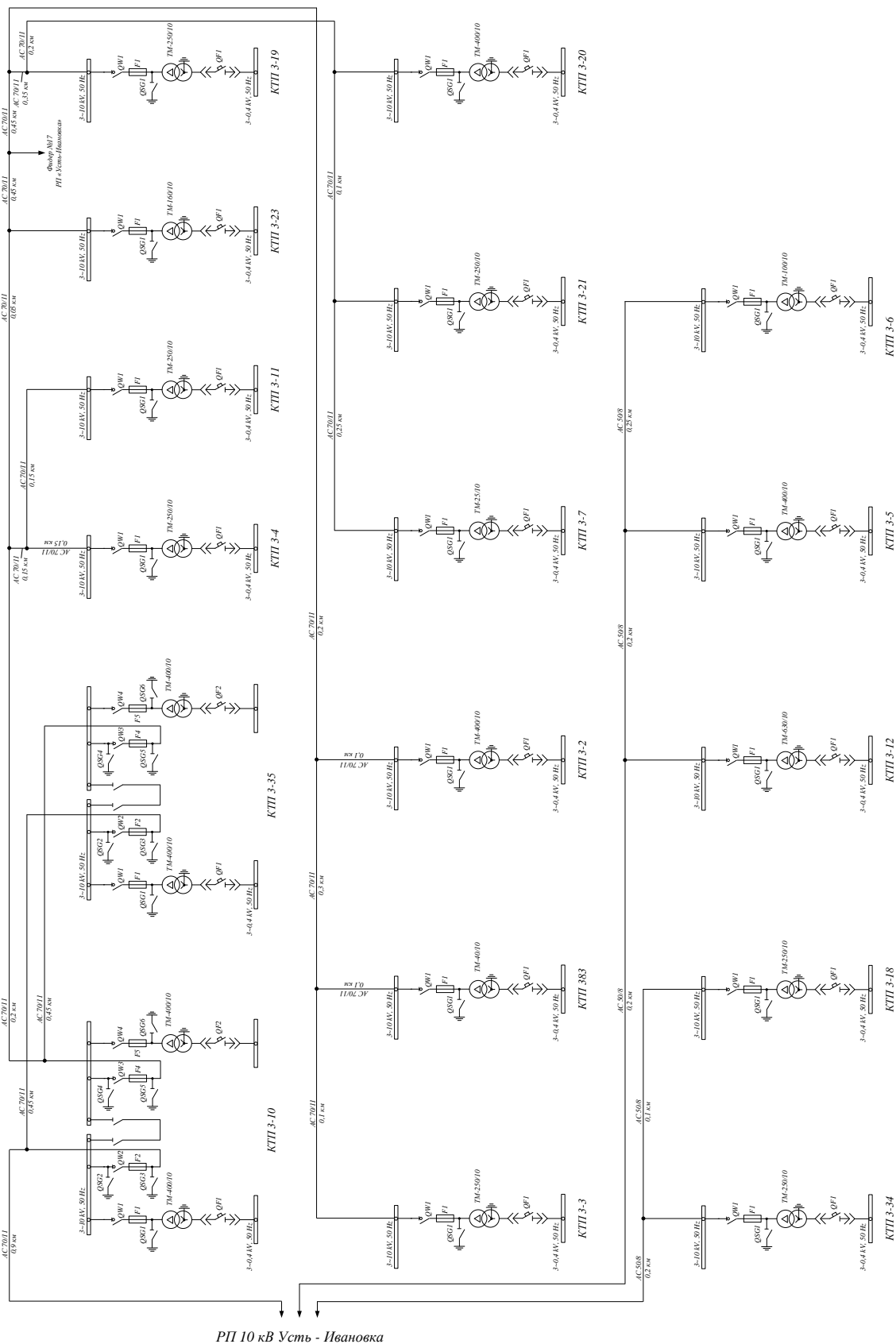


Рисунок 2 - Существующая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ поселка «Усть-Ивановка» с центром питания ПС «Волково»

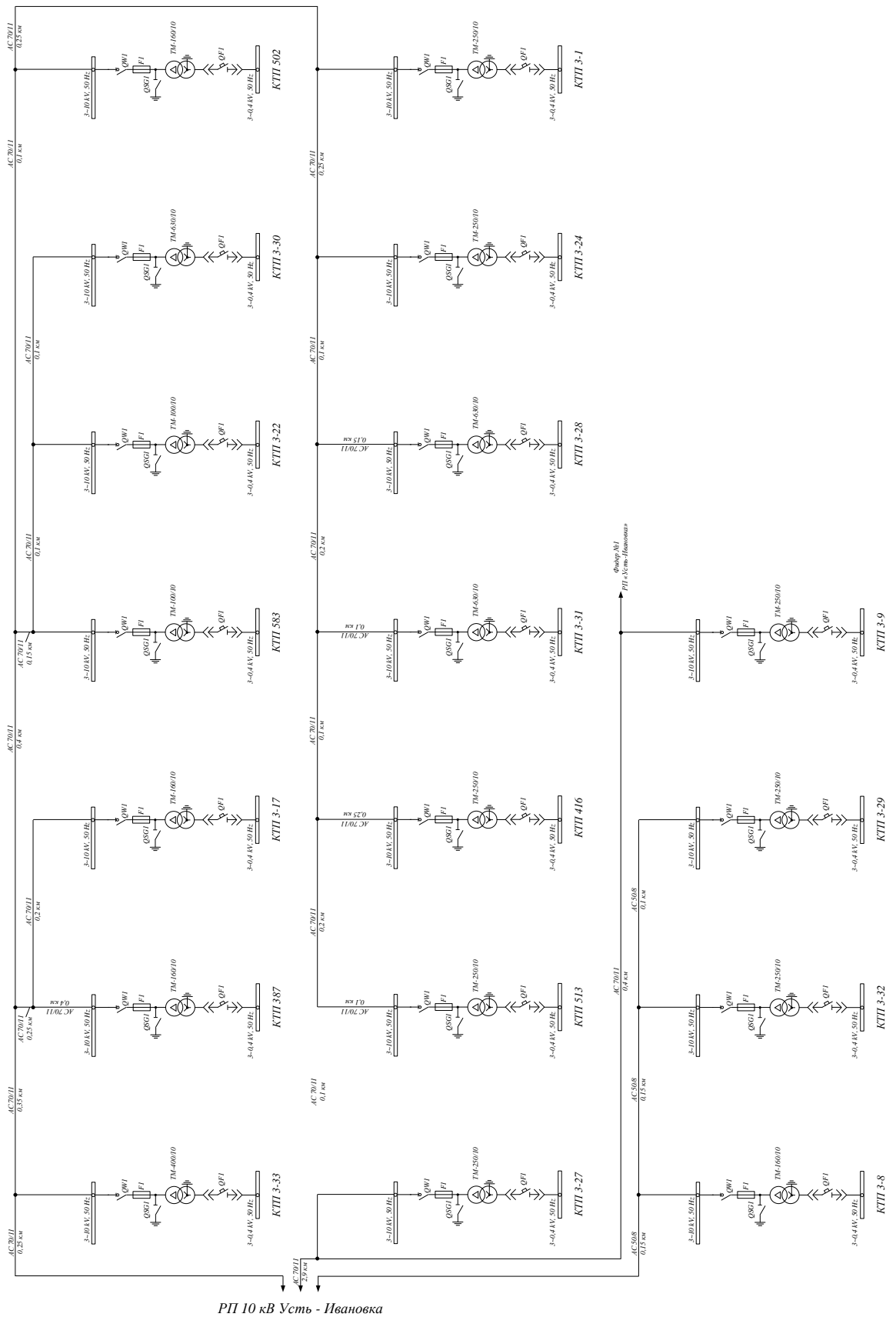


Рисунок 3 - Существующая однолинейная схема распределительной сети 10 кВ поселка «Усть-Ивановка» с центром питания ПС «Волково»

Данный участок сети может получать питание как от ПС «Волково» так и от ПС «Владимировка», при этом нормальной схемой эл. соединений является питание от первой ПС. При необходимости питание может быть переведено от второй ПС путем оперативных переключений на распределительном пункте «Усть-Ивановка»

4 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Как указывалось ранее основным источником питания в рассматриваемом районе электрической сети служит ПС 110/35/10 кВ «Волково», принципиальная однолинейная схема которой представлена на рисунке 4.

По способу присоединения схема электрических соединений ПС «Волково» на стороне высокого напряжения относится к транзитной и имеет две секции шин, что положительно влияет на надежность электроснабжения потребителей тк при коротком замыкании на одной секции 110 кВ не происходит полного погашения всей ПС «Волково» и один трансформатор остается в работе, к дополнительным плюсам данной схемы следует отнести возможность поэтапного вывода в ремонт секций 110 кВ без полного погашения ПС «Волково». Питание ПС «Волково» получает от трех воздушных линий электропередачи выполненных голым проводом типа АС, исходя из вышесказанного следует отметить высокую надежность электроснабжения потребителей рассматриваемого РЭС

На стороне среднего 35 кВ и низкого 10 кВ напряжения применяется схема с двумя секциями шин соединенных секционным выключателем, эта схема является стандартной для большинства ПС данного района номинальным напряжением 35-220 кВ

На подстанции установлено два трех обмоточных трансформатора номинальной мощностью 10000 кВА типа ТДТН 10000/110/35/10. Трансформаторы имеют устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН позволяющее регулировать его уровень без отключения трансформатора непосредственно под нагрузкой. Следует отметить тот факт что в нормальном режиме работы при заданном уровне нагрузки в работе остается два трансформатора.

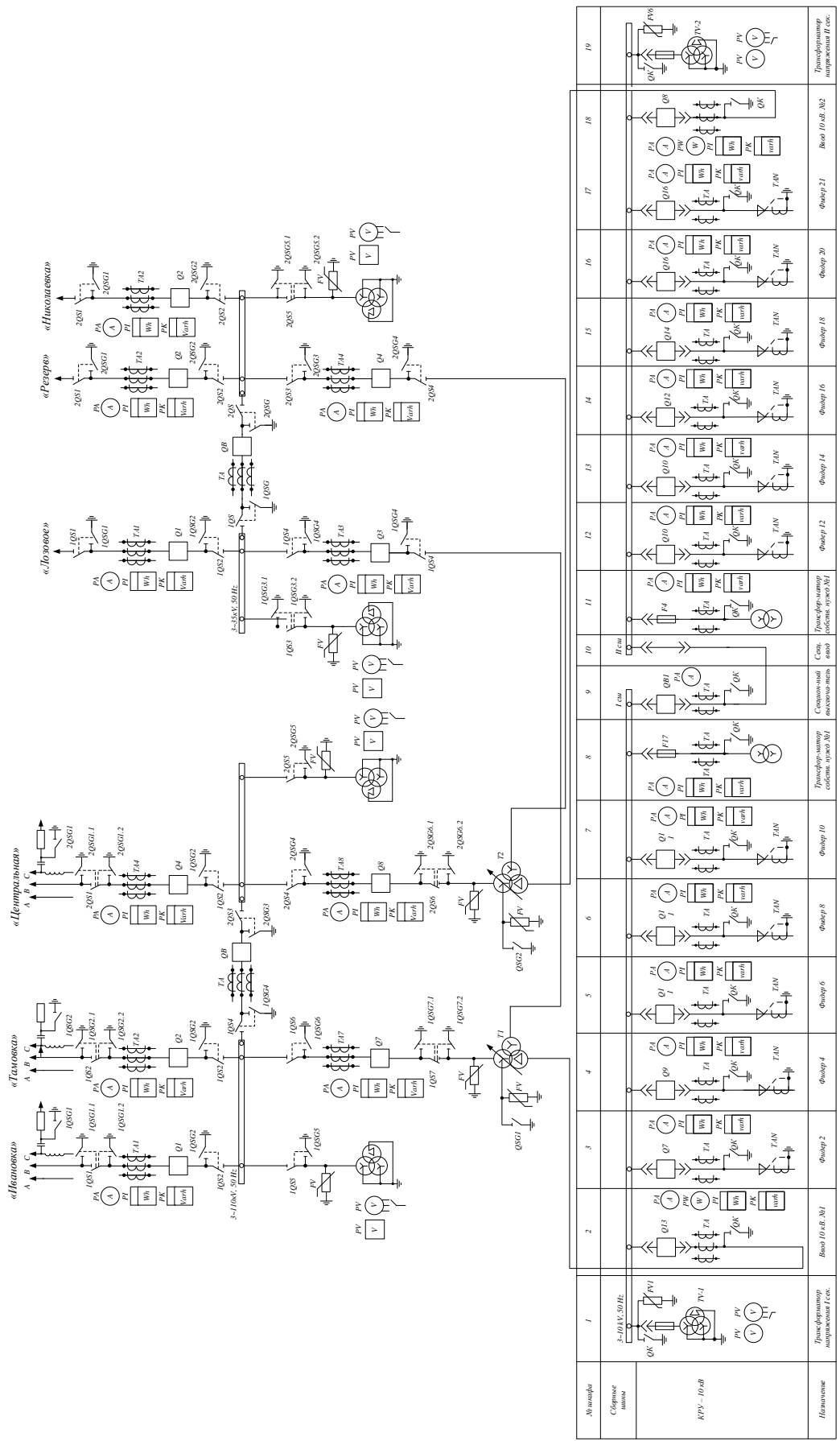


Рисунок 4 - Существующая подробная однолинейная схема
 ПС «Волково» 110/35/10 кВ

5 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЁТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 0,4 кВ КТП

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ трансформаторной подстанции воспользуемся ориентировочной формулой, которая имеет следующий вид [6]:

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

где P_{\max} – наибольшая нагрузка здания, кВт;

$P_{зdi}$ – расчетная нагрузка здания, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий:

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

где $P_{кв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру или один дом, коттедж (кВт/кв);

$n_{кв}$ – количество квартир, домов.

В зданиях отсутствует лифтовая нагрузка следовательно общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по коэффициенту мощности по следующей формуле [4]:

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

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для торговых зданий [6]:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M \quad (4)$$

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

M – площадь помещения (m^2).

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

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах КТП 10 кВ при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания, с наименьшей это торговые здания, следовательно коэффициент применяется для торговых зданий:

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

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

Определяем полную расчетную мощность нагрузки 0,4 кВ [6]:

$$S_{P0,4ТП} = \sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2} \quad (8)$$

Рассмотрим для примера расчет электрической нагрузки на шинах низкого напряжения КТП 3-33, подробная информация о потребителях для нее представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии КТП № 3-33

Наименование КТП	Потребитель	Количество (шт.)	Площадь (m^2)	$P_{уд}$ (кВт)	$tg\varphi$
КТП №3-33	Многоквартирный дом (45 кв)	2	-	2,6	0,2
	Коттедж	5	-	8,6	0,2
	Торговый центр	1	500	0,25	0,75

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле:

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{кот.уд} \cdot n_{кот} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 5 = 277,0 \text{ (кВт)} \quad (9)$$

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

$n_{кот}$ – количество коттеджей.

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для жилых зданий по следующей формуле [6]:

$$Q_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot \text{tg } \varphi + P_{кот.уд} \cdot n_{кот} \cdot \text{tg } \varphi = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 5 \cdot 0,2 = 55,4 \text{ (квар)} \quad (10)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для зданий торговли по следующей формуле:

$$P_{Робщ} = P_{общ.уд} \cdot M = 0,25 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для зданий торговли по следующей формуле [4]:

$$Q_{Робщ} = P_{Робщ} \cdot \text{tg } \varphi = 125 \cdot 0,75 = 93,75 \text{ (квар)} \quad (12)$$

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения КТП №3-33 по следующей формуле

$$P_{Р0,4ТП} = P_{РЖД} + P_{Робщ} \cdot k_y = 277 + 0,6 \cdot 125 = 352,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{Р0,4ТП} = Q_{РЖД} + Q_{Робщ} \cdot k_y = 55,4 + 0,6 \cdot 93,75 = 111,65 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки [6]:

$$S_{Р0,4ТП} = \sqrt{P_{Р0,4ТП}^2 + Q_{Р0,4ТП}^2} = \sqrt{352^2 + 111,65^2} = 369,28 \text{ (кВА)} \quad (13)$$

Аналогично проводится расчет для остальных КТП, результаты расчета приведены в таблице 3 (подробный расчет нагрузки выполнен в программном комплексе Excel, приведен в приложении А).

Таблица 3 – Расчетная мощность нагрузки КТП

Номер КТП	Кол-во и номинальная мощность трансформаторов	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (квар)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
3-3	250	162,30	62,42	173,89
383	40	25,12	9,66	26,91
3-2	400	369,25	142,02	395,62
3-21	250	185,63	71,40	198,89
3-19	250	235,23	90,47	252,03
3-7	25	13,26	5,10	14,21
3-20	400	325,69	125,27	348,95
3-9	320	300,25	115,48	321,69
3-27	250	246,23	94,70	263,81
513	250	156,23	60,09	167,39
416	250	56,96	21,91	61,03
3-31	630	158,69	61,03	170,02
3-17	160	100,28	38,57	107,44
3-28	630	526,39	202,46	563,98
3-24	250	247,56	95,22	265,24
387	160	100,69	38,73	107,88
502	160	123,69	47,57	132,52
3-1	250	200,59	77,15	214,92
3-6	100	98,25	37,79	105,27
583	100	52,69	20,27	56,45
3-22	100	56,98	21,92	61,05
3-30	630	603,25	232,02	646,33
<u>3-33</u>	<u>400</u>	<u>352,0</u>	<u>111,65</u>	<u>369,28</u>
3-5	400	325,89	125,34	349,16
3-12	630	450,26	173,18	482,42
3-11	250	189,56	72,91	203,10
3-23	160	152,48	58,65	163,37
3-4	250	199,86	76,87	214,13
3-10	2×400	652,30	250,88	698,88
3-35	2×400	452,12	173,89	484,41
3-34	250	251,23	96,63	269,17
3-18	250	154,87	59,57	165,93
3-8	160	152,36	58,60	163,24
3-32	250	52,36	20,14	56,10
3-29	250	100,23	38,55	107,39

Полученные данные используем в дальнейших расчетах для прогнозирования нагрузки и выбора силовых трансформаторов. Подробный расчет приведен в приложении А

6 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Коэффициент загрузки силового трансформатора определяется по следующей формуле [5]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{S_{номтр} \cdot N} \quad (14)$$

где $S_{номтр}$ - номинальная мощность принятого трансформатора КТП.

N – количество трансформаторов.

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформаторов на примере КТП №3-33:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{325,0^2 + 111,65^2}}{1 \cdot 400} = 0,86$$

Фактический коэффициент загрузки одно трансформаторной КТП не должен превышать 0,85 а для двух трансформаторной 0,7. Расчет показывает что при такой нагрузке не будет происходить перегрузка силового трансформатора и следовательно его замена на трансформатор большей мощности не требуется. Далее проводим расчет коэффициентов загрузки остальных трансформаторов, результаты расчета приведены в таблице 4

Таблица 4 –Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	$N \times S_{номтр}$	$K_{зф}$	Номер КТП	$N \times S_{номтр}$	$K_{зф}$	Номер КТП	$N \times S_{номтр}$	$K_{зф}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9
3-3	250	0,70	3-17	160	0,67	3-12	630	0,77
383	40	0,67	3-28	630	0,90	3-11	250	0,81
3-2	400	0,99	3-24	250	1,06	3-23	160	1,02
3-21	250	0,80	387	160	0,67	3-4	250	0,86
3-19	250	1,01	502	160	0,83	3-10	2×400	0,87
3-7	25	0,57	3-1	250	0,86	3-35	2×400	0,61

Продолжение таблицы 4

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3-20	400	<u>0,87</u>	3-6	100	<u>1,05</u>	3-34	250	<u>1,08</u>
3-9	320	<u>1,01</u>	583	100	0,56	3-18	250	0,66
3-27	250	<u>1,06</u>	3-22	100	0,61	3-8	160	<u>1,02</u>
513	250	0,67	3-30	630	<u>1,03</u>	3-32	250	0,22
416	250	0,24	3-33	400	<u>0,92</u>	3-29	250	0,43
3-31	630	0,27	3-5	400	<u>0,87</u>			

Как видно из таблицы имеются трансформаторные подстанции с коэффициентом загрузки превышающим нормированное, следовательно, в следующем разделе проводим расчет типа и номинальной мощности силовых трансформаторов необходимых к установке на данных КТП.

7 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ КТП

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по расчетной мощности [4]:

$$S_{рmp} = \frac{\sqrt{P_{P0,4ТП}^2 + Q_{P0,4ТП}^2}}{K_з \cdot N} \quad (15)$$

где $K_з$ - нормированный коэффициент загрузки трансформатора

N – количество трансформаторов на КТП

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформаторов устанавливаемых на КТП №3-2, определяем расчетную мощность по формуле:

$$S_{рmp} = \frac{\sqrt{369,25,0^2 + 160,54^2}}{0,85} = 465,44 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке на КТП трансформатор типа ТМГ 630/10 - У 1.

Определяем фактический (расчетный) коэффициент загрузки трансформаторов на КТП №3-2:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{369,25,0^2 + 160,54^2}}{1 \times 630} = 0,63$$

Коэффициент загрузки трансформатора не превышает нормированного значения 0,85 следовательно его мощность выбрана верно, аналогично проводится расчет для остальных КТП.

Таблица 5 - Расчет электрических нагрузок КТП и выбор трансформаторов

Наименование КТП	$S_{рmp}$ (кВА)	$K_{зф}$	N (шт)	$S_{номтр}$ (кВА)
1	2	3	4	5
3-2	465,44	0,63	1	630
3-19	296,50	0,63	1	400
3-20	410,53	0,55	1	630
3-9	378,46	0,80	1	400

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5
3-27	310,37	0,66	1	400
3-28	663,51	0,56	1	1000
3-24	312,05	0,66	1	400
3-1	252,84	0,54	1	400
3-6	123,84	0,66	1	160
3-30	760,39	0,65	1	1000
3-33	434,45	0,59	1	630
3-5	410,78	0,55	1	630
3-23	192,20	0,65	1	250
3-4	251,92	0,54	1	400
3-10	822,22	0,55	2	630
3-34	316,67	0,67	1	400
3-8	192,05	0,65	1	250

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов указывает на то что они не превышают нормированного значения, в соответствии с количеством трансформаторов на КТП.

Техническиепараметры выбранных типов трансформаторов представлены в таблице 6.

Таблица 6 - Технические характеристики трансформаторов ТМГ

Марка	Ток холостого хода (%)	Напряжение короткого замыкания (%)	Потери холостого хода (кВт)	Потери короткого замыкания (кВт)
ТМГ-160/10-У 1	0,5	4,5	0,4	2,8
ТМГ-250/10-У 1		4,5	0,5	3,6
ТМГ-400/10-У 1		4,5	0,8	6,2
ТМГ-630/10-У 1		5,5	1,1	8,5
ТМГ-1000/10-У 1		5,5	1,37	10,5

Указанные в таблице 6 характеристики используются для расчета потерь в трансформаторах всех КТП.

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП

Расчет потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах КТП проводим по следующим формулам

$$dP_m = dP_\kappa \cdot K_{зф}^2 + dP_x \quad (16)$$

$$dQ_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{P0,4ТП}^2}{100 \cdot S_{ю.мтр}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{ю.мтр}}{100} \quad (17)$$

где $S_{P0,4ТП}$ - мощность нагрузки на стороне 0,4 кВ КТП

$u_{кз\%}$ - напряжение короткого замыкания выбранного трансформатора (%)

$i_{хх\%}$ - ток холостого хода выбранного трансформатора

dP_κ, dP_x - потери активной мощности в режиме короткого замыкания и холостого хода выбранного трансформатора.

Рассмотрим расчет данных показателей на примере одно-трансформаторной КТП №3-2

$$dP_m = 8,5 \cdot 0,63^2 + 1,1 = 4,47 \text{ (кВт)}$$

$$dQ_m = \frac{5,5 \cdot 395,62^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,5 \cdot 630}{100} = 16,81 \text{ (квар)}$$

Полную мощность потерь определяем по следующей формуле:

$$dS_m = \sqrt{dP_m^2 + dQ_m^2} \quad (18)$$

$$dS_m = \sqrt{4,47^2 + 16,81^2} = 17,39 \text{ (кВА)}$$

Далее суммируем мощность потерь и нагрузку на стороне низкого напряжения КТП по следующим формулам.

$$P_{P10ТП} = P_{P0,4ТП} + dP_m \quad (19)$$

$$Q_{p10ТП} = Q_{P0,4ТП} + dQ_m \quad (20)$$

$$S_{p10ТП} = S_{P0,4ТП} + dS_m \quad (21)$$

$$P_{pвн} = 369,25 + 4,47 = 373,72 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{pвн} = 142,02 + 16,81 = 158,83 \text{ (квар)}$$

$$S_{pвн} = 395,62 + 17,39 = 413,01 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет потерь мощности в трансформаторах других КТП, и мощность нагрузки на стороне ВН, результаты расчета сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ КТП

Номер КТП	dP_m (кВт)	dQ_m (квар)	dS_m (кВА)	$P_{p10ТП}$ (кВт)	$Q_{p10ТП}$ (квар)	$S_{p10ТП}$ (кВА)
1	2	3	4	5	6	7
3-3	1,96	7,39	7,65	164,26	69,81	181,54
383	0,30	1,14	1,18	25,42	10,80	28,09
3-2	4,47	16,81	17,39	373,72	158,83	413,01
3-21	2,25	8,45	8,74	187,88	79,85	207,63
3-19	2,85	10,71	11,08	238,08	101,18	263,11
3-7	0,16	0,60	0,62	13,42	5,70	14,83
3-20	3,94	14,83	15,34	329,63	140,10	364,29
3-9	3,63	13,67	14,14	303,88	129,15	335,83
3-27	2,98	11,21	11,60	249,21	105,91	275,41
513	1,89	7,11	7,36	158,12	67,20	174,75
416	0,69	2,59	2,68	57,65	24,50	63,71
3-31	1,92	7,22	7,48	160,61	68,25	177,50
3-17	1,21	4,57	4,72	101,49	43,14	112,16
3-28	6,37	23,96	24,80	532,76	226,42	588,78
3-24	3,00	11,27	11,66	250,56	106,49	276,90
387	1,22	4,58	4,74	101,91	43,31	112,62
502	1,50	5,63	5,83	125,19	53,20	138,35
3-1	2,43	9,13	9,45	203,02	86,28	224,37
3-6	1,19	4,47	4,63	99,44	42,26	109,90

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
583	0,64	2,40	2,48	53,33	22,67	58,93
3-22	0,69	2,59	2,68	57,67	24,51	63,73
3-30	7,30	27,46	28,42	610,55	259,48	674,75
3-33	4,17	15,69	16,24	356,17	127,34	385,52
3-5	3,95	14,84	15,35	329,84	140,18	364,51
3-12	5,45	20,50	21,21	455,71	193,68	503,63
3-11	2,29	8,63	8,93	191,85	81,54	212,03
3-23	1,85	6,94	7,18	154,33	65,59	170,55
3-4	2,42	9,10	9,41	202,28	85,97	223,54
3-10	7,90	29,70	30,73	660,20	280,58	729,61
3-35	5,47	20,58	21,30	457,59	194,47	505,71
3-34	3,04	11,44	11,83	254,27	108,07	281,00
3-18	1,87	7,05	7,30	156,74	66,62	173,23
3-8	1,84	6,94	7,18	154,20	65,54	170,42
3-32	0,63	2,38	2,47	52,99	22,52	58,57
3-29	1,21	4,56	4,72	101,44	43,11	112,11
Суммарные значения						
-	94,71	356,16	368,53	7925,44	3344,27	8750,63

9 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ КТП РП

Далее определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ РП «Усть Ивановка» по следующей формуле:

$$P_{p\Sigma} = k_o \times \sum P_{pi} \quad (22)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \times \sum Q_{pi} \quad (23)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \times \sum S_{pi} \quad (24)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов КТПГ, принимается равным 0,7 (при количестве трансформаторов на КТП более 20)

$$P_{p\Sigma} = 0,7 \times 7925,44 = 5548,16 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,7 \times 3344,27 = 2341,15 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,7 \cdot 8750,63 = 6125,85 \text{ (кВА)}$$

В ходе расчета были определены расчетные нагрузки на стороне низкого напряжения РП, эти данные будут использованы при компенсации реактивной мощности и выборе питающих РП линий.

10 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ РП

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой:

$$Q_K = Q_{p\Sigma} - P_{p\Sigma} \cdot tg \cdot \varphi \quad (25)$$

где $tg \varphi$ - предельный коэффициент мощности

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле:

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (26)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию

Далее выбираем мощность КУ из стандартного ряда мощностей для данного типа устройств и определяем некомпенсированную мощность по следующей формуле:

$$Q_{неск} = Q_{p\Sigma} - Q_{н.м} \quad (27)$$

где $Q_{н.м}$ - номинальная мощность компенсирующих устройств согласно паспортным данным, устанавливаемым на обе секции.

Проводим расчет для РП «Усть Ивановка», мощность КУ требуемая:

$$Q_K = 2341,15 - 5548,16 \cdot 0,4 = 122,24 \text{ (квар)}$$

Мощность КУ требуемая на одну секцию:

$$Q_{k1} = \frac{122,24}{2} = 61,12 \text{ (квар)}$$

По требуемой мощности на одну систему шин выбираем компенсирующие устройства, определяем их необходимое количество и фактическую суммарную реактивную мощность.

Принимаем к установке на РП «Усть Ивановка» КУ типа КРМ – 10,5 – 75 с номинальной мощностью 75 квар для данного класса напряжений, технические данные представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Технические данные КРМ

Технические данные КРМ – 10,5 – 75	
Номинальное напряжение	10,5 кВ
Климатическое исполнение	УХЛ
Номинальная мощность (квар)	75

Нескомпенсированная реактивная мощность потребляемая из сети:

$$Q_{\text{неск}} = 2341,15 - 2 \cdot 75 = 2191,25 \text{ (квар)}$$

Полученные результаты используем при выборе питающих РП «Усть Ивановка» линий

11 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ НА ПС «ВОЛКОВО»

Расчеты токов КЗ в данном разделе проводим для последующего выбора и проверки аппаратов и проводников на ПС «Волково» в связи с модернизацией.

На рисунке 5, 6 представлены соответственно расчетные точки короткого замыкания и схема замещения:

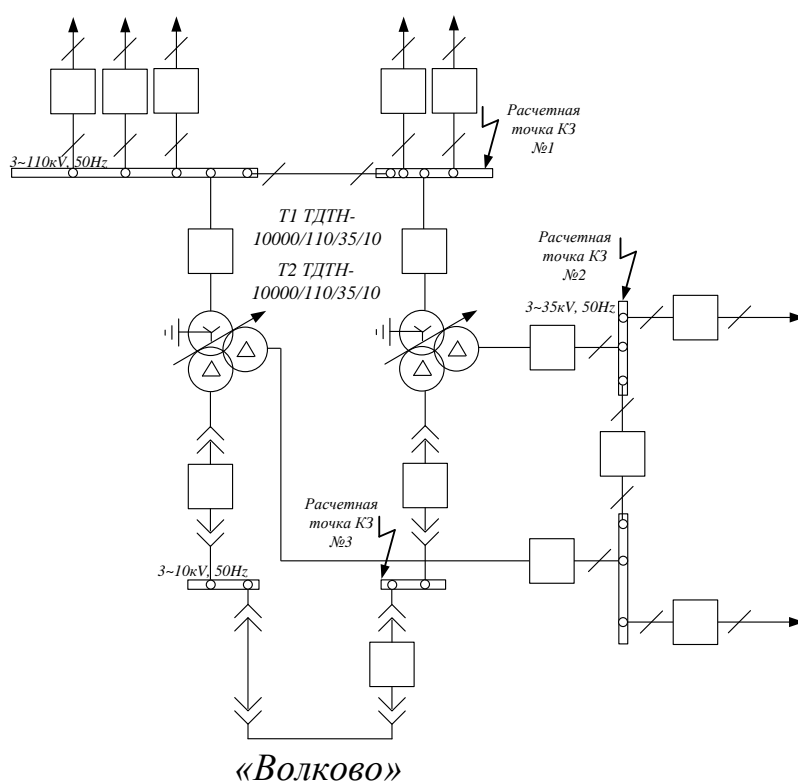


Рисунок 5 – Расчетные точки короткого замыкания

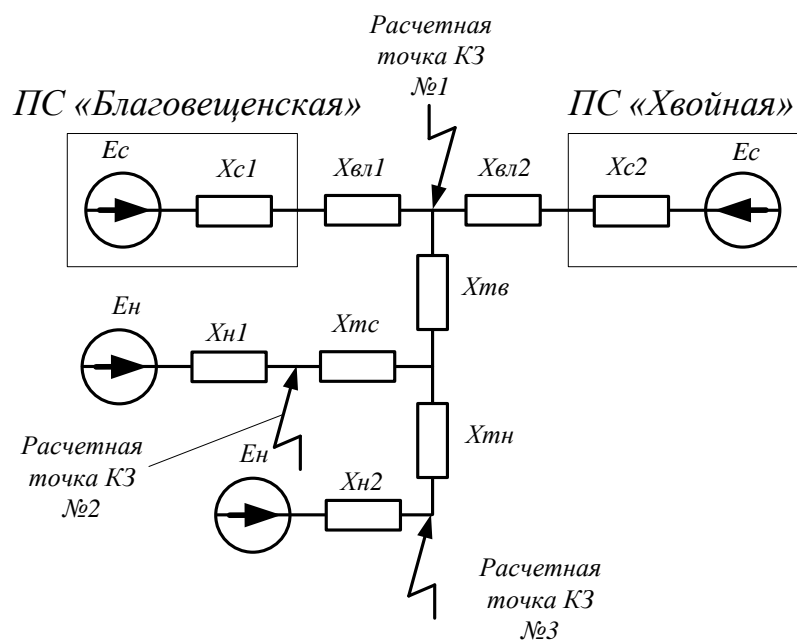


Рисунок 6 – Схема замещения

Для расчета токов короткого замыкания принимаем базисные условия:

- 1) Базисная мощность: $S_B = 10$ (МВА)
- 2) Базисное напряжение на стороне 110 $U_{B110} = 115$ (кВ)
- 3) Базисное напряжение 35 кВ $U_{B35} = 37$ (кВ)
- 4) Базисное напряжение 10 кВ $U_{B10} = 10,5$ (кВ)

Базисный ток:

$$I_{B110} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B110}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,13 \text{ (кА)}$$

$$I_{B35} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B35}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,39 \text{ (кА)}$$

$$I_{B10} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B10}} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2,29 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Благовещенская» ток трехфазного короткого замыкания составляет 13,6 кА) [8]:

$$X_c = \frac{S_B}{S_{K3}} \quad (28)$$

$$X_{c1} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,6} = 0,009 \quad (\text{о.е.})$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ (ПС «Хвойная» ток трехфазного короткого замыкания составляет 15,8 кА) [8]:

$$X_{c2} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 15,8} = 0,008 \quad (\text{о.е.})$$

где S_{K3} – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ

Сопротивление ВЛ

$$X_{ВЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP}^2} \quad (29)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление ВЛ (Ом/км)

l – длина ВЛ (км)

ПС «Благовещенская» - ПС «Волково»:

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 31,9 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,043 \quad (\text{о.е.})$$

ПС «Волково» - ПС «Хвойная»:

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 58,35 \cdot \frac{10}{115^2} = 0,09 \quad (\text{о.е.})$$

Определяем сопротивления трансформаторов установленных на ПС «Волково»:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (30)$$

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,05 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (31)$$

$$X_{TC} = 0,005 \cdot (10,5 - 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = -0,03 \quad \text{(о.е.)}$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{1}{2} \quad (32)$$

$$X_{TH} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17,5 + 6,5) \cdot \frac{1}{2} = 0,034 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{K\%}$, – напряжение короткого замыкания соответствующих обмоток трансформатора (%)

Сопротивление обобщенной нагрузки определяется следующим образом:

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_H} \quad (33)$$

где S_H – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H1}} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{7,36^2 + 2,99^2}} = 0,45 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{S_B}{S_{H2}} = 0,35 \cdot \frac{10}{\sqrt{3,12^2 + 1,32^2}} = 0,48 \text{ (о.е.)}$$

Сворачивание схемы относительно расчетной точки КЗ №1.

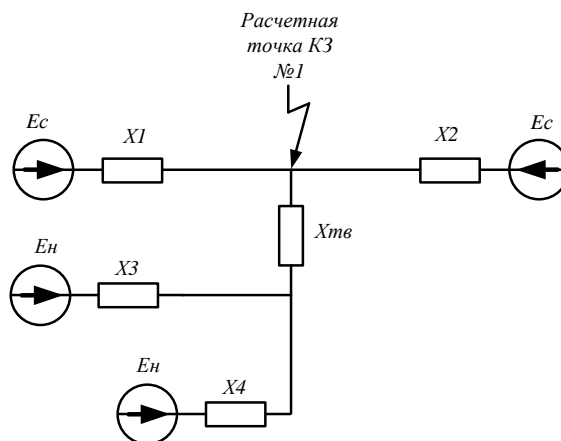


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_{C1} + X_{ВЛ1} = 0,009 + 0,043 = 0,052$$

$$X2 = X_{C2} + X_{ВЛ2} = 0,008 + 0,009 = 0,017$$

$$X3 = X_{Н1} = 0,45$$

$$X4 = X_{Н2} + X_{ТН} = 0,48 + 0,034 = 0,514$$

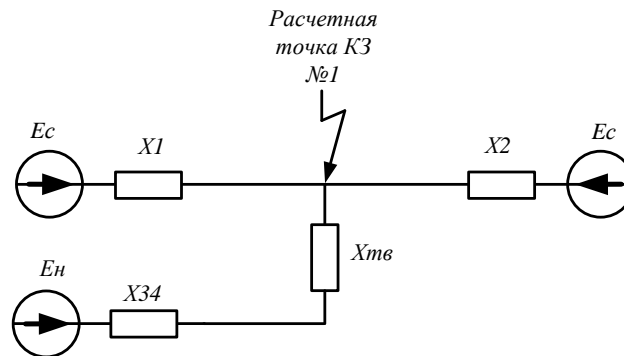


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X34 = \frac{X3 \cdot X4}{X3 + X4} = \frac{0,45 \cdot 0,514}{0,45 + 0,514} = 0,24$$

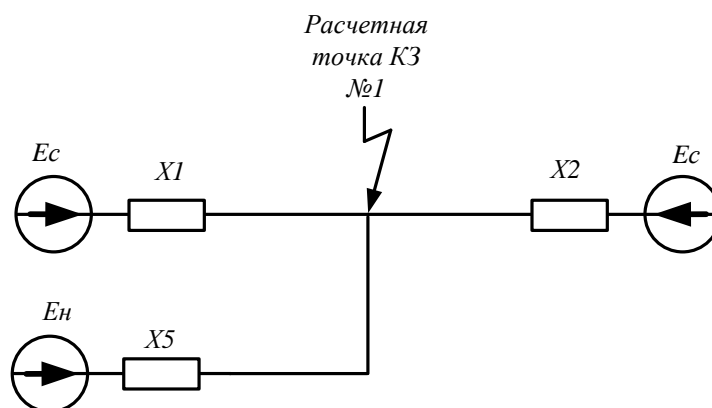


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X5 = X34 + X_{ТВ} = 0,24 + 0,05 = 0,29$$

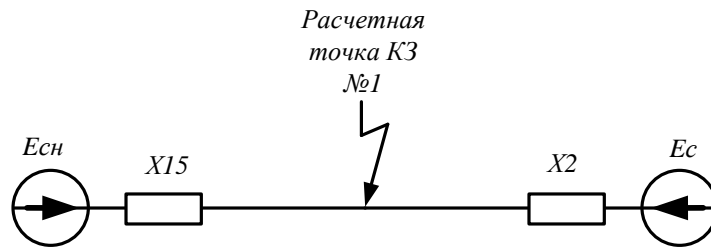


Рисунок 10 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{15} = \frac{X_1 \cdot X_5}{X_1 + X_5} = \frac{0,052 \cdot 0,29}{0,052 + 0,29} = 0,04$$

$$E_{CH} = \frac{X_5 \cdot E_C + X_1 \cdot E_H}{X_5 + X_1} = \frac{0,29 \cdot 1 + 0,052 \cdot 0,85}{0,052 + 0,29} = 0,98$$

где E_C , E_H – соответственно ЭДС системы и нагрузки в относительных единицах.

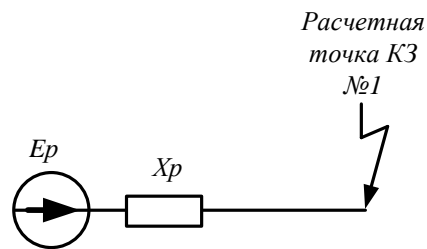


Рисунок 11 – Определение результирующих параметров

Определяем результирующие сопротивление и ЭДС:

$$X_P = \frac{X_2 \cdot X_{15}}{X_2 + X_{15}} = \frac{0,017 \cdot 0,04}{0,017 + 0,04} = 0,01$$

$$E_P = \frac{X_2 \cdot E_{CH} + X_{15} \cdot E_C}{X_2 + X_{15}} = \frac{0,017 \cdot 0,98 + 0,04 \cdot 1}{0,017 + 0,04} = 0,99$$

Периодическая составляющая тока КЗ:

$$I_{ПО} = \frac{E_P}{X_P} \cdot I_{B110} \tag{34}$$

$$I_{ПО} = \frac{0,99}{0,01} \cdot 0,13 = 12,87$$

Апериодическая составляющая тока КЗ:

$$I_A = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot e^{\frac{-T_{\text{ОВ}}}{T_a}} \quad (35)$$

$I_{\text{ПО}}$ – периодическая составляющая тока КЗ

$T_{\text{ОВ}}$ – время отключения выключателя.

T_a – постоянная времени (для данных расчетных условий принимаем 0,02).

$$I_A = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot e^{\frac{-0,5}{0,02}} = 0,001$$

Ударный ток КЗ:

$$k_Y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (36)$$

$$k_Y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}} \right) = 1,61$$

$$I_Y = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_Y \quad (37)$$

$$I_Y = \sqrt{2} \cdot 12,87 \cdot 1,61 = 29,3$$

Расчет теплового импульса:

$$B_{\kappa} = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (T_{\text{ОВ}} + T_a)$$

Для нашего случая

$$B_{\kappa} = 12,87^2 \cdot (0,5 + 0,02) = 86,13 \text{ (кА}^2 \times \text{с)}$$

Остальные данные указаны в таблице 9.

Таблица 9 - Расчет токов КЗ на ПС «Волково»

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{по}$ (кА)	I_A (кА)	T_a	k_y	I_y (кА)	B_k (кА ² ×с)
№1	12,87	0,001	0,02	1,61	29,3	86,13
№2	6,1	0,002	0,03	1,72	10,68	19,72
№3	23,65	0,001	0,02	1,63	38,54	290,84

Расчетные данные используем далее при выборе оборудования.

12 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/6 КВ ПС «ВОЛКОВО»

Максимальные рабочие токи в РУ определяем по условиям загрузки трехобмоточных трансформаторов установленных на ПС.

Таблица 10 – Максимальные рабочие токи в РУ ПС «Волково»

Номинальное напряжение (кВ)	Максимальный рабочий ток (А)
110	262,43
35	330,32
10	1156,23

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

12.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току [4]:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (38)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (39)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (40)$$

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

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс (интеграл Джоуля).

Электродинамическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ПРСКВ} = I_{ДИН} \geq I_U \quad (41)$$

где $I_{ПРСКВ}$ - предельный сквозной ток выключателя;

$I_{ДИН}$ - ток электродинамической стойкости аппарата.

Первоначально принимаем для установки на элегазовый выключатель марки ВГУ-110 П-20/2500У1. Привод выключателя – пневматический. Схематичное изображение выключателя данного типа представлено на рисунке 12.

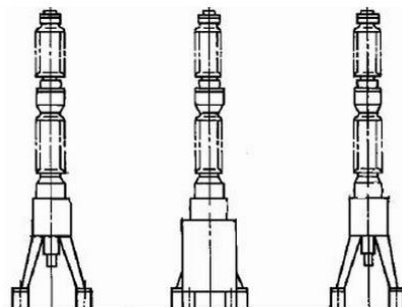


Рисунок 12 – Внешний вид – ВГУ 110

Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 11:

Таблица 11 – Выбор и проверка выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2500	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{М}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	12,87	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	12,87	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{ОТК} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,45 \cdot 20 =$ 12,456	0,02	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} =$ $20^2 \cdot 3 =$ 1200	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

12.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВГБЭ-35-12,5/630 УХЛ1.



Рисунок 13 – Внешний вид – ВГБЭ 35

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано 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	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	330,32	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	10,68	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	6,1	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	7,9	0,03	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам.

12.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Первоначально принимаем выключатель вакуумный VF-12 номинальным током 2500 А производства компании «Элтехника» (Санкт Петербург).

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



Рисунок 14 – Внешний вид вакуумного выключателя VF-12

Таблица 13 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	1156,23	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	23,65	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	$\sqrt{2} \cdot \beta \cdot I_{откл} =$ $\sqrt{2} \cdot 0,3 \cdot 31,5 =$ 13,36	0,02	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ 2976,75	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

12.4 Выбор разъединителей.

Выбор разъединителей 110 кВ.

По напряжению и рабочему току выберем разъединители марки РПД-110/1000 ХЛ1 (разъединитель для наружной установки поворотный двухколонковый), номинальный рабочий ток 1000 А.

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

Таблица 14 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	262,43	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	29,3	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} =$ $31,5^2 \cdot 3 =$ $2790,75$	86,13	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Число заземляющих ножей и соответственно тип разъединителя определяется местом установки.

Выбор разъединителей 35 кВ.

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

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	330,32	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

12.5 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K \quad (42)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_K = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (43)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 10 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 6 кВ) (Ом):

$$r_{\text{ПРОВ}} = \frac{0,0283 \cdot 600}{4} = 0,43$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (44)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 1$ А.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс Альфа 1800 компании «Эльстер Мет-

роника» (Москва). Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 16, 17, 18.

Таблица 16 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	0,12
Счетчик РЭ		

Мощность наиболее загруженной фазы на напряжении 110 $S_{\text{ПР}} = 1,62$ ВА.

Тогда сопротивление приборов:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{1,62}{1} = 1,62 \text{ (Ом)}$$

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I^2} = \frac{0,62}{1} = 0,62 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2,110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K = 1,62 + 0,71 + 0,1 = 2,43 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2,10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_K = 0,62 + 0,43 + 0,1 = 1,15 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ ТОГ-110 III, с номинальным током первичной обмотки 300 А

Сравнение параметров выбранного трансформатора тока с расчетными данными приведен в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{\text{НОМ}}$ (кВ)	110	110	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{НСЕТИ}}$
$I_{\text{НОМ}}$ (А)	300	262,43	$I_{\text{НОМ}} \geq I_m$
$I_{\text{ПРСКВ}}$ (кА)	126	29,3	$i_{\text{ПРСКВ}} \geq i_{\text{ВД}}$
$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}}$ (кА ² с)	13872	86,12	$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_K$
$Z_{2 \text{ ном}}$ (Ом)	20	2,43	$z_{2 \text{ ном}} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено 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	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	400	330,32	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	10,68	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	7203	19,72	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z_{2НОМ}$ (Ом)	30	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-I-1 с номинальным током первичной обмотки 1600 А. Сравнение параметров приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 6 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1600	1156,23	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	38,54	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	290,84	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	1,15	$z_{2НОМ} \geq z_2$

Выбранные трансформаторы тока проходят по всем требованиям.

12.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются [6]: по напряжению установки; по конструкции и схеме соединения; по классу точности; по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (45)$$

где $S_{2НОМ}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Расчет вторичной нагрузки трансформаторов напряжения приведен в таблице 22.

Таблица 22 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	1	10
Частотомер	Н-397	1	7
Варметр	Д-335	5	1,5
Ваттметр	Д-335	5	1,5
Счетчик АЭ	Альфа 1800	5	1
Счетчик РЭ			
Сумма			39

Принимаем на стороне 110 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ-110 УХЛ1

Таблица 23 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	39 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Данный тип трансформатора оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 35 кВ определяем мощность вторичной нагрузки.

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, проводим проверку по вторичной нагрузке. Данные приведены в таблице.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 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	Альфа 1800	2	1
Счетчик РЭ			
Сумма			18

Таблица 25 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2НОМ} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 18 \text{ ВА}$	$S_{2НОМ} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 26 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	1	2
Счетчик АЭ	Альфа 1800	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			5

Принимаем на стороне 10 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 27 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5 (10 кВ)	75 ВА	5 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

12.7 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС «Волково» с расчетом на перспективные нагрузки.

Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 262,43 А, следовательно принимаем сечение провода для данного напряжения с учетом сечения отходящей ВЛ АС 150/54 с максимально допустимым током 581 А.

Проверка сечения на термическую стойкость к токам КЗ не требуется так как шины выполнены голыми проводами расположенными вне помещения.

Проверка по условиям короны проводится для гибких проводников 35 кВ и выше.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (46)$$

где m - коэффициент учитывающий шероховатость;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,74}} \right) = 33,48 \text{ (кВ/см)}$$

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (47)$$

где U – линейное напряжение на проводе (принимаем 115 кВ);

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{1,18 \cdot \lg \frac{378}{0,74}} = 16,54 \text{ (кВ/см)}$$

При горизонтальном расположении проводов напряженность на среднем проводе на 7% больше рассчитанной величины.

На поверхности провода будет отсутствовать корона, если наибольшая напряженность поля у поверхности любого провода не больше $0,9E_0$. Таким образом, условие образования короны:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$17,69 \leq 30,13$$

Неравенство выполняется, следовательно выбранное сечение удовлетворяет условиям проверки по короне его оставляем для монтажа.

12.8 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции «Волково». Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм, длительно допустимы ток для данного сечения составляет 2680 А. Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} = \frac{\sqrt{290,84}}{91} = 0,28 \quad (48)$$

где B_{κ} – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (49)$$

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

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

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,8 \cdot 10^3 \frac{1}{12} = 56,66 \text{ (см}^2\text{)} \quad (50)$$

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{38540^2}{0,4} = 453,29 \text{ (Н/м)} \quad (51)$$

где i_{y0} – ударный ток короткого замыкания (А).

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,8 \cdot 10^2 \frac{1}{6} = 13,33 \text{ (см}^3\text{)} \quad (52)$$

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{38540^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 39,15 \text{ (МПа)} \quad (53)$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа).

12.9 Выбор ТСН.

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 28 приведены мощности нагрузки электроприемников на ПС «Волково».

Таблица 28 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Вид потребителя	Расчетная мощность приемника (кВА)
Приводы выключателей	8,36
Обогрев приводов выключателей	2,4
Обогрев ЗРУ 10 кВ	12
Освещение коридора ЗРУ 10 кВ	4
Освещение ячеек 10 кВ	1,4
Освещение ОРУ 110, 35 кВ	8
Расчетная полная мощность электроприемников ПС	36,16

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд ПС «Волково»:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}} = \frac{36,16}{2 \cdot 0,7} = 25,82 \text{ (кВА)} \quad (54)$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 40/10 номинальной мощностью 40 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

12.10 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 29.

Таблица 29 – Технические данные ОПН 110 кВ

ОПН-110/10/77/400	
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	77
Поглощаемая энергия (кДж)	400
Остаточное напряжение $U_{ост}$ (кВ)	180

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	110	110	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	77	72,74	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 110 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 31.

Таблица 31 – 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 $U_{пр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 35 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-6 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 32.

Таблица 32 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{пр}$ (кВ)	7,49	6,88	$U_{пр} \geq U_{пр.сети}$

ОПН 6 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

12.11 Выбор высокочастотного заградителя связи.

По номинальному току (на стороне высокого напряжения) выбираем заградитель типа ВЗ-400 УХЛ1, его принимаем к установке на обе приходящие к ПС «Волково» ВЛ.

13 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ВЛ 10 КВ

Выбор по длительно допустимому току заключается в сравнении расчетного тока в рассматриваемом сечении с длительно допустимым:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (55)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (56)$$

где S_p – расчетная мощность в сечении (кВА);

Рассмотрим расчет сечения ВЛ на примере участка РУ 10 кВ «Волково» - РП «Усть-Ивановка» при условии питания всего РП от данной ПС, определяем расчетный ток на этом участке по определенной ранее расчетной мощности, с учетом количества трансформаторов и коэффициента совмещения максимумов нагрузки. В данном случае формула для расчета тока:

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

$$I_p = \frac{6,13}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 337,25 \text{ (А)}$$

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3. (принимаем для данного случая сечение 95 мм² с длительно допустимым током 370 А)

Аналогично проводится выбор марки и сечения воздушных линий на остальных участках, результаты расчета приведены в таблице 33:

Таблица 33 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Фидер	I_p (А)	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
Питание от ПС «Волково»	337,25	СИП-3 3×95	370
№1	128,56	СИП-3 3×50	245
№2	21,56	СИП-3 3×50	245
№6	35,69	СИП-3 3×50	245
№7	145,65	СИП-3 3×50	245
№11	46,02	СИП-3 3×50	245

Минимальное сечение для данного проводника составляет 50 мм²

14 ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ВЛ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

В данном разделе проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью определения минимального сечения по условиям термической стойкости.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах 10 кВ РП «Усть - Ивановка» в точке К1, схема замещения представлена на рисунке 15.

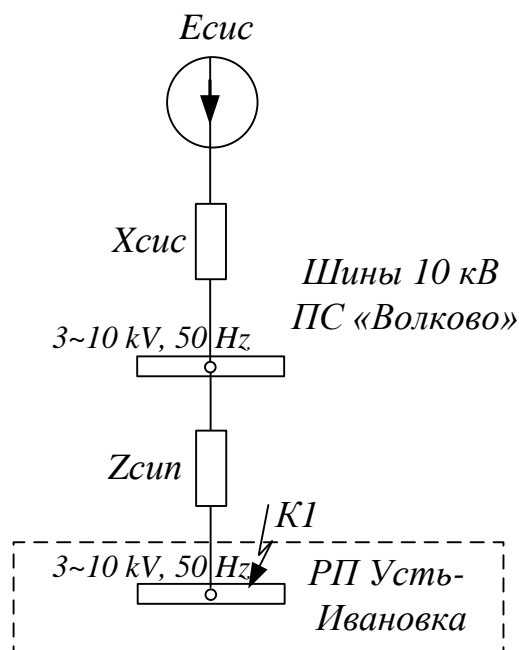


Рисунок 15 – Схема замещения участка сети

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле (Ом):

$$X_{сис} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (58)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС «Волково», определен в разделе расчетов токов КЗ для выбора оборудования на ПС «Волково».

Активные и индуктивные сопротивления участков СИП-3 (Ом):

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (59)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (60)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление провода, Ом/км;

L – длина участка провода, км.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени определяется по следующей формуле (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{ср}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (61)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{поз} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (62)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 23,65} = 0,25 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_l = 0,08 \cdot 2,7 = 0,216 \text{ (Ом)}$$

$$R_l = 2,45 \cdot 2,7 = 6,62 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_l \quad (63)$$

$$X_p = 0,25 + 0,216 = 0,47 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 6,62 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{по} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{6,62^2 + 0,47^2}} = 0,91 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} 0,91 = 0,79 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания апериодической составляющей:

$$T_a = \frac{0,47}{6,62 \cdot 314} = 0,002$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} = 1,24 \quad (64)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{уд} = \sqrt{2} \cdot 0,91 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,002}} \right) = 1,29 \text{ (кА)}$$

По аналогичному алгоритму рассчитываются все остальные точки КЗ ближайшие к РП, результаты расчетов сводятся в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)
РП «Усть Ивановка»	0,91	0,79	1,29
КТП 3-10	0,76	0,66	1,08
КТП 3-34	0,87	0,76	1,23
КТП 3-12	0,89	0,77	1,26
КТП 3-33	0,85	0,74	1,20
КТП 3-8	0,9	0,78	1,28

14.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{Bk}}{c} \quad (65)$$

где Bk - интеграл Джоуля.

K_T - температурный коэффициент, равный 95.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для ВЛ участка сети РУ 10 кВ «Волково» РП «Усть – Ивановка» (максимальное время работы защиты составляет 1,5 сек):

$$S_T = \frac{\sqrt{0,91^2 \cdot 1,5}}{95} = 11,73 (\text{мм}^2)$$

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке СИП-3, следовательно, оно проходит проверку, следовательно его принимаем для монтажа.

В расчете рассматриваем только головные участки сети тк они наиболее подвержены токам КЗ. Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 35.

Таблица 35 – Проверка сечений по термической стойкости

Наименование участка	$I_{по}$ (кА)	S_T (мм.кв.)	$S_{факт}$ (мм.кв.)
Питание от ПС «Волково»	0,91	11,73	95
№1	0,76	8,00	50
№2	0,87	9,16	50
№6	0,89	9,37	50
№7	0,85	8,95	50
№11	0,9	9,47	50

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

14.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке линии определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (66)$$

где r_0 – активное сопротивление линии, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление кабеля, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУ 10 кВ «Волково» - РП «Усть-Ивановка»:

Определяем потерю напряжения в сечении:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 337,25 \cdot 2,7 \cdot (2,45 \cdot 0,83 + 0,08 \cdot 0,52) \cdot \frac{100}{10500} = 1,25 (\%)$$

Аналогично проводится расчет потерь напряжения на каждом участке фидера до последней КТП, результат не должен превышать 5 %, отчетные данные сведены в таблицу 36:

Таблица 36 – Проверка сечений линий 10 кВ на потерю напряжения

Фидер	Максимальное значение ΔU (%)
Питание от ПС «Волково»	1,12
№1	4,69
№2	1,39
№6	3,99
№7	2,15
№11	1,55

Расчет потери напряжения на всех участках сети показывает что они проходят проверку, наибольшие потери напряжения не превышают предельного значения в 5%.

15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточных трансформаторов ТДТН 10000/110/35/10 «Волково»

15.1 Дифференциальная защита.

Защиту трансформатора выполняем на терминале *RET 521*.

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала *RET 521*. Для этого выберем трансформаторы тока. Они соединены по схеме «звезда с нулевым проводом».

Выбираем коэффициенты трансформации [13]:

$$I_{1ТТ} \geq I_{ТТН} \quad (67)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (68)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (69)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (70)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

$K_{ПЕР}$ – коэффициент, учитывающий переходный процесс;

ε – полная относительная погрешность;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность,

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНМ}}{I_{ТНОМi}} \quad (71)$$

где $I_{1НОМТТ}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ, А;

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (72)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (73)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта RET521.

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

$$I_{dsp} \geq 1,1 \cdot 0,29 = 0,319$$

$$I_{d\min} = 1,25 \cdot K_{ОТС} \cdot (K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 37:

Таблица 37 – Тормозные характеристики.

№ характеристики	1	2	3	4	5
$K_{Т1}$	0,15	0,2	0,3	0,4	0,49
$I_{Т,расч}^*$	3,9	3,25	2,58	2,25	2,05

Задаем значением $I_{TP} = 2,25$ для характеристики № 4 и находим:

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (74)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

15.2 Защита от перегрузки.

Защита действует с выдержкой времени на сигнал, а на необслуживаемых подстанциях – на разгрузку или отключение трансформаторов.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется следующим образом [13]:

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 50,24 = 65,94 \text{ (А)} \quad (75)$$

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

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{65,94}{(75/5)} = 4,39 \text{ (А)} \quad (76)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

15.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ [13]:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 50,24 = 113,04 \text{ (А)} \quad (77)$$

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

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

$$k_u = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{сз}} = \frac{20,48 \cdot 10^3 \cdot (10,5/115)}{113,04} = 16,05 \quad (78)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{ср} = \frac{113,04}{(75/5)} = 7,53 \text{ (А)}$$

15.4 Газовая защита.

В данном разделе при реконструкции систем электроснабжения в частности источника питания подстанции «Волково» предполагается установка на силовом трансформаторе газовой защиты которая работает на основе газового реле, расположенного между расширительным баком и основным баком силового трансформатора.

Работа реле основывается на прохождении через него газов которые образуются внутри основного бака трансформатора, при коротком замыкании происходит бурное газообразование и эти газы с большой скоростью проходит через газовое реле, в данном устройстве происходит замыкание контактов и происходит отключение силового трансформатора.

Данное устройство имеет абсолютную селективность и предназначено для отключения трансформатора только в случае повреждения внутри самого бака, также отключение трансформатора происходит при снижении уровня масла ниже уровня газового реле. Газовое реле типа «Бухгольца» предполагается устанавливать на силовые трансформаторы ПС «Волково».

16 БЛОК МИКРОПРОЦЕССОРНОЙ ЗАЩИТЫ

На ПС «Волково» 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 в соответствии с рисунком А.4 приложения А.

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 фа-

зах подключение к блоку осуществляется в соответствии с типовой инструкцией 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 У1" или увеличение напряжения обратной последовательности выше уставки "МТЗ РН У2". 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 вы-

вода 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 3U0 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, действующих 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; - нали-

чии 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 UAB и UBC ниже уставки "АВР РН1 Ул" и уровень напряжения UBHP (программный ключ S57) ниже уставки "АВР РН2 Ул"; - напряжение U2 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 (про-

граммный 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"; - пуске 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 элек-

тромагнитов 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 коммутации 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 IA, IB, IC; - действующих значений линейных напряжений UAB, UBC, UCA и напряжения UBHP; - углов между действующими значениями фазных токов и линейных напряжений IA,UBC, IB,UCA, IC.,UAB; - cos φ, активной P, реактивной Q и полной S мощностей; - действующих значений напряжения нулевой последовательности 3U0; - действующих значений напряжения и тока обратной последовательности U2, I2; - действующих значений напряжения и тока прямой последовательности U1, I1; - отношения токов обратной и прямой последовательностей I2/I1; - 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 UBC, UAB, превышающих 2 В (вторичное значение). При снижении напряжений ниже порога измерения частоты блок автоматически переходит на измерение частоты по каналам тока IA, IB, IC, превышающим 0,25 А (вторичное значение). При восстановлении одного из напряжений UBC, UAB 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 све-

тодиод "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.

17 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС Волково с последующим расчетом эксплуатационных издержек

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС «Волково»:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (79)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2020 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3 [9]:

$N_{яч110}$ - количество ячеек выключателей 110 кВ:

$K_{яч110}$ - стоимость одной ячейки выключателя 110 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч35}$ - количество ячеек выключателей 35 кВ:

$K_{яч35}$ - стоимость одной ячейки выключателя 35 кВ в ценах 2000 года:

$N_{яч10}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч10}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (6 \cdot 7 + 6 \cdot 0,2 + 0,085 \cdot 14) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 128,55 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем стоимость трансформаторов на ПС «Волково»:

$$K_{тр} = N_{тр} \cdot K_{тр} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (80)$$

где $N_{тр}$ - количество трансформаторов 110 кВ:

$K_{тр}$ - стоимость одного трансформатора 110 кВ в ценах 2000 года:

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

Определяем постоянная часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (81)$$

где $K_{пост}$ - постоянная часть затрат в ценах 2000 года:

$$K_{пост} = 21 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 116,84 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС «Волково»:

$$K_{нс} = K_{пу} + K_{тр} + K_{пост} = 128,55 + 105,72 + 116,84 = 351,11 \text{ (млн. руб.)}$$

Аналогично проводится расчет стоимости оборудования по остальным ПС результаты расчета приведены в таблице 35.

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (82)$$

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

$K_{об}$ - капитальные вложения, млн. руб.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (83)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования (для ПС 20 лет.)

$$I_{AM} = 351,11 \cdot \frac{1}{20} = 15,75 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (84)$$

где $\alpha_{ЭК.ПС} = 5,9\%$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт подстанций для оборудования ПС номинальным напряжением до 150 кВ (кроме ГЭС)[9]:

$$I_{ЭКС} = 351,11 \cdot 0,059 = 18,59 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали что стоимость реализации проекта по модернизации ПС «Волково» составляет 351,11 млн. руб. при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 15,75 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 18,59 млн. руб./год.

18 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

18.1 Безопасность работы

В данной работе рассматривается модернизация подстанции 110 кВ «Волково», предполагается замена на данной ПС трансформаторов на тип ТДТН 10000/110/35/10 а так же рассматривается реконструкция распределительной сети 10 кВ с центром питания от данной ПС

Безопасность при работе по наряду допуску:

При работе в действующих электроустановках работы должны осуществляться по наряду который выписывается в двух экземплярах, если он передается по телефону то в трех. При этом лицо выдающее наряд должно выписать один экземпляр, а лицо принимающее текст два экземпляра фамилии и инициалов выдающего наряд.

Количество нарядов которые могут быть выданы одному ответственному руководителю работ должен определять человек выдающий наряд. Допускается выдавать наряд на срок не более 15 дней со времени начала работы при этом он может быть продлён единовременно на такой же срок, при этом при перерыве в работе наряд остается действительным.

В случае если работы в электроустановке полностью закончены то наряд по данным работам должен храниться в течение 30 суток, после чего может быть уничтожен, при условии если во время работы не имели место аварии и инциденты либо несчастные случаи.

В электроустановках выше 1000 вольт допускается выдавать один наряд на одновременную работу на всех присоединениях секции шин со всех токоведущих частей которой снято напряжение в том числе на вводах воздушных и кабельных линий.

Безопасность при работе на трансформаторе:

В электроустановках могут выполняться работы на силовом трансформаторе в том случае если он отключен от сети при этом работа, связанная с выемкой активной части из бака должна выполняться проекту работ.

При выполнении определенной работы внутри бака трансформатора должны работать специалисты, только хорошо знающие путь и перемещение, а также исключают травмирование во время выполнения данных работ.

При выполнении этой работы должна использоваться специальная одежда которая не имеет металлических застежек, и защищает тело от загрязнения маслом либо от перегрева. Такая работа должна выполняться только по наряду состав бригады должен включать в себя трех работников двое из которых будут страхующие и они должны располагаться возле смотрового люка, иметь постоянную связь с работником выполняющим работу в непосредственно внутри бака трансформатора, при этом работник находящийся внутри должен быть обеспечен специальным противогазом.

18.2 Экологичность работы.

Рассмотрим расчет маслоприемника трансформатора ПС «Воково»

Размеры трансформаторов на ПС «Волково» $5,95 \times 3,42 \times 5,27$ и массой масла 13,73 т.

Объем масла в трансформаторе:

$$V_{трм} = \frac{M}{\rho} \quad (85)$$

$$V_{трм} = \frac{13,73}{0,88} = 15,6 \text{ (м}^3\text{)}$$

где M – масса масла в трансформаторе

ρ – плотность масла (т/м³)

Площадь маслоприемника на ПС «Волково»:

$$S_{ми} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (86)$$

$$S_{ми} = (5,95 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,42 + 2 \cdot 1,5) = 57,46 \text{ (м}^2\text{)}$$

где A, B – длина и ширина трансформатора 110 кВ (м)

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника:

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (87)$$

$$S_{\delta n} = (5,95 + 3,42) \cdot 2 \cdot 5,27 = 98,76 \text{ (м}^2\text{)}$$

где H – высота трансформатора (м)

Коэффициент пожаротушения и время тушения принимаем [18]:

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Объем воды необходимый для тушения трансформатора:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{\delta m} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} \quad (88)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (57,46 + 98,76) \cdot 10^{-3} = 56,24 \text{ (м}^3\text{)}$$

Объем маслоприемника:

$$V_{\text{тм}H_2O} = V_{\text{трм}} + 0,8 \cdot V_{H_2O}$$

$$V_{\text{тм}H_2O} = 15,6 + 0,8 \cdot 56,24 = 60,59 \text{ (м}^3\text{)}$$

Глубина маслоприемника:

$$H_{\delta m} = \frac{V_{\text{тм}H_2O}}{S_{\delta m}} \quad (89)$$

$$H_{\delta m} = \frac{60,59}{57,46} = 1,06 \text{ (м)}$$

Высота подсыпки [18]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота прослойки [18]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Общая высота маслоприемника для трансформатора ПС «Волково» [18]

$$H_{n.mt} = H_{.mt} + H_{en} + H_z \quad (90)$$

$$H_{n.mt} = 1,06 + 0,05 + 0,25 = 1,36 \text{ (м)}$$

18.3 Чрезвычайные ситуации

В данном разделе рассмотрим основные чрезвычайные ситуации которые могут возникать при эксплуатации электрооборудования подстанции «Волково».

В данной работе предусматривается установка современных высоковольтных выключателей напряжением 110 кВ имеющих элегазовую изоляцию которые имеют высокую стойкость к протеканию токов короткого замыкания а также безопасны для окружающей среды так как они не обладают маслонаполненными резервуарами, также они безопасны в отношении обслуживающего персонала.

Вероятность возникновения чрезвычайной ситуации на подстанции в случае возникновения коротких замыканий либо ударов молнии в подстанцию крайне низка из-за применение современного и надежного оборудования.

Противопожарная безопасность на подстанции «Волково» обеспечивает сохранение жизни и здоровья всех сотрудников и материальных ценностей на всех стадиях жизненного цикла данного объекта.

Для обеспечения пожаробезопасности на подстанции «Волково» предусматриваются организационные и технические мероприятия по своей сути устраняющие причины возникновения горючей среды а также образование в этой среде источников тепла которые могут поддерживать горение также эти мероприятия предотвращают поддержание температуры в очаге возгорания.

Система пожаротушения на подстанции «Волково» представляют из се-

бя целый комплекс технических средств которые предназначены для снижения воздействия опасных факторов на персонал а также снижение материального ущерба в данных случаях.

В данные мероприятия включаются применение мало горючих и либо негорючих средств, также применение минимально возможного количества горючих средств при эксплуатации электрооборудования, также ограничение распространения пожара, дополнительно сюда можно включается применение различных специальных средств пожаротушения и применение конструкций объектов имеющих определенную огнестойкость и мало горючесть, также для предотвращения распространения пожара применяются различные сигнализации, противопожарные преграды и разрывы.

Рассмотрим пожарную технику которая предназначена для защиты открытого распределительного устройства от возгорания это в частности это пожарные машины, пожарная сигнализация, различного рода огнетушители, другое пожарное оборудование ручной инструмент и различного рода спасательные средства.

Следует уделить отдельное внимание установка водяного пожаротушения, газового, порошкового такие способы тушения пожара в частности водой являются наиболее экономически целесообразным и очень дешевыми.

Первичные средства пожаротушения на подстанции Волково представляет собой ящики с песком а также огнетушители которые располагаются непосредственно возле взрывоопасного либо пожароопасного оборудования.

В качестве огнетушащих средств в работе устанавливаются: в здании ОПУ четыре огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в КРУ 10 кВ два огнетушителя типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, в здании связи аналогично КРУ 6 кВ, возле каждого трансформатора также расположены два ящика с песком емкостью 0,5 м³ [20].

На ПС Волково определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной работе предлагался один из вариантов увеличения надежности электроснабжения поселка «Усть Ивановка» Амурской области с центром питания подстанцией «Волков», решение предполагается выполнить с помощью замены устаревшего оборудования как в системе электроснабжения напряжением 10 кВ так и на источнике питания подстанции «Волково», замена будет производиться на более современное и надежное оборудование.

При выполнении работы проведен расчет значительного количества задач в частности: расчет электрических нагрузок, определение фактических коэффициентов загрузки комплектных трансформаторных подстанций, а также выбор всего необходимого оборудования и его проверка по условиям протекания токов короткого замыкания.

Также предполагается выполнить расчёт системы молниезащиты подстанции «Волково», а также защитного заземления, произвести расчёт уставок защиты силовых трансформаторов и рассмотреть основные аспекты экономической части данной работы и части касающейся безопасности жизнедеятельности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения – М: Высшая школа, 2008.
- 2 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.
- 3 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 4 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.
- 5 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2006. – 430 с.
- 6 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 880 с.
- 7 Железко Ю.С., Артемьев А.В., Савченко О.В., Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003
- 8 Железко Ю.С., Костюшко В.А., Крылов С.В., Потери электроэнергии, зависящие от погодных условий. Нормирование, анализ и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях, 2002.
- 9 Железко Ю.С., Савченко О.В. Определение интегральных характеристик графиков нагрузки для расчета потерь электроэнергии в электрических сетях // Электрические станции. 2001. №10.
- 10 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2005. – 592 с.
- 11 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

12 Методика расчета нормативных (технологических) потерь электроэнергии в электрических сетях. Утверждена приказом Минпромэнерго России от 03 февраля 2005г. №21.

13 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.

14 Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств. СО 34.20.611-2003 ОАО РАО «ЕЭС России».– М, 2003.

15 Положение об организации в Министерстве промышленности и энергетики Российской Федерации работы по утверждению нормативов технологических потерь электроэнергии при ее передаче по электрическим сетям Утверждено приказом Минпромэнерго России от 04 октября 2005г. №267.

16 Поспелов Г.Е. Электрические системы и сети. Проектирование: Учебное пособие для вузов.- 2-е изд., испр. и доп.// Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин – Мн.: Выш. Шк., 2008.-308с.: ил.

17 Постановление Правительства РФ от 01.01.2002 №1 о классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (редакция 08.08.2003), 2003.

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

19 Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. РД 153-34.3-35.125-99. – М. 2010.

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

21 Файбисович Д. Л. Справочник по проектированию электрических сетей //Д.Л. Файбисович, И.Г. Карапетян – М.: ЭНАС, 2012. – 365 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Определение расчетной мощности нагрузки КТП

Номер КТП	Кол-во и номинальная мощность трансформаторов	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (кВт)	Расчетная активная мощность на шинах 0,4 кВ (квар)	Расчетная полная мощность на шинах 0,4 кВ (кВА)
3-3	250	162,30	62,42	173,89
383	40	25,12	9,66	26,91
3-2	400	369,25	142,02	395,62
3-21	250	185,63	71,40	198,89
3-19	250	235,23	90,47	252,03
3-7	25	13,26	5,10	14,21
3-20	400	325,69	125,27	348,95
3-9	320	300,25	115,48	321,69
3-27	250	246,23	94,70	263,81
513	250	156,23	60,09	167,39
416	250	56,96	21,91	61,03
3-31	630	158,69	61,03	170,02
3-17	160	100,28	38,57	107,44
3-28	630	526,39	202,46	563,98
3-24	250	247,56	95,22	265,24
387	160	100,69	38,73	107,88
502	160	123,69	47,57	132,52
3-1	250	200,59	77,15	214,92
3-6	100	98,25	37,79	105,27
583	100	52,69	20,27	56,45
3-22	100	56,98	21,92	61,05
3-30	630	603,25	232,02	646,33
<u>3-33</u>	<u>400</u>	<u>352,0</u>	<u>111,65</u>	<u>369,28</u>
3-5	400	325,89	125,34	349,16
3-12	630	450,26	173,18	482,42
3-11	250	189,56	72,91	203,10
3-23	160	152,48	58,65	163,37
3-4	250	199,86	76,87	214,13
3-10	2×400	652,30	250,88	698,88
3-35	2×400	452,12	173,89	484,41
3-34	250	251,23	96,63	269,17
3-18	250	154,87	59,57	165,93
3-8	160	152,36	58,60	163,24
3-32	250	52,36	20,14	56,10
3-29	250	100,23	38,55	107,39

ПРИЛОЖЕНИЕ Б - Расчет коэффициентов загрузки КТП

Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$	Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$	Номер КТП	$N \times S_{\text{номтр}}$	$K_{\text{эф}}$
3-3	250	0,70	3-17	160	0,67	3-12	630	0,77
383	40	0,67	3-28	630	<u>0,90</u>	3-11	250	0,81
3-2	400	<u>0,99</u>	3-24	250	<u>1,06</u>	3-23	160	<u>1,02</u>
3-21	250	0,80	387	160	0,67	3-4	250	<u>0,86</u>
3-19	250	<u>1,01</u>	502	160	0,83	3-10	2×400	<u>0,87</u>
3-7	25	0,57	3-1	250	<u>0,86</u>	3-35	2×400	0,61
3-20	400	<u>0,87</u>	3-6	100	<u>1,05</u>	3-34	250	<u>1,08</u>
3-9	320	<u>1,01</u>	583	100	0,56	3-18	250	0,66
3-27	250	<u>1,06</u>	3-22	100	0,61	3-8	160	<u>1,02</u>
513	250	0,67	3-30	630	<u>1,03</u>	3-32	250	0,22
416	250	0,24	3-33	400	<u>0,92</u>	3-29	250	0,43
3-31	630	0,27	3-5	400	<u>0,87</u>			

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Выбор трансформаторов

Наименование КТП	$S_{\text{прп}}$ (кВА)	$K_{\text{эф}}$	N (шт)	$S_{\text{номтр}}$ (кВА)
3-2	465,44	0,63	1	630
3-19	296,50	0,63	1	400
3-20	410,53	0,55	1	630
3-9	378,46	0,80	1	400
3-27	310,37	0,66	1	400
3-28	663,51	0,56	1	1000
3-24	312,05	0,66	1	400
3-1	252,84	0,54	1	400
3-6	123,84	0,66	1	160
3-30	760,39	0,65	1	1000
3-33	434,45	0,59	1	630
3-5	410,78	0,55	1	630
3-23	192,20	0,65	1	250
3-4	251,92	0,54	1	400
3-10	822,22	0,55	2	630
3-34	316,67	0,67	1	400
3-8	192,05	0,65	1	250

ПРИЛОЖЕНИЕ Г - Определение расчетных мощностей на стороне 10 кВ

Номер КТП	dP_m (кВт)	dQ_m (квар)	dS_m (кВА)	$P_{p10ТП}$ (кВт)	$Q_{p10ТП}$ (квар)	$S_{p10ТП}$ (кВА)
3-3	1,96	7,39	7,65	164,26	69,81	181,54
383	0,30	1,14	1,18	25,42	10,80	28,09
3-2	4,47	16,81	17,39	373,72	158,83	413,01
3-21	2,25	8,45	8,74	187,88	79,85	207,63
3-19	2,85	10,71	11,08	238,08	101,18	263,11
3-7	0,16	0,60	0,62	13,42	5,70	14,83
3-20	3,94	14,83	15,34	329,63	140,10	364,29
3-9	3,63	13,67	14,14	303,88	129,15	335,83
3-27	2,98	11,21	11,60	249,21	105,91	275,41
513	1,89	7,11	7,36	158,12	67,20	174,75
416	0,69	2,59	2,68	57,65	24,50	63,71
3-31	1,92	7,22	7,48	160,61	68,25	177,50
3-17	1,21	4,57	4,72	101,49	43,14	112,16
3-28	6,37	23,96	24,80	532,76	226,42	588,78
3-24	3,00	11,27	11,66	250,56	106,49	276,90
387	1,22	4,58	4,74	101,91	43,31	112,62
502	1,50	5,63	5,83	125,19	53,20	138,35
3-1	2,43	9,13	9,45	203,02	86,28	224,37
3-6	1,19	4,47	4,63	99,44	42,26	109,90
583	0,64	2,40	2,48	53,33	22,67	58,93
3-22	0,69	2,59	2,68	57,67	24,51	63,73
3-30	7,30	27,46	28,42	610,55	259,48	674,75
3-33	4,17	15,69	16,24	356,17	127,34	385,52
3-5	3,95	14,84	15,35	329,84	140,18	364,51
3-12	5,45	20,50	21,21	455,71	193,68	503,63
3-11	2,29	8,63	8,93	191,85	81,54	212,03
3-23	1,85	6,94	7,18	154,33	65,59	170,55
3-4	2,42	9,10	9,41	202,28	85,97	223,54
3-10	7,90	29,70	30,73	660,20	280,58	729,61
3-35	5,47	20,58	21,30	457,59	194,47	505,71
3-34	3,04	11,44	11,83	254,27	108,07	281,00
3-18	1,87	7,05	7,30	156,74	66,62	173,23
3-8	1,84	6,94	7,18	154,20	65,54	170,42
3-32	0,63	2,38	2,47	52,99	22,52	58,57
3-29	1,21	4,56	4,72	101,44	43,11	112,11
Суммарные значения						
-	94,71	356,16	368,53	7925,44	3344,27	8750,63