

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики
Направление подготовки 13.03.02 - Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 и 0,4 кВ с центром питания подстанция Зейская напряжением 35/10 кВ в городе Благовещенск

Исполнитель
студент группы 742-узб

подпись, дата

С.Л. Драй

Руководитель
профессор,
доктор.техн.наук

подпись, дата

Н.В. Савина

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

подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
ст. преподаватель

подпись, дата

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента Драй Светланы Леонидовны _____

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10 и 0,4 кВ с центром питания подстанция Зейская напряжением 35/10 кВ г. Благовещенск _____

(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: материалы преддипломной практики, в том числе подробная однолинейная схема ПС Зейская 35/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ, план расположения зданий рассматриваемой части города _____

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Анализ существующей системы электроснабжения города и источника питания, расчет электрических нагрузок, компенсация реактивной мощности ТП, выбор и проверка силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Зейская, выбор и проверка кабельных линий 10 кВ, безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) Подробная однолинейная схема существующей электрической сети 10 кВ с центром питания подстанция Зейская 35/10 кВ, план расположения ТП в рассматриваемой части города Благовещенск, подробная однолинейная схема подстанции Зейская после реконструкции, подробная однолинейная схема электрической сети 10 кВ после реконструкции с центром питания подстанция Зейская 35/10 кВ, план расположения оборудования ПС Зейская после реконструкции, схема вторичных цепей секционного выключателя 10 кВ подстанции Зейская _____

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

7. Дата выдачи задания: 08.02.2021 _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Руководитель профессор, доктор. техн. наук Н.В. Савина _____

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

Задание принял к исполнению (дата): 08.02.2021 _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 131 стр., 13 рисунков, 35 таблиц, 146 формул, 21 источник, 3 приложения.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОТРЕБИТЕЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ИСТОЧНИК ПИТАНИЯ, КОММУТАЦИОННЫЙ АППАРАТ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ПОТЕРЯ НАПРЯЖЕНИЯ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРА, БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ, ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ПОКАЗАТЕЛЬ, МИКРОПРОЦЕССОРНАЯ ЗАЩИТА, СИСТЕМА ЗАЗЕМЛЕНИЯ И МОЛНИЕЗАЩИТЫ

В выпускной квалификационной работе представлена характеристика района города Благовещенск в районе расположения подстанции Зейская напряжением 35/10 кВ. В результате проведенного анализа существующей системы электроснабжения было принято решение схему не менять а выполнить замену изношенного оборудования на более современное. Так же в данной работе проведен анализ состояния оборудования и схемы распределительных устройств центра питания - подстанции Зейская, принято решение выполнить реконструкцию распределительного устройства высокого напряжения и применить типовое решение, а так же рассчитать и выбрать современное коммутационное, измерительное и иное оборудование как на стороне высокого так и низкого напряжения. Рассмотрены различные дополнительные вопросы связанные с экономическими аспектами при реконструкции, а так же с безопасностью труда при реализации намеченной деятельности.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика города Благовещенск в районе расположения подстанции Зейская	10
1.1 Краткая характеристика города Благовещенск и района расположения подстанции Зейская	10
1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности	12
1.3 Характеристика и анализ потребителей в районе расположения подстанции Зейская	13
2 Анализ существующей системы электроснабжения в районе расположения подстанции Зейская	18
2.1 Источник питания и их анализ	18
2.2 Характеристика системы электроснабжения части города с центром питания подстанция Зейская	20
3 Расчет электрических нагрузок	25
4 Компенсация реактивной мощности ТП	30
5 Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	32
6 Выбор числа и мощности трансформаторов ТП	34
7 Расчет нагрузок 10 кВ ТП	36
8 Компенсация реактивной мощности на подстанции Зейская	38
9 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов подстанции Зейская	40
10 Расчет токов короткого замыкания	41
11 Выбор оборудования подстанции Зейская	47
11.1 Выбор выключателей 35 кВ	48
11.2 Выбор выключателей 10 кВ	49
11.3 Выбор разъединителей	50
11.4 Выбор трансформаторов тока	51
11.5 Выбор трансформаторов напряжения	54

11.6	Выбор гибких шин	56
11.7	Выбор жестких шин	56
11.8	Выбор опорных изоляторов 10 кВ	58
11.9	Выбор трансформаторов собственных нужд	59
11.10	Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 35 кВ	59
11.11	Выбор нелинейных ограничителей перенапряжений 10 кВ	60
12	Выбор и проверка кабельных линий напряжением 10 кВ	61
12.1	Выбор кабельных линий 10 кВ	61
12.2	Проверка кабельных линий 10 кВ по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы	67
12.3	Проверка кабельных линий 10 кВ в послеаварийном режиме	68
12.4	Проверка кабельных линий 10 кВ по допустимой потере напряжения в послеаварийном режиме	71
13	Расчет токов КЗ в сети 10 кВ	73
14	Проверка кабельных линий по термической стойкости	76
15	Молниезащита подстанции Зейская	77
16	Заземление подстанции Зейская	80
17	Защита силовых трансформаторов подстанции Зейская	83
17.1	Дифференциальная защита	83
17.2	Газовая защита	85
17.3	Защита от перегрузки	86
17.4	Максимальная токовая защита	87
17.5	Оперативный ток	87
18	Автоматика применяемая на ПС Зейская	89
18.1	АВР	89
18.2	АЧР	92
19	Оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции системы электроснабжения с центром питания подстанция Зейская	93
20	Безопасность и экологичность	96

20.1 Безопасность	96
20.2 Экологичность	107
20.3 Чрезвычайные ситуации	110
Заключение	126
Библиографический список	127
Приложение А. Расчет нагрузок	129
Приложение Б. Проверка коэффициентов загрузки	130
Приложение В. Расчет потерь мощности трансформаторов	131

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВ – автоматический выключатель;

АВР – автоматика ввода резерва;

АИИСКУЭ – автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учёта электрической энергии;

АСУ – автоматизированная система управления;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

БМРЗ – блок микропроцессорной релейной защиты

ВВ – вакуумный выключатель;

ВН – высокое напряжение;

КЗ – короткое замыкание;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

НН - низкое напряжения;

ПБВ – устройство переключения обмоток трансформатора без возбуждения;

ПС – электрическая подстанция;

РПН – устройство регулирования напряжения под нагрузкой трансформатора;

ТО – токовая отсечка;

ТП – трансформаторная подстанция.

ВВЕДЕНИЕ

В представленной работе рассмотрен вопрос который довольно остро стоит в системе электроснабжения восточной части города Благовещенск Амурской области, в частности он касается необходимости замены изношенного оборудования как на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ, на питающих сетях а так же на самом источнике питания подстанции Зейская напряжением 35/10 кВ. Данная необходимость возникает в связи увеличением требований к качеству и надежности электроснабжения потребителей расположенных в данном районе города. Постоянный рост количества потребителей связанный с жилой застройкой и появлением иных потребителей приводит к необходимости реконструкции и модернизации системы электроснабжения для соответствия накладываемым требованиям

Цель представленной работы – предоставление готового проекта по устранению основных недостатков существующей системы электроснабжения связанных с надежностью и качеством электроснабжения потребителей города Благовещенск в районе расположения подстанции Зейская напряжением 35/10 кВ, с указанием основных технических характеристик необходимого оборудования.

Актуальность представленной работы – заключается в том что успешная работа сетевого предприятия в большей степени зависит качества и надежности поставляемой им потребителям электрической энергии. Выход из строя электротехнического оборудования трансформаторных подстанций и сетей, ввиду его физического износа, приводит к незапланированным ремонтным работам которые зачастую требуют значительных финансовых затрат, так же перебои в электроснабжении потребителей могут обернуться значительными экономическими затратами. Данный факт приводит к тому что своевременная замена электротехнического оборудования в значительной степени повысит качество обслуживания потребителей, позволит уменьшить до минимального уровня экономические потери от недоотпусков электрической энергии, избежать

штрафов, на первоначальном этапе обойтись от выполнения ремонтных работ на вновь введенном оборудовании.

Практическая значимость представленной работы – заключается в определении фактических уровней загрузки электрической сети в частности силовых трансформаторов, линий электропередачи рассматриваемого района города «Благовещенск», на основании полученных данных в работе будет выбрано все необходимое оборудование и определены его технические характеристики.

При выполнении работы решены следующие основные задачи:

- анализ системы электроснабжения в рассматриваемой части города а так же источника питания для нее с определением основных недостатков и путей их устранения;

- определение фактических уровней нагрузки на трансформаторных подстанциях рассматриваемой части города с последующей компенсацией реактивной мощности и расчетом коэффициентов загрузки трансформаторов 10/0,4 кВ;

- расчет, выбор и проверка новых силовых трансформаторов ТП, где есть в этом необходимость по условиям загрузки;

- расчет нагрузок на шинах низкого напряжения источника питания и проведение компенсации реактивной мощности с последующей проверкой коэффициентов загрузки силовых трансформаторов;

- выбор силового, коммутационного, защитного и измерительного оборудования подстанции Зейская с последующей проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания;

- выбор и проверка кабельных линий 10 кВ для питания трансформаторных подстанций в рассматриваемой части города с центром питания подстанцией Зейская;

При выполнении данной работы были использованы следующие программные продукты как: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad.

Графическая часть ВКР выполнена на шести листах формата А1.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ГОРОДА БЛАГОВЕЩЕНСК В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

1.1 Краткая характеристика города Благовещенск и района расположения подстанции Зейская

Город «Благовещенск» расположен на границе с КНР, он является административным центром Амурской области и образует «городской округ Благовещенск», численность населения по состоянию на 2020 год составляет 226385 человек, плотность населения составляет 677 человек на 1 км². Город расположен на левом берегу реки «Амур» и в устье правого берега реки «Зея», при этом город «Благовещенск» является единственным административным центром который находится на государственной границе, на расстоянии в половину километра от него расположен город «Хэйхе» китайской народной республики [21].

Экономику города составляют основные отрасли промышленности: машиностроение, судостроение и судоремонт, производство оборудования для горнорудной и золотодобывающей промышленности; приборостроение, электроэнергетика, так же город Благовещенск является крупным торговым узлом Дальнего Востока.

В городе Благовещенск имеется железнодорожная станция которая является конечной станцией ответвления от станции Белогорск расположенной на транссибирской магистрали, так же в городе имеется аэропорт «Игнатьево».

В городе расположено значительное количество промышленных предприятий включая такие крупные предприятия как «Амурский металлист» который специализируется на выпуске горно-шахтного оборудования, также судостроительный завод который выпускает различные морские буксиры и сейнеры, следует так же отметить кондитерскую фабрику «Зея» и «Амурский завод железобетонных изделий».

Для электроснабжения всех потребителей города Благовещенск используется значительное количество подстанций различного уровня

номинального напряжения, в частности в рассматриваемом районе города источником питания служит подстанция Зейская напряжением 35/10 кВ.

Рассматриваемый район города «Благовещенск» в котором расположена система электроснабжения и источник питания подстанции Зейская расположены в восточной части города и практически примыкают к левому берегу реки «Зeya». План рассматриваемой части города представлен на рисунке 1

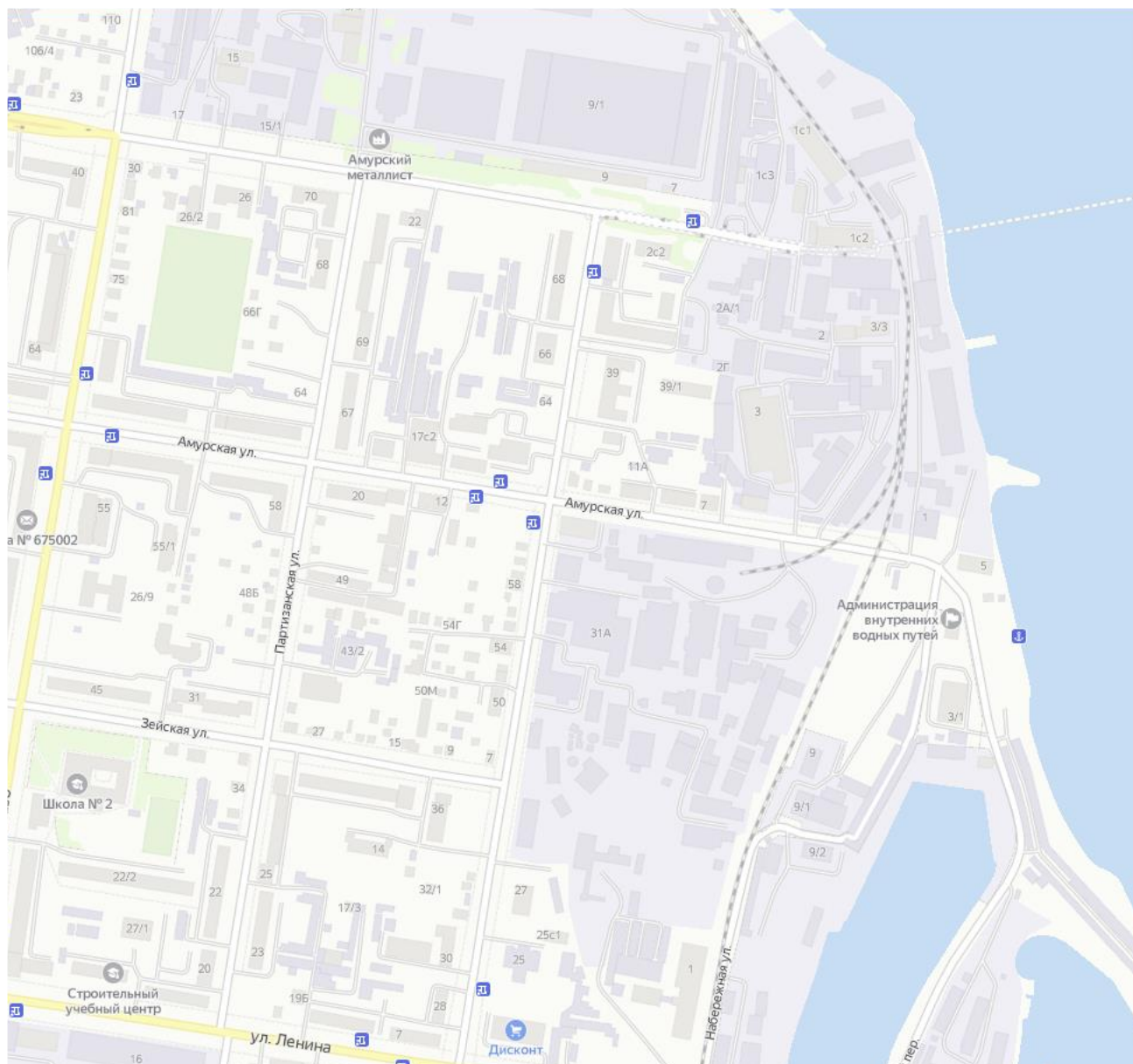


Рисунок 1 – План рассматриваемой части города Благовещенск

Подстанция Зейская расположена на пересечении улиц Горького, Первомайская, в область обслуживания данной подстанции входят кварталы

города: 86, 87, 88, 91, 92, 93, 96, 97, 98, 101, 102, 103, 261, причем сама подстанция расположена в 103-м квартале. В рассматриваемом районе города расположены улицы: Горького, Амурская, Зейская, Первомайская, Партизанская, в данном районе расположено значительное количество жилых домов как одноэтажных частных так и многоэтажных, магазины, частные предприятия, складские помещения, значительное количество административных помещений.

1.2 Климатическая характеристика и территориальные особенности

В данном разделе приводится климатическая характеристика местности которая необходима для правильного выбора и проверки электротехнического оборудования, в частности район по ветру [11], район по гололеду [11] необходимы для выбора проводов линий электропередач, температура воздуха необходима для выбора подстанционного оборудования, число грозových часов необходимо для расчета системы молниезащиты подстанции, степень загрязнения атмосферы необходима для правильного выбора изоляторов, глубина промерзания грунтов применяется при расчете заземляющего устройства.

Необходимые данные представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатическая характеристика

Параметр	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Температура воздуха высшая, (°С)	41
Температура воздуха низшая, (°С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (°С)	0
Число грозových часов	50
Степень загрязнения атмосферы	II
Глубина промерзания грунтов (м)	2,0
Преобладающее направление ветра	Западное, Северо-западное

Указанные в таблице 1 данные будут использованы в дальнейших расчетах и при выборе оборудования.

1.3 Характеристика и анализ потребителей в районе расположения подстанции Зейская

В районе расположения подстанции Зейская, как указывалось ранее, основную долю потребителей электрической энергии составляют объекты жилищно- коммунального назначения, в частности это отдельные жилые дома как частные так и многоквартирные, так же в нагрузке имеются и большие жилые комплексы включающие в себя многоэтажные постройки с закрытой территорией и своей парковкой для автомобилей. Дополнительно следует отметить значительное количество частных гаражей, различные магазины, парикмахерские и другие объекты индивидуального предпринимательства. На рассматриваемой территории расположено значительное количество административных зданий и складов продукции расположенных в основном на правом берегу реки «Зея». Так же следует отметить и наружное освещение улиц которое используется в рассматриваемом районе повсеместно.

Всех потребителей электрической энергии можно классифицировать по значительному количеству категорий включая следующие [3]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;
- 4) по степени надежности электроснабжения.

По режиму работы электроприемники различаются на следующие: с мало изменяющейся или неизменной во времени нагрузкой (освещение нагревательные приборы), с повторной кратковременной нагрузкой (электродвигатели различных механизмов работающих с перерывами)

По роду тока различают следующих потребителей: переменного тока промышленной частоты, переменного тока повышенной или пониженной частоты, постоянного тока.

По степени надежности электроснабжения: разделяют три основных категории характеризующиеся степенью ущерба наносимого при перерывах в электроснабжении.

Теперь необходимо провести классификацию электроприемников которые расположены в рассматриваемой части города: по режимам работы относим их к потребителям с мало изменяющейся или практически неизменной нагрузкой, по роду тока они относятся к потребителям промышленной частоты переменного тока, относим их так же к потребителям средней и малой мощности номинальным напряжением 0,4 кВ. По надежности электроснабжения основную часть занимают потребители второй категории, остальные третью категорию, потребители первой категории и ее отдельной группы в нагрузке отсутствуют.

В данном разделе приводим перечень потребителей которые подключены к шинам низкого напряжения ТП, данные представлены в таблице 2:

Таблица 2 – Данные о потребителях

№ ТП	Потребитель	Количество единиц
1	2	3
260	Гаражный массив	420 гаражей
262	Гаражный массив	250 гаражей
	Административные здания	4000 м ²
	Частный одноэтажный дом	52 шт.
	Жилой многоквартирный дом 1 эт. 20 кв.	1 шт.
	Торговое помещение	200 м ²
245	Частный одноэтажный дом	71 шт.
	Административное здание	2000 м ²
	Супермаркет	500 м ²
	Гостиница	200 мест
	Освещение улиц	2,0 км
103В	Частный одноэтажный дом	3 шт.
	Складское помещение	4000 м ²
	Гаражный массив	50 гаражей
	Административное здание	800 м ²

Продолжение таблицы 2

1	2	3
103В	Жилой многоквартирный дом 4 эт. 24 кв.	1 шт.
	Жилой многоквартирный дом 5 эт. 135 кв.	1 шт.
	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 12 кв.	1 шт.
	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 18 кв.	1 шт.
	Супермаркет	500 м ²
97	Частный одноэтажный дом	26 шт.
	Административное здание	100 м ²
	Супермаркет	300 м ²
	Кафе	60 мест
	Гаражный массив	20 гаражей
	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 12 кв.	2 шт.
	Жилой многоквартирный дом 5 эт. 45 кв.	1 шт.
	Жилой многоквартирный дом 3 эт. 18 кв.	3 шт.
	Освещение улиц	2,5 км
96	Жилой многоквартирный дом 5 эт. 45 кв.	3 шт.
	Гаражный массив	150 гаражей
	Административное здание	800 м ²
	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 12 кв.	2 шт.
	Складское помещение	100 м ²
	Торговое помещение	200 м ²
95	Жилой многоквартирный дом 5 эт. 90 кв.	3 шт.
	Жилой многоквартирный дом 6 эт. 126 кв.	1 шт.
	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 12 кв.	4 шт.
	Частный одноэтажный дом	1 шт.
	Торговое помещение	300 м ²
94	Частный одноэтажный дом	53 шт.
	Гаражный массив	80 гаражей
	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 24 кв.	2 шт.
	Административное здание	150 м ²
	Освещение улиц	2,5 км

Продолжение таблицы 2

1	2	3
101	Административные здания	1500 м ²
	Гаражный массив	300 гаражей
	Складское помещение	4000 м ²
РТП-5	Административные здания	2000 м ²
	Гаражный массив	400 гаражей
	Складское помещение	5000 м ²
102	Административные здания	3000 м ²
	Гаражный массив	150 гаражей
	Складское помещение	3000 м ²
100Б	Жилой многоквартирный дом 2 эт. 24 кв.	1 шт.
	Колледж	400 учащихся.
	Административные здания	1000 м ²
	Гаражный массив	50 гаражей
100В	Жилой многоквартирный дом 4 эт. 48 кв.	1 шт.
	Административные здания	3000 м ²
	Гаражный массив	100 гаражей

Данные о характеристике нагрузки на основании [3] приведены в таблице 3, 4, 5.

Таблица 3 – Данные об удельной мощности частных домов (кВт/ед.)

Потребитель	Количество домов									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Частный дом с эл. плитой до 10,5 кВт (tgφ = 0,2)	14,5	8,6	7,2	6,5	5,8	5,5	4,7	3,9	3,3	2,6

Таблица 4 – Данные об удельной мощности квартир (кВт/ед.)

Потребитель	Количество домов									
	1-3	6	9	12	15	18	24	40	60	100
Квартира с эл. плитой до 8,5 кВт (tgφ = 0,2)	10	5,9	4,9	4,3	3,9	3,7	3,1	2,6	2,1	1,5

Таблица 5 – Данные нагрузке иных потребителей

Потребитель	Удельная мощность	Коэффициент мощности $\text{tg}\varphi$
Гараж	0,2 (кВт/ед.)	0,62
Административное здание	0,054 (кВт/м ²)	0,57
Торговое помещение	0,25 (кВт/м ²)	0,75
Гостиница	0,46 (кВт/место)	0,62
Складское помещение	0,008 (кВт/м ²)	0,38
Кафе	1,04 (кВт/место)	0,2
Колледж	0,17 (кВт/место)	0,43
Освещение улиц	2,0 (кВт/км)	0,3

Указанные данные будут использованы при расчете электрических нагрузок.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ В РАЙОНЕ РАСПОЛОЖЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

2.1 Центр питания и его анализ

В данном разделе рассмотрим подробно центр питания в рассматриваемой части города подстанцию Зейская напряжением 35/10 кВ, ее оборудование электрическую схему. Подробная однолинейная схема данной подстанции представлена на рисунке 2.

На подстанции Зейская распределительное устройство высокого напряжения 35 кВ выполнено по схеме «одна секционированная система шин», номер схемы 35-9 [3], секционный выключатель на подстанции не используется, в качестве секционного аппарата напряжением 35 кВ выступает один разъединитель, количество присоединений составляет 4 при этом питание данная ПС получает по двум воздушным линиям электропередачи 35 кВ: одноцепная ВЛ со стороны подстанции Сетевая 110/35/10 кВ и одноцепная ВЛ со стороны подстанции Металлист 35/10 кВ. На данном РУ как и на всей ПС установлено устаревшее оборудование включая масляные выключатели 35 кВ типа ВМД-35 так и измерительные трансформаторы тока и напряжения, требуется замена указанного оборудования.

Силовые трансформаторы на подстанции Зейская установлены типа ТМН 10000/35/10 кВ, номинальная мощность составляет 10000 кВА, номинальное напряжение на стороне ВН 35 кВ на стороне НН 10 кВ, трансформатор снабжен устройством регулирования напряжения под нагрузкой путем переключения отпаек обмотки высокого напряжения. В данной работе будет проведен анализ коэффициентов загрузки данных трансформаторов, если они не будут превышать нормативное значение следовательно замена трансформаторов на большую мощность не потребуется.

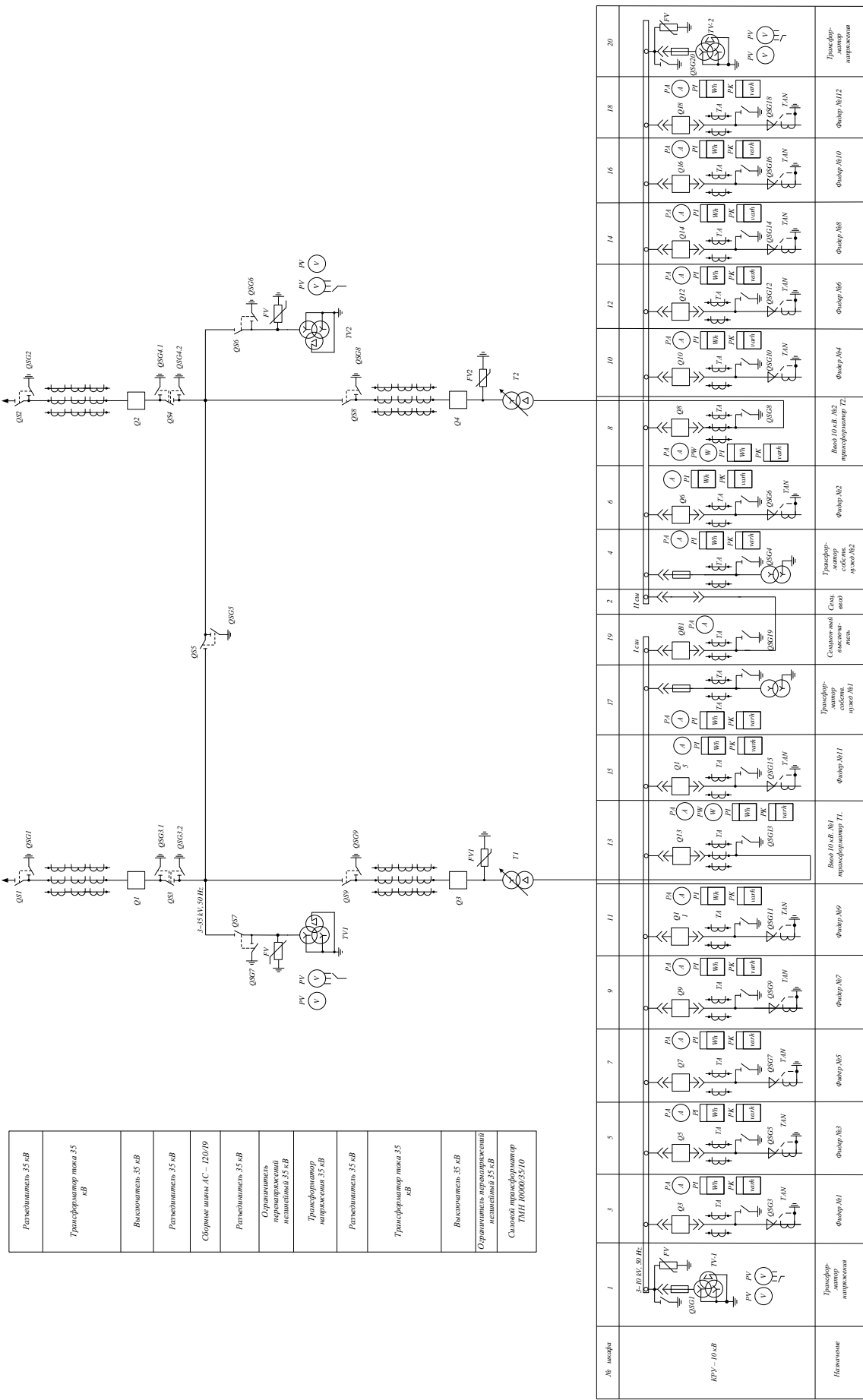


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема подстанции Зейская 35/10 кВ

Распределительное устройство низкого напряжения выполнено по схеме «одна секционированная выключателем система шин», номер схемы 10(6)-1 [3], данная схема РУ соответствует требуемому уровню надежности электроснабжения т.к. позволяет питать потребителей третьей и второй категории по надежности которые и имеются в данном районе электрических сетей. Выключатели 35 кВ используются много объёмные масляные МКП-35, трансформаторы напряжения типа ЗНОМ-35

РУ НН выполнено с использованием ячеек КРУ 10 кВ, общее количество которых составляет 20, при этом общее количество отходящих фидеров составляет 12 шт., включая резервные. Использование комплектного распределительного устройства позволяет обеспечить высокую степень надежности, благодаря наличию выкатных элементов выключателей 10 кВ. В качестве выключателей используются масляные типа ВМПП 10/630-20, трансформаторы напряжения НТМИ-10, указанное оборудование требует замены из значительного износа.

Система оперативного тока основана на использовании трансформаторов собственных нужд от которых получают питание все оперативные цепи и сигнализация.

Основной недостаток центра питания который влияет на надежность электроснабжения это значительный износ оборудования приводящий к периодическим отказам, требуется замена всего силового и измерительного оборудования включая выключатели, трансформаторы тока и напряжения, разъединители, схема распределительного устройства 35 кВ не является надежной из за наличия одного разъединителя в перемычке (для типовой схемы предусматривается наличие двух разъединителей и выключателя).

2.2 Характеристика системы электроснабжения части города с центром питания подстанции Зейская

В данном разделе рассмотрим подробную однолинейную схему электроснабжения 10 кВ которая имеет центр питания подстанцию Зейская, она

представлена на рисунке 3. План расположения ТП относительно друг друга с указанием линий электропередач представлен на рисунке 4.

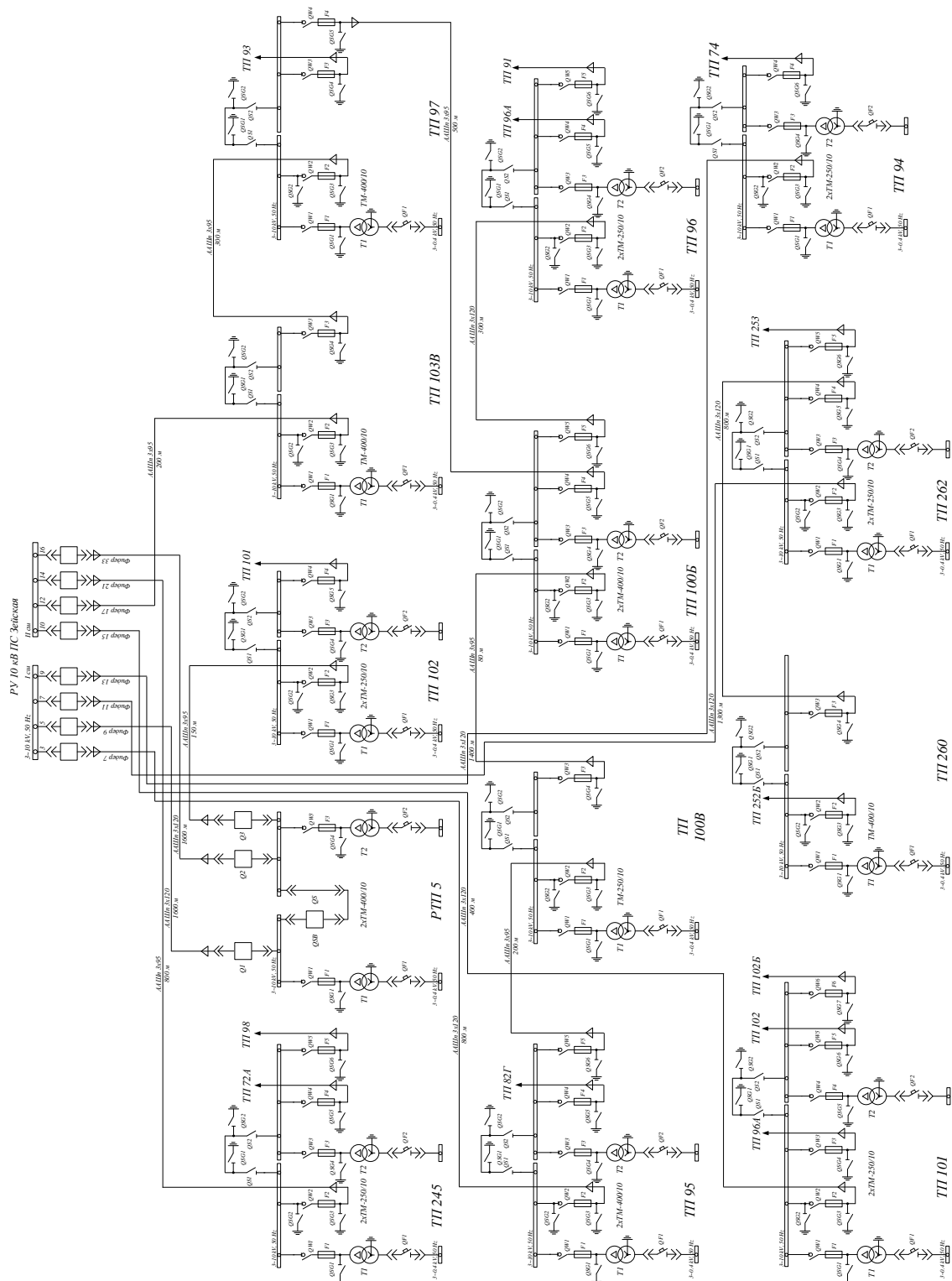


Рисунок 3 – Подробная однолинейная схема электроснабжения 10 кВ с центром питания подстанция Зейская

Схема питания выполнена смешанной со значительным количеством связей между ТП.

Общее количество трансформаторных подстанций которые в нормальном режиме получают питание со стороны подстанции Зейская составляет 12 шт. (245, 102, 103В, 97, 95, 100В, 100Б, 96, 101, 260, 262, 94) дополнительно так же получает питание распределительный пункт РТП-5. ТП выполнены как двух трансформаторными, к ним относятся: 245, 102, 95, 100Б, 96, 101, 262, 94, так же РТП-5, одно трансформаторными: 103В, 97, 100В, 260, имеется и одна трех - трансформаторная ТП 74.

ТП 95, 96, 97, 245, 260, 262, 100Б, 103В, 100В так же могут получать питание от подстанции Металлист; РТП-5, 94 101, 102 от подстанции Портовая,

На всех указанных ТП и РТП используются трансформаторы типа ТМ – это силовые трехфазные понижающие трансформаторы имеющие охлаждение в виде естественной циркуляции воздуха и масла, регулирование напряжения на стороне НН такого трансформатора осуществляется по средствам устройства ПБВ, допускающее переключение отпаек трансформатора без возбуждения. Данный тип трансформаторов в настоящее время широко используется во всей системе электроснабжения города и довольно хорошо зарекомендовал себя в части надежности однако он имеет ряд недостатков, сюда можно отнести значительное количество трансформаторного масла и наличие расширительного бака, что создает в какой то мере пожарную опасность при различного рода повреждениях. Так же к недостаткам относим шум и относительно высокие потери мощности по сравнению с современными типами трансформаторами. На рассматриваемом участке сети номинальная мощность трансформаторов варьируется от 250 кВА до 630 кВА.

Распределительные устройства высокого напряжения ТП выполнены по схеме «одна секционированная система шин» и разделены разъединителями, на стороне низкого напряжения двух трансформаторных ТП используется такая же схема, на одно трансформаторных ТП используется схема «одна секция шин».

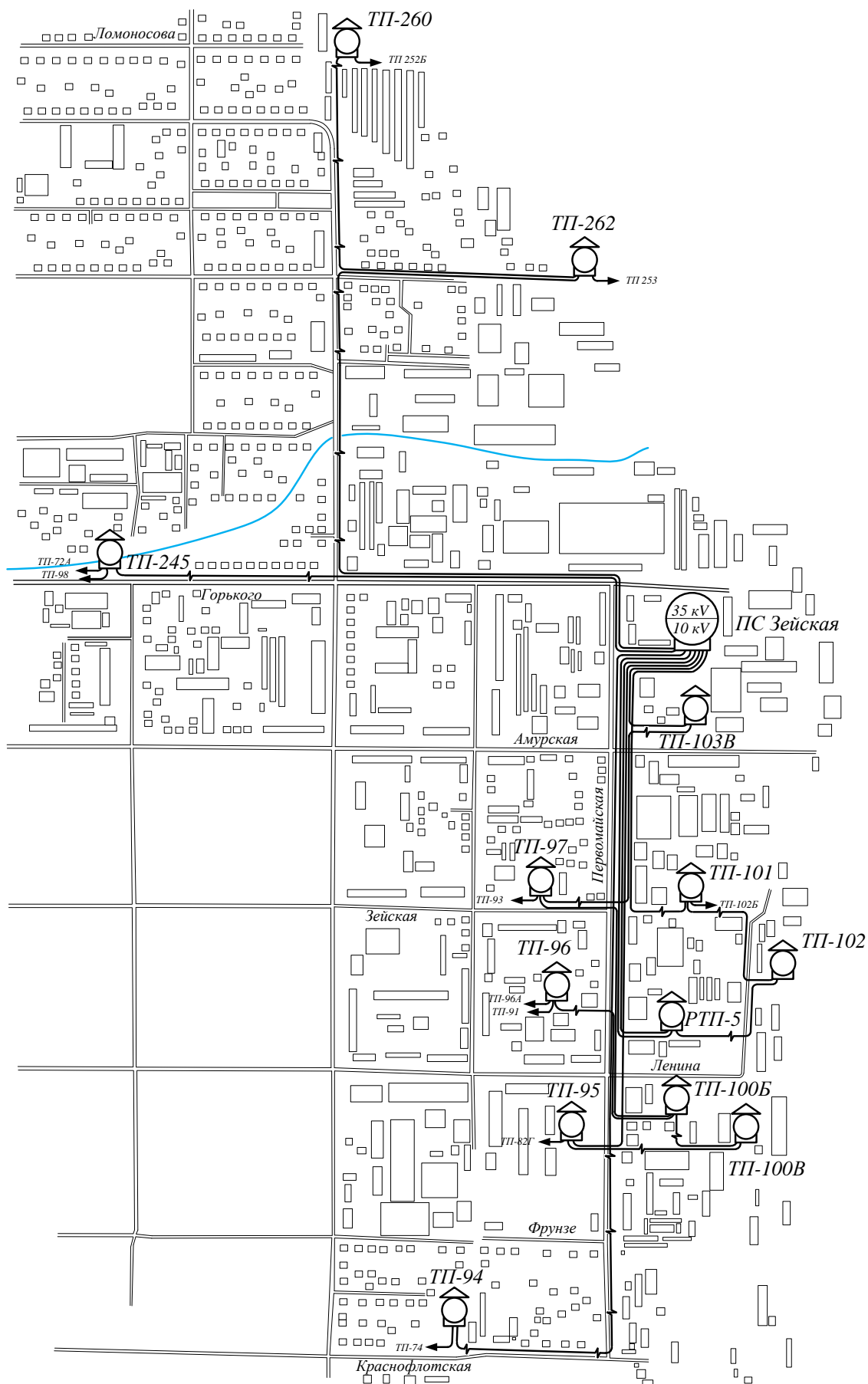


Рисунок 4 – План расположения ТП и центра питания

В качестве коммутационных аппаратов на стороне высокого напряжения применены выключатели нагрузки (в случае РТП используются так же и выключатели 10 кВ), при этом защитным аппаратом служит плавкая вставка. На стороне низкого напряжения используются в качестве защитного и коммутационного аппарата автоматические выключатели.

Связь между ТП и источником питания выполнена кабельными линиями соответствующего номинального напряжения, при этом используется устаревший тип кабеля с алюминиевыми жилами и бумажной пропитанной изоляцией типа ААШп. В настоящее время данный тип кабеля практически не применяется в современных системах электроснабжения, т.к. промышленностью выпускаются кабели с современной ПВХ изоляцией, которые имеют лучшие технические характеристики, поэтому в данной работе при замене кабельных линий предпочтение будет отдаваться им.

Схема электроснабжения по рассматриваемого участка города является в основном смешанной, имеется значительное количество связей между ТП, что определяет высокую надежность и возможность при нештатной ситуации получать питание с различных сторон (от различных ТП). Городская застройка определяет небольшую протяженность кабельных линий порядка 100-200 м.

Схема электроснабжения рассматриваемой части города соответствует категории надежности электроснабжения потребителей и ее изменение не требуется, основной недостаток это загрузка силовых трансформаторов КТП которые в некоторых случаях превышает нормативное значение и их физический износ, так же требуется замена кабельных линий питания КТП т.к. они так же в значительной степени израсходовали свой ресурс и периодически происходят отказы в работе приводящие к отключению потребителей

К недостаткам данной системы электроснабжения относим только физический износ оборудования который приводит к снижению качества и надежности электроснабжения потребителей, при этом сама схема питания потребителей организована с высокой степенью резервирования и ее замена не требуется

3 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Данный раздел посвящен расчету электрических нагрузок рассматриваемой части города Благовещенск, данный расчет необходим для проверки по загруженности силового оборудования КТП, а так же последующего выбора оборудования как на самих КТП, так и на источнике питания, так же полученные данные необходимы для выбора кабельных линий 10 кВ питающих КТП.

Расчет проводим с использованием метода удельных электрических нагрузок.

Определяем расчетные мощности нагрузки для всех ТП, подробно рассмотрим расчет на примере ТП 97.

Определяем расчетную мощность нагрузки каждой группы потребителей, проводим расчет для частных одноэтажных домов, расчетная активная, реактивная мощность определяется по формуле [3]:

$$P_{чд} = p_{чд.уд} \cdot n \quad (1)$$

$$Q_{чд} = P_{чд} \cdot tg\varphi \quad (2)$$

где $p_{чд.уд}$ – удельная расчетная активная мощность одного частного дома (кВт/ед.);

n – количество частных домов;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки частного дома.

$$P_{чд} = 4,7 \cdot 26 = 122,2 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{чд} = 122,2 \cdot 0,2 = 24,44 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки для жилых многоквартирных домов по формуле (в учет принимается общее количество квартир):

$$P_{Ж} = p_{КВ.УД} \cdot n \quad (3)$$

$$Q_{Ж} = P_{Ж} \cdot tg\varphi \quad (4)$$

где $p_{КВ.УД}$ – удельная расчетная активная мощность приходящаяся на одну квартиру (кВт/кв);

n – количество квартир;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки дома.

$$P_{Ж} = 2,1 \cdot 75 = 157,5 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{Ж} = 157,5 \cdot 0,2 = 31,5 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки для административного здания:

$$P_{АДМ} = p_{АДМ.УД} \cdot S_{АДМ} \quad (5)$$

$$Q_{АДМ} = P_{АДМ} \cdot tg\varphi \quad (6)$$

где $p_{АДМ.УД}$ – удельная расчетная активная мощность на одну единицу площади (кВт/м²);

$S_{АДМ}$ – общая площадь помещений;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки административного здания.

$$P_{АДМ} = 0,054 \cdot 100 = 5,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{АДМ} = 5,4 \cdot 0,57 = 3,08 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки для супермаркета:

$$P_{СМ} = p_{СМ.УД} \cdot S_{СМ} \quad (7)$$

$$Q_{СМ} = P_{СМ} \cdot tg\varphi \quad (8)$$

где $P_{CM.UD}$ – удельная расчетная активная мощность на один квадратный метр;

S_{CM} – площадь помещения (m^2);

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки супермаркета.

$$P_{CM} = 0,25 \cdot 300 = 75,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{CM} = 75,0 \cdot 0,75 = 56,25 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки для кафе:

$$P_K = p_{K.UD} \cdot n_{MECT} \tag{9}$$

$$Q_K = P_K \cdot tg\varphi \tag{10}$$

где $P_{K.UD}$ – удельная расчетная активная мощность на одно посадочное место;

n_{MECT} – количество мест в кафе;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки кафе.

$$P_K = 1,04 \cdot 60 = 62,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_K = 62,4 \cdot 0,2 = 12,48 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки гаражного массива:

$$P_G = p_{G.UD} \cdot n_{GAP} \tag{11}$$

$$Q_G = P_G \cdot tg\varphi \tag{12}$$

где $P_{G.UD}$ – удельная расчетная активная мощность на один гараж;

n_{GAP} – количество гаражей в массиве;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

$$P_G = 0,2 \cdot 20 = 4,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{\Gamma} = 4,0 \cdot 0,62 = 2,48 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетную мощность нагрузки для освещения улиц:

$$P_{OCB} = p_{OCB,уд} \cdot l \quad (13)$$

$$Q_{OCB} = P_{OCB} \cdot tg\varphi \quad (14)$$

где $p_{OCB,уд}$ – удельная расчетная активная мощность на одну единицу длины (кВт/км);

l – общая длина участка улицы;

$tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки уличного освещения.

$$P_{OCB} = 2,0 \cdot 2,5 = 5,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{OCB} = 5,0 \cdot 0,3 = 1,5 \text{ (квар)}$$

После расчета нагрузок от всех потребителей необходимо определить суммарную мощность нагрузки на шинах НН ТП 97 для чего воспользуемся формулой учитывающей коэффициенты совмещения максимумов нагрузки различных групп потребителей:

$$P_{PHH} = P_{МАКС} + \sum P_{ПОТРi} \cdot k_{Mi} \quad (15)$$

$$Q_{PHH} = Q_{МАКС} + \sum Q_{ПОТРi} \cdot k_{Mi} \quad (16)$$

где $P_{МАКС}$ – наибольшая нагрузка потребителя;

$P_{ПОТРi}$ – расчетная мощность нагрузки i -го потребителя.

k_{Mi} – коэффициент совмещения максимума нагрузки i -го потребителя.

Проводим расчет применительно к ТП 97 учитывая то что потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания следовательно коэффициент участия в максимуме нагрузки применяем ко всем остальным группам [3]:

$$P_{PHH} = P_{Ж} + P_{ЧД} + P_{АДМ} \cdot k_{M1} + P_{СМ} \cdot k_{M2} + P_{К} \cdot k_{M3} + P_{\Gamma} \cdot k_{M4} + P_{OCB} \cdot k_{M5} \quad (17)$$

$$Q_{PHH} = Q_{Ж} + Q_{ЧД} + Q_{АДМ} \cdot k_{M1} + Q_{СМ} \cdot k_{M2} + Q_{К} \cdot k_{M3} + Q_{Г} \cdot k_{M4} + Q_{ОСВ} \cdot k_{M5} \quad (18)$$

$$P_{PHH} = 157,5 + 122,5 + 5,4 \cdot 0,6 + 75,0 \cdot 0,6 + 62,4 \cdot 0,6 + 4,0 \cdot 0,6 + 5,0 \cdot 0,6 = 370,78 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{PHH} = 31,5 + 24,44 + 3,08 \cdot 0,6 + 56,25 \cdot 0,6 + 12,48 \cdot 0,6 + 2,48 \cdot 0,6 + 1,5 \cdot 0,6 = 106,4 \text{ (квар)}$$

Расчетная полная мощность определяется по формуле:

$$S_{PHH} = \sqrt{P_{PHH}^2 + Q_{PHH}^2} \quad (19)$$

$$S_{PHH} = \sqrt{370,78^2 + 106,4^2} = 409,8 \text{ (кВА)}$$

По аналогии проводим расчет для остальных ТП (подробный расчет приведен в приложении А), результаты расчета приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты расчета нагрузок ТП

ТП	P_{PHH} (кВт)	Q_{PHH} (квар)	S_{PHH} (кВА)	$tg\varphi$
260	84,00	52,08	98,83	0,62
262	436,40	147,83	460,76	0,34
245	355,70	163,65	391,54	0,46
103В	429,86	143,36	453,14	0,33
97	395,74	106,40	409,80	0,27
96	312,90	96,32	327,39	0,31
95	719,94	185,24	743,39	0,26
94	348,96	75,92	357,12	0,22
101	173,00	95,53	197,62	0,55
РТП-5	180,00	100,44	206,13	0,56
102	194,40	108,97	222,86	0,56
100Б	599,00	140,56	615,27	0,23
100В	248,40	114,66	273,59	0,46

Судя по полученным данным на некоторых ТП коэффициент мощности превышает предельное значение в 0,35, следовательно на них требуется выполнить компенсацию реактивной мощности. Расчет приведен в приложении А. Далее рассчитываем коэффициенты загрузки силовых трансформаторов ТП.

Для действующих нагрузок принимаем существующее расположение ТП

4 КОМПЕСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ ТП

Расчет проводим для определения необходимой номинальной мощности компенсирующих устройств необходимых к установке на ТП рассматриваемого района.

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой [5]:

$$Q_K = Q_{PHH} - P_{PHH} \cdot tg\varphi \quad (20)$$

где $tg\varphi$ – максимальное значение коэффициента реактивной мощности, потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети согласно приказа Мин Энерго)

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну систему шин определяем по формуле (Мвар):

$$Q_{k1} = \frac{Q_K}{2} \quad (21)$$

где Q_{k1} - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию 0,4 кВ (Мвар)

Номинальная мощность УКРМ выбирается с использованием стандартного ряда мощностей:

$$Q_{HECK} = Q_{PHH} - Q_{НОМ} \quad (22)$$

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

Проводим расчет на примере ТП 245, мощность УКРМ требуемая:

$$Q_K = 163,65 - 355,70 \cdot 0,35 = 39,15 \text{ (квар)}$$

Данный расчет показал что компенсация реактивной мощности на данной

ТП не требуется т.к. экономически целесообразно устанавливать компенсирующее устройства номинальной мощностью от 50 квар и выше иначе они не окупятся. Аналогично проводим расчет мощности КУ на остальных ТП, результаты расчетов сводим в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты расчета нагрузок ТП

ТП	Q_K (квар)
260	22,68
245	39,16
101	34,98
РТП-5	37,44
102	40,93
100В	27,72

Расчет показывает что требуемая номинальная мощность КУ составляет менее 50 квар, следовательно проводить компенсацию экономически не целесообразно.

5 РАСЧЕТ КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Коэффициент загрузки силового трансформатора является важной технической характеристикой и определяет такие параметры как надежность его работы, потери мощности и т.д. Работа трансформатора с низким коэффициентом загрузки является экономически нецелесообразной т.к. не реализуется ресурс оборудования, при высоком значении коэффициента (более нормативного) наоборот ресурс вырабатывается быстрее и возможен выход трансформатора из строя раньше заложенного срока эксплуатации, для двух трансформаторных ТП высокий коэффициент загрузки снижает надежность электроснабжения потребителей при отключении одного из них.

Коэффициент загрузки трансформатора ТП рассчитывается по формуле [2]:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_{PHH}^2 + Q_{PHH}^2}}{S_{НОМ} \cdot n} \quad (23)$$

где $S_{НОМ}$ - номинальная мощность трансформатора ТП.

n - количество трансформаторов ТП.

Формула для расчета коэффициента загрузки в послеаварийном режиме для двух трансформаторных ТП:

$$k_{3.ПAB} = \frac{\sqrt{P_{PHH}^2 + Q_{PHH}^2}}{S_{НОМ}} \quad (24)$$

Проводим расчет на примере ТП 262 (в настоящее время на ней установлены трансформаторы номинальной мощностью 250 кВА):

$$k_3 = \frac{\sqrt{436,4^2 + 147,83^2}}{2 \cdot 250} = 0,92$$

$$k_{3.ПAB} = \frac{\sqrt{436,4^2 + 147,83^2}}{2 \cdot 250} = 1,84$$

Нормативное значение коэффициента загрузки для одно трансформаторной ТП составляет 0,85, для двух трансформаторных в

нормальном режиме работы 0,7 в послеаварийном не более 1,4, следовательно для ТП 97 фактическое значение коэффициента превышает нормативное и требуется замена оборудования на более мощное, аналогично проводим расчет данных коэффициентов для остальных ТП (расчет приведён в приложении Б), результаты приведены в таблице 8:

Таблица 8 – Расчет коэффициентов загрузки ТП

ТП	$S_{НОМ}$ (кВА)	n (шт.)	$S_{РНН}$ (кВА)	k_3	$k_{3,ПДВ}$
260	400	1	98,83	0,25	-
262	250	2	460,76	0,92	1,84
245	250	2	391,54	0,78	1,57
103В	400	1	453,14	1,13	-
97	400	1	409,8	1,02	-
96	250	2	327,39	0,65	1,31
95	400	2	743,39	0,93	1,86
94	250	2	357,12	0,71	1,43
101	250	2	197,62	0,40	0,79
РТП-5	400	2	206,13	0,26	0,52
102	250	2	222,86	0,45	0,89
100Б	400	2	615,27	0,77	1,54
100В	250	1	273,59	1,09	-

Расчёт приведен в приложении Б. Анализ полученных данных показывает что на большинстве трансформаторах подстанций коэффициент загрузки превышает нормативное значение, эксплуатация оборудования в таком режиме не является безопасной т.к. может произойти выход оборудования из строя.

Делаем вывод о том что на тех трансформаторах подстанциях где коэффициент загрузки превышает нормативное значение требуется замена силового трансформатора, на тех трансформаторных подстанциях где коэффициент имеет низкое значение замену проводить экономически не целесообразно т.к. могут появиться новые потребители и для них остается резерв мощности.

Перенос нагрузки не предоставляется возможным из за значительной протяженности между ТП, это приведет к значительном затратам

6 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Проводим выбор трансформаторов на тех ТП где коэффициент загрузки превышает нормативное значение.

Требуемая мощность трансформатора [2]:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{P_{PHH}^2 + Q_{PHH}^2}}{k_{НОРМ} \cdot n} \quad (25)$$

где $k_{НОРМ}$ - нормативный коэффициент загрузки;

n – количество трансформаторов

На примере ТП 97:

$$S_{TP} = \frac{\sqrt{395,74^2 + 106,4^2}}{0,85} = 482,12 \text{ (кВА)}$$

Принимаем трансформатор типа ТМГ 630/10/0,4.

Проверяем коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{\sqrt{395,74^2 + 106,4^2}}{630} = 0,65$$

Так же проводим расчёт и выбор трансформаторов на остальных ТП с последующей проверкой коэффициентов загрузки в нормальном и послеаварийном режиме (расчет приведен в приложении В), результаты сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Выбор и проверка трансформаторов 10/0,4 кВ

ТП	S_{PHH} (кВА)	S_{TP} (кВА)	n	$S_{НОМ}$ (кВА)	k_3	$k_{3.ПAB}$
1	2	3	4	5	6	7
262	460,76	329,11	2	400	0,58	1,15
245	391,54	279,67	2	400	0,49	0,98
103В	453,14	533,11	1	630	0,72	-
97	409,8	482,12	1	630	0,65	-

1	2	3	4	5	6	7
95	743,39	530,99	2	630	0,59	1,18
94	357,12	255,09	2	400	0,45	0,89
100Б	615,27	439,48	2	630	0,49	0,98
100В	262,43	308,74	1	400	0,66	-

Как показывают расчеты номинальная мощность трансформаторов выбрана верно т.к. коэффициенты имеют приемлемое значение. На указанных ТП предполагается установка трансформаторов типа ТМГ рассмотрим их условия эксплуатации:

Высота над уровнем моря – до 1000 м.

Температура окружающего воздуха - для умеренного климата от – 45 °С до +40 °С (исполнение «У»); - для холодного климата от – 60 °С до + 40 °С (исполнение «ХЛ»).

Относительная влажность воздуха – не более 80% при + 25 °С.

Трансформаторы не рассчитаны для работы: - во взрывоопасной и агрессивной среде (содержащей газы, испарения, пыль повышенной концентрации и т.п.), при вибрации и тряске, при частых включениях со стороны питания до 10 раз в сутки.

Основные особенности: в герметичных трансформаторах типа ТМГ масло не соприкасается с воздухом и не окисляется. Они не требуют дополнительных расходов при вводе в эксплуатацию и не нуждаются в профилактических ремонтах ревизиях в течении всего срока службы и отпадает необходимость в анализе и регенерации масла

7 РАСЧЕТ НАГРУЗОК 10 КВ ТП

При выборе оборудования электрических сетей необходимо учитывать потери мощности в трансформаторах, так как они имеют значение сравнимое с мощностью нагрузки (особенно реактивная мощность), поэтому в данном разделе первоначально проводим расчет потерь активной и реактивной мощности в трансформаторах, а потом проводим расчет мощности нагрузки на стороне ВН ТП включающей в себя сумму потерь и нагрузки на стороне НН ТП

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторное [1]:

$$\Delta P_T = \Delta P_K \cdot k_3^2 + \Delta P_X \quad (26)$$

$$\Delta Q_T = \frac{u_{K3\%} \cdot S_{PHH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} + \frac{i_{XX\%} \cdot S_{НОМ}}{100} \quad (27)$$

где S_{PHH} - полная расчетная мощность на шинах НН ТП;

$u_{K3\%}$ - паспортное значение напряжения КЗ;

$i_{XX\%}$ - паспортное значение тока XX.

Полная мощность потерь определяется как:

$$\Delta S_T = \sqrt{\Delta P_T^2 + \Delta Q_T^2} \quad (28)$$

Расчётная мощность нагрузки на стороне ВН ТП определяется как:

$$P_{PВН} = P_{PHH} + \Delta P_T \quad (29)$$

$$Q_{PВН} = Q_{PHH} + \Delta Q_T \quad (30)$$

$$S_{PВН} = S_{PHH} + \Delta S_T \quad (31)$$

На примере проведем расчет потерь в трансформаторе ТП 97:

$$\Delta P_T = 6,65 \cdot 0,65^2 + 1,15 = 3,96 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_T = \frac{6,0 \cdot 409,8^2}{100 \cdot 630} + \frac{0,4 \cdot 630}{100} = 18,51 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_T = \sqrt{3,96^2 + 18,51^2} = 18,93 \text{ (кВА)}$$

$$P_{PBH} = 395,74 + 3,96 = 399,7 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{PBH} = 106,4 + 18,51 = 124,91 \text{ (квар)}$$

$$S_{PBH} = 409,8 + 18,93 = 428,73 \text{ (кВА)}$$

Проводим расчет и для остальных ТП, результаты расчета приведены в таблице 10.

Таблица 10 - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	P_{PBH} (кВт)	Q_{PBH} (квар)	S_{PBH} (кВА)
260	0,85	3,99	4,08	84,85	56,07	102,91
262	4,45	20,81	21,28	440,85	168,64	482,04
245	3,64	17,01	17,39	359,34	180,66	408,93
103В	4,38	20,47	20,93	434,24	163,83	474,07
97	3,96	18,51	18,93	399,7	124,91	428,73
96	3,16	14,79	15,12	316,06	111,11	342,51
95	7,18	33,58	34,34	727,12	218,82	777,73
94	3,45	16,13	16,50	352,41	92,05	373,62
101	1,76	8,21	8,39	174,76	103,74	206,01
РТП-5	1,83	8,58	8,77	181,83	109,02	214,9
102	1,96	9,18	9,38	196,36	118,15	232,24
100Б	5,94	27,79	28,42	604,94	168,35	643,69
100В	2,54	11,85	12,12	250,94	126,51	285,71

Расчет приведен в приложении В. На основании полученных данных в дальнейшем будет проводиться выбор и проверка кабельных линий электропередачи для питания ТП в рассматриваемом участке сети.

8 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НА ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по максимальному значению нормативного коэффициента мощности задаваемому энергосистемой в часы максимума нагрузки (приказ №380 от 23.06.2015 Минэнерго), при этом используем данные контрольного замера 2020 года:

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

где $tg \cdot \varphi$ - максимальное значение нормативного коэффициента реактивной мощности, для 35 кВ равен 0,4;

Q_P - расчетная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Зейская согласно данным зимнего контрольного замера 2020 года;

P_P - расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Зейская согласно данным зимнего контрольного замера 2020 года.

$$Q_K = 7,92 - 11,9 \cdot 0,4 = 3,16 \text{ (Мвар)}$$

Требуемую мощность компенсирующих устройств, устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ вычисляем по формуле:

$$Q_{K1} = \frac{Q_K}{2} \quad (33)$$

$$Q_{K1} = \frac{3,16}{2} = 1,58 \text{ (Мвар)}$$

Принимаем к установке на подстанции Зейская компенсирующие устройства типа ВАРНЕТ-А – 10,5 – 1800×2 общей номинальной мощностью 3600 квар.

Нескомпенсированная реактивная мощность, потребляемая из сети, определяется как:

$$Q_{HECK} = Q_P - Q_{НОМ} \quad (34)$$

$$Q_{HECK} = 7,92 - 3,6 = 4,32 \text{ (Мвар)}$$

Устройства компенсации реактивной мощности положительно влияют на режим работы электрической сети т.к. позволяют значительно снизить нагрузку на питающие линии электропередачи и остальное силовое оборудование, посредством снижения потоков реактивной мощности, так же положительный эффект заключается в повышении уровней напряжения в точках сети где установлены данные устройства.

9 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

В данном разделе проводим проверку установленных в настоящее время силовых трансформаторов по коэффициенту загрузки при работе с прогнозными значениями нагрузки. В настоящее время на подстанции Зейская установлены трансформаторы номинальной мощностью 10 МВА в количестве 2 шт.

Коэффициент загрузки для нормального режима работы [1] рассчитывается на основании данных зимнего контрольного замера 2020 года а так же данных о некомпенсированной реактивной мощности определённой в предыдущем разделе:

$$k_3 = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{HECK}^2}}{n_T \cdot S_{НОМ}} \quad (35)$$

где P_p - расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения подстанции Зейская согласно данным зимнего контрольного замера 2020 года.

$$k_3 = \frac{\sqrt{11,9^2 + 4,32^2}}{2 \cdot 10} = 0,63$$

Для после аварийного режима:

$$k_{3.ПAB} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{HECK}^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{НОМ}} \quad (36)$$

$$k_{3.ПAB} = \frac{\sqrt{11,9^2 + 4,32^2}}{10} = 1,27$$

Значения коэффициентов не превышают нормативное значение 0,7 (для послеаварийного режима 1,4), следовательно работа трансформаторов в таком режиме допускается, проводить выбор и проверку новых силовых трансформаторов на подстанции не требуется

10 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания проводится для последующей проверки оборудования по термической динамической и коммутационной стойкости. Расчет проводится приближенным методом с использованием относительных единиц. Расчетная схема с указанием точек короткого замыкания представлена на рисунке 5.

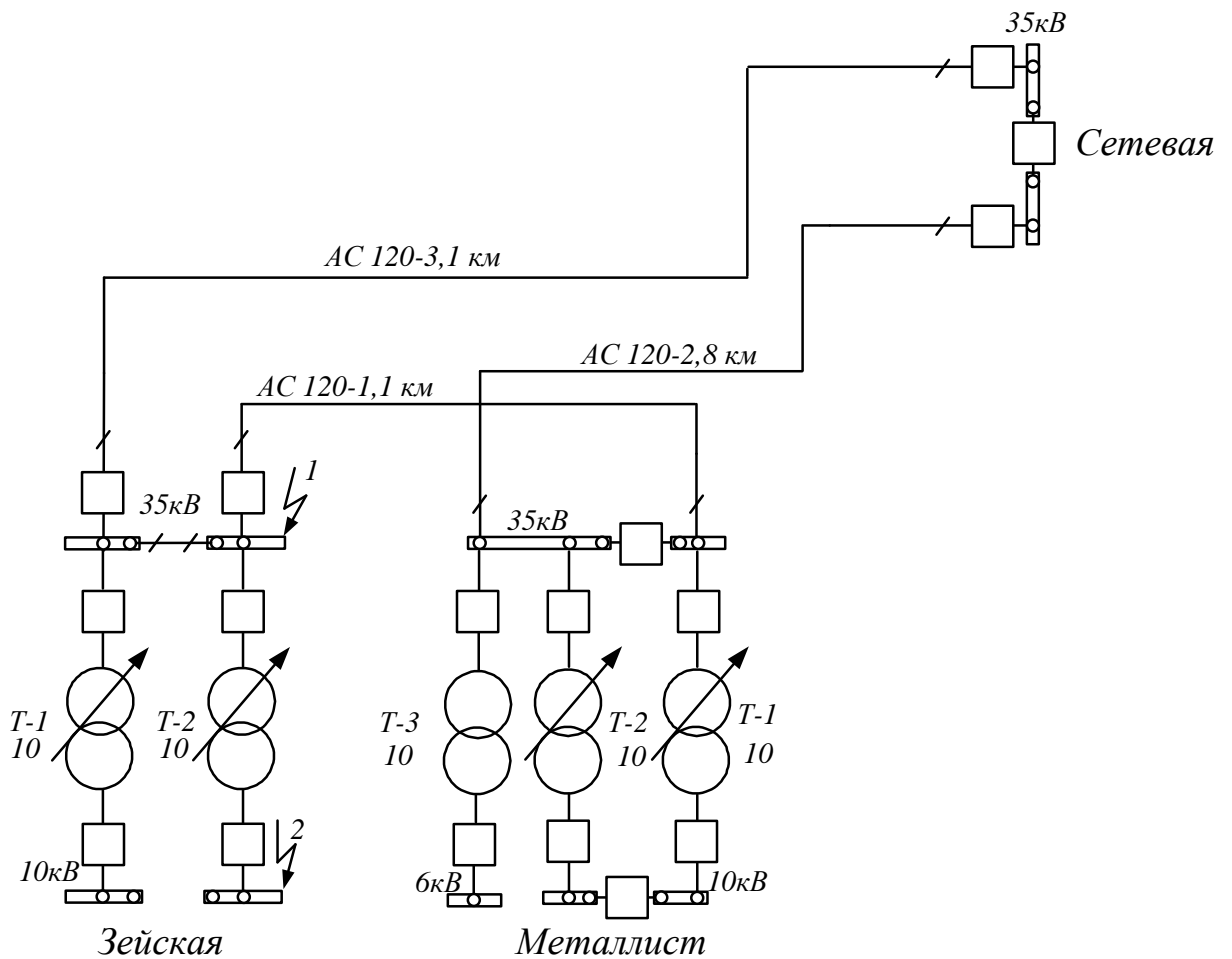


Рисунок 5 – Расчетные места КЗ

На рисунке 6 представлена схема замещения участка сети для расчета токов КЗ.

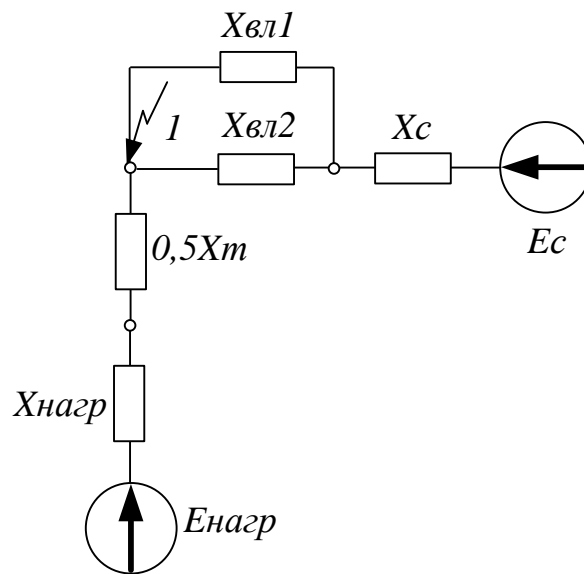


Рисунок 6 – Схема замещения участка сети с указанием расчетных точек КЗ

Принимаем базисные условия:

- 1) базисная мощность $S_{\sigma} = 10,0$ (МВА),
- 2) базисное напряжение 35 кВ $U_{\sigma 35} = 37$,
- 3) базисное напряжение 10 кВ $U_{\sigma 10} = 10,5$.
- 4) ЭДС и сопротивление нагрузки 0,85 и 0,35 (о.е.)

Базисный ток :

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma}} \quad (37)$$

где I_{σ} , U_{σ} – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\sigma 35} = \frac{10,0}{\sqrt{3} \cdot 37} = 0,25 \text{ (кА)}$$

$$I_{\sigma 10} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,88 \text{ (кА)}$$

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 35 кВ подстанции Сетевая:

$$X_C = \frac{S_6}{S_C} \quad (38)$$

где S_C – мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Сетевая»

$$X_C = \frac{10,0}{506,3} = 0,03 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ:

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{ср}^2} \quad (39)$$

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

l – длина ВЛ (км)

$$X_{ВЛ1} = 0,4 \cdot 3,1 \cdot \frac{10,0}{37^2} = 0,014 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ВЛ2} = 0,4 \cdot 3,9 \cdot \frac{16,0}{37^2} = 0,018$$

Сопротивление обобщенной нагрузки (о.е.):

$$X_{нагр} = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_{расч.прог}} \quad (40)$$

где S_n – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{нагр} = 0,35 \cdot \frac{10,0}{17,43} = 0,321 \text{ (о.е.)}$$

Определяем сопротивление обмотки трансформаторов:

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{ном}} \quad (41)$$

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10,0}{10,0} = 0,055 \text{ (о.е.)}$$

где $u_{к\%}$ – напряжение короткого замыкания силового трансформатора подстанции Зейская

Преобразование схемы:

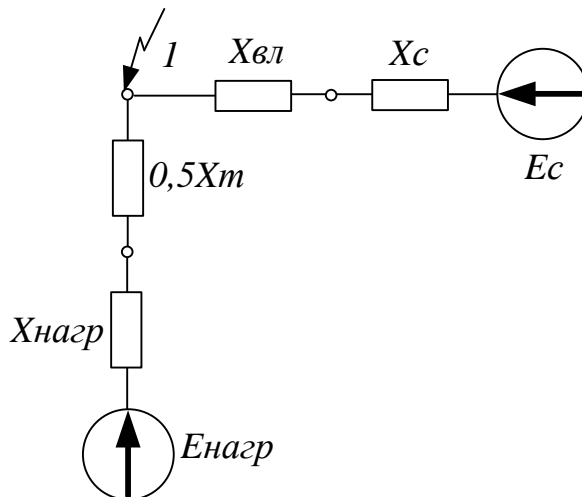


Рисунок 7 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{вл} = \frac{X_{вл1} \cdot X_{вл2}}{X_{вл1} + X_{вл2}} \quad (42)$$

$$X_{вл} = \frac{0,014 \cdot 0,018}{0,014 + 0,018} = 0,015$$

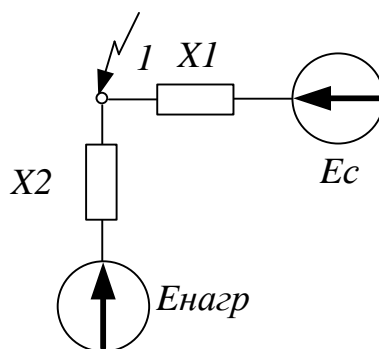


Рисунок 8 – Сворачивание схемы замещения

$$X1 = X_c + X_{вл} \quad (43)$$

$$X1 = 0,03 + 0,015 = 0,045 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = 0,5 \cdot X_T + X_H \tag{44}$$

$$X2 = 0,5 \cdot 0,055 + 0,321 = 0,349 \text{ (о.е.)}$$

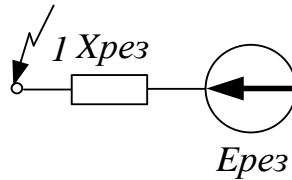


Рисунок 9 – Сворачивание схемы замещения

$$X_{рез} = \frac{X1 \cdot X2}{X1 + X2} \tag{45}$$

$$X_{рез} = \frac{0,045 \cdot 0,349}{0,045 + 0,349} = 0,04 \text{ (о.е.)}$$

$$E_{рез} = \frac{E_c \cdot X2 + E_{нагр} \cdot X1}{X2 + X1} \tag{46}$$

$$E_{рез} = \frac{1 \cdot 0,349 + 0,85 \cdot 0,045}{0,349 + 0,045} = 0,97 \text{ (о.е.)}$$

Начальное значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{no} = \frac{E_{рез}}{X_{рез}} \cdot I_{б35} \tag{47}$$

$$I_{no} = \frac{0,97}{0,04} \cdot 0,25 = 6,06 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot e^{\frac{-t_{OB}}{T\alpha}} \tag{48}$$

где t_{OB} – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты.

T_a – постоянная времени (определяется по справочным данным).

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 6,06 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 1,16 \text{ (кА)}$$

Ударный ток:

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right) \quad (49)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,06 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}}\right) = 14,71 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса (с учетом максимального времени работы защиты):

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (t_{OB} + T_a) \quad (50)$$

где t_{OB} – время отключения выключателя с учетом максимального времени работы защиты.

$$B_K = 6,06^2 \cdot (2 + 0,03) = 74,54 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводится расчет и для второй точки короткого замыкания, Результаты сводятся в таблицу 11:

Таблица 11 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	I_{no} , (кА)	I_{at} , (кА)	$I_{y\partial}$, (кА)	B_K , (кА ² с)
1	6,06	1,16	14,71	74,54
2	11,77	2,25	28,57	281,22

Далее проводим выбор и проверку подстанционного оборудования на подстанции Зейская.

11 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

При реконструкции ПС Зейская принята типовая схема распределительного устройства высокого напряжения 4Н «два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий», подробная однолинейная схема подстанции Зейская после реконструкции представлена на графическом листе № 4.

В связи с реконструкцией и модернизацией подстанции Зейская в данном разделе проводим расчет, выбор и проверку основного необходимого оборудования.

Определяем максимальный рабочий ток РУ 35 кВ подстанции Зейская для выключателей Q1, 2 и трансформаторов тока ТА1, 2 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_m = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (51)$$

где $S_{\text{тном}}$ – номинальная мощность трансформатора (МВА);

U_n – номинальное напряжение (кВ);

$$I_m = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 35} = 230,9 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 10 кВ Q8, 13 (расчетный ток определяется из условия утяжеленного режима работы)

$$I_{\text{мввод}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (52)$$

$$I_{\text{мввод}} = \frac{1,4 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 769,82 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{\text{мсек}} = \frac{I_{\text{мввод}}}{2} \quad (53)$$

$$I_{\text{мсек}} = \frac{769,82}{2} = 384,91 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для отходящего присоединения 10 кВ на примере фидера №11, расчетный ток определяем из условия ремонтного режима работы (так же расчет данного значения тока указан в разделе 12.3)

$$I_{\phi 11} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (54)$$

$$I_{\phi 11} = \frac{\sqrt{1087,28^2 + 375,01^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 53,13 \text{ (А)}$$

Для остальных присоединений ток определяется аналогично.

11.1 Выбор выключателей 35 кВ

Принимаем по номинальному току и напряжению вакуумный выключатель марки ВР35НС.

Результаты выбора показаны в таблице 12.

Таблица 12 – Выбор выключателя 35 кВ Q1, 2

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{номсети}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{макс}} = 230,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{\text{вкл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н0}} = 6,06 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{н0}}$
Наибольший пик тока включения	$i_{\text{вкл}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}$
Номинальный ток отключения	$I_{\text{откл}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{нт}} = 6,06 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{нт}}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{\text{ан}} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 1,16 \text{ кА}$	$i_{\text{ан}} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 31 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость	$5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

11.2 Выбор выключателей 10 кВ.

В качестве вводных выключателей 10 кВ принимаем вакуумные типа ВРС-10-31,5-1000 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 13.

Таблица 13 – Выбор вводных выключателей 10 кВ Q8, 13

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 769,82 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 28,57 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{yд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{nt} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{nt}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 2,25 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{yд} = 28,51 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{yд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 281,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатели прошел проверку

В качестве секционного выключателя 10 кВ принимаем вакуумный типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 14.

Таблица 14 – Выбор секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 384,91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{n0} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{n0}$

1	2	3	4
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,57 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 2,25 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,51 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 281,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

В качестве выключателя 10 кВ отходящего присоединения принимаем вакуумный типа ВРС-10-31,5-630 в комплекте КРУ типа КУ-6С, Результаты выбора показаны в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор выключателя присоединения 10 кВ

Номинальные параметры выключателя	Расчетные данные		Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 53,13 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,57 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 11,77 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 2,25 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,51 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 281,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Выключатель прошел проверку

11.3 Выбор разъединителей.

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

Результаты выбора показаны в таблице 16.

Таблица 16 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS7, 8

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 230,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

Таблица 17 – Выбор и проверка разъединителя 35 кВ QS1, 2, 3, 4

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 577,72 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Разъединитель прошел проверку

11.4 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка ТТ [6]:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{пров} + r_{приб} + r_k \quad (55)$$

Сопротивление контактов $r_k = 0,1 \text{ Ом}$. Сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (56)$$

где $\rho = 0,0283 \text{ (Ом} \cdot \text{мм}^2\text{)/м}$ – удельное сопротивление алюминия;

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

F - сечение провода, $F = 4 \text{ мм}^2$.

Сопротивление проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов [6]:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{пр}}}{I_2^2} \quad (57)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток

Принимаем измерительный комплекс Меркурий 201.8.

Расчет нагрузки 35, 10 кВ приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 и 10 кВ подстанции Зейская

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	0,12
Счетчик РЭ		
Ваттметр	СК3021-1	0,5
Варметр	СК3021-1	0,5
Сумма		1,62

Сопротивление приборов [6]:

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

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

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

$$Z_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}}$$

$$Z_2 = 0,43 + 0,06 + 0,1 = 0,59 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III. Сравнение параметров приведено в таблице 19.

Таблица 19 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ ТА1, 2

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 250 \text{ А}$	$I_{макс} = 230,9 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 14,71 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 7203 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 74,54 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	30 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/1000 для установки в вводные ячейки 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 20.

Таблица 20 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для вводного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 769,82 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 28,57 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,59 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/400 для установки в ячейку секционного выключателя 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 400 \text{ А}$	$I_{макс} = 384,91 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$

1	2	3	4
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 28,57$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

Принимаем трансформатор тока 10 кВ типа ТПЛК-10/75 для установки в ячейку присоединения 10 кВ. Сравнение параметров приведено в таблице 22.

Таблица 22 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для присоединения

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{номсети} = 10$ кВ	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 75$ А	$I_{макс} = 53,13$ А	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140$ кА	$i_{уд} = 28,57$ кА	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость	58800 кА ² с	$B_K = 281,22$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка	15 Ом	0,55 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

Трансформатор тока прошел проверку

11.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбирают по нагрузке [6]:

$$S_{2ном} \geq S_2$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичных цепей;

S_2 - нагрузка приборов.

Выбираем трансформатор напряжения на ОРУ 35 кВ.

Данные по нагрузке представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ подстанции Зейская

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	2	2
Сумма			4

Принимаем НАМИ 35 УХЛ1.

Проводим проверку, данные приведены в таблице 24.

Таблица 24 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 4 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

Выбираем ТН 10 кВ типа НАМИ 10 УХЛ1.

Данные по нагрузке представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, ВА
Вольтметр	Э-335	4	2
Варметр	СК3021-1	2	1,5
Ваттметр	СК3021-1	2	1,5
Счетчик АЭ	Меркурий 201.8	16	4
Счетчик РЭ			
Сумма			72

Таблица 26 – Проверка выбранных трансформаторов напряжения 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 72 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

ТН прошел проверку

11.6 Выбор гибких шин

Для РУ 35 кВ применяем провода АС-185/29 мм². Проверку на корону гибкой ошиновки 35 кВ проводить не требуется. Т.к. произошло изменение нагрузки то проводим сравнение расчетного тока нагрузки на стороне ВН подстанции с длительно допустимым значением для существующего типа шин. Расчетный ток ВН составляет 577,72 А, при этом длительно допустимый для провода АС 185/29 составляет 585 А, следовательно шины проходят проверку.

11.7 Выбор жестких шин

Проводим выбор жестких шин марки АДО на стороне низкого напряжения подстанции Зейская. Максимальный рабочий ток составляет 769,82 А. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 50 × 5 мм (2,5 см²), длительно допустимый ток для данной шины составляет 910 А. Шины устанавливаем плашмя, расстояние между фазами составляет 0,4 м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ [6]:

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

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{281,22}}{91} = 0,18 (\text{см}^2)$$

где B_k – интеграл джоуля.

C – коэффициент для алюминия.

Проверка механической прочности

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}} \quad (59)$$

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \sqrt{\frac{5,21}{2,5}}} = 1,12 \text{ (м)}$$

где J – момент инерции шины (см³×см).

q - сечение проводника (см²)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (60)$$

$$J = 0,5 \cdot 5^3 \frac{1}{12} = 5,21 \text{ (см}^3 \times \text{см)}$$

Наибольшее усилие:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (61)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{28570^2}{0,4} = 54,41 \text{ (Н/м)}$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент инерции:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (62)$$

$$W = 0,5 \cdot 5^2 \frac{1}{6} = 2,08 \text{ (см}^3)$$

Механическое напряжение в проводе:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y0}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (63)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{28570^2 \cdot 1,1^2}{2,08 \cdot 0,4} = 28,7 \text{ (МПа)}$$

где i_{y0} - ударный ток КЗ на шинах 10 кВ рассчитанный ранее (А)

При расчете напряжения все длины приведены в метры.

Разрушающее напряжение для принятого материала составляет 60 МПа, расчетное напряжение не превышает разрушающего.

11.8 Выбор опорных изоляторов 10 кВ.

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных, проходных и подвесных изоляторах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению:

$$U_{ном} \geq U_{номсети}$$

2) по допустимой нагрузке:

$$F_{разр} \cdot 0,6 \geq F_{расч}$$

где $F_{разр}$ – разрушающее усилие для выбранного типа изолятора (Н).

$F_{расч}$ - расчетное усилие в рассматриваемом РУ 10 кВ (Н).

Рассмотрим подробно расчет усилия воздействующего на опорные изоляторы в РУ 10 кВ подстанции Зейская, при горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила, определяется как [6]:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{уд}^2 \cdot l}{a} \cdot 10^{-7}$$
$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{28570^2 \cdot 1,1}{0,3} \cdot 10^{-7} = 59,85$$

Выбираем по номинальному напряжению опорный изолятор типа ОСК 8-10 УХЛ2 с номинальным разрушающим усилием 8000 Н, проверяем неравенство:

$$8000 \cdot 0,6 = 4800 \geq 59,85$$

Условие выполняется следовательно данный тип изолятора принимаем для установки в РУ 10 кВ подстанции Зейская

11.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Проводим выбор мощности и типа ТСН. В таблице 27 приведены мощности нагрузки электроприемников на подстанции Зейская.

Таблица 27 – Расчетная нагрузка для выбора мощности ТСН

Тип потребителя	Расчетная мощность потребителей (кВА)
Электродвигатели завода включающих пружин В-35 кВ	1,38×4
Обогрев приводов выключателей В-35 кВ	1,6×4
Электродвигатели завода включающих пружин В-10 кВ	0,33×15
Обогрев РУ 10 кВ	8,0
Освещение коридора РУ 10 кВ	0,8
Освещение ячеек РУ 10 кВ	0,8
Освещение РУ 35кВ	2,0
Расчетная полная мощность потребителей собственных нужд $S_{наг}$	28,47

По расчетной мощности электроприемников определяем мощность трансформатора собственных нужд подстанции Зейская:

$$S_p = \frac{S_{наг}}{n_T \cdot K_3^{онт}} \quad (64)$$

$$S_p = \frac{28,47}{2 \cdot 0,7} = 20,33 \text{ (кВА)}$$

По расчетной мощности выбираем трансформатор типа ТСЗ 25/10 номинальной мощностью 25 кВА. Трансформатор имеет сухое защищенное исполнение.

11.10 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 35 кВ

Принимаем ОПН - 35 - УХЛ1 номинальным напряжением 35 кВ

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 28.

Таблица 28 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее напряжение $U_{нр}$ (кВ)	25,56	22,2	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

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

11.11 Выбор нелинейного ограничителя перенапряжений 10 кВ

Принимаем к установке ОПН-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение фазное	$U_{ном} = 5,77 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 5,77 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Условия проверки			
Наибольшее рабочее фазное напряжение $U_{нр}$ (кВ)	6,58	6,27	$U_{нр} \geq U_{нр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке в РУ 35 кВ.

12 ВЫБОР И ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ НАПРЯЖЕНИЕМ 10 КВ

12.1 Выбор кабельных линий 10 кВ

Как указывалось ранее в рассматриваемом районе электрической сети имеется высокий уровень физического износа силового оборудования, в частности кабельных линий 10 кВ, поэтому в данном разделе проводим расчет и выбор новых типов кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Выбор по длительно допустимому току сводится к сравнению расчетного тока с длительно допустимым [3]:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (65)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток КЛ:

$$I_{\text{дд}} = I_{\text{дон}} \cdot k_{\text{ср}} \cdot k_{\text{сн}} \quad (66)$$

где $I_{\text{дон}}$ – допустимый длительный ток одиночного проводника.

$k_{\text{ср}}$ – коэффициент, учитывающий температуру среды отличную от расчетной;

$k_{\text{сн}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой прокладке кабелей;

Расчетный ток в сечении определяется по выражению:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (67)$$

где P_p, Q_p – расчетная активная и реактивная мощность протекающая по кабельной линии;

U_n – номинальное линейное напряжение кабельной линии;

Для примера проводим расчет и выбор кабельных линий представленных на рисунке 10.

В нормальном режиме работы выключатель нагрузки на ТП 252Б в сторону ТП 260 находится в отключенном положении, проводим расчет потоко-распределения для нормального режима работы сети:

$$P_{12} = P_{p_{252Б}} \quad (68)$$

$$Q_{12} = Q_{p_{252Б}} \quad (69)$$

где $P_{p_{252Б}}$, $Q_{p_{252Б}}$ - расчетная активная и реактивная мощность нагрузки ТП 252Б;

$$P_{12} = 306,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{12} = 72,15 \text{ (квар)}$$

Потоки мощности на остальных участках:

$$P_{45} = P_{p_{260}} + P_{p_{262}} + P_{p_{253}} \quad (70)$$

$$Q_{45} = Q_{p_{260}} + Q_{p_{262}} + Q_{p_{253}} \quad (71)$$

$$P_{45} = 84,85 + 440,85 + 256,14 = 781,84 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{45} = 56,07 + 168,64 + 78,15 = 302,86 \text{ (квар)}$$

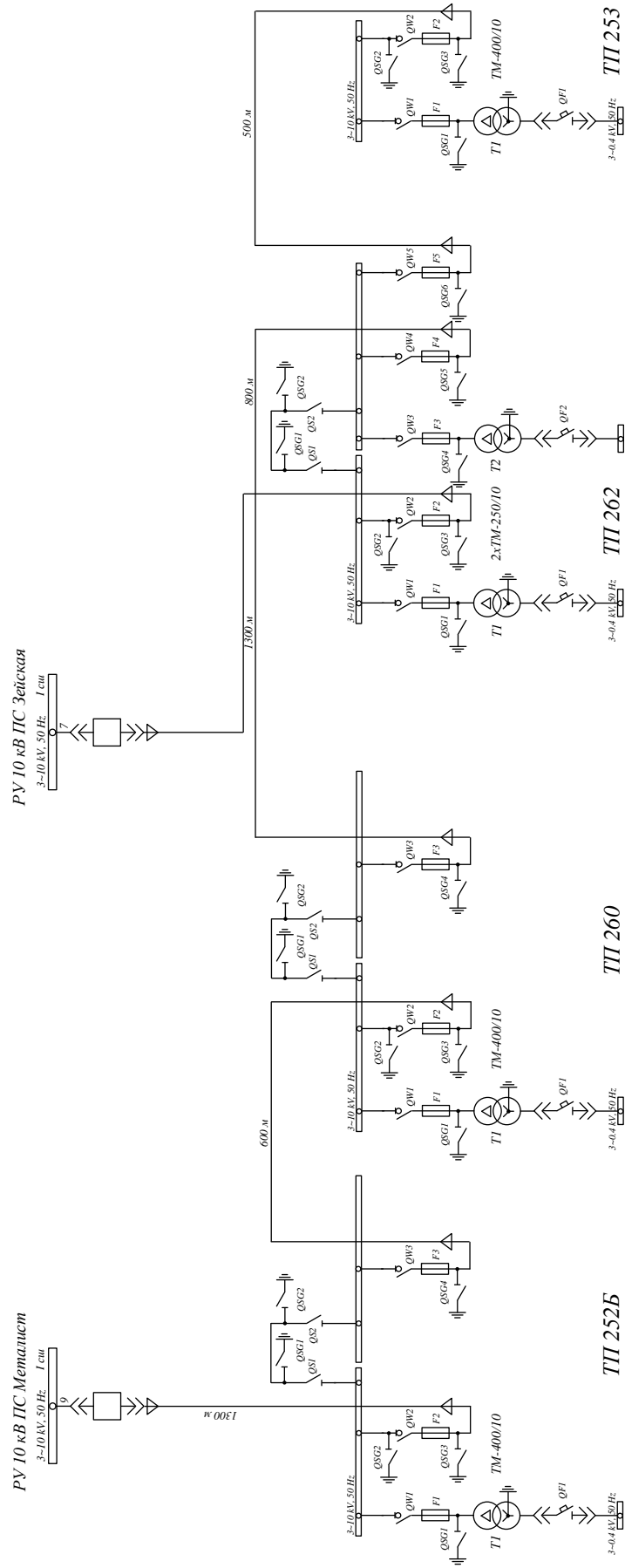


Рисунок 10 – Расчетная схема для выбора кабельных линий 10 кВ

Структурная схема данного участка представлена на рисунке 11

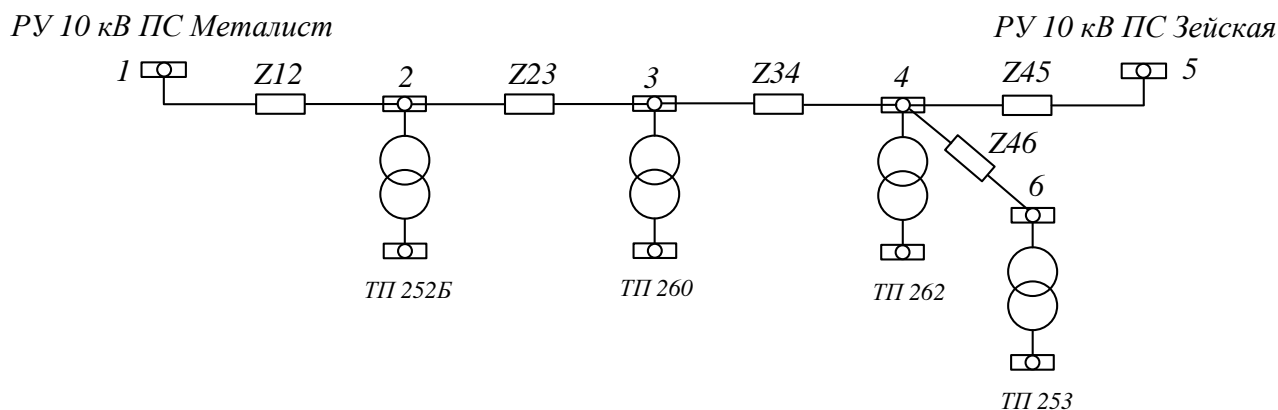


Рисунок 11 – Структурная схема участка сети

$$P_{46} = P_{p_{253}} \quad (72)$$

$$Q_{46} = Q_{p_{253}} \quad (73)$$

$$P_{46} = 256,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{46} = 78,15 \text{ (квар)}$$

$$P_{34} = P_{p_{260}} \quad (74)$$

$$Q_{34} = Q_{p_{260}} \quad (75)$$

$$P_{34} = 84,85 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{34} = 56,07 \text{ (квар)}$$

Потоки мощности на участке 2-3 предварительно определяем для режима питания при котором ТП 252Б питается со стороны ТП 260:

$$P_{23} = P_{p_{252Б}} \quad (76)$$

$$Q_{23} = Q_{p_{252Б}} \quad (77)$$

$$P_{23} = 306,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{23} = 72,15 \text{ (квар)}$$

Проводим расчет токов в каждом участке сети по следующей формуле:

$$I_{P12} = \frac{\sqrt{P_{12}^2 + Q_{12}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (78)$$

$$I_{P12} = \frac{\sqrt{306,14^2 + 72,15^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 17,08 \text{ (А)}$$

$$I_{P23} = \frac{\sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (79)$$

$$I_{P23} = \frac{\sqrt{306,14^2 + 72,15^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 17,08 \text{ (А)}$$

$$I_{P34} = \frac{\sqrt{P_{34}^2 + Q_{34}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (80)$$

$$I_{P34} = \frac{\sqrt{84,85^2 + 56,07^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,51 \text{ (А)}$$

$$I_{P45} = \frac{\sqrt{P_{45}^2 + Q_{45}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (81)$$

$$I_{P45} = \frac{\sqrt{781,84^2 + 302,86^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 46,04 \text{ (А)}$$

$$I_{P46} = \frac{\sqrt{P_{46}^2 + Q_{46}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (82)$$

$$I_{P46} = \frac{\sqrt{256,14^2 + 78,15^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 14,71 \text{ (А)}$$

Для примера проводим выбор кабеля на участке 4-5, принимаем на данном участке кабель типа АПвПу 3×50 имеющий изоляцию из сшитого полиэтилена и

длительно допустимый ток 170 А, при расчете длительного тока отталкиваемся от того что условия прокладки не отличаются от расчетных, вводим расчетный коэффициент при групповой прокладке:

$$I_{\text{дд}45} = 170,0 \cdot 1 \cdot 0,92 = 156,4 \text{ (А)}$$

Длительно допустимый ток выбранного типа кабеля значительно больше расчетного в данном сечении, следовательно этот тип кабеля оставляем.

Далее проводим типа и сечений остальных участков, результаты расчета приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор типа и сечений проводников по длительно допустимому току

Участок	I_p (А)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{дд}}$ (А)
ПС «Зейская» - ТП 245	13,56	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - РТП 5	254,12	АПвПу 3×120	274,6
ТП 102 - РТП 5	115,26	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - 103В	88,56	АПвПу 3×50	156,4
ТП 97 - ТП 103В	56,15	АПвПу 3×50	156,4
ТП 97 - ТП 100Б	65,58	АПвПу 3×50	156,4
ТП 96 - ТП 100Б	78,56	АПвПу 3×50	156,4
ТП 100В - ТП 100Б	115,46	АПвПу 3×50	156,4
ТП 100В - ТП 95	123,25	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 95	55,65	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 101	135,65	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 94	88,56	АПвПу 3×50	156,4
ТП 260 - ТП 262	5,51	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 262	46,04	АПвПу 3×50	156,4
ТП 262 - ТП 253	14,71	АПвПу 3×50	156,4
ТП 252Б - ТП 260	17,08	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Металлист» - ТП 252Б	17,08	АПвПу 3×50	156,4

Все выбранные сечения проходят проверку тк расчетный ток в сечении не превышает длительно допустимого значения.

12.2 Проверка кабельных линий 10 кв по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы

Принятые кабельные линии необходимо проверить по условиям потери напряжения в наиболее удаленных от источника питания ТП, в данном разделе проводим соответствующий расчет.

Потеря напряжения в участке КЛ определяется по следующей формуле [4]:

$$\Delta U = (P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_p \cdot x_0 \cdot L) \cdot \frac{100}{U_n^2} \quad (83)$$

где r_0 – погонное активное сопротивление (Ом/км);

x_0 – погонное реактивное сопротивление (Ом/км);

P_p – расчетная активная мощность в сечении (кВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность в сечении (квар);

L – протяженность КЛ (км).

Расчет проводим на каждом участке согласно схеме замещения и расчетной схеме:

$$\Delta U_{12} = (306,14 \cdot 0,82 \cdot 1,3 + 72,15 \cdot 0,13 \cdot 1,3) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,56 (\%)$$

$$\Delta U_{23} = (306,14 \cdot 0,82 \cdot 0,6 + 72,15 \cdot 0,13 \cdot 0,6) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,28 (\%)$$

$$\Delta U_{34} = (84,85 \cdot 0,82 \cdot 1,3 + 56,07 \cdot 0,13 \cdot 1,3) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,25 (\%)$$

$$\Delta U_{45} = (781,84 \cdot 0,82 \cdot 1,3 + 302,86 \cdot 0,13 \cdot 1,3) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,24 (\%)$$

$$\Delta U_{46} = (256,14 \cdot 0,82 \cdot 0,5 + 78,15 \cdot 0,13 \cdot 0,5) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,38 (\%)$$

Определяем суммарную потерю напряжения на рассматриваемом фидере для наиболее удаленной ТП в данном случае это шины ВН ТП 260:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{45} + \Delta U_{34} \quad (84)$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 1,24 + 0,25 = 1,49 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в нормальном режиме не должна превышать 5%, следовательно выбранное сечение проходит проверку, далее проводим расчет суммарной потери напряжения на остальных фидерах результаты заносим в таблицу 31

Таблица 31 – Расчет потерь напряжения на каждом фидере

Фидер	ΔU (%)
7	1,49
9	1,69
11	1,89
13	2,02
15	2,15
17	2,36
21	1,47
33	2,65

Проводники проходят проверку по потере напряжения расчет окончен.

12.3 Проверка кабельных линий 10 кВ в послеаварийном режиме

Рассмотрим режим работы на примере участка сети представленного на рисунке 10, при этом в качестве послеаварийного режима принимаем отключение участка сети ПС «Металлист» -ТП 252Б, при этом питание всех ТП будет осуществляться от ПС «Зейская», проводим расчет потоков мощности:

$$P_{45} = P_{p260} + P_{p262} + P_{p253} + P_{p252Б} \quad (85)$$

$$Q_{45} = Q_{p260} + Q_{p262} + Q_{p253} + Q_{p252B} \quad (86)$$

$$P_{45} = 84,85 + 440,85 + 256,14 + 306,14 = 1087,28 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{45} = 56,07 + 168,64 + 78,15 + 72,15 = 375,01 \text{ (квар)}$$

$$P_{46} = P_{p253} \quad (87)$$

$$Q_{46} = Q_{p253} \quad (88)$$

$$P_{46} = 256,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{46} = 78,15 \text{ (квар)}$$

$$P_{34} = P_{p260} + P_{p252B} \quad (89)$$

$$Q_{34} = Q_{p260} + Q_{p252B} \quad (90)$$

$$P_{34} = 84,85 + 306,14 = 390,99 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{34} = 56,07 + 72,15 = 128,22 \text{ (квар)}$$

$$P_{23} = P_{p252B} \quad (91)$$

$$Q_{23} = Q_{p252B} \quad (92)$$

$$P_{23} = 306,14 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{23} = 72,15 \text{ (квар)}$$

Проводим расчет послеаварийных токов в каждом участке сети по следующей формуле:

$$I_{na23} = \frac{\sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (93)$$

$$I_{na23} = \frac{\sqrt{306,14^2 + 72,15^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 17,08 \text{ (А)}$$

$$I_{na34} = \frac{\sqrt{P34^2 + Q34^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (94)$$

$$I_{na34} = \frac{\sqrt{390,99^2 + 128,22^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 22,57 \text{ (A)}$$

$$I_{na45} = \frac{\sqrt{P45^2 + Q45^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (95)$$

$$I_{na45} = \frac{\sqrt{1087,28^2 + 375,01^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 53,13 \text{ (A)}$$

$$I_{na46} = \frac{\sqrt{P46^2 + Q46^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (96)$$

$$I_{na46} = \frac{\sqrt{256,14^2 + 78,15^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 14,71 \text{ (A)}$$

Далее проводим сравнение полученного послеаварийного тока с длительно допустимым значением результаты для данного участка и для всех остальных представлены в таблице 32:

Таблица 32 – проверка сечений проводников в послеаварийном режиме

Участок	I_P (A)	Марка и сечение проводника	$I_{\text{до}}$ (A)
1	2	3	4
ПС «Зейская» - ТП 245	95,26	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - РТП 5	268,25	АПвПу 3×120	274,6
ТП 102 - РТП 5	185,26	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - 103В	132,56	АПвПу 3×50	156,4
ТП 97 - ТП 103В	89,56	АПвПу 3×50	156,4
ТП 97 - ТП 100Б	102,36	АПвПу 3×50	156,4
ТП 96 - ТП 100Б	150,13	АПвПу 3×50	156,4
ТП 100В - ТП 100Б	135,89	АПвПу 3×50	156,4
ТП 100В - ТП 95	180,23	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 95	100,23	АПвПу 3×50	156,4

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4
ПС «Зейская» - ТП 101	148,65	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 94	123,56	АПвПу 3×50	156,4
ТП 260 - ТП 262	22,57	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Зейская» - ТП 262	53,13	АПвПу 3×50	156,4
ТП 262 - ТП 253	14,71	АПвПу 3×50	156,4
ТП 252Б - ТП 260	17,08	АПвПу 3×50	156,4
ПС «Металлист» - ТП 252Б	53,13	АПвПу 3×50	156,4

Как видно из таблицы не проходят проверку сечения, при этом проводим замену сечения КЛ на участках ТП 102 - РТП 5, ТП 100В - ТП 95, применяем на данных участках сечение кабеля 70 мм² с длительно допустимым током 201,13 А.

12.4 Проверка кабельных линий 10 кВ по допустимой потере напряжения в послеаварийном режиме

Расчет проводим на каждом участке согласно схеме замещения и расчетной схеме при послеаварийном режиме :

$$\Delta U_{23} = (306,14 \cdot 0,82 \cdot 0,6 + 72,15 \cdot 0,13 \cdot 0,6) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,28 (\%)$$

$$\Delta U_{34} = (390,99 \cdot 0,82 \cdot 1,3 + 128,22 \cdot 0,13 \cdot 1,3) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,21 (\%)$$

$$\Delta U_{45} = (1087,28 \cdot 0,82 \cdot 1,3 + 375,01 \cdot 0,13 \cdot 1,3) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 1,89 (\%)$$

$$\Delta U_{46} = (256,14 \cdot 0,82 \cdot 0,5 + 78,15 \cdot 0,13 \cdot 0,5) \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,38 (\%)$$

Определяем суммарную потерю напряжения на рассматриваемом фидере для наиболее удаленной ТП, в данном случае это шины ВН ТП 252Б:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{45} + \Delta U_{34} + \Delta U_{23} \quad (97)$$

$$\Delta U_{\Sigma} = 1,89 + 1,21 + 0,28 = 3,38 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения в послеаварийном режиме не должна превышать 10%, следовательно выбранное сечение проходит проверку, далее проводим расчет суммарной потери напряжения на остальных фидерах результаты заносим в таблицу 33

Таблица 33 – Расчет потерь напряжения на каждом фидере

Фидер	ΔU (%)
7	3,38
9	3,29
11	4,15
13	4,21
15	4,89
17	4,26
21	4,11
33	3,99

Проводники проходят проверку по потере напряжения расчет окончен.

13 РАЧЕТ ТОКОВ КЗ В СЕТИ 10 КВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в распределительной сети 10 кВ с целью дальнейшей проверки КЛ по термической стойкости к данным токам.

Расчетные точки короткого замыкания принимаем на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП. Расчет проводим в именованных единицах. Для примера проводим расчет токов короткого замыкания на шинах ВН ТП 245, протяженность КЛ от источника до ТП составляет 800 м. Схема замещения представлена на рисунке 12

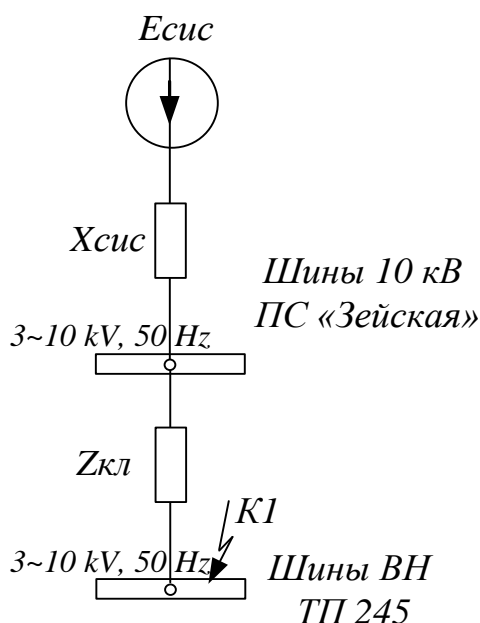


Рисунок 12 – Схема замещения участка сети

Активные и индуктивные сопротивления КЛ [2]:

$$X_{к\lambda} = x_0 \cdot L \quad (98)$$

$$R_{к\lambda} = r_0 \cdot L \quad (99)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление КЛ.

$$X_{кл} = 0,17 \cdot 0,8 = 0,14 \text{ (Ом)}$$

$$R_{кл} = 0,39 \cdot 0,8 = 0,31 \text{ (Ом)}$$

Определяем сопротивление энергосистемы со стороны шин 10 кВ источника питания подстанции Зейская:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (100)$$

где U_{cp} - напряжение среднего ряда, принимается равным 10,5 кВ.

$I_{кз}$ - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ подстанции Зейская рассчитан далее.

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 11,77} = 0,51 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ на шинах ВН КТП
380

$$X_p = X_c + X_{кл} \quad (101)$$

$$X_p = 0,51 + 0,14 = 0,65 \text{ (Ом)}$$

$$R_p = R_{кл} = 0,31 \text{ (Ом)} \quad (102)$$

Определяем периодическую составляющая тока короткого замыкания по следующей формуле :

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (103)$$

$$I_{по} = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,31^2 + 0,65^2}} = 8,41 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет постоянной времени для каждой точки КЗ:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (104)$$

где ω - синхронная частота напряжения сети 314 рад/с.

$$T_a = \frac{0,65}{314 \cdot 0,31} = 0,006$$

Выполняем расчет теплового импульса, при этом время протекания тока короткого замыкания должно учитывать полное время отключения выключателя и время работы защиты с учетом ступеней селективности, принимается равным 0,6 сек:

$$B_k = I_{по}^2 \cdot (T_{ОВ} + T_a) \quad (105)$$

где $T_{ОВ}$ - полное время отключение выключателя сек.

$$B_k = 8,41^2 \cdot (0,6 + 0,004) = 42,53 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

По аналогичным формулам проводится расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ на остальных ближайших ТП, результаты расчета сводим в таблицу 34.

Таблица 34 – Расчет токов КЗ и теплового импульса

Точка КЗ	$I_{по}$ (кА)	B_k (кА ² с)
Шины ВН ТП 245	8,41	22,47
Шины ВН ТП 262	6,12	10,23
Шины ВН ТП 94	4,13	51,34
Шины ВН ТП 103В	9,25	48,49
Шины ВН ТП 97	8,99	46,89
Шины ВН ТП 101	8,84	39,46
Шины ВН ТП РТП-5	8,11	30,59
Шины ВН ТП 95	7,14	22,47

Далее проводим проверку выбранных КЛ по термической стойкости к токам КЗ с использованием полученных значений теплового импульса.

14 ПРОВЕРКА КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ

Проверку на термическую стойкость кабельной линии будем выполнять исходя из значения максимального теплового импульса принятого типа КЛ, на примере участка подстанции Зейская - ТП 245 (принят типе кабеля АПвПу 3×50), рассчитываем для него максимальный тепловой импульс согласно паспортным данным (предельный ток односекундного КЗ составляет 8,1 кА) [2]:

$$B_{\text{кмакс}} = 8,1^2 \cdot 1 = 65,61 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Сравниваем данное значение со значением полученным ранее (для ТП 245) Проводник проходит проверку при условии:

$$B_{\text{кмакс}} \geq B_{\text{к}} \quad (106)$$

$$42,25 \geq 38,21$$

В данном случае проводник проходит проверку.

Аналогично проводим расчет для остальных КЛ, результаты в таблице 35

Таблица 35 – Проверка КЛ по термической стойкости

Точка КЗ	$B_{\text{к}}$ (кА ² с)	$B_{\text{кмакс}}$ (кА ² с)
Шины ВН ТП 245	22,47	65,61
Шины ВН ТП 262	10,23	65,61
Шины ВН ТП 94	51,34	65,61
Шины ВН ТП 103В	48,49	65,61
Шины ВН ТП 97	46,89	65,61
Шины ВН ТП 101	39,46	65,61
Шины ВН ТП РТП-5	30,59	121,12
Шины ВН ТП 95	22,47	65,61

Все сечения прошли проверку, далее проводим расчет потери напряжения

15 МОЛНИЕЗАЩИТА ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

Молниезащита это комплекс специальных устройств которые должны обеспечивать безопасность людей и охраны зданий и сооружений оборудования, материальных ценностей от возможных взрывов возгораний возникающих при воздействии грозových перенапряжений.

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h \quad (107)$$

где h – высота принятого отдельно стоящего молниеотвода:

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

Определяем радиус зоны защиты от одного принятого отдельно стоящего молниеотвода на уровне земли по следующей формуле:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h_{\text{эф}}) \cdot h_{\text{эф}} = (1,1 - 0,002 \cdot 13,6) \cdot 13,6 = 13,1 \text{ (м)} \quad (108)$$

Радиус зоны защиты от одного принятого молниеотвода на уровне защищаемого объекта в данном случае трансформатора:

$$r_{\text{хмп}} = 1,6 \cdot h_{\text{эф}} \cdot \frac{(h_{\text{эф}} - h_x)}{(h_{\text{эф}} + h_x)} = 1,6 \cdot 13,6 \cdot \frac{(13,6 - 5)}{(13,6 + 5)} = 6,6 \quad (109)$$

где h_x – высота защищаемого объекта.

Наименьшая высота внутренней зоны двойного стержневого молниеотвода:

$$h_{\text{с12}} = h_{\text{эф}} - \frac{L12}{7} = 13,6 - \frac{44}{7} = 7,31$$

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

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

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

Для остальных систем молниеотводов проводится аналогичный расчет и определяются соответствующие зоны

Половина ширины внешней зоны на уровне трансформатора определяется по следующей формуле:

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

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

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

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

где h_x – высота трансформатора.

Схема молниезащиты подстанции Зейская представлена на рисунке 13

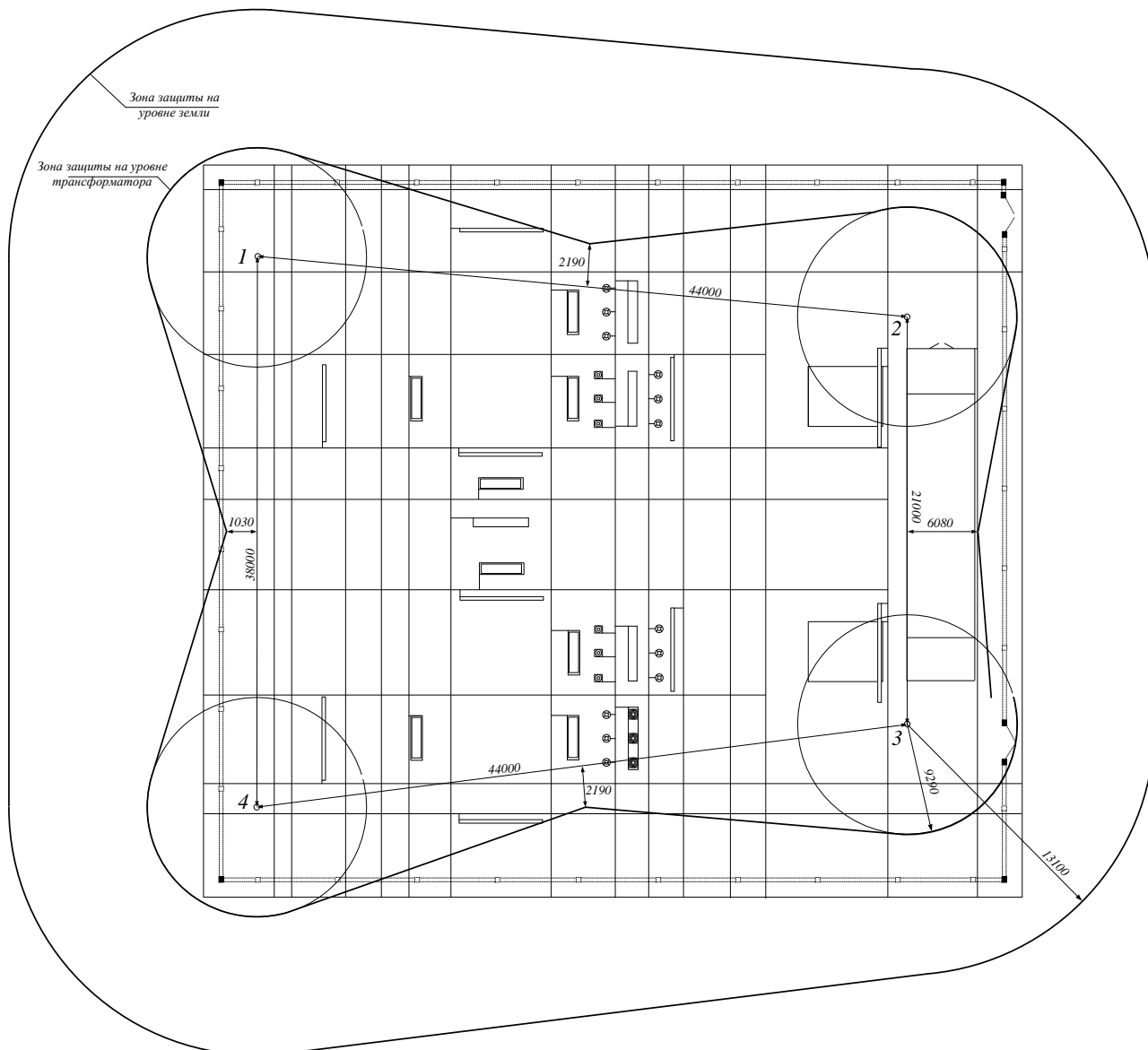


Рисунок 13 – Схема молниезащиты подстанции Зейская

16 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

Основные размеры подстанции Зейская необходимые для выполнения расчетов сети заземления это длина и ширина территории 44,5×36 (м)

Определяем площадь контура заземления подстанции:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (44,5 + 3) \cdot (36 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (110)$$

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

Сечение вертикальных электродов рассчитывается как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (111)$$

Проверка сечения на термическую стойкость электродов:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{11,77^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (112)$$

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

T - предельное время работы защиты выключателя (сек)

β - справочный коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку по термической стойкости, далее проводим проверку по стойкости к коррозии

Проверка сечения по коррозионной стойкости выполняется как:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln(240)^3 + b_k \cdot \ln(240)^3 + c_k \cdot \ln(240)^3 + d_k \quad (113)$$

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

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

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (S_{\text{сп}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (114)$$

Принимаем изначально расстояние между полосами $l_{mn} = 5 \text{ (м)}$

Общая длина полос в сетке определяется как:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{mn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{mn}}(A+3) = \frac{(44,5+3)}{5}(36+3) + \frac{(36+3)}{5}(44,5+3) = 1086,4 \text{ (м)} \quad (115)$$

Число ячеек

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (116)$$

Принимаем число ячеек: $m = 11$

Длина стороны ячейки.

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (117)$$

Длина горизонтальных полос в сетке:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (118)$$

Количество вертикальных электродов в сетке:

$$n_{\text{г}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (119)$$

Принимаем: $n_{\text{г}} = 15$

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

Определяем стационарное сопротивление заземлителя для рассматриваемой схемы заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_{\text{г}} \cdot n_{\text{г}}} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,44 \text{ (Ом)} \quad (130)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (40 + 45)}} = 1,21 \quad (120)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,44 \cdot 1,21 = 0,53(\text{Ом}) \quad (121)$$

При расчете значение сопротивления получилось менее допустимого 4 Ом

17 ЗАЩИТА СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

В качестве защит, устанавливаемых на трансформаторах подстанции Зейская принимаем следующие:

Дифференциальная поперечная защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Газовая защита – основная защита от однофазных и многофазных коротких замыканий внутри трансформатора

Максимальная токовая защита – резервная защита многофазных коротких замыканий как внутри трансформатора, так и на его выводах

Защита от перегрузки – защита, предупреждающая перегрузку трансформатора свыше номинального тока.

Рассмотрим расчет и выбор уставок указанных защит.

17.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации ТТ с учетом условия:

$$I_{1TT} \geq I_{ТТН} \quad (122)$$

где $I_{ТТН}$ – номинальный ток I стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее наибольшее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{ТА}$.

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (123)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{OTC} \cdot I_{HBP} \quad (124)$$

$$I_{HBP} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (125)$$

где K_{OTC} – коэффициент отстройки, $K_{OTC} = 1,1$;

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

ε – полная относительная погрешность ТТ, $\varepsilon = 0,1$ о.е.;

$\Delta U_{РЕГ}$ – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения трансформатора, $\Delta U_{РЕГ} = 0,02$ о.е.;

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность выравнивания токов плеч, $\Delta f_{ВЫР} = 0,02$ о.е.

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (126)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{T1} = \frac{K_{OTC} \cdot I_{HBP} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (127)$$

Для силовых трансформаторов и автотрансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы, принимают $I_{СКВ} = 3$,

$K_{ПЕР}^{\wedge} = 1,5$, $K_{ПЕР}^{\sim} = 2,5$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{T1}} \quad (128)$$

Значения $I_{d\min}^*$ и K_{T1} при начальном приближении (принимается тормозная характеристика №3) выбираются из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока:

$$I_{BH} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 156,04 \text{ (A)}$$

$$I_{HH} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 549,85 \text{ (A)}$$

$$I_{2BH} = \frac{156,04}{160} \cdot 5 = 4,87 \text{ (A)}$$

$$I_{2HH} = \frac{549,85 \cdot 5}{600} = 4,81 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБР} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

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

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \tag{129}$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

17.2 Газовая защита

В данном разделе выбираем газовое реле для силового трансформатора номинальной мощностью 10000 кВА на подстанции Зейская, данная защита используется только на трансформаторах, имеющих масляное охлаждение т.е. основной и расширительный бак.

Данная защита является очень чувствительной при повреждениях внутри трансформатора в частности на обмотках при различного рода коротких замыканиях в том числе и витковых коротких замыканиях с возникновением электрической дуги либо значительным нагревом элементов.

При этом в районе где происходит дуговое замыкание производится разложение масла на составляющие, при значительном газообразовании и повреждении элементов. Расширяющиеся газы создают высокое давление, под действием которого они начинают движение в сторону расширителя.

Образование газов внутри корпуса трансформатора является очень опасным так как может привести к разгерметизации и повреждению трансформатора с разливом масла и его последующим возгоранием, данный факт может привести к значительным экономическим и техническим потерям.

Для исключения данной ситуации между основным баком трансформатора и расширителем устанавливается газовое реле, через которое проходят эти газы, движение потока масла и газа задействует его чувствительные элементы, в частности лопатки и происходит замыкание контактов с отключением трансформатора от сети. Работа газовой защиты является очень быстрой и оборудование не успевает получить значительные повреждения. Следует отметить то что после отключения трансформатора следует взводить отсечной клапан, который разделяет основной бак трансформатора от расширителя.

В качестве газового реле применяем реле РГЧЗ для трансформаторов подстанции Зейская

17.3 Защита от перегрузки

Ток срабатывания защиты от перегрузки на подстанции Зейская с действием на отключение определяется следующим образом [18]:

$$I_{C3} = \frac{k_{omc}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} \quad (130)$$

$$I_{C3T1} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 166,11 = 218,01 \text{ (A)}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки принятого типа реле.

$k_в$ – коэффициент возврата принятого типа реле

Ток срабатывания для реле для трансформаторов:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 218,01}{(200/5)} = 9,37$$

17.4 Максимальная токовая защита

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах 35 кВ подстанции Зейская.

Ток срабатывания защиты на стороне 35 кВ трансформаторов ПС Зейская:

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_в} \cdot I_{номВН} \quad (131)$$

$$I_{CЗТ} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 166,11 = 373,74 \text{ (А)}$$

где k_i – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_ч = \frac{I_{к}^{(3)}}{I_{CЗ}} \quad (132)$$

$$k_ч = \frac{11,77 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{373,74} = 9,46$$

Ток срабатывания реле:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 373,74}{(200/5)} = 16,07 \text{ (А)}$$

Защита проходит проверку по чувствительности.

17.5 Оперативный ток

На подстанции Зейская при реконструкции систему оперативного тока не меняется, в настоящее время применяется переменный оперативный ток.

Переменный оперативный ток применяется на подстанциях 35/10 кВ с выключателями имеющими пружинный привод. В системе переменного оперативного тока реле защиты прямого действия (встроенные в пружинные приводы выключателей) или электромагниты отключения пружинных приводов включаются непосредственно во вторичные цепи трансформаторов тока. Если при этом не обеспечивается необходимая чувствительность защиты, питание цепей отключения осуществляется от предварительно заряженных конденсаторов.

Питание цепей автоматики, управления и сигнализации при этом производится переменным током от шин собственных нужд подстанции через стабилизаторы напряжения.

18 АВТОМАТИКА ПРИМЕНЯЕМАЯ НА ПОДСТАНЦИИ ЗЕЙСКАЯ

В выпускной квалификационной работе рассмотрены следующие виды автоматики: АВР, АЧР.

18.1 АВР

В данной работе устройство АВР применяется как на стороне низкого напряжения 10 кВ подстанции Зейская для увеличения параметров надежности электроснабжения потребителей. Рассмотрим подробно данное устройство.

Система АВР — это оборудование для автоматического ввода резерва. Такое устройство при нарушении параметров тока в основной сети самостоятельно производит переключение нагрузки на резервный ввод. При этом в качестве резервного источника выступает другая секция шин. В некоторых случаях наличие резервного питания и системы его ввода является обязательным.

Главное назначение устройства АВР заключается в обеспечении бесперебойного питания электроэнергией потребителей. Для этого система АВР должна отслеживать состояние основного питания. И при выявлении нарушений переходить на подачу электроэнергии потребителю от резервного ввода. При этом процесс восстановления электропитания должен происходить максимально быстро. Обязательным условием является однократность выполняемого действия. То есть не должно быть повторных срабатываний в случае одной и той же неисправности (не устранённые токи короткого замыкания и т.п.). Еще один важный момент - разрыв основной сети должен происходить до подключения резервной линии. обо всех изменениях устройство АВР должно информировать с помощью индикации параметров.

При любых отклонениях от заданных параметров автоматика дает команду на смену ввода. Таким отклонением от нормы может стать перенапряжение, падение напряжения, обрыв сети, перекос фаз или короткое замыкание. При этом устройство АВР проверяет выполнение целого ряда дополнительных условий. Во-первых, на защищаемом участке не должно быть не устранённых

неисправностей, иначе подключение резерва не имеет смысла и даже может представлять опасность. Во-вторых, основной ввод должен быть включен. Чтобы исключить ситуацию, когда не напряжение на основной линии пропало, а сам ввод был отключен намеренно. В третьих, проверяется наличие напряжения на резервной линии, ведь вторая секция может быть обесточена или требуется время для подачи напряжения.

Если все условия удовлетворяются, устройство АВР размыкает основной ввод. Только после этого подключается резервный (секционный). Далее принцип работы АВР может развиваться по двум сценариям. Если предполагается наличие двух равноценных вводов, то будет осуществляться питание от резерва. В противном случае произойдет возврат на основной ввод, когда параметры электрического тока на нем восстановятся.

С технической точки зрения устройство АВР состоит из логической и коммутационной части. Первая из них отвечает за принятие решений, а вторая выполняет механическую функцию, то есть осуществляет переключение на практике. Но задач у автоматики несколько, поэтому стоит рассмотреть компоненты АВР более детально. На каждом из вводов находятся измерительные органы. При этом измерительная часть имеет регулируемую уставку, чтобы можно было задавать верхнюю и нижнюю границу рабочего напряжения. В задачи измерительной части входит постоянный контроль того или иного ввода.

Что касается логического реле, то оно тоже имеет регулировку выдержки срабатывания. К логической части также относится цепь однократности, которая представляет собой двухпозиционное реле. Еще один немаловажный элемент АВР - индикаторная (сигнальная) часть. Она реализуется на основе указательных реле. По сути, это важная составляющая защитной функции АВР, поскольку информирует обо всех изменениях и неисправностях в работе.

В отношении силовой части стоит сказать, что она может быть собрана на контакторах или автоматических выключателях. В любом случае силовая часть должна полностью исключать возможность одновременного включения обоих

вводов. Это возможно только при использовании сразу двух типов блокировки - электронной и механической.

Схема АВР на два ввода. Это самый простой вариант организации системы АВР. Реализуется на основе двух выключателей. В трехфазной сети схема строится с использованием реле контроля фаз. Принцип действия АВР на два ввода максимально простой. В нормальном режиме электрический ток подается через первый ввод. В случае нарушений контакт на первом вводе разомкнется, а на втором замкнется. Затем происходит обратный процесс, когда напряжение на основном вводе снова появляется. Особенность данной схемы заключается в том, что всегда существует приоритет первого ввода.

На подстанции Зейская принимаем устройство АВР на стороне 10 кВ, а так же принимаем автоматику восстановления нормального режима ВНР, т.е. при появлении стабильного напряжения на рабочем вводе она переводит питание секции на основное питание.

18.2 АЧР

АЧР - один из методов противоаварийной автоматики, направленный на повышение надежности работы электроэнергетической системы путём предотвращения образования лавины частоты и сохранения целостности этой системы. Метод заключается в отключении наименее важных потребителей электроэнергии при внезапно возникшем дефиците активной мощности в системе.

На ПС Зейская применяется устройство АЧР рассмотрим его подробно, устройства АЧР срабатывают при понижении частоты ниже 49 Гц, продолжительность работы электрической системы составляет не больше 40 с. При менее 47 Гц – 10 с., меньше 46 Гц нельзя допустить, так при этом значении происходит явление «лавины напряжения», при котором происходит сбрасывание электростанцией нагрузки. «Лавина напряжения» способствует повышенному потреблению реактивной мощности что ведет к еще большим осложнениям в системе энергоснабжения.

Пониженная частота может вызвать механический резонанс проточной части турбины, влекущий механические повреждения лопаток турбины. Снижение частоты влечет снижение скорости вращения асинхронного двигателя и понижение производительности нагрузки, относящейся к собственному потреблению электростанции и питательных электронасосов, что чревато понижением мощности паровых турбин и влечет полное погашение системы. Это действие называется «лавиной частоты», за ней обычно следует появление «лавины напряжения». При понижении уровня частоты снижается подача давления масла маслонасосом к турбине электростанции, это приводит к посадке стопорных клапанов в аварийном режиме и отключению агрегата. Изменения параметров частоты всего на 0,2 Гц может способствовать неравномерному и неэкономичному распределению нагрузок агрегатов со статическими характеристиками регулирования. Изменение частоты может привести к непостоянной скорости работы электроприводов механизмов, что может вызвать появление брака производимых деталей. Аварийная частотная разгрузка является единственным средством поддержания частоты энергосистемы в разрешенных пределах при регулировании отключением потребителей, этот процесс происходит в случае отсутствия восстановления частоты путем применения нормальных средств регулирования частоты. Неравномерность АЧР, риски возникающие в результате снижения частоты очень важно предотвратить так, как это ведет к длительному процессу восстановления нормированного значения частоты и восстановлению рабочего состояния потребителей, а также появление лишних операций по включению и отключению коммутирующих аппаратов электроприемников, снижает надежную работу энергосистемы электроснабжения.

19 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИНЯТОГО ВАРИАНТА РЕКОНСТРУКЦИИ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С ЦЕНТРОМ ПИТАНИЯ ПОДСТАНЦИЯ ЗЕЙСКАЯ

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на реконструкцию распределительных устройств подстанции Зейская с последующим расчетом издержек.

Определяем стоимость РУ подстанции Зейская:

$$K_{py} = (N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч10} \cdot K_{яч10}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (133)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2021 год

K_p - районный коэффициент: для ПС –1,3:

$N_{яч35}$ - 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:

$$K_{py} = (4 \cdot 0,79 + 15 \cdot 0,16) \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 30,93 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (134)$$

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

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

Определяем суммарные капиталовложения в подстанции Зейская:

$$K_{пс} = K_{py} + K_{пост} \quad (135)$$

$$K_{nc} = 30,93 + 26,15 = 57,08 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (136)$$

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

$K_{ПС}$ - капитальные вложения в подстанции Зейская.

Нормы отчислений на амортизацию определяются:

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (137)$$

где $T_{сл}$ - срок службы оборудования.

$$I_{AM} = 57,08 \cdot \frac{1}{20} = 2,85 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

$$I_{ЭКС} = \alpha_{ЭК.ПС} \cdot K_{ПС} \quad (138)$$

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

$$I_{ЭКС} = 57,08 \cdot 0,059 = 3,36 \text{ (млн. руб.)}$$

Проводим расчет приведенных годовых затрат по следующей формуле:

$$З = I_{\Sigma} + E \cdot K_{nc} \quad (139)$$

где I_{Σ} – суммарные годовые издержки;

E – норма дисконтирования [9] (о.е.).

$$З = 2,85 + 3,36 + \frac{10,5}{100} \cdot 57,08 = 12,2 \text{ (млн. руб.)}$$

Таким образом произведенные расчеты показали, что стоимость реализации проекта по реконструкции подстанции Зейская составляет 57,08 млн. руб. при этом издержки на амортизацию основного оборудования составят 2,85 млн. руб./год, а на его эксплуатацию 3,36 млн. руб./год.

20 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

В данной работе проведен анализ состояния электрической сети номинальным напряжением 10 кВ и источника питания подстанции 35/10 кВ «Зейская» города «Благовещенск» в Амурской области, и разработан вариант реконструкции данной сети и источника питания для повышения надежности и качества электроснабжения потребителей данного района. При выполнении работы решено значительное количество вопросов, связанных с расчётом электрической нагрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на некоторых из которых выполнена замена всего оборудования в связи с высоким коэффициентом загрузки. Проведен выбор современных кабельных линий электропередачи 10 кВ взамен устаревших. На самом источнике питания подстанции 35/10 кВ Зейская проведена глубокая модернизация всего электротехнического оборудования, включая силовые трансформаторы, выключатели 35 кВ, ячейки КРУ 10 кВ, измерительные трансформаторы тока и напряжения.

20.1 Безопасность

При реконструкции системы электроснабжения напряжением 10 кВ и центра питания подстанции Зейская должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций.

Рассмотрим основные требования техники безопасности при различного рода работах в электроустановках:

Общие требования охраны труда при работе в действующих электроустановках:

Работы в действующих электроустановках должны проводиться:

- по заданию на производство работы, определяющему содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы - наряду-допуску;

- по распоряжению;
- на основании перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации.

Капитальный ремонт электрооборудования напряжением выше 1000 В, работа на токоведущих частях без снятия напряжения в электроустановках напряжением выше 1000 В, должны выполняться по технологическим картам или проекту производства работ (далее - ППР), утвержденным руководителем организации (обособленного подразделения) или техническим руководителем субъекта электроэнергетики.

Не допускается самовольное проведение работ в действующих электроустановках, а также расширение рабочих мест и объема задания, определенных нарядом-допуском, распоряжением или утвержденным работодателем перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации

Выполнение работ в месте проведения работ по другому наряду-допуску должно согласовываться с работником, выдавшим первый наряд. Согласование оформляется до начала подготовки рабочего места по второму наряду записью «Согласовано» на лицевой стороне второго наряда-допуска, располагаемой в левом нижнем поле документа с подписями работников, согласующих документ.

В электроустановках напряжением до 1000В при работе под напряжением необходимо:

- снять напряжение с расположенных вблизи рабочего места других токоведущих частей, находящихся под напряжением, к которым возможно случайное прикосновение, или оградить их;

- работать в диэлектрических галошах или стоя на изолирующей подставке либо на резиновом диэлектрическом ковре;

- применять изолированный или изолирующий инструмент, предназначенный для работ под напряжением на токоведущих частях, и пользоваться диэлектрическими перчатками.

- Не допускается работать в одежде с короткими или засученными рукавами, а также использовать ножовки, напильники, металлические метры и

другие металлические инструменты и приспособления, не предназначенные для выполнения работ под напряжением.

Не допускается при работе около не ограждённых токоведущих частей располагаться так, чтобы эти части находились сзади работника или по обеим сторонам от него.

Работа в электроустановках должна производиться с применением электрозащитных средств, предназначенных для выполнения конкретного метода работ и класса напряжения электроустановки.

Работники, работающие в помещениях с электрооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в ЗРУ и ОРУ, в подземных сооружениях, колодцах, туннелях, траншеях и котлованах, а также участвующие в обслуживании и ремонте ВЛ, должны пользоваться защитными касками.

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках.

Работники, занятые на тяжелых работах и на работах с вредными и (или) опасными условиями труда (в том числе на подземных работах), а также на работах, связанных с движением транспорта, должны проходить обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические (для лиц в возрасте до 21 года - ежегодные) медицинские осмотры (обследования) для определения пригодности этих работников для выполнения поручаемой работы и предупреждения профессиональных заболеваний.

Работники должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

Электротехнический персонал кроме обучения оказанию первой помощи пострадавшему на производстве должен быть обучен приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок.

Работники, относящиеся к электротехническому и электротехнологическому персоналу, а также государственные инспекторы,

осуществляющие контроль и надзор за соблюдением требований безопасности при эксплуатации электроустановок, специалисты по охране труда, контролирующие электроустановки, должны пройти проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности.

Работник обязан соблюдать требования Правил, инструкций по охране труда, указания, полученные при целевом инструктаже.

Работникам прошедшим проверку знаний требований Правил и других требований безопасности, предъявляемых к организации и выполнению работ в электроустановках, выдаются удостоверения о проверке знаний правил работы в электроустановках, результаты проверки знаний по охране труда в организациях электроэнергетики оформляются протоколом проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 4 к Правилам, и учитываются в журнале учета проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 5 к Правилам.

Результаты проверки знаний по охране труда для организаций, приобретающих электрическую энергию для собственных бытовых и производственных нужд, фиксируются в журнале учета проверки знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 6 к Правилам.

Работники, обладающие правом проведения специальных работ, должны иметь об этом запись в удостоверении о проверке знаний правил работы в электроустановках, форма которого предусмотрена приложением N 2 к Правилам.

К специальным работам относятся:

- работы, выполняемые на высоте более 5 м от поверхности земли, перекрытия или рабочего настила, над которым производятся работы

непосредственно с конструкций или оборудования при их монтаже или ремонте с обязательным применением средств защиты от падения с высоты;

- работы без снятия напряжения с электроустановки, выполняемые с прикосновением к первичным токоведущим частям, находящимся под рабочим напряжением, или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под напряжением на токоведущих частях);

- испытания оборудования повышенным напряжением (за исключением работ с мегомметром);

- работы, выполняемые со снятием рабочего напряжения с электроустановки или ее части с прикосновением к токоведущим частям, находящимся под наведенным напряжением более 25 В на рабочем месте или на расстоянии от этих токоведущих частей менее допустимого (далее - работы под наведенным напряжением).

Стажировка, дублирование проводятся под контролем опытного работника, назначенного организационно-распорядительным документом (далее - ОРД).

Допуск к самостоятельной работе должен быть оформлен ОРД организации или обособленного подразделения.

Работник, в случае если он не имеет права принять меры по устранению нарушений требований Правил, представляющих опасность для людей, неисправностей электроустановок, машин, механизмов, приспособлений, инструмента, средств защиты, обязан сообщить об этом своему непосредственному руководителю.

Осмотры электроустановок

В электроустановках напряжением выше 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, и старшие по смене должны иметь группу по электробезопасности* IV, остальные работники в смене - группу III.

В электроустановках напряжением до 1000 В работники из числа оперативного персонала, единолично обслуживающие электроустановки, должны иметь группу III.

Вид оперативного обслуживания электроустановки, число работников из числа оперативного персонала в смене определяется руководителем организации или структурного подразделения и закрепляется соответствующим распоряжением.

В электроустановках не допускается приближение людей, механизмов и грузоподъемных машин к находящимся под напряжением не ограждённым токоведущим частям

Единоличный осмотр электроустановок, электротехнической части технологического оборудования может выполнять работник, имеющий группу не ниже III, из числа оперативного персонала, обслуживающего данную электроустановку в рабочее время или находящегося на дежурстве, либо работник из числа административно-технического персонала, имеющий группу V, для электроустановок напряжением выше 1000 В, и работник, имеющий группу IV, - для электроустановок напряжением до 1000 В и право единоличного осмотра на основании письменного распоряжения руководителя организации.

Работники, не обслуживающие электроустановки, могут допускаться в них в сопровождении оперативного персонала, имеющего группу IV, в электроустановках напряжением выше 1000 В, и имеющего группу III - в электроустановках напряжением до 1000 В, либо работника, имеющего право единоличного осмотра.

Сопровождающий работник должен следить за безопасностью людей, допущенных в электроустановки, и предупреждать их о запрещении приближаться к токоведущим частям.

При осмотре электроустановок разрешается открывать двери щитов, сборок, пультов управления и других устройств.

При осмотре электроустановок напряжением выше 1000 В не допускается входить в помещения, камеры, не оборудованные ограждениями (требования к установке ограждений приведены в Правилах устройства электроустановок) или барьерами, препятствующими приближению к токоведущим частям на

расстояния менее указанных. Не допускается проникать за ограждения и барьеры электроустановок.

Не допускается выполнение какой-либо работы во время осмотра.

При замыкании на землю в электроустановках напряжением 3-35 кВ приближаться к месту замыкания на расстояние менее 4 м в ЗРУ и менее 8 м - в ОРУ и на ВЛ допускается только для оперативных переключений с целью ликвидации замыкания и освобождения людей, попавших под напряжение. При этом следует пользоваться электроразрядными средствами.

Отключать и включать разъединители, отделители и выключатели напряжением выше 1000 В с ручным приводом необходимо в диэлектрических перчатках.

Снимать и устанавливать предохранители следует при снятом напряжении.

Допускается снимать и устанавливать предохранители, находящиеся под напряжением, но без нагрузки.

Ключи должны быть пронумерованы и храниться в запираемом ящике. Один комплект должен быть запасным.

Ключи должны выдаваться под расписку:

работникам, имеющим право единоличного осмотра (в том числе оперативному персоналу)

Ключи подлежат возврату ежедневно по окончании осмотра или работы.

При работе в электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи должны возвращаться не позднее следующего рабочего дня после осмотра или полного окончания работы.

Выдача и возврат ключей должны учитываться в специальном журнале произвольной формы или в оперативном журнале.

При несчастных случаях для освобождения пострадавшего от действия электрического тока напряжение должно быть снято немедленно без предварительного разрешения.

Под напряжением и под нагрузкой допускается заменять: предохранители во вторичных цепях, предохранители трансформаторов напряжения и предохранители пробочного типа.

При снятии и установке предохранителей под напряжением необходимо пользоваться:

- в электроустановках напряжением выше 1000 В - изолирующими клещами (штангой) с применением диэлектрических перчаток и средств защиты лица или глаз;

- в электроустановках напряжением до 1000 В - изолирующими клещами или диэлектрическими перчатками и средствами защиты лица и глаз.

Двери помещений электроустановок, камер, щитов и сборок, кроме тех, в которых проводятся работы, должны быть закрыты на замок.

Порядок хранения и выдачи ключей от электроустановок определяется распоряжением руководителя организации. Ключи от электроустановок должны находиться на учете у оперативного персонала. В электроустановках, не имеющих местного оперативного персонала, ключи могут быть на учете у административно-технического персонала.

Общие требования охраны труда при работе на коммутационных аппаратах:

Допуск к работе на коммутационном аппарате разрешается после выполнения технических мероприятий, предусмотренных правилами по охране труда, обеспечивающих безопасность работы, включая мероприятия, препятствующие ошибочному срабатыванию коммутационного аппарата.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке разрешается при несданном наряде-допуске временная подача напряжения в цепи оперативного тока, силовые цепи привода, а также подача воздуха на выключатели.

Установку снятых предохранителей, включение отключенных автоматов и открытие задвижек для подачи воздуха, а также снятие на время опробования плакатов безопасности должен осуществлять оперативный персонал.

Операции по опробованию коммутационного аппарата имеет право осуществлять производитель работ, если на это получено разрешение выдавшего наряд-допуск и подтверждено записью в строке «Отдельные указания» наряда-допуска, либо оперативный персонал по требованию производителя работ.

После опробования, при необходимости продолжения работы на коммутационном аппарате, оперативным персоналом должны быть выполнены технические мероприятия, требуемые для допуска бригады к работе.

Общие требования охраны труда при работе в комплектных распределительных устройствах

При работе на оборудовании тележки или в отсеке шкафа КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить в ремонтное положение; шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат безопасности «Стой! Напряжение»; на тележке или в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к нему оборудовании или на отходящих ВЛ и КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить в ремонтное положение из шкафа; шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакаты «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

Оперировать выкатной тележкой КРУ с силовыми предохранителями разрешается под напряжением, но без нагрузки.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в цепях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ, КВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ.

В РУ, оснащенных вакуумными выключателями, испытания дугогасительных камер повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо выполнять с использованием специального экрана для защиты работников от возникающих рентгеновских излучений.

Общие требования охраны труда при работе на кабельных линиях:

Земляные работы на территории организаций, населенных пунктов, а также в охранных зонах подземных коммуникаций (электрокабели, кабели связи, газопроводы) должны начинаться только после получения письменного разрешения руководства организации, местного органа власти и владельца этих коммуникаций (соответственно). К разрешению должен быть приложен план (схема) размещения и глубины заложения коммуникаций (далее - план коммуникаций). Местонахождение подземных коммуникаций должно быть обозначено соответствующими знаками или надписями как на плане (схеме), так и на месте выполнения работ.

При обнаружении не отмеченных на планах коммуникаций кабелей, трубопроводов, подземных сооружений, а также боеприпасов земляные работы следует прекратить до выяснения их принадлежности и получения разрешения от соответствующих организаций на продолжение работ.

Применение землеройных машин, отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелем разрешается производить на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 30 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

Перед началом раскопок КЛ должно быть произведено контрольное вскрытие линии под надзором персонала организации - владельца КЛ.

Открытые муфты должны укрепляться на доске, подвешенной с помощью проволоки или троса к перекинутым через траншею брускам, и закрываться коробами. Одна из стенок короба должна быть съемной и закрепляться без применения гвоздей. Запрещается использовать для подвешивания кабелей соседние кабели, трубопроводы. Кабели следует подвешивать таким образом, чтобы не происходило их смещение. На короба, закрывающие откопанные кабели, следует вывешивать плакат безопасности «Стой! Напряжение».

Перед разрезанием кабеля или вскрытием муфт следует удостовериться в том, что работа будет выполняться на подлежащем ремонту кабеле, что этот кабель отключен и что выполнены технические мероприятия.

На рабочем месте подлежащий ремонту кабель определяется:

- при прокладке в туннеле, коллекторе, канале - прослеживанием, сверкой раскладки с чертежами и схемами, проверкой по биркам;

- при прокладке кабелей в земле - сверкой их расположения с чертежами прокладки.

Для этой цели должна быть предварительно прорыта контрольная траншея (шурф) поперек кабелей, позволяющая видеть все кабели.

Во всех случаях, когда отсутствует видимое повреждение кабеля, следует применять кабеле-искательный аппарат.

Перед разрезанием кабеля или вскрытием соединительной муфты необходимо проверить отсутствие напряжения с помощью специального приспособления, состоящего из изолирующей штанги и стальной иглы или режущего наконечника. На КЛ с двухсторонним питанием отсутствие напряжения проверяется проколом дистанционным способом с двух сторон от места повреждения кабеля или соединительной муфты.

В туннелях, коллекторах, колодцах, траншеях, где проложено несколько кабелей, и на других кабельных сооружениях приспособление должно быть с дистанционным управлением. Приспособление должно обеспечить прокол или разрезание оболочки до жил с замыканием их между собой и заземлением. Кабель у места прокалывания предварительно должен быть закрыт экраном.

При перекатке барабана с кабелем необходимо принять меры против захвата его выступами частей одежды.

До начала работ по перекатке барабана следует закрепить концы кабеля и удалить торчащие из барабана гвозди.

Барабан с кабелем разрешается перекатывать только по горизонтальной поверхности по твердому грунту или настилу.

Перекладывать кабель и переносить муфты следует после отключения кабеля. Перекладывать кабель, находящийся под напряжением, разрешается при условиях:

- перекладываемый кабель должен иметь температуру не ниже 5 градусов С;

- муфты на переключаемом участке кабеля должны быть укреплены хомутами на досках;

- для работы должны использоваться диэлектрические перчатки, поверх которых для защиты от механических повреждений должны быть надеты брезентовые рукавицы;

- работа должна выполняться работниками, имеющими опыт прокладки, под надзором ответственного руководителя работ, имеющего группу V по электробезопасности, в электроустановках напряжением выше 1000 В и производителя работ, имеющего группу IV по электробезопасности, в электроустановках напряжением до 1000 В.

20.2 Экологичность

В соответствии с ПУЭ для предотвращения загрязнения окружающей территории при аварийном выбросе трансформаторного масла и предотвращения распространения пожара в данной работе предусматривается сооружение маслоприемников на силовых трансформаторах подстанции Зейская.

На подстанции Зейская при модернизации планируется замена устаревших силовых трансформаторов 35/10 кВ с установкой современных и соответствующими маслоприемниками для них, тип принятого трансформатора: ТМН 10000/35/10 с размерами (м) 4,41×2,75×4,5 и массой масла 6,2 т.

При расчете маслоприемников учитываем следующие требования [11]:

1) Габариты маслоприемников выступают за габариты трансформаторов на 1 м (при массе масла от 2 до 10 тонн).

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

3) Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [11].

4) Маслоприемник оборудуется сигнализацией о наличии воды с выводом сигнала на щит управления. Внутренние поверхности маслоприемника, защищены маслостойким покрытием.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (140)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным 6,2 ТОННЫ.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{6,2}{0,88} = 7,05 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{\text{мп}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (141)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мп}} = (4,41 + 2 \cdot 1) \cdot (2,75 + 2 \cdot 1) = 30,45 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (142)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (4,41 + 2,75) \cdot 2 \cdot 4,5 = 64,44 \text{ (м}^2\text{)}$$

Нормативный коэффициент пожаротушения K_n и нормативное время тушения t соответственно равны:

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

$$t = 1800 (\text{сек})$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{on}) \cdot 10^{-3} \quad (143)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (30,45 + 64,44) \cdot 10^{-3} = 34,16 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (144)$$

$$V_{mmH_2O} = 7,05 + 0,8 \cdot 34,16 = 34,38 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O}

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (145)$$

$$H_{mn} = \frac{34,38}{30,45} = 1,13 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [11]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [11]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [11]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (146)$$

$$H_{nmm} = 1,13 + 0,05 + 0,25 = 1,43 \text{ (м)}$$

20.3 Чрезвычайные ситуации

Пожарная безопасность на подстанции Зейская предусматривает обеспечение безопасности людей и сохранения материальных ценностей предприятия на всех стадиях его жизненного цикла.

Основными системами пожарной безопасности на подстанции Зейская являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на подстанции Зейская составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара достигается: устранением образования горячей среды; устранением образования в этой среде источника зажигания; поддержанием температуры горячей среды ниже максимально допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Противопожарная защита на подстанции Зейская обеспечивается:

- максимально возможным применением негорючих, либо трудно горючих веществ и материалов вместо пожароопасных;
- ограничением количества горючих веществ и их размещения, изоляцией горючей среды от оборудования;
- предотвращением распространения пожара за пределы;
- применением средств пожаротушения;
- применением конструкции объектов регламентированными временем огнестойкости и горючестью;
- эвакуацией людей из пожара;
- системами оповещения о пожаре;
- применением пожарной сигнализации;
- организацией пожарной охраны объектов.

Предотвращение распространения пожара обеспечивается:

- устройством противопожарных преград (стен, зон, поясов, защитных полос, навесов и т.п.);

- установлением предельно допустимых площадей противопожарных отсеков и секций, кабельных полуэтажей;
- устройством аварийного отключения и переключения аппаратов и коммуникаций при повреждении;
- применением средств, предотвращающих разлив пожароопасных жидкостей при пожаре (трансформаторного масла);
- применением огнепреграждающих устройств (ОЗП);
- применением разрывных предохранительных мембран на агрегатах и коммуникациях.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности принадлежит противопожарным преградам, огнезащитным перегородкам. Противопожарные преграды предназначены для ограничения распространения пожара внутри рассматриваемого помещения. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери, перегородки.

Виды пожарной техники, применяемые на подстанции Зейская.

Пожарная техника, предназначенная для защиты электрооборудования, классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные специальные устройства.

На подстанции Зейская применяются установки водяного, пенного, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара водой на подстанции Зейская является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, она нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве первичных средств пожаротушения применяется песок и огнетушители расположенный у каждого взрывоопасного оборудования в частности трансформаторов.

В РУ подстанции Зейская определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение этих средств для других целей не допускается.

Проезжую часть по территории подстанции Зейская необходимо содержать в исправном состоянии, а в зимний период регулярно очищать от снега.

Переносные огнетушители на подстанции Зейская размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему [20].

Для размещения первичных средств тушения пожара в помещениях, на секциях РУ, а также на территории, устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура углекислотных, химических, воздушно - пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители, находящиеся на улице, переносятся в отапливаемые помещения. Углекислотные и порошковые огнетушители допускается устанавливать на улице при температуре воздуха не ниже 20°C.

Запрещается установка огнетушителей любых типов непосредственно у обогревателей, горячих трубопроводов и оборудования для исключения их нагрева.

Требования организации подготовки персонала

Все ИТР, рабочие и служащие должны проходить подготовку по пожарной безопасности в целях приобретения и углубления пожарно-технических знаний об опасности технологического процесса, навыков в использовании имеющихся средств пожарной защиты, умения безопасно и правильно действовать при возникновении пожара и оказывать первую помощь пострадавшим.

Подготовка ИТР, рабочих и служащих по пожарной безопасности состоит из следующих основных положений:

- вводного инструктажа по пожарной безопасности;
- проводимых в структурных подразделениях регулярных инструктажей (первичного, периодического, внепланового и целевого), в тематику которых обязательно включаются вопросы пожарной безопасности;

- специальной подготовки персонала;
- занятий по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала;
- проведения противопожарных тренировок;
- повышения знаний (квалификации) в учебных центрах, а также при проведении семинаров и целевых совещаний (конференций) по противопожарной защите;
- изучения и проверки знаний правил пожарной безопасности. Проверка знаний и инструкций по пожарной безопасности и конкретные требования по работе с персоналом определяются "Правилами организации работы с персоналом на предприятиях и в учреждениях энергетического производства".

На каждом энергетическом предприятии приказом первого руководителя устанавливаются:

Порядок, сроки и места проведения противопожарных инструктажей, занятий по пожарно-техническому минимуму и других форм обучения в соответствии с "Программой подготовки персонала по пожарной безопасности в электроэнергетической отрасли" и действующими нормативными документами по профессиональной подготовке персонала.

Список ИТР, рабочих и служащих соответствующих структурных подразделений, работники которых должны проходить обучение по программе пожарно-технического минимума.

Порядок и периодичность проверки знаний ИТР, рабочих и служащих по правилам пожарной безопасности с записью в личные удостоверения и соответствующие протоколы и журналы.

Все ИТР, рабочие и служащие, поступающие работать на энергетические предприятия, а также лица, принятые на временную работу, учащиеся и студенты, проходящие производственное обучение (практику), должны пройти вводный инструктаж по пожарной безопасности.

Вводный инструктаж проводит специалист объектовой пожарной охраны, а при ее отсутствии - назначенный приказом по предприятию специалист или

начальник структурного подразделения, принимающий нового работника. Вводный инструктаж по пожарной безопасности допускается проводить одновременно с вводным инструктажем по охране труда.

О проведении вводного инструктажа делается запись в специальном журнале.

Вводный инструктаж по пожарной безопасности проводится в специально оборудованном для этой цели помещении и ставит своей целью ознакомить вновь поступившего работника:

С общими правилами пожарной безопасности, которые следует выполнять на территории, в цехах и на других объектах энергетического предприятия или подстанции.

С особенностями пожарной безопасности на производственном участке или в службе, куда он направляется на работу.

С основными правилами применения первичных средств пожаротушения и мерами безопасности при пользовании ими.

С имеющимися средствами и системами извещения о пожаре и порядком вызова пожарной помощи.

С особенностями тушения пожара на электроустановках.

Лица, не прошедшие вводный инструктаж по пожарной безопасности, к работе не допускаются.

При проведении первичного, повторного (периодического) и внепланового инструктажей, которые проводятся на рабочем месте ответственным должностным лицом (производственного участка, мастерской, лаборатории, склада), в тематику их обязательно включаются вопросы по пожарной безопасности.

Указанные инструктажи должны проводиться при переводе рабочих и служащих из одного цеха в другой. О проведении указанных инструктажей производится запись в журнале.

Занятия по пожарно-техническому минимуму для соответствующих категорий персонала проводятся в целях углубления знаний по пожарной

безопасности с учетом особенностей технологического процесса производства, средств и методов борьбы с пожарами по специально разработанным программам.

По окончании подготовки по пожарно-техническому минимуму персонал сдает зачеты, которые оформляются соответствующим документом (протоколом, ведомостью).

В целях выявления нарушений противопожарного режима и правил пожарной безопасности в технологических процессах энергетических предприятий, а также привлечения персонала к проведению профилактических противопожарных мероприятий на этих предприятиях должны создаваться пожарно-технические комиссии.

Пожарно-технические комиссии назначаются приказом руководителя энергетического предприятия в составе: главного технического руководителя (председатель), начальника пожарной охраны (при ее наличии), начальника добровольного пожарного формирования (ДПФ), начальников основных производственных цехов, специалистов по водоснабжению и автоматическим установкам пожаротушения, а также других лиц по усмотрению руководителя предприятия.

Свою работу пожарно-технические комиссии должны проводить в соответствии с "Положением о пожарно-технических комиссиях на предприятиях и в организациях электроэнергетической отрасли".

Для проведения мероприятий по улучшению противопожарного режима, контролю за состоянием первичных средств пожаротушения и совершенствованию организации тушения возникших загораний и пожаров на энергетических предприятиях могут создаваться добровольные пожарные формирования (ДПФ). Организация и определение численного состава ДПФ, а также страхование его членов возлагаются на руководителя предприятия.

В состав ДПФ приказом по энергетическому предприятию включаются ИТР, рабочие и служащие на добровольных началах по их письменному заявлению.

Начальник ДПФ и его заместитель назначаются из специалистов или цеховой администрации. Начальник ДПФ планирует учебу, проведение тренировок и учений, а также работу по контролю за средствами пожаротушения.

Не реже 1 раза в год руководитель предприятий обязан заслушать отчет членов пожарно-технической комиссии и начальника ДПФ предприятия о проделанной работе за отчетный период.

Для обучения персонала предприятий быстрым и правильным действиям при ликвидации пожара, в том числе совместно с пожарными подразделениями, должны проводиться противопожарные тренировки в соответствии с требованиями "Инструкции по организации противопожарных тренировок на предприятиях и в организациях электроэнергетики". Противопожарные тренировки допускается совмещать с противоаварийными тренировками.

Проведение противопожарных тренировок является одной из основных форм обучения персонала. Для приобретения практических навыков тушения реальных очагов горения первичными средствами пожаротушения и с помощью передвижной техники (пожарных автомашин, мотопомп и др.) следует использовать пожарные тренажеры на территории предприятий или полигоны энергосистем. Необходимо чередовать противопожарные тренировки на объекте и полигоне.

Порядок организации работ при ликвидации аварий

Аварийной ситуацией является изменение в нормальной работе оборудования, которое создает угрозу возникновения аварии. Признаки аварии определяются отраслевым нормативно-техническим документом.

Важным условием безаварийной работы является сохранение персоналом спокойствия при изменении режима или возникновении неполадок, дисциплинированное и сознательное выполнение указаний инструкций и распоряжений старшего персонала, недопущение суеты, растерянности, вмешательства в работу посторонних лиц.

При возникновении аварийной ситуации эксплуатационный персонал принимает меры по локализации и ликвидации создавшегося положения, обеспечивается безопасность людей и сохранность оборудования.

Все переключения в аварийных ситуациях производятся оперативным персоналом в соответствии с инструкциями предприятия при обязательном применении всех защитных средств.

При ликвидации аварии оперативный персонал производит необходимые операции с релейной защитой и автоматикой в соответствии с инструкциями предприятия.

Оперативный персонал контролирует работу автоматики; убедившись в ее неправильных действиях, переходит на ручное управление. В работу защит оперативный персонал не вмешивается, и лишь при отказе действия защиты персонал выполняет ее функции.

Распоряжения, отдаваемые оперативному персоналу, должны быть краткими и понятными. Отдающий и принимающий команду должны четко представлять порядок производства всех намеченных операций и допустимость их выполнения по состоянию схемы и режиму оборудования. Полученная команда повторяется исполняющим ее работником. Исполнению подлежат только те распоряжения, которые получены от непосредственного руководителя, лично известного работнику, получающему распоряжение.

Эксплуатационный персонал регистрирует все обстоятельства возникновения аварии в установленном порядке.

О каждой операции по ликвидации аварии докладывается вышестоящему оперативному персоналу, не дожидаясь опроса. Руководство энергосистемы (объединенной, единой энергосистем), электростанции извещается о происшедшем и о принятых мерах после проведения тех операций, которые следует выполнять немедленно.

При ликвидации аварии все распоряжения диспетчера энергосистемы (объединенной, единой энергосистем) по вопросам, входящим в его компетенцию, выполняются немедленно, за исключением распоряжений,

выполнение которых может представлять угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному персоналу ошибочным, оперативный персонал указывает на это диспетчеру. В случае подтверждения диспетчером своего распоряжения персонал его выполняет.

В аварийной ситуации оперативный персонал обеспечивается первоочередной связью, а в случае необходимости по его требованию прерываются остальные переговоры.

Диспетчер энергосистемы срочно информируется начальником смены электростанции о возникновении аварии.

Начальник смены электростанции во время ликвидации общестанционной аварии находится, как правило, в помещении главного (центрального) щита управления, а уходя из него, указывает свое местонахождение.

Начальники смен тепловых цехов и старшие машинисты энергоблоков во время ликвидации аварии находятся, как правило, на своих рабочих местах (блочных или групповых щитах управления) и принимают все меры, направленные на поддержание нормальной работы оборудования, не допуская развития аварии в этих цехах (на энергоблоках).

Начальники смен цехов, покидая рабочее место, указывают свое местонахождение.

Местонахождение начальника смены электроцеха при ликвидации аварии определяется сложившейся обстановкой, о чем он уведомляет начальника смены электростанции и персонал центрального щита управления.

Местонахождение дежурного подстанции при ликвидации аварии определяется конкретной обстановкой. О местонахождении он сообщает вышестоящему оперативному персоналу.

Во время ликвидации аварии находящийся на дежурстве персонал, непосредственно обслуживающий оборудование, остается на рабочих местах, принимая все меры к сохранению оборудования в работе, а если это невозможно - к его отключению. Уходя, дежурный персонал сообщает о своем

местонахождении вышестоящему оперативному персоналу. Рабочее место оставляется:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования;
- по распоряжению работника, руководящего ликвидацией аварии.

Диспетчер предприятия электрических сетей, если он одновременно не является и дежурным подстанции, при ликвидации аварии, как правило, находится в помещении диспетчерского пункта.

Персонал смены, на оборудовании которого режим не был нарушен, усиливает контроль за работой оборудования, внимательно следит за распоряжениями руководителя ликвидации аварии и готовится к действиям в случае распространения аварии на его участок, а при отсутствии связи - руководствуется указаниями инструкций.

Персонал, не имеющий постоянного рабочего места (обходчики, дежурные слесари, резервный персонал и др.), при возникновении аварии немедленно поступает в распоряжение непосредственного руководителя и по его указанию принимает участие в ликвидации аварии.

Приемка и сдача смены во время ликвидации аварии не производится; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией аварии.

При аварии, которая требует длительного времени для ее ликвидации, допускается сдача смены по разрешению вышестоящего оперативного дежурного.

Начальник смены электростанции помимо сообщения об авариях и нарушениях режима на самой электростанции ставит в известность диспетчера энергосистемы также о следующих нарушениях: об автоматических включениях, отключениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных

напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, резком снижении напряжения в контрольных точках, перегрузке генераторов и работе АВР, возникновении качаний, внешних признаках коротких замыканий как на электростанции, так и вблизи нее, о работе защит на отключение, работе АВР, АПВ, ЧАПВ, режимной автоматики, об отключении генерирующего оборудования.

Оперативный персонал электростанции может самостоятельно выполнять работы по ликвидации аварии с последующим уведомлением вышестоящего оперативного персонала независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером (начальником смены).

Примечание. Потерей связи считается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность в течение 2 - 3 мин. связаться с вышестоящим оперативным персоналом из-за его занятости, плохой слышимости и перебоев в работе связи. Наряду с действиями по ликвидации аварии принимаются меры для восстановления связи.

В инструкции предприятия указываются операции, которые оперативный персонал проводит самостоятельно при потере связи, а также операции, которые самостоятельно не выполняются.

Оперативный персонал независимо от присутствия лиц административно-технического персонала, как правило, единолично принимает решения, осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима работы оборудования и ликвидации аварии. Распоряжения руководителей энергообъединения, электростанции, предприятия и их подразделений соответствующему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

Все оперативные переговоры с момента возникновения аварии и до ее ликвидации записываются на магнитофон или жесткий диск компьютера.

Находящиеся на диспетчерском пункте главный диспетчер, начальник центральной диспетчерской службы или их заместители берут руководство

ликвидацией аварии на себя или поручают его другому работнику, если считают действия диспетчера неправильными. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном журнале.

При ликвидации аварии на электростанции начальники смен цехов (блоков) сообщают начальнику смены станции о всех нарушениях нормального режима работы и выполняют все его указания.

Весь персонал, находящийся во время аварии на электростанции, включая начальников цехов, выполняет распоряжения начальника смены станции в вопросах, связанных с ликвидацией аварии.

На электростанциях начальник цеха или его заместитель может отстранить от руководства ликвидацией аварии начальника смены соответствующего цеха, не справляющегося с ликвидацией аварии, приняв руководство сменой на себя или поручив его другому работнику. О замене необходимо поставить в известность начальника смены электростанции и оперативный персонал смены.

Работник, принявший руководство ликвидацией аварии на себя, принимает все обязанности отстраненного от руководства работника и оперативно подчиняется вышестоящему оперативному руководителю.

Передача руководства ликвидацией аварии оформляется записью в оперативном журнале. Персонал, отстраненный от ликвидации аварии, остается на своем рабочем месте и выполняет распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии.

Во время аварии на щите управления блока, электростанции, подстанции, в помещении диспетчерского пункта предприятия или района электрических сетей энергосистемы, органов диспетчерского управления объединенными (единой) энергосистемами находятся лишь лица, непосредственно участвующие в ликвидации аварии, лица административно-технического персонала и специалисты технологических служб. Список таких лиц определяется в установленном порядке.

По окончании ликвидации аварии лицо, руководившее ликвидацией, составляет сообщение об аварии по установленной форме.

Ответственным за поддержание (регулирование) частоты электрического тока в ЕЭС в соответствии с требованиями ГОСТ является диспетчер ЦДУ ЕЭС или диспетчер ОДУ (энергосистемы) в изолированно работающей ОЭС (энергосистеме).

Кроме того, в поддержании нормального уровня частоты обязаны участвовать все энергосистемы, работающие параллельно.

Для этого каждая энергосистема (ОЭС) должна выполнять заданный суточный график сальдо-перетока мощности с коррекцией его величины в зависимости от уровня частоты.

Если для регулирования частоты в ЕЭС (ОЭС, энергосистеме) назначена отдельная электростанция или несколько электростанций, то диспетчер, ответственный за регулирование частоты, разгружая или загружая другие электростанции, обеспечивает ей необходимый регулировочный диапазон.

При снижении частоты в ЕЭС (ОЭС или энергосистеме) при потере генерирующей мощности или возрастании потребления диспетчеры энергосистем (ОДУ) не должны своими действиями отрицательно влиять на режим работы остальных энергосистем (ОЭС) - например, разгружать электростанции для сохранения своего сальдо-перетока мощности.

При снижении частоты в ЕЭС (ОЭС, энергосистеме) диспетчеры избыточных энергосистем не должны снижать выдачу, а дефицитных энергосистем - увеличивать прием своего сальдо-перетока мощности, а при недопустимо низком уровне частоты или дальнейшем ее снижении по команде диспетчера, регулирующего частоту, должны повысить задаваемые значения резервов мощности.

Диспетчер энергосистемы (ОЭС), в которой произошла потеря генерирующей мощности, должен использовать все имеющиеся собственные резервы мощности (по согласованию с вышестоящим диспетчером), а также через диспетчера, ответственного за регулирование частоты, найти и согласовать использование резервов мощности других энергосистем (ОЭС) с учетом пропускной способности связей.

При внезапном понижении частоты (в течение нескольких секунд, при потере значительной генерирующей мощности или выделении отдельных ОЭС, энергосистем, регионов или узлов с дефицитом мощности) на 0,1 Гц и более от предшествующего установившегося значения диспетчера ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистемы должны на основании показаний приборов диспетчерского пункта, опроса подчиненного оперативного персонала и сообщений с мест определить причины понижения частоты, выяснить состояние и режим работы контролируемых межсистемных и внутрисистемных связей и принять меры по восстановлению частоты до уровня, установленного ГОСТ (если не поступили другие указания или распоряжения руководства), путем использования резервов мощности в энергосистемах, не допуская при этом превышения допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям.

При потере генерирующей мощности, отключении энергоблоков, линий электропередачи или погашении подстанции начальник смены электростанции, диспетчер энергосистемы обязан немедленно сообщить вышестоящему диспетчеру об аварийных отключениях и принять меры по ликвидации нарушения.

При внезапном (в течение нескольких секунд) повышении частоты на 0,1 Гц и более против установившегося значения диспетчер ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистемы должны на основании показаний устройств телесигнализации на диспетчерском пункте, опроса и сообщений подчиненного оперативного персонала определить причины повышения частоты, выяснить состояние и режим работы межсистемных и внутрисистемных контролируемых связей, а при частоте более 50, 20 Гц принять меры по разгрузке электростанций (ГЭС, ТЭС, ТЭЦ) и переводу агрегатов ГАЭС в двигательный режим для снижения частоты.

В случае возникновения перегрузки контролируемых связей диспетчера ОДУ должны самостоятельно принять меры по их разгрузке или перераспределению нагрузок электростанций, обеспечивающих снижение перетоков мощности до допустимых значений.

О всех произведенных действиях по изменению нагрузок электростанций, отключении оборудования электростанций начальники смен станций должны немедленно ставить в известность диспетчера энергосистемы, диспетчер энергосистемы - докладывать диспетчеру ОДУ, а диспетчер ОДУ - диспетчеру ЦДУ ЕЭС.

При повышении частоты выше 50,2 Гц диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистем должны принять меры по разгрузке электростанций для снижения частоты с контролем перетоков мощности по межсистемным и внутрисистемным связям.

При этом для сохранения устойчивости по конкретным связям диспетчеры ЦДУ ЕЭС, ОДУ, энергосистем должны разгружать электростанции в избыточной части и загружать электростанции (или отключать потребителей) в дефицитной части, добиваясь понижения общего уровня частоты и сохранения устойчивости по связям.

При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС и повышении частоты выше 50,4 Гц оперативный персонал энергосистемы и дежурный персонал электростанций с разрешения диспетчера энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС принимает меры по снижению частоты путем отключения энергоблоков тепловых электростанций и аварийной разгрузки АЭС с блоками типа ВВЭР на 5-10%.

При дальнейшем повышении частоты в отделившейся энергосистеме, ОЭС или изолированно работающем регионе и при достижении значения 51,5 Гц начальники смен электростанций должны самостоятельно приступить к глубокой разгрузке ТЭС путем перевода энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара, отключения котлов на дубль-блоках, а также отключать энергоблоки.

О произведенных действиях начальники смен электростанций должны немедленно ставить в известность диспетчера энергосистемы.

Диспетчеры энергосистемы, ОДУ, ЦДУ ЕЭС должны контролировать действия подчиненного персонала, а также режим контролируемых межсистемных и внутрисистемных связей. При этом должны быть запрещены или отменены операции, связанные с отключением или планируемым отключением указанных линий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате анализа существующей системы электроснабжения части города Благовещенск а так же центра питания были выявлены следующие замечания: срок службы кабельных линий 10 кВ значительно превышает срок заложенный заводом изготовителем, на трансформаторных подстанциях 10/0,4 кВ происходит превышение фактического коэффициента загрузки над нормативным значением, в центре питания - подстанции Зейская используется оборудование которое практически полностью израсходовало свой ресурс и требуется его замена. На основании расчетов нагрузок проведен выбор как трансформаторов 10/0,4 кВ так и кабельных линий 10 кВ с последующими необходимыми проверками, все принятое оборудование прошло проверку и может быть использовано в существующей системе электроснабжения.

В ходе расчета токов короткого замыкания определены их фактические значения и составляющие во всех распределительных устройствах подстанции Зейская. В ходе реконструкции на подстанции Зейская выполнена замена распределительного устройства высокого напряжения на типовое решение 4Н «сдвоенный блок с выключателями в цепях трансформаторов и неавтоматической перемычкой в цепях линий», произведен выбор оборудования распределительных устройств 10,35 кВ с последующей проверкой по условиям протекания токов короткого замыкания, все оборудование прошло проверку и так же может быть использовано.

Проведен расчет системы молниезащиты и заземления подстанции Зейская, так же рассчитаны уставки защит силовых трансформаторов 35/10 кВ, выполнена оценка экономической целесообразности принятого варианта реконструкции системы электроснабжения с центром питания подстанции Зейская, рассмотрены вопросы связанные с охраной труда при эксплуатации электрооборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

21 <https://ru.wikipedia.org/wiki/Благовещенск>

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Расчет нагрузок

ТП	P_{PHH} (кВт)	Q_{PHH} (квар)	S_{PHH} (кВА)	$tg\varphi$
260	84,00	52,08	98,83	0,62
262	436,40	147,83	460,76	0,34
245	355,70	163,65	391,54	0,46
103В	429,86	143,36	453,14	0,33
97	395,74	106,40	409,80	0,27
96	312,90	96,32	327,39	0,31
95	719,94	185,24	743,39	0,26
94	348,96	75,92	357,12	0,22
101	173,00	95,53	197,62	0,55
РТП-5	180,00	100,44	206,13	0,56
102	194,40	108,97	222,86	0,56
100Б	599,00	140,56	615,27	0,23
100В	248,40	114,66	273,59	0,46

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Проверка коэффициентов загрузки

ТП	$S_{НОМ}$ (кВА)	n (шт.)	$S_{РНН}$ (кВА)	k_3	$k_{3.ПДВ}$
260	400	1	98,83	0,25	-
262	250	2	460,76	0,92	1,84
245	250	2	391,54	0,78	1,57
103В	400	1	453,14	1,13	-
97	400	1	409,8	1,02	-
96	250	2	327,39	0,65	1,31
95	400	2	743,39	0,93	1,86
94	250	2	357,12	0,71	1,43
101	250	2	197,62	0,40	0,79
РТП-5	400	2	206,13	0,26	0,52
102	250	2	222,86	0,45	0,89
100Б	400	2	615,27	0,77	1,54
100В	250	1	273,59	1,09	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет потерь мощности трансформаторов

ТП	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (кВА)	ΔS_m (кВА)	$P_{P_{\text{вн}}}$ (кВт)	$Q_{P_{\text{вн}}}$ (квар)	$S_{P_{\text{вн}}}$ (кВА)
260	0,85	3,99	4,08	84,85	56,07	102,91
262	4,45	20,81	21,28	440,85	168,64	482,04
245	3,64	17,01	17,39	359,34	180,66	408,93
103В	4,38	20,47	20,93	434,24	163,83	474,07
97	3,96	18,51	18,93	399,7	124,91	428,73
96	3,16	14,79	15,12	316,06	111,11	342,51
95	7,18	33,58	34,34	727,12	218,82	777,73
94	3,45	16,13	16,50	352,41	92,05	373,62
101	1,76	8,21	8,39	174,76	103,74	206,01
РТП-5	1,83	8,58	8,77	181,83	109,02	214,9
102	1,96	9,18	9,38	196,36	118,15	232,24
100Б	5,94	27,79	28,42	604,94	168,35	643,69
100В	2,54	11,85	12,12	250,94	126,51	285,71