

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 10-0,4 кВ села Лазарево в Ленинском районе Еврейской автономной области

Исполнитель
студент группы

подпись, дата

А.В. Ляшенко

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 2022

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 Ляшенко Александра Валерьевича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения напряжением 10-0,4 кВ села Лазарево в Ленинском районе Еврейской автономной области
(утверждено приказом от 00.00.2022 № 000-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Подробная однолинейная схема подстанции Унгун 110/35/10 кВ, однолинейная схема электрической сети 10 кВ, план расположения ТП 10/0,4 кВ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор силовых трансформаторов ТП, расчет токов короткого замыкания, выбор оборудования на подстанции Унгун

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 6 листов формата А1

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 _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: зав. кафедрой энергетики, профессор доктор. техн. наук Н.В. Савина

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 114 стр., 12 рисунков, 53 таблицы, 122 формулы, 30 источников, 9 приложений.

СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ПОТРЕБИТЕЛЬ, УДЕЛЬНАЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ КОЭФФИЦИЕНТ СОВМЕЩЕНИЯ МАКСИМУМОВ НАГРУЗКИ, КОЭФФИЦИЕНТ ЗАГРУЗКИ, СИЛОВОЙ ТРАНСФОРМАТОР, ВЫСОКОВОЛЬТНЫЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ ТРАНСФОРМАТОР, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ОГРАНИЧИТЕЛЬ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ, КОМПЛЕКТНОЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНО УСТРОЙСТВО.

Данная работа посвящена разработке проекта современной системы электроснабжения села Лазарево в Ленинском районе Еврейской автономной области с центром питания ПС Унгун напряжением 110/35/10 кВ. На основании анализа всех недостатков существующей системы электроснабжения, разработан вариант соответствующий всем требованиям надежности и качества электроснабжения потребителей. В работе так же проведена глубокая реконструкция и модернизация источника питания ПС Унгун с заменой всего электротехнического оборудования включая силовое, защитное и измерительное. В ходе выполнения данной работы проведен расчет токов короткого замыкания и на основании полученных данных выполнена проверка выбранного оборудования. В отдельной части работы рассмотрены условия безопасной эксплуатации оборудования обслуживающим персоналом. Определены экономические показатели проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Краткая характеристика села Лазарево	11
1.1 Характеристика села Лазарево	11
1.2 Климатическая характеристика местности	11
2 Характеристика источника питания	14
3 Характеристика существующей сети 10 кВ	18
3.1 Характеристика потребителей	20
4 Определение нагрузок 0,4 кВ	23
4.1 Расчет нагрузок существующих потребителей	23
4.2 Расчет нагрузок вновь вводимых потребителей	27
5 Прогнозирование электрических нагрузок	29
6 Проверка коэффициентов реактивной мощности нагрузки ТП	31
7 Проверка коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	33
8 Выбор числа и мощности трансформаторов реконструируемых ТП	36
9 Низковольтное электроснабжение	39
10 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ТП	41
11 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС Унгун	44
12 Расчет потокораспределения в сети 10 кВ	45
13 Выбор проводников линий электропередачи 10 кВ	51
13.1 Выбор проводников линий 10 кВ	51
14 Реконструкция ПС Унгун	54
14.1 Выбор схемы распределительных устройств	54
15 Выбор трехобмоточного трансформатора ПС Унгун	56
16 Расчет токов короткого замыкания	57
16.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС Унгун	57
16.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ	63
17 Выбор оборудования РУ 110/35/10 КВ ПС «Унгун»	67

17.1	Выбор выключателей на стороне 110 кВ	67
17.2	Выбор выключателей на стороне 35 кВ	70
17.3	Выбор выключателей на стороне 10 кВ	71
17.4	Выбор разъединителей	73
17.5	Выбор трансформаторов тока	74
17.6	Выбор трансформаторов напряжения	79
17.7	Выбор гибкой ошиновки	81
17.8	Выбор жесткой ошиновки	82
17.9	Выбор ОПН	84
18	Проверка линий 10 кВ по термической стойкости и потере напряжения	86
18.1	Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ	86
18.2	Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	87
19	Технико-экономическое обоснование варианта реконструкции подстанции Унгун	89
20	Разработка релейной защиты трансформаторов 110 кВ после реконструкции	91
20.1	Дифференциальная защита	91
20.2	Защита от перегрузки	93
20.3	Максимальная токовая защита	93
20.4	Газовая защита	94
21	автоматика ввода резерва	95
22	автоматическая частотная разгрузка	96
23	Устройство резервирования отказа выключателя	97
24	автоматическое повторное включение	98
25	Безопасность и экологичность	99
25.1	Безопасность	99
25.2	Экологичность	105
25.3	Чрезвычайные ситуации	109
	Заключение	112
	Библиографический список	113

Приложение А - Расчет мощности нагрузки ТП	116
Приложение Б - Прогнозирование электрических нагрузок	117
Приложение В - Расчет коэффициента реактивной мощности	118
Приложение Г – Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП	119
Приложение Д - Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов	120
Приложение Е – Выбор проводников 0,4 кВ	121
Приложение Ж - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП	122
Приложение З - Расчет потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок на ВЛ	123
Приложение И - Выбор проводников ВЛ	124

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР – автоматика ввода резерва;

АПВ – автоматика повторного включения;

ВН – выключатель нагрузки;

КЗ – короткое замыкание;

КУ – компенсирующее устройство;

ЛЭП – линия электропередачи;

МТЗ – максимальная токовая защита;

ОПН – ограничитель перенапряжений нелинейный;

ОУ – огнетушитель углекислотный;

ПС – понижающая электрическая подстанция;

СВ – секционный выключатель;

ТН – трансформатор напряжения;

ТО – токовая отсечка;

ТП – комплектная трансформаторная подстанция;

ТТ – трансформатор тока.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в связи с выпуском промышленностью современных материалов в электроэнергетике существует тенденция реконструкции систем электроснабжения с целью повышения надежности электроснабжения. Современные материалы позволяют в значительной степени снизить затраты на эксплуатацию системы электроснабжения, снизить потери мощности и напряжения, в значительной степени повысить надёжность питания потребителей.

Представленная тема выбрана в связи с тем что в селе Лазарево Ленинского района Еврейской автономной области в настоящее время существует проблема надежности электроснабжения потребителей, при этом основным фактором является физический износ оборудования как же на самом источнике питания подстанции Унгун так и в системе электроснабжения напряжением 10 кВ, изношенное оборудование которое препятствует развитию системы электроснабжения при увеличении нагрузок и подключении новых потребителей необходимо модернизировать для соответствия накладываемым требованиям. Данный факт приводит к неудовлетворительному качеству и надежности электроснабжения, периодическому отключению потребителей, и соответствующим убыткам энерго-снабжающей организации. Для устранения данной проблемы рассматриваемой части системы электроснабжения в данной работе предусматривается разработка проекта новой системы, учитывающей все требования по качеству и надёжности питания потребителей

Актуальность работы заключается в том что вопрос реконструкции систем электроснабжения села Лазарево в Ленинском районе Еврейской автономной области давно остро стоит перед энерго-снабжающей организацией, а в настоящее время с появлением современного оборудования и материалов появляется возможность выполнить реконструкцию в минимальные сроки с минимальными затратами средств.

Цель работы – реконструкция системы электроснабжения села Лазарево для повышения надежности электроснабжения.

Задачи решаемые в данной работе: анализ проблем которые встречаются в рассматриваемой системе электроснабжения и разработка мероприятий по их решению, проверка режимов работы трансформаторных подстанций по коэффициенту загрузки и рассмотрение вопроса реконструкции тех на которых он имеет значительное отклонение от нормативного значения. Выбор линейного оборудования в системе электроснабжения 10 кВ, а так же на источнике питания ПС Унгун.

В работе были рассмотрены следующие вопросы

1) Оценка состояния системы электроснабжения села Лазарево в Ленинском районе Еврейской автономной области, а так же источника питания для данного района подстанции Унгун напряжением 110/35/10 кВ

2) Определение величины нагрузок и коэффициентов загрузки трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, выбор трансформаторов при необходимости.

3) Выбор современных типов проводников для воздушных линий электропередачи с последующей их проверкой.

4) Решение вопроса установки второго трехобмоточного трансформатора на ПС источнике питания данного РЭС с соответствующей реконструкцией распределительного устройства высокого напряжения.

5) Расчет токов короткого замыкания.

6) Выбор оборудования на ПС Унгун и его проверка по стойкости к токам короткого замыкания

7) Расчет экономических показателей при реконструкции сети и источника питания

8) Решение вопросов связанных с безопасной эксплуатацией электротехнического в том числе маслonaполненного оборудования.

Практическая значимость от выполнения данной работы заключается в получении готового проекта реконструкции системы электроснабжения и источника питания с указанием необходимого оборудования и его характеристик

После выполнения работы ожидаемыми результатами является: получение фактических значений нагрузок во всех узлах сети и значений токов короткого замыкания, технических характеристик оборудования, получение данных о стоимости реализации проекта реконструкции.

При выполнении работы использовалось лицензионное программное обеспечение: Word, Excel, Visio. Mat soft: Mathcad, и свободно распространяемое:

Графическая часть работы включает 6 листов формата А1.

1 КРАТКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА СЕЛА ЛАЗАРЕВО

1.1 Характеристика села Лазарево

Лазарево — село в Ленинском районе Еврейской автономной области, административный центр Лазаревского сельского поселения. Население — 1051 человек по состоянию на 2021 год. Село Лазарево расположено к юго-западу от Биробиджана, через село проходит автотрасса областного значения Бирофельд — Амурзет, расстояние до Биробиджана (через село Бирофельд) 86 км. Расстояние до районного центра села Ленинское около 44 км (на юго-восток, через сёла Унгун и Бабстово).

План рассматриваемого села Лазарево представлен на рисунке 1

Село Лазарево является железнодорожной станцией, основное направление в котором развивается село это сельскохозяйственная деятельность, в настоящее время происходит планомерное увеличение населения, происходит увеличение посевных площадей, сбыт продукции происходит благодаря расположению села на автомобильной трассе областного назначения.

1.2 Климатическая характеристика местности

В данном разделе приводится климатическая характеристика местности которая необходима для правильного выбора и проверки электротехнического оборудования, в частности район по ветру, район по гололеду 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.

Климатические условия района, в котором находится ПС Унгун и система электроснабжения, соответствуют умеренному климатическому поясу.

При выборе как подстанционного так и оборудования системы электроснабжения 10 кВ, основываемся на метеорологических и иных данных о

климатических особенностях рассматриваемой местности, где предстоит выполнять реконструкцию, необходимые данные представлены в таблице 1.

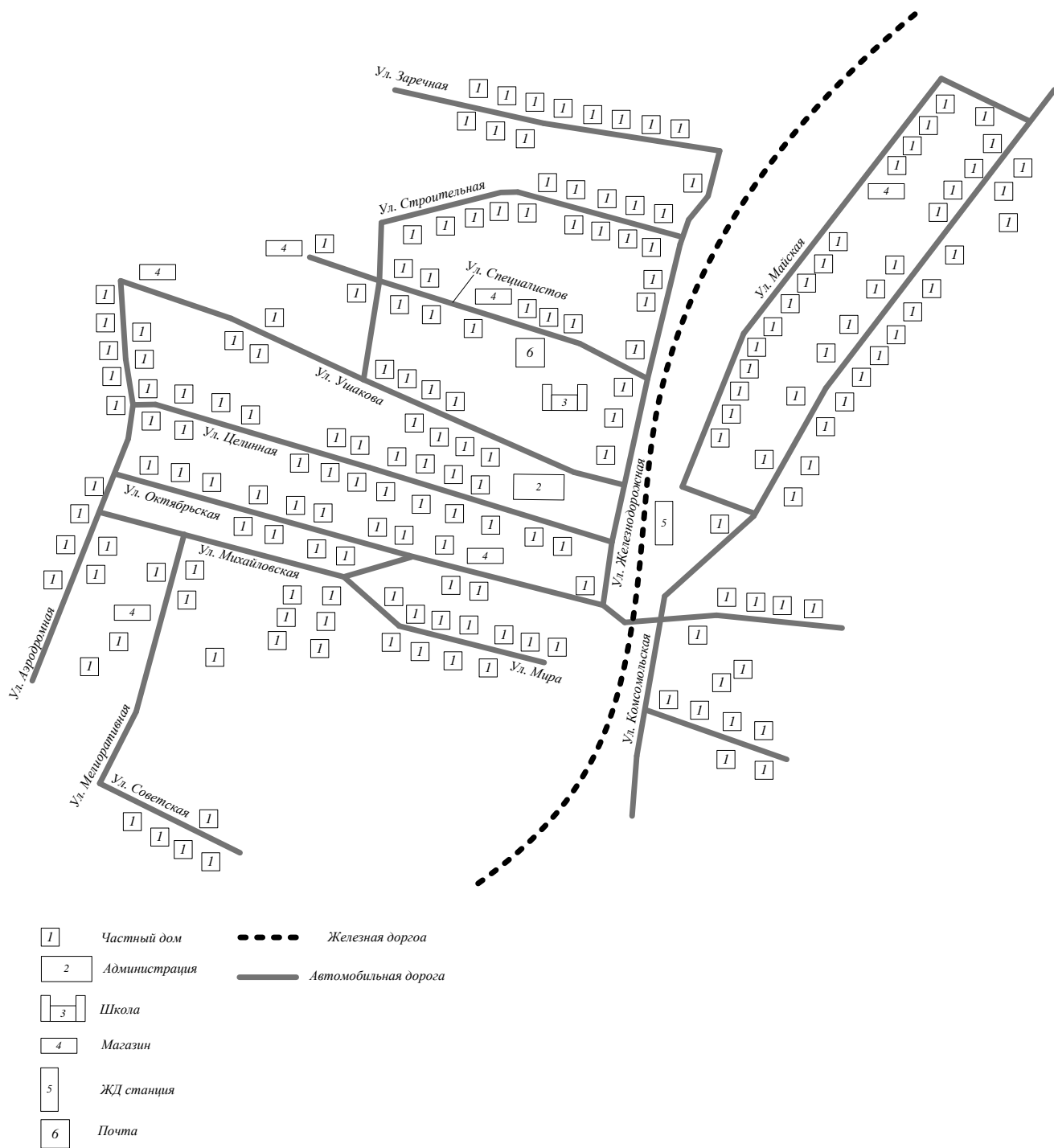


Рисунок 1 – План села Лазарево

Таблица 1 – Климатическая характеристика местности

район по гололеду	3
нормативная стенка гололеда, мм	10
район по ветру	3
минимальная температура воздуха, °С	- 54
среднегодовая температура воздуха, °С	+1,1
максимальная температура воздуха, °С	+ 36
число грозных часов в год	40-60
степень загрязнения атмосферы	2
температура при гололеде, °С	- 10
глубина промерзания грунтов, м	3
Тип грунта	Горно-лесные бурые оподзоленные почвы
Удельное сопротивление грунта	100 Ом×м
Преобладающее направление ветра	Юго-восточное

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ИСТОЧНИКА ПИТАНИЯ

В данном разделе рассмотрим подробно источник питания для села Лазарево подстанцию Унгун напряжением 110/35/10 кВ, подробная однолинейная схема данного объекта представлена на рисунке 2.

Проведем анализ распределительных устройств данной ПС:

РУ 110 кВ: данное распределительное устройство выполнено открытым и имеет две отходящие воздушные линии в сторону подстанций Биджан и Биробиджан. На данном распределительном устройстве имеется одна секция шин на которую и подключаются данные ВЛ посредством разъединителей, при этом имеется ремонтная перемычка со стороны ВЛ. От данного РУ получает питание один трехобмоточный трансформатор типа ТМТН 6300/110/35/10, который подключается по средством отделителя с короткозамыкателем. Следует отметить крайне низкую надежность данного РУ т.к. при коротком замыкании на одной рабочей секции 110 кВ происходит погашение не только самой ПС но и смежных ВЛ 110 кВ, второй очевидный недостаток данного устройства это применение устаревшего коммутационного оборудования в частности отделителя с короткозамыкателем, в настоящее время подобное оборудование повсеместно выводится из эксплуатации во всех электрических сетях и заменяется на выключатели. Данная работа рассматривает вопрос реконструкции данной ПС так же будет изменено распределительное устройство 110 кВ с установкой выключателей для повышения надежности электроснабжения. Дата ввода в эксплуатацию оборудования 1980 года

РУ 35 кВ выполнено по схеме «Одна рабочая секционированная выключателем система шин», при этом количество отходящих ВЛ – 1 шт. в сторону ПС Бастово, в данном случае следует отметить высокую надежность данного распределительного устройства благодаря наличию таких коммутационных аппаратов как выключатели а так же наличия секционирования что положительно влияет на режим работы сети при возникновении различного рода повреждений.

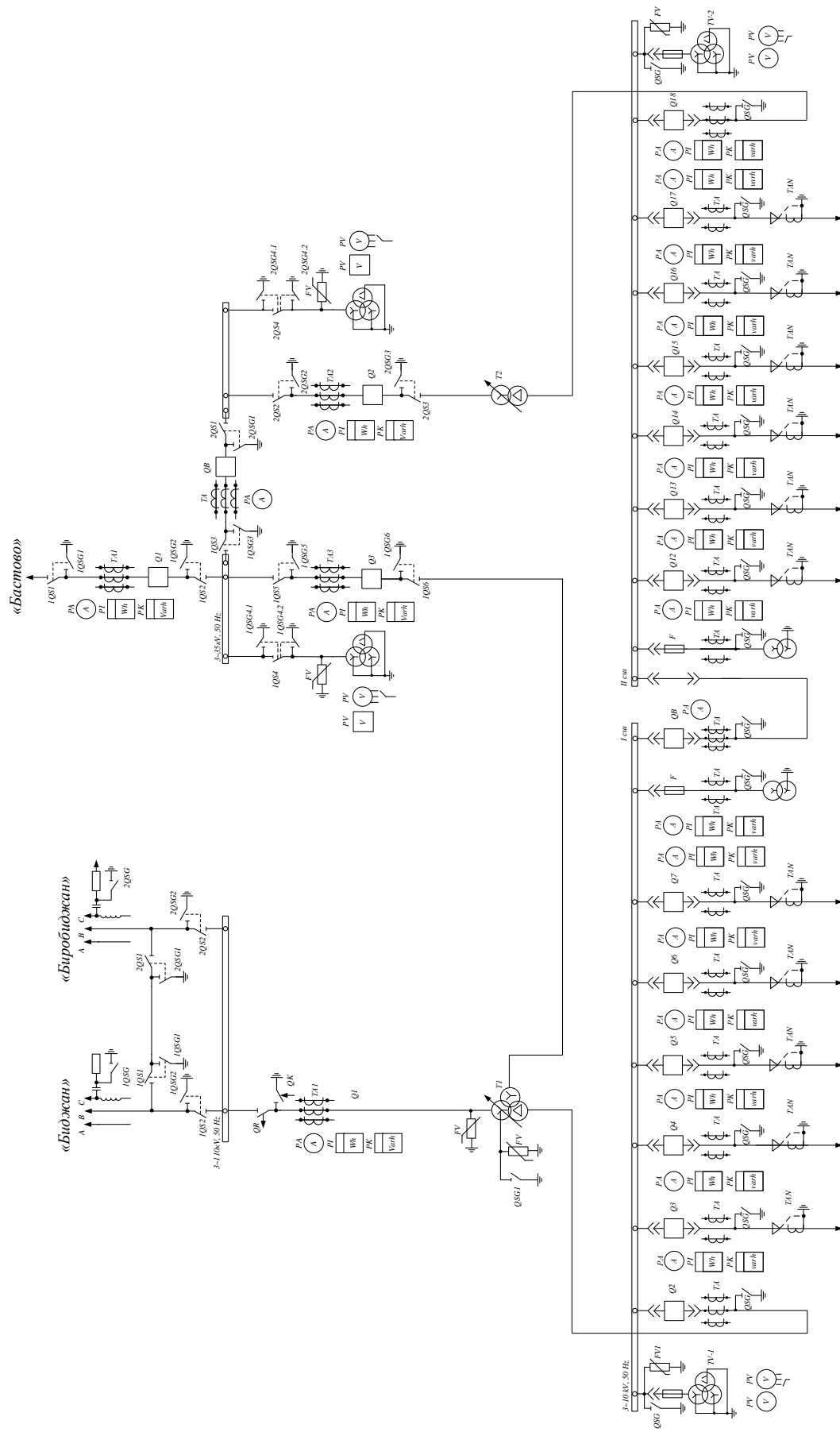


Рисунок 2 – Подробная однолинейная схема ПС Унгун 110/35/10 кВ

Однако следует отметить один существенный недостаток данного РУ 35 кВ на этом источнике питания – значительный физический износ всего электротехнического оборудования включая выключатели разъединители измерительные трансформаторы тока и напряжения как и в случае РУ 110 кВ. От данного РУ подключен один двух обмоточный трансформатор типа ТМН 4000/35/10 кВ который подает питание на 2 сек 10 кВ. Год ввода в эксплуатацию оборудования РУ 35 кВ 1980, применяемый тип выключателей 35 кВ МКП-35 (масляная изоляция), трансформаторы напряжения ЗНОМ-35

РУ 10 кВ имеет две секции шин с секционным выключателем, при этом количество отходящих фидеров составляет 7 шт. включая резервные. Данная схема является стандартной для большинства подобных подстанций и является весьма надежной. Так же как и в случае предыдущих в данном РУ требуется замена оборудования на современное. Как и остальное оборудование данное РУ было введено в эксплуатацию в 1980 году, используемые в настоящее время выключатели: ВМПП 10/630-20 (масляная изоляция), трансформаторы напряжения НТМИ-10.

Технические характеристики силовых трансформаторов установленных на данной ПС представлены в таблице 2, 3.

Таблица 2 – Основные характеристики ТМТН 6300/110/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	6300 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	115 кВ
Напряжение СН (номинальное)	38,5 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11,0 кВ
Ток холостого хода	0,33 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	17,0 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-СН	10,5 %
Напряжение КЗ обмоток СН-НН	6,0 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	12,5 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	52,0 кВт
Масса масла	12,8 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	6,1×4,4×5,1 м
Год ввода в эксплуатацию	1980

Таблица 3 – Технические характеристики ТМН 4000/35/10

Характеристика	Значение
Полная мощность	4000 кВА
Напряжение ВН (номинальное)	35 кВ
Напряжение НН (номинальное)	11,0 кВ
Ток холостого хода	0,9 %
Напряжение КЗ обмоток ВН-НН	7,5 %
Потери активной мощности в режиме ХХ	5,6 кВт
Потери активной мощности в режиме КЗ	33,5 кВт
Масса масла	3,98 т
Габаритные размеры трансформатора (Д×Ш×В)	4,0×3,35×3,8 м
Год ввода в эксплуатацию	1980

В данной работе планируется выполнить замену всего электротехнического оборудования подстанции Унгун на современное, а так же выполнить реконструкцию распределительных устройств с заменой РУ ВН на схему мостика, данные мероприятия позволят в значительной степени увеличить надежность электроснабжения всего района электрических сетей

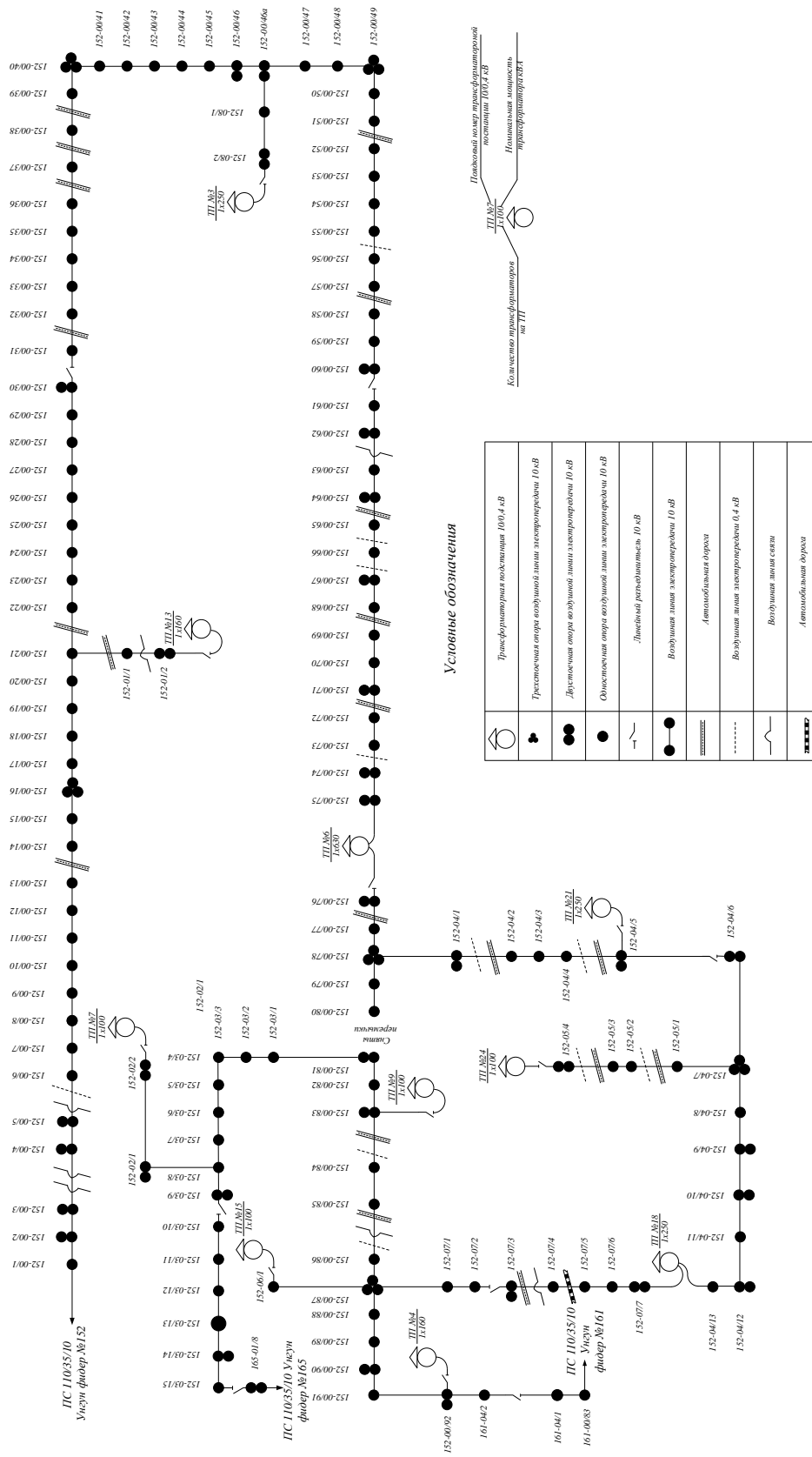
3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СЕТИ 10 КВ

В данном разделе работы проводим анализ существующей системы электроснабжения рассматриваемого участка сети, для этого на рисунке 1 представлена поопорная схема расположения комплектных трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, на рисунке 3 подробная однолинейная схема.

От подстанции Унгун в сторону села Лазарево отходит один основной фидер № 152, при этом общее количество ТП расположенных в населённом пункте получающих питание составляет 10 шт., имеются только одно-трансформаторные ТП.

Рассмотрим подробно характеристики данного фидера: Схема питания – петлевая, общее количество подключённых ТП - 10 шт., Тип трансформаторов ТМ 10/0,4 кВ номинальная мощность 100 - 630 кВА, суммарная протяженность участков ВЛ: 6,65 км., Резервирование осуществляется через: фидер № 161, 165 ПС Унгун, Тип опор ВЛ 10 кВ - деревянные и железобетонные

Рассмотрим основные недостатки системы электроснабжения потребителей данного фидера: материал используемого проводника ВЛ неизолированный провод марки АС который в настоящее время практически не используется в современных системах электроснабжения т.к. существуют новые типы с лучшими характеристиками например СИП, при использовании провода АС высока вероятность повреждения ВЛ из за коротких двухфазных и однофазных замыканий (ввиду отсутствия изолирующей оболочки), так же к недостаткам данного типа проводника можно отнести большие потери напряжения по сравнению с СИП ввиду большего реактивного сопротивления.



Условные обозначения

	Трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ
	Простоемная опора воздушной линии электропередачи 10 кВ
	Двухстоечная опора воздушной линии электропередачи 10 кВ
	Одностоечная опора воздушной линии электропередачи 10 кВ
	Линейный разъединитель 10 кВ
	Воздушная линия электропередачи 10 кВ
	Автобразованная опора
	Воздушная линия электропередачи 0,4 кВ
	Воздушная линия связи
	Автомобильная дорога

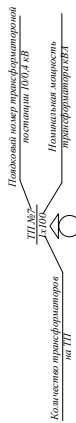


Рисунок 3 – Поопорная схема электрической сети 10 кВ

Следует отметить что используемые в настоящее время силовые трансформаторы типа ТМ так же имеют множество недостатков по сравнению с современными сухими, к ним можно отнести следующие: необходимость периодического контроля наличия масла в расширительном баке, вероятность возникновения пожара вследствие разгерметизации, повышенный шум и потери мощности данного типа трансформаторов, необходимость периодического контроля состояния масла и.т.д. Современные типы трансформаторов типа ТСЛ, которые предполагается устанавливать на реконструируемых ТП в данной работе, лишены указанных недостатков, а так же имеют меньшую стоимость.

Дополнительно следует отметить неудовлетворительное состояние воздушных линий электропередачи, в некоторых случаях имеет место проседание грунта под опорами, загнивание оснований и подпорок, перекосы и.т.д., все указанные недостатки следует учесть при реконструкции системы электроснабжения с целью повышения надежности электроснабжения потребителей.

Выполним анализ существующей системы электроснабжения 10 кВ: схема питания трансформаторных подстанций имеет резервирование (двукратное) что положительно сказывается на надежности, однако состояние электрических сетей а в частности физический и моральный износ тем не менее приводят к частым отключениям потребителей, можно сделать вывод о том что необходима замена устаревшего оборудования на более технологичное современное которое имеет ряд преимуществ и позволит сделать задел для подключения дополнительных потребителей в будущем, сама схема питания ТП может быть оставлена прежней.

3.1 Характеристика потребителей

Всех потребителей электрической энергии можно классифицировать по значительному количеству категорий включая следующие [1]:

- 1) по режимам работы;
- 2) по мощности и напряжению;
- 3) по роду тока;

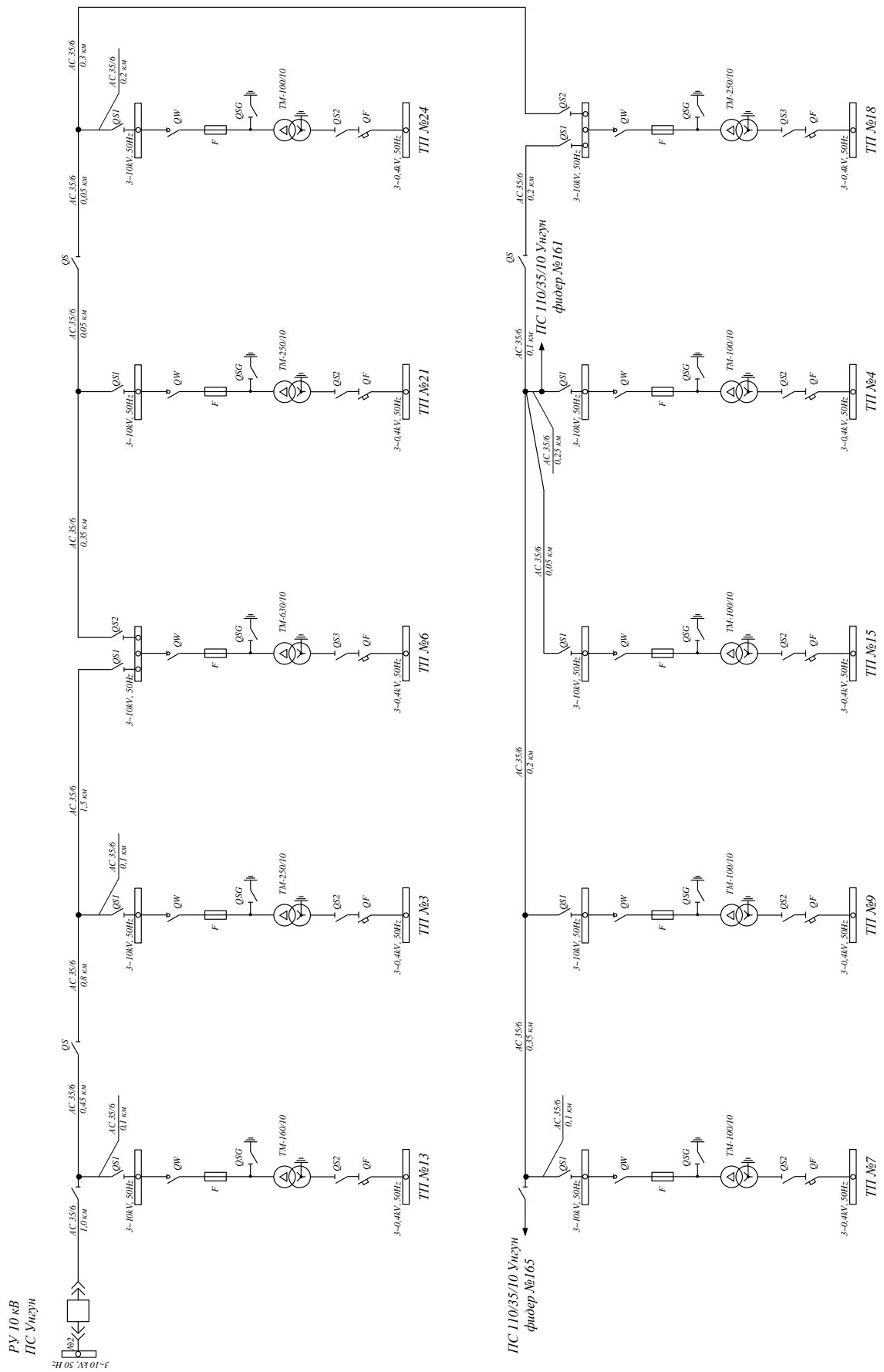


Рисунок 4 – Подробная однолинейная схема электрической сети 10 кВ

4) по степени надежности электроснабжения.

Основными потребителями в рассматриваемом районе являются жилые постройки в частности коттеджи, как одноэтажные так и в несколько уровней, так же имеются в центре поселка несколько многоэтажных жилых домов (до 5 этажей), так же имеется в общей массе потребителей значительное количество гаражей, административное здание, мелкие частные предприятия, торговые площади, пилорама. Следует отметить и общественные потребители: Лазаревская школа, детский сад, средняя школа.

По характеру нагрузки все потребители относятся к электроприемникам малой и средней мощности получающих питание на напряжении 0,4 кВ промышленной частоты 50 Гц.

По категории надежности электроснабжения все одно трансформаторные ТП питают потребителей второй и третьей категории, следует отметить что первая категория потребителей, а так же ее особая группа в рассматриваемом районе электрических сетей не присутствует.

Первая категория потребителей в системе электроснабжения не представлена

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗОК 0,4 КВ

4.1 Расчет нагрузок существующих потребителей

Ввиду отсутствия данных по контрольным замерам принято решение определить методом удельных электрических нагрузок расчетные мощности нагрузки существующих ТП, для дальнейшей проверки трансформаторов ТП по коэффициенту загрузки.

В данном разделе проводится определение расчетных значений таких как активная, реактивная составляющие и полная мощность, по полученным данным будут проверены на коэффициент загрузки все трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ рассматриваемого участка сети и принято решение о необходимости реконструкции тех из них, где данный параметр превышает нормативное значение. Так же на основе полученных данных определяется мощность нагрузки приведенная к шинам высокого напряжения данных ТП т.е. с учетом потерь активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах.

Для примера в данном разделе проводим расчет нагрузки ТП № 24 на которой установлен один трансформатор номинальной мощностью 160 кВА. В таблице 4 представлены характеристики потребителей которые питаются от данной ТП [2].

На рисунке 5 представлена экспликация зданий подключенных от ТП

$$P_{p.чд} = P_{уд.чд} \cdot n_{чд} \quad (1)$$

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

$n_{чд}$ – количество частных домов.

Расчетная реактивная мощность частных домов [2]:

$$Q_{p.чд} = P_{p.чд} \cdot tg\phi_{чд} \quad (2)$$

где $tg\phi_{чд}$ – коэффициент мощности частного дома;

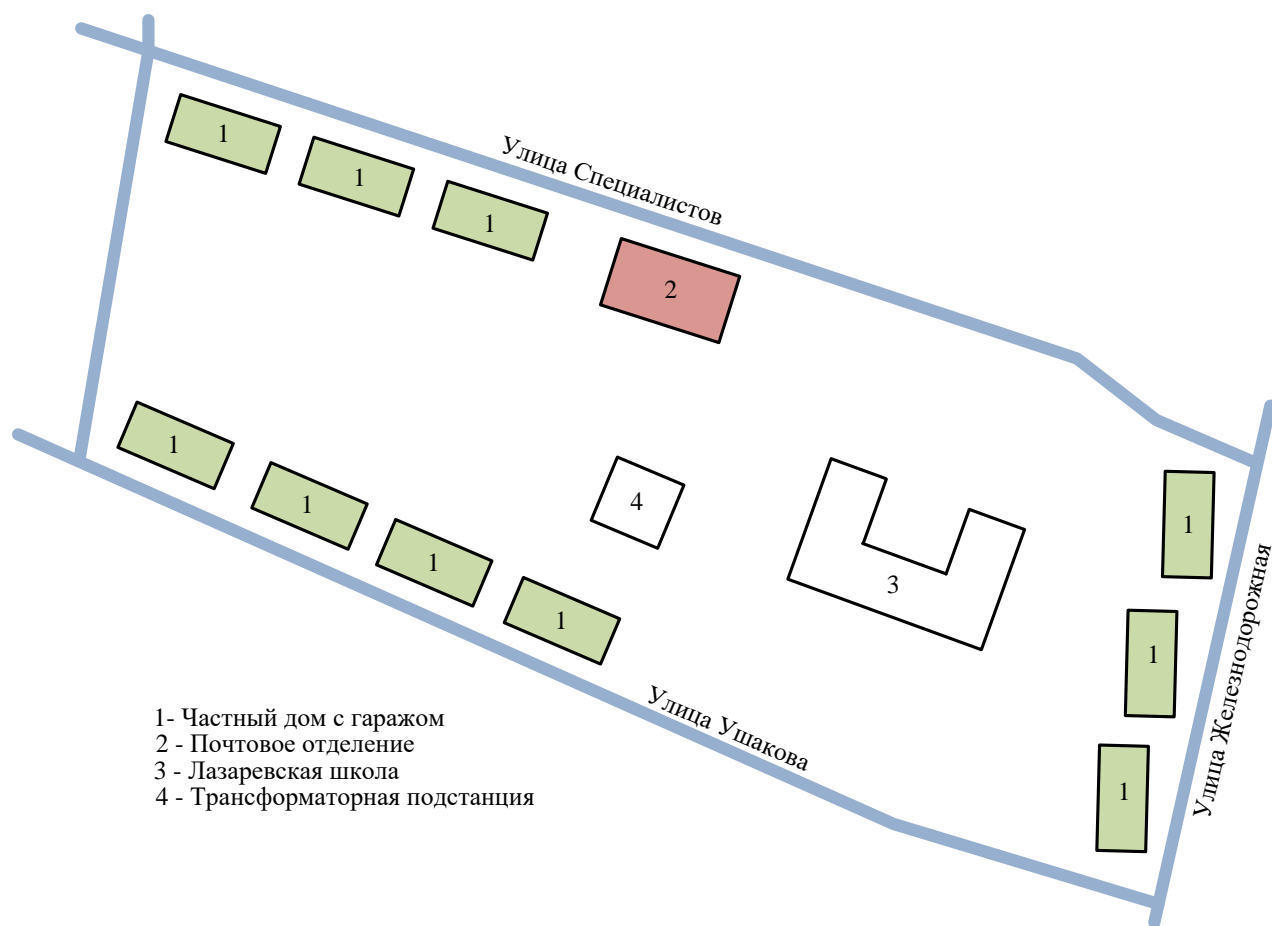


Рисунок 5 – Экспликация зданий

В случае если к шинам низкого напряжения подключаются различные потребители имеющие различное время наступления максимума нагрузки, то формула для расчета суммарной мощности включает в себя коэффициент совмещения максимумов нагрузки для каждого из них. Данный коэффициент не применяется только для того потребителя, который имеет большую мощность тем самым задает основной максимум нагрузки, воспользуемся ориентировочной формулой [3]:

$$P_{p.mn} = P_{\max} + \sum P_{zdi} \cdot k_{yi} \quad (3)$$

где P_{\max} – наибольшая нагрузка;

P_{zdi} – расчетная нагрузка определённого здания;

k_{yi} – коэффициент участия в максимуме.

Расчетная активная мощность частных домов:

Расчетная активная мощность нагрузки почтового отделения:

$$P_{p.поч} = P_{поч.уд} \cdot M_{поч} \quad (4)$$

где $P_{поч.уд}$ – расчетная активная мощность на один квадратный метр (кВт/м²);

$M_{поч}$ – площадь почтового отделения (м²).

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_{p.поч} = P_{p.поч} \cdot tg\varphi_{поч} \quad (5)$$

где $tg\varphi_{поч}$ – коэффициент реактивной мощности;

Расчетная активная мощность нагрузки школы:

$$P_{p.шк} = P_{шк.уд} \cdot N_{шк} \quad (6)$$

где $P_{шк.уд}$ – удельная расчетная активная мощность на одного учащегося (кВт/уч.);

$N_{шк}$ – количество учащихся (уч.).

Расчетная реактивная мощность нагрузки школы:

$$Q_{p.шк} = P_{p.шк} \cdot tg\varphi_{шк} \quad (7)$$

где $tg\varphi_{шк}$ – коэффициент мощности школы;

Расчетная активная мощность нагрузки гаражей:

$$P_{p.гар} = P_{гар.уд} \cdot n_{гар} \quad (8)$$

где $P_{гар.уд}$ – удельная расчетная активная мощность одного гаража (кВт/ед.);

$n_{гар}$ – количество гаражей (ед.).

Расчетная реактивная мощность нагрузки гаражей:

$$Q_{p.гар} = P_{p.гар} \cdot tg\varphi_{гар} \quad (9)$$

где $tg\phi_{gar}$ – коэффициент мощности гаражей;

Расчетная активная мощность освещения улиц:

$$P_{p.осв} = P_{осв.уд} \cdot L_{осв} \quad (10)$$

где $P_{осв.уд}$ – удельная расчетная активная мощность системы светодиодного освещения улиц (кВт/км);

$L_{осв}$ – протяженность системы светодиодного освещения улиц (км).

Расчетная реактивная мощность освещения улиц:

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot tg\phi_{осв} \quad (11)$$

где $tg\phi_{осв}$ – коэффициент мощности системы светодиодного освещения улиц;

Проводим расчет непосредственно для нашей ТП 24

$$P_{p.чд} = 7,23 \cdot 10 = 72,3 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.чд} = 72,3 \cdot 0,2 = 14,46 \text{ (квар)}$$

$$P_{p.поч} = 0,054 \cdot 200 = 10,8 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.поч} = 10,8 \cdot 0,27 = 6,16 \text{ (квар)}$$

$$P_{p.шк} = 0,25 \cdot 200 = 50,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.шк} = 50,0 \cdot 0,38 = 19,0 \text{ (квар)}$$

$$P_{p.гар} = 0,5 \cdot 10 = 5,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.гар} = 5,0 \cdot 0,35 = 2,0 \text{ (квар)}$$

$$P_{p.осв} = 2,0 \cdot 2,0 = 4,0 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.осв} = 4,0 \cdot 0,5 = 2,0 \text{ (квар)}$$

Суммарные активная и реактивная составляющие [3]:

$$P_{p.mn} = P_{p.чд} + P_{p.поч} \cdot k_{поч} + P_{p.шк} \cdot k_{шк} + P_{p.зар} \cdot k_{зар} + P_{p.осв} \cdot k_{осв} \quad (12)$$

$$Q_{p.mn} = Q_{p.чд} + Q_{p.поч} \cdot k_{поч} + Q_{p.шк} \cdot k_{шк} + Q_{p.зар} \cdot k_{зар} + Q_{p.осв} \cdot k_{осв} \quad (13)$$

где $k_{поч}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки почты;

$k_{шк}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки школы;

$k_{зар}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки гаражей;

$k_{осв}$ – коэффициент участия в максимуме нагрузки освещения;

$$P_{p.mn} = 72,3 + 10,8 \cdot 0,6 + 50,0 \cdot 0,6 + 5,0 \cdot 0,5 + 4,0 \cdot 0,4 = 113,38 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p.mn} = 14,46 + 6,16 \cdot 0,6 + 19,0 \cdot 0,6 + 2,0 \cdot 0,5 + 2,0 \cdot 0,4 = 31,56 \text{ (квар)}$$

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

$$S_{p.mn} = \sqrt{P_{p.mn}^2 + Q_{p.mn}^2} \quad (14)$$

$$S_{p.mn} = \sqrt{113,38^2 + 31,56^2} = 117,69 \text{ (кВА)}$$

4.2 Расчет нагрузок вновь вводимых потребителей

В данном разделе проводим расчет вновь вводимых потребителей которые будут получать питание от рассматриваемой системы электроснабжения, учитывая то что данные потребители находятся на значительном удалении от существующих ТП следовательно принимаем решение подключать их от новой ТП 25, данные о новых потребителях представлены в таблице 4

Новая ТП позволит запитать всех новых потребителей при этом мощность силового трансформатора который будет установлен на ТП будет определена при дальнейших расчетах

Таблица 4 – Расчетная мощность нагрузки ТП 25

Потребитель	Количество (шт.)	Количество (м ² ,ед)	$P_{уд}$ (кВт/ед)	Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$
Административное здание	1	200	0,054	0,57
Частный одноэтажный дом	20	-	6,5	0,2
Магазин	1	100 м ²	0,25	0,7

Проводим расчет по аналогичным формулам что и ранее.

Далее проводится расчет для всех остальных трансформаторных подстанций по таким же формулам, результаты расчетов указаны в таблице 5:

Таблица 5 – Расчетная мощность нагрузки ТП

ТП №	$P_{р.мпн}$ (кВт)	$Q_{р.мпн}$ (квар)	$S_{р.мпн}$ (кВА)
3	157,75	43,91	163,75
4	96,15	26,76	99,8
6	231,24	64,36	240,03
7	54,14	15,07	56,2
9	98,07	27,30	101,8
13	92,33	25,70	95,84
15	69,46	19,33	72,1
18	229,04	63,75	237,75
21	116,09	32,31	120,5
24	113,38	31,56	117,69
25	113,8	39,25	120,38

Так же расчет приведен в приложении А

5 ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Учитывая тот факт что реактивная и активная мощность нагрузки в течение времени могут меняться в зависимости от того происходит ли жилая застройка либо появляются какие-то иные потребители поэтому при реконструкции системы электроснабжения уделяют внимания прогнозированию электрических нагрузок в данном районе электрических сетей.

Прогнозирование электрических нагрузок позволит оставить задел по мощности для системы электроснабжения а также для трансформаторных подстанций и при увеличении нагрузки со временем не будет происходить перегрузка существующего оборудования так как запас по мощности будет закладываться на стадии реконструкции.

Прогнозирование электрических нагрузок осуществляется на основе данных о процентном увеличении нагрузки в течение нескольких лет. Данные об увеличении нагрузки можно определить с помощью контрольных замеров которые происходят периодически каждый год в системе электроснабжения и на основании полученных данных спрогнозировать нагрузку в данной системе электроснабжения с перспективой на 5 лет.

В данном разделе проводим расчет прогнозных значений нагрузки по всем существующим ТП по формуле сложных процентов [8]:

$$P_{\text{прог}} = P_{\text{р.мн}} \cdot \left(1 + \frac{k}{100}\right)^T \quad (15)$$

$$Q_{\text{прог}} = Q_{\text{р.мн}} \cdot \left(1 + \frac{k}{100}\right)^T \quad (16)$$

где k - процентное увеличение нагрузки за год в рассматриваемом районе электрических сетей согласно данным контрольного замера за последние 5 лет (составляет 1%).

T - срок на который проводится прогнозирование (лет).

Проводим расчет на примере ТП 24, прогноз нагрузки выполняем на 5 лет:

$$P_{\text{прог}} = 113,38 \cdot \left(1 + \frac{1}{100}\right)^5 = 119,16 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{\text{прог}} = 31,56 \cdot \left(1 + \frac{1}{100}\right)^5 = 33,17 \text{ (квар)}$$

Полная мощность нагрузки определяется так же как и ранее [8]:

$$S_{\text{прог}} = \sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2} \quad (17)$$

$$S_{\text{прог}} = \sqrt{119,16^2 + 33,17^2} = 123,69 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводим прогнозирование нагрузок для остальных ТП результаты расчетов приводим в таблице 6:

Таблица 6 – Прогноз электрических нагрузок

ТП №	$P_{\text{прог}}$ (кВт)	$Q_{\text{прог}}$ (квар)	$S_{\text{прог}}$ (кВА)
3	165,80	46,15	172,10
4	101,05	28,12	104,89
6	243,03	67,64	252,27
7	56,90	15,84	59,07
9	103,07	28,69	106,99
13	97,04	27,01	100,73
15	73,00	20,32	75,78
18	240,72	67,00	249,88
21	122,01	33,96	126,65
24	119,16	33,17	123,69
25	119,49	41,21	126,39

Далее на основании полученных данных проводим расчет коэффициента реактивной мощности для определения необходимости компенсации реактивной мощности. Расчет так же приведен в приложении Б

6 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ ТП

Перед тем как проводить расчёт коэффициентов загрузки силовых трансформаторов на всех трансформаторных подстанциях рассматриваемого района электрических сетей необходимо произвести расчёты и определить необходимость компенсации реактивной мощности на всех ТП рассматриваемого района.

Оценку целесообразности и компенсации реактивной мощности можно выполнить согласно прогнозных данных о активной и реактивной мощности нагрузки а также после определения коэффициента реактивной мощности сравните его с предельным значением для электрических сетей 0,4 кВ который составляет 0,35.

Если полученное значение коэффициента реактивной мощности превышает 0,35 следовательно на трансформаторной подстанции рекомендована установка компенсирующих устройств в противном случае данные компенсирующие устройства нецелесообразно устанавливаются экономической точки зрения.

Проводим определение фактического коэффициента реактивной мощности для каждой ТП с прогнозными значениями нагрузки по следующей формуле [8]:

$$tg\varphi_{\phi} = \frac{Q_{прог}}{P_{прог}} \quad (18)$$

Проводим расчет на примере ТП 24

$$tg\varphi_{\phi} = \frac{33,17}{123,69} = 0,27$$

Предельное значение коэффициента реактивной мощности для сетей 0,4 кВ составляет 0,35 (согласно приказа №380 Мин энерго), при этом полученное

фактическое значение меньше данного, следовательно компенсация реактивной мощности на данной ТП не требуется, далее проводим расчет данного параметра на остальных ТП, результаты расчетов приведены в таблице 7:

Таблица 7 - Расчет коэффициента реактивной мощности

ТП №	$tg \varphi_{\phi}$
3	0,23
4	0,23
6	0,26
7	0,27
9	0,25
13	0,25
15	0,23
18	0,22
21	0,24
24	0,27
25	0,32

Анализ данных показывает что компенсация реактивной мощности не требуется ни на одной ТП, Расчет так же приведен в приложении В

7 ПРОВЕРКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ЗАГРУЗКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

Для каждой трансформаторной подстанции важным параметром её работы является коэффициент загрузки силовых трансформаторов который зависит от количества силовых трансформаторов от установленных на данной ТП.

Если данный параметр имеет низкое значение, меньше нормативного следовательно трансформаторы загружены не полностью и их работа неэффективна не экономична.

Низкий коэффициент загрузки также приводит к значительным потерям электрической энергии мощности по сравнению с той энергией которая поступает через трансформаторную подстанцию в систему электроснабжения 0,4 кВ. При этом если трансформаторы загружены до нормативного значения следовательно их срок службы будет равен или больше чем тот срок службы который закладывается заводом производителем, следует отметить что такой режим работы наиболее оптимален для всего электрооборудования трансформаторной подстанции.

В случае если коэффициент загрузки силовых трансформаторов превышает нормативное значение которое регламентируется нормативными документами, следовательно происходят большие потери электроэнергии и мощности в том числе если коэффициент загрузки превышает единицу.

Если коэффициент загрузки больше единицы следовательно происходит систематическая перегрузка электрооборудования как силового трансформатора так и другого оборудования которое используется в данной в данной трансформаторной подстанции при этом данный режим не безопасен и электрооборудование может в любой момент выйти из строя. При перегрузке силового трансформатора возможно его повреждение с высокой вероятностью возникновения чрезвычайной ситуации что недопустимо в современных системах электроснабжения, поэтому в данном разделе мы будем производить расчёт коэффициентов загрузки всех

трансформаторов в рассматриваемой системе электроснабжения и сравнивать их с нормативными значениями

Коэффициент загрузки трансформатора ТП определяется следующим образом [8]:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{P_{прог}^2 + Q_{прог}^2}}{S_{ном.тр} \cdot N} \quad (19)$$

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

N - количество трансформаторов ТП.

При расчёте следует учитывать следующее: для ТП с одним трансформатором значение данного параметра должно составлять не более 0,9,

Проводим расчет на примере ТП № 24:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{123,69^2 + 33,17^2}}{160 \cdot 1} = 0,8$$

Расчетное значение коэффициента загрузки трансформатора имеет значение не выше нормативного следовательно не требуется замена оборудования, далее проводим расчет данного параметра для всех ТП рассматриваемого РЭС, результаты заносим в таблицу 8, одновременно судя по коэффициенту загрузки принимаем решение о необходимости реконструкции ТП:

Таблица 8 – Коэффициенты загрузки трансформаторов ТП

ТП №	$S_{ном.тр}$ (кВА)	N (шт.)	$S_{прог}$ (кВА)	$K_{зф}$	Реконструкция ТП
1	2	3	4	5	6
3	250	1	172,10	0,69	Не требуется
4	100	1	104,89	1,05	Требуется
6	630	1	252,27	0,40	Требуется
7	100	1	59,07	0,59	Требуется
9	100	1	106,99	1,07	Требуется
13	160	1	100,73	0,63	Не требуется

1	2	3	4	5	6
15	100	1	75,78	0,76	Не требуется
18	250	1	249,88	1,00	Требуется
21	250	1	126,65	0,51	Требуется
24	160	1	123,69	0,77	Не требуется

Расчёт коэффициентов загрузки показал что они отличаются от нормативных значений на значительном количестве трансформаторных подстанций следовательно необходимо выбрать новое силовое оборудование в частности силовые трансформаторы на тех трансформаторных подстанций где имеется существенное отклонение коэффициента загрузки нормативного значения. Далее на основании полученных данных о коэффициентах загрузки будет производиться выбор количества и мощности силовых трансформаторов а также выбираться их тип для тех трансформаторных подстанций где в этом есть необходимость.

Расчет так же приведен в приложении Г

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ РЕКОНСТРУИРУЕМЫХ ТП

В данном разделе будут производиться определение требуемой мощности силового трансформатора на трансформаторных подстанциях где значительно превышен коэффициент загрузки при этом на тех трансформаторных подстанциях где он имеет низкое значение замену оборудования выполнять экономически нецелесообразно так как в дальнейшем может быть произведено подключение новых потребителей либо может происходить увеличение нагрузки существующих потребителей.

Поэтому в данном разделе на основании полученных данных о расчётной мощности нагрузки её прогнозном значении выбираются новые силовые трансформаторы соответственно принимаются новые их тип.

Следует отметить также что количество трансформаторов на подстанциях не меняется так как в настоящее время их количество на каждой ТП соответствует категории электроснабжения всех потребителей которые подключаются к шинам низкого напряжения.

Расчетная требуемая мощность трансформаторов [8]:

$$S_{\text{тмп}} = \frac{\sqrt{P_{\text{прог}}^2 + Q_{\text{прог}}^2}}{K_3 \cdot N} \quad (20)$$

где K_3 - нормативных коэффициент загрузки для одно трансформаторных ТП равен 0,9;

N – количество трансформаторов на ТП.

Проводим расчет требуемой мощности трансформатора на примере ТП № 4:

$$S_{\text{тмп}} = \frac{\sqrt{101,05^2 + 28,12^2}}{0,9 \cdot 1} = 116,54 \text{ (кВА)}$$

Принимаем номинальную мощность 160 кВА.

Расчетный коэффициент загрузки ТП:

$$K_{зф} = \frac{\sqrt{101,05^2 + 28,12^2}}{0,9 \cdot 1} = 0,66 \leq 0,9$$

Коэффициент загрузки удовлетворяет условиям, по аналогии проводим расчет остальных ТП, результаты сводим в таблицу 9, так же проводим выбор трансформатора для новой ТП 25.

Таблица 9 – Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов

ТП №	$S_{пр}$ (кВА)	$S_{прог}$ (кВА)	N (шт.)	$S_{ном.тр}$ (кВА)	$K_{зф}$
4	116,54	104,89	1	160	0,73
6	280,30	252,27	1	320	0,88
7	65,63	59,07	1	100	0,66
9	118,88	106,99	1	160	0,74
18	277,64	249,88	1	320	0,87
21	140,72	126,65	1	160	0,88
25	140,44	126,39	1	160	0,79

Расчет приведен в приложении Д.

В настоящее время на трансформаторных подстанциях используются силовые трансформаторы типа ТМ, однако данный тип трансформатора устарел при этом в существующей системе электроснабжения при реконструкции планируется заменить данный тип трансформатора на трансформаторы в герметичном исполнении ТМГ, рассмотрим подробно основные достоинства силовых трансформаторов в герметичном исполнении.

У данного типа трансформатора отсутствует расширительный бак что положительно влияет на его габаритные размеры то есть они значительно меньше по сравнению с устаревшими трансформаторами типа ТМ также отличительной особенностью данного вида электрооборудования является тот факт что масло внутри бака трансформатора никак не контактирует с атмосферным воздухом что позволяет в значительной степени сохранить его изоляционные свойства.

Трансформаторы типа ТМГ имеют специальный сигнализатор об уровне масла в основном баке, также имеется предохранительный клапан для стравливания давления в случае нештатной ситуации.

Данный тип оборудования может приниматься в различных сферах народного хозяйства в том числе и в промышленности и бытовом секторе. Данный трансформатор отличается использованием современных материалов для обмоток трансформатора и магнитопровода, что приводит к снижению потерь электроэнергии и мощности также к снижению звукового давления данного оборудования. Дополнительной особенностью данного оборудования является его пожаробезопасность так как прямого контакта между атмосферным воздухом и маслом нет. Для дальнейших расчётов приводим основные характеристики данного типа трансформаторов учитывающие потери холостого хода, короткого замыкания а также ток холостого хода и напряжение короткого замыкания которые сведены в таблицу 10

Таблица 10 - Технические характеристики трансформаторов ТМГ

Тип	i_{xx} (%)	$u_{кз}$ (%)	ΔP_x (кВт)	ΔP_k (кВт)
ТМГ-100/10/0,4	2,3	4,0	0,45	1,66
ТМГ-160/10/0,4	2,1	4,0	0,55	2,15
ТМГ-320/10/0,4	1,7	4,0	0,99	3,67

Полученные данные будут использованы в дальнейших расчетах при определении потерь мощности в трансформаторах.

9 НИЗКОВОЛЬТНОЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

В данном разделе проводим расчет и выбор проводников линий 0,4 кВ на тех ТП где проводится реконструкция а именно 4, 6, 7, 9, 18, 21, для этого предварительно проводится расчет нагрузки каждого отходящего фидера по формуле 12, 13, и определяется токовая нагрузка.

Расчет проводим на примере фидера №1 ТП 9, состав нагрузки представлен в таблице 11

Таблица 11 - Потребители фидера №1 ТП 9

Потребитель	Количество (шт.)	$P_{уд}$ (кВт/ед)	Коэффициент реактивной мощности $tg\varphi$
Частный одноэтажный дом с электрической плитой до 10,5 кВт	10	7,23	0,2

Определяем расчётную мощность [4]:

$$P_{расч} = 7,23 \cdot 10 = 72,3 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч} = 72,3 \cdot 0,2 = 14,46 \text{ (квар)}$$

Определяем расчетное значение тока в сечении по формуле:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{P_{расч}^2 + Q_{расч}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (21)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение линии (кВ);

Проводим расчет:

$$I_{расч} = \frac{\sqrt{72,3^2 + 14,46^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 88,58 \text{ (А)}$$

Далее по полученному значению тока выбирается проводник с длительно допустимым током более расчетного, в данной работе в качестве проводников

0,4 кВ принимаем самонесущие изолированные провода типа СИП-2, для данного тока принимаем $3 \times 16 + 1 \times 25$ с длительно допустимым током 100 А, по аналогичному алгоритму проводим расчет остальных фидеров на всех реконструируемых ТП, результаты расчетов приведены в таблице 12:

Таблица 12 – Выбор проводников 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{расч}$ (А)	Принятое сечение (мм ²)	Длительно допустимый ток (А)
4	1	56,13	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
	2	110,61	$3 \times 25 + 1 \times 35$	130
6	1	115,26	$3 \times 25 + 1 \times 35$	130
	2	89,56	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
	3	191,18	$3 \times 50 + 1 \times 70$	195
7	1	85,26	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
9	1	88,58	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
	2	81,49	$3 \times 16 + 1 \times 25$	100
18	1	125,6	$3 \times 25 + 1 \times 35$	130
	2	152,65	$3 \times 35 + 1 \times 50$	160
	3	118,95	$3 \times 25 + 1 \times 35$	130
21	1	183,02	$3 \times 50 + 1 \times 70$	195
25	1	178,53	$3 \times 50 + 1 \times 70$	195

Таким образом расчет показал что принятые сечения прошли проверку, расчет так же приведен в приложении Е

10 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ТП

Особенностью работы силовых трансформаторов является наличие потерь электроэнергии и мощности в частности эти потери для данного типа оборудования разделяются на потери короткого замыкания и потери холостого хода, рассмотрим данные потери более подробно.

Потери холостого хода силового трансформатора представляют собой энергию которая затрачивается на создание магнитного потока как в магнитопроводе так и в обмотках силового трансформатора также следует отметить мощность потерь холостого хода расходуется на нагрев магнитопровода от проходящего через него магнитного потока. Потери короткого замыкания в свою очередь зависят от того насколько сильно загружен силовой трансформатор то есть от коэффициента загрузки силового трансформатора при этом они представляют собой энергию затрачиваемую на нагрев обмоток силового трансформатора. При расчёте нагрузок на стороне высокого напряжения любой трансформаторной подстанции необходимо в обязательном порядке учитывать данные потери которые будут рассчитываться в данном разделе. При этом мощность нагрузки на стороне высокого напряжения трансформаторной подстанции будет складываться из мощности на стороне низкого напряжения с учётом потерь мощности в силовом трансформаторе

Потери активной и реактивной мощности определяем как [4]:

$$\Delta P_m = \Delta P_k \cdot K_{зф}^2 + \Delta P_x \quad (22)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_{кз\%} \cdot S_{прог}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}} + \frac{i_{хх\%} \cdot S_{ном.тр}}{100} \quad (23)$$

где $S_{р.мн}$ - полная расчетная мощность на шинах НН ТП

$u_{кз\%}$ - напряжение КЗ

$i_{хх\%}$ - ток ХХ

$\Delta P_k, \Delta P_x$ - потери активной мощности в режиме КЗ и ХХ трансформатора.

Полная мощность потерь определяется как:

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} \quad (24)$$

После определения потерь в трансформаторе полученное значение складывается с со значением мощности нагрузки 0,4 кВт:

$$P_{рвн.тп} = P_{прог} + \Delta P_m \quad (25)$$

$$Q_{рвн.тп} = Q_{прог} + \Delta Q_m \quad (26)$$

$$S_{рвн.тп} = S_{прог} + \Delta S_m \quad (27)$$

На примере проведем расчет потерь в трансформаторе ТП №4

$$\Delta P_m = 2,15 \cdot 0,73^2 + 0,55 = 1,69 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_m = \frac{4,0 \cdot 104,89^2}{100 \cdot 160} + \frac{2,1 \cdot 160}{100} = 6,11 \text{ (квар)}$$

$$\Delta S_m = \sqrt{1,69^2 + 6,11^2} = 6,33 \text{ (кВА)}$$

Находим мощность нагрузки на стороне ВН ТП:

Применительно к ТП № 4:

$$P_{рвн.тп} = 101,05 + 1,69 = 102,74 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{рвн.тп} = 28,12 + 6,11 = 34,23 \text{ (квар)}$$

$$S_{рвн.тп} = 104,89 + 6,33 = 111,22 \text{ (кВА)}$$

Аналогично проводится расчет потерь мощности в трансформаторах других ТП, и мощность нагрузки на стороне ВН, результаты расчета сведены в таблицу 13:

Таблица 13 - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

ТП №	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{рвн.тп}$ (кВт)	$Q_{рвн.тп}$ (квар)	$S_{рвн.тп}$ (кВА)
3	2,77	10,02	10,4	168,57	56,17	182,5
4	1,69	6,11	6,33	102,74	34,23	111,22
6	4,06	14,69	15,25	247,09	82,33	267,52
7	0,95	3,44	3,57	57,85	19,28	62,64
9	1,72	6,23	6,47	104,79	34,92	113,46
13	1,62	5,87	6,09	98,66	32,88	106,82
15	1,22	4,41	4,58	74,22	24,73	80,36
18	4,03	14,56	15,1	244,75	81,56	264,98
21	2,04	7,38	7,65	124,05	41,34	134,3
24	1,99	7,2	7,48	121,15	40,37	131,17
25	2,01	7,35	7,62	121,5	48,56	134,01
Суммарное значение				1343,88	447,82	1454,97

В ходе проведенных расчетов определена суммарная нагрузка от всех ТП приведенная к стороне 10 кВ. Расчет так же приведен в приложении Ж

11 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНЫХ НАГРУЗОК НА ШИНАХ 10 КВ ПС УНГУН

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах 10 кВ ПС Унгун для питания села Лазарево по следующей формуле [15]:

$$P_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum P_{рвн.тп.i} \quad (28)$$

$$Q_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum Q_{рвн.тп.i} \quad (29)$$

$$S_{p\Sigma} = k_o \cdot \sum S_{рвн.тп.i} \quad (30)$$

где k_o - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается равным 0,8 (при количестве трансформаторов 6-10).

$$P_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 1343,88 = 1075,11 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 447,82 = 358,26 \text{ (квар)}$$

$$S_{p\Sigma} = 0,8 \cdot 1454,97 = 1163,98 \text{ (кВА)}$$

Используем полученные данные в дальнейших расчетах, при компенсации реактивной мощности на ПС Унгун

12 РАСЧЕТ ПОТОКОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ В СЕТИ 10 КВ

Перед тем как производить выбор проводников в системе электроснабжения напряжением 10 кВ необходимо определить максимальное значение тока во всех сечениях где будет производиться данный выбор. Определение максимального значения тока в сечении должно производиться на основании таких режимов работы в которых перетоки мощности в сечениях будут максимальным и следовательно в данной работе будут учитываться ремонтный режим работы при котором происходит перераспределение потоков мощности и сечения будут загружены максимально.

В данном разделе проводится расчёт потоко распределения в существующей системе электроснабжения с учётом различных режимов работы электрической сети в частности и будут учитываться 3 ремонтных режима при питании всей системы электроснабжения от различных источников питания.

Исходя из представленной системы электроснабжения (рисунок 3) будем принимать к расчету три ремонтных режима работы сети

- питание всех ТП от фидера №2 ПС Унгун
- питание всех ТП от фидера № 165 ПС Унгун
- питание всех ТП от фидера № 161 ПС Унгун

Для наглядности схема электроснабжения представлена в виде графа на рисунке 6

Величина мощности в сечении [15]:

$$S_{rij} = k_o \cdot \sum S_{рвн.тп.i} \quad (31)$$

где $S_{рвн.тп.i}$ - расчетная полная мощность нагрузки на стороне ВН ТП.

k_o - коэффициент совмещения максимумов.

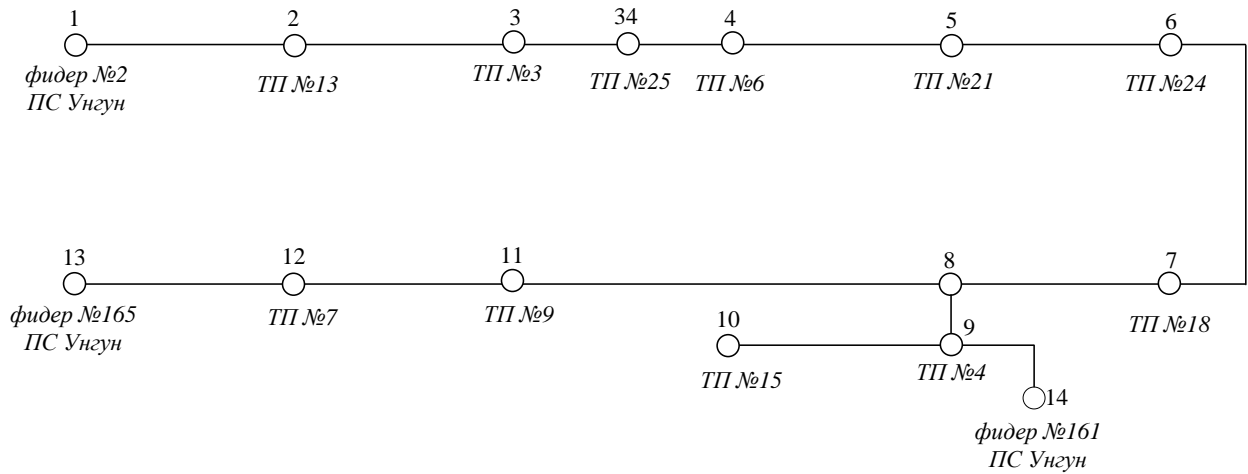


Рисунок 6 – Граф сети

Проводим расчет первого режима работы: определяем потоки мощности на участках:

Поток мощности на участке 1 - 2

$$S_{p12} = k_o \cdot (S_{p2} + S_{p3} + S_{p4} + S_{p5} + S_{p6} + S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12} + S_{p34}) \quad (32)$$

$$S_{p12} = 0,8 \cdot 1454,97 = 1163,98 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 2 - 3

$$S_{p23} = k_o \cdot (S_{p3} + S_{p4} + S_{p5} + S_{p6} + S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (33)$$

$$S_{p23} = 0,8 \cdot (1348,15) = 1078,52 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 3 - 34

$$S_{p334} = k_o \cdot (S_{p34} + S_{p4} + S_{p5} + S_{p6} + S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (34)$$

$$S_{p334} = 0,8 \cdot (1165,65) = 932,52 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 4 - 34

$$S_{p344} = k_o \cdot (S_{p4} + S_{p5} + S_{p6} + S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (35)$$

$$S_{p344} = 0,8 \cdot (925,16) = 740,13 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 4 - 5

$$S_{p45} = k_o \cdot (S_{p5} + S_{p6} + S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (36)$$

$$S_{p45} = 0,8 \cdot (898,13) = 718,5 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 5 – 6

$$S_{p56} = k_o \cdot (S_{p6} + S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (37)$$

$$S_{p56} = 0,8 \cdot (763,83) = 611,06 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 6 - 7

$$S_{p67} = k_o \cdot (S_{p7} + S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (38)$$

$$S_{p67} = 0,85 \cdot (264,98 + 111,22 + 80,36 + 113,46 + 62,64) = 506,13 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 7 - 8

$$S_{p78} = k_o \cdot (S_{p9} + S_{p10} + S_{p11} + S_{p12}) \quad (39)$$

$$S_{p78} = 0,85 \cdot (111,22 + 80,36 + 113,46 + 62,64) = 312,52 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 8 - 11

$$S_{p811} = k_o \cdot (S_{p11} + S_{p12}) \quad (40)$$

$$S_{p811} = 0,9 \cdot (113,46 + 62,64) = 158,49 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 11 - 12

$$S_{p1112} = S_{p12} \quad (41)$$

$$S_{p1112} = 62,64 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 12 - 13

$$S_{p1213} = 0 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 8 - 9

$$S_{p89} = k_o \cdot (S_{p9} + S_{p10}) \quad (42)$$

$$S_{p89} = 0,9 \cdot (111,22 + 80,36) = 172,42 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 9 - 10

$$S_{p910} = S_{p10} \quad (43)$$

$$S_{p910} = 80,36 \text{ (кВА)}$$

Поток мощности на участке 14 - 9

$$S_{p149} = 0 \text{ (кВА)}$$

Далее проводим расчет тока в сечении по следующей формуле:

$$I_{pij} = \frac{S_{pij}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (44)$$

где U_n - номинальное линейное напряжение ВЛ.

На примере участка 1 - 2

$$I_{p12} = \frac{1163,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 67,28 \text{ (А)}$$

По аналогичным формулам проводим расчет потоков мощности и токов в сечения для второго и третьего режима работы, результаты расчетов сводим в таблицы 14, 15, 16.

Таблица 14 – Расчет потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок на ВЛ первого режима

Питание всех ТП от фидера № 2 ПС Унгун					
Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-2	1163,98	67,28	7-8	312,52	18,06
2-3	1078,52	62,34	8-11	158,49	9,16
3-34	932,52	53,90	11-12	62,64	3,62
34-4	740,13	42,74	12-13	0	0,00
4-5	718,5	41,53	8-9	172,42	9,97
5-6	611,06	35,32	9-10	80,36	4,65
6-7	506,13	29,26	14-9	0	0,00

Таблица 15 – Расчет потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок на ВЛ второго режима

Питание всех ТП от фидера № 165 ПС Унгун					
Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-2	0	0,00	7-8	869,83	50,28
2-3	106,82	6,17	8-11	1023,5	59,16
3-34	260,388	15,05	11-12	1113,86	64,38
34-4	315,26	18,2	12-13	1163,98	67,28
4-5	473,31	27,36	8-9	172,42	9,97
5-6	587,46	33,96	9-10	80,36	4,65
6-7	698,96	40,40	14-9	0	0,00

Таблица 16 – Расчет потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок на ВЛ третьего режима

Питание всех ТП от фидера №161 ПС Унгун					
1	2	3	4	5	6
Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-2	0	0,00	7-8	869,83	50,28
2-3	106,82	6,17	8-11	158,49	9,16

Продолжение таблицы 16

1	2	3	4	5	6
3-34	260,388	15,05	11-12	264,98	15,32
34-4	315,26	18,2	12-13	0	0,00
4-5	473,31	27,36	8-9	1010,71	58,42
5-6	587,46	33,96	9-10	80,36	4,65
6-7	698,96	40,40	14-9	1163,98	67,28

Расчет потоков мощности в системе электроснабжения показал что в различных режимах работы по всем рассматриваемым сечениям соответственно протекают различные потоки мощности и соответственно при выборе проводников необходимо учитывать те значения мощности в каждом сечении которые имеют максимальное значение, таким образом из трёх режимов работы электрической сети мы выбираем для каждого сечения максимальное значение мощности и только на основании этого значения мы можем провести выбор сечения проводника и его тип в дальнейших разделах. Расчет так же приведен в приложении 3

13 ВЫБОР ПРОВОДНИКОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ 10 КВ

Представленная ранее система электроснабжения села Лазарево в настоящее время полностью удовлетворяет требования по схемной надежности данного потребителя, двойное резервирование позволяет оперативному персоналу при необходимости переключать питание того или иного района села Лазарево от различных источников питания. Исходя из сказанного делаем вывод о том что изменение самой схемы электроснабжения не требуется однако необходимо провести ее модернизацию т.к. отключение потребителей в большей мере происходит из за износа оборудования в частности линейного. В данном разделе будет проводиться расчет и выбор проводников линий электропередачи при этом предпочтение будет отдано современным их типам имеющим защитную оболочку.

13.1 Выбор проводников линий 10 кВ

Выбор проводим по условию [16]:

$$I_p \leq I_{\text{до}} \quad (45)$$

где I_p – расчетный ток в сечении;

Для примера проводим выбор сечения проводника для участка ПС Унгун ТП 13, максимальное значение тока из трех режимов составляет 67,28 А.

Учитывая то что в существующей системе электроснабжения в настоящее время используется не изолированный провод типа АС который имеет значительное количество недостатков, предполагается в данной работе использование изолированного проводника типа СИП.

Данный проводник имеет специальную изоляционную оболочку которая позволяет ему снизить на порядок потери электрической энергии и потери напряжения при эксплуатации данного оборудования.

Рассмотрим также основные достоинства данного типа проводника. В первую очередь данный проводник позволяет очень быстро производить монтаж систем электроснабжения в данном районе электрических сетей

благодаря наличию значительного количества приспособлений монтаж выполняется с минимальными сроками.

При эксплуатации данного типа электрооборудования имеется высокая надёжность обеспечения электрической энергии так как изоляционная оболочка позволяют защитить данный проводника от различных внешних воздействий в том числе от набросов либо от контактов с деревьями и другими препятствиями.

Данный тип проводника может прокладывается непосредственно в лесном массиве и вырубка различных просек для его монтажа не требуется что приводит к значительному снижению затрат на организацию воздушных линий электропередачи.

Также следует отметить высокую стойкость данного проводника к гололёду либо к мокрому снегу при этом изоляционная оболочка имеет очень высокую надёжность и очень высокий срок службы, она также не подвержена солнечному воздействию и не высыхает и не меняет своих физических свойств со временем.

Как указывалось ранее изолированные проводники типа СИП в значительной степени позволяет снизить потери электрической энергии и мощности в виду своего низкого индуктивного сопротивления.

С точки зрения незаконного подключения наиболее оптимальным является использование проводника с изолированной оболочкой так как воровство практически невозможно при такой конструкции проводника.

С точки зрения поражения электрическим током изолированный проводник также имеет значительное преимущество по сравнению с не изолированным проводником так как в значительной степени снижает вероятность поражения электрическим током при эксплуатации линий электропередач.

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП-3. Принимаем сечение 3×35 которое имеет длительно допустимый ток 200 А, аналогично проводим расчет и выбор проводников на остальных фидерах, результаты приведены в таблице :

Таблица 17 – Выбор проводников ВЛ

Участок на графе	I_p (А) максимальный	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
1-2	67,28	СИП-3 3×35	200
2-3	62,34	СИП-3 3×35	200
3-34	53,90	СИП-3 3×35	200
34-4	42,74	СИП-3 3×35	200
4-5	41,53	СИП-3 3×35	200
5-6	35,32	СИП-3 3×35	200
6-7	40,4	СИП-3 3×35	200
7-8	50,28	СИП-3 3×35	200
8-11	59,16	СИП-3 3×35	200
11-12	64,38	СИП-3 3×35	200
12-13	67,28	СИП-3 3×35	200
8-9	9,97	СИП-3 3×35	200
9-10	4,65	СИП-3 3×35	200
14-9	67,28	СИП-3 3×35	200

Все принятые проводники проходят проверку по длительному току, далее проводим расчет токов короткого замыкания и проверяем проводники на термическую стойкость, выбор так же представлен в приложении И

14 РЕКОНСТРУКЦИЯ ПС УНГУН

14.1 Выбор схемы распределительных устройств

Ранее были обозначены две основные проблемы источника питания рассматриваемого района электрических сетей ПС Унгун, Первая заключается в износе основного оборудования включая силовое, коммутационное, измерительное, защитное, вторая проблема заключается в схеме распределительных устройств. Питание всех потребителей включая села Лазарево, Унгун, Бастово зависит от работы одного трехобмоточного трансформатора 110/35/10 кВ, при его отключении в ремонт или при повреждении происходит полное погашение потребителей указанных населенных пунктов .

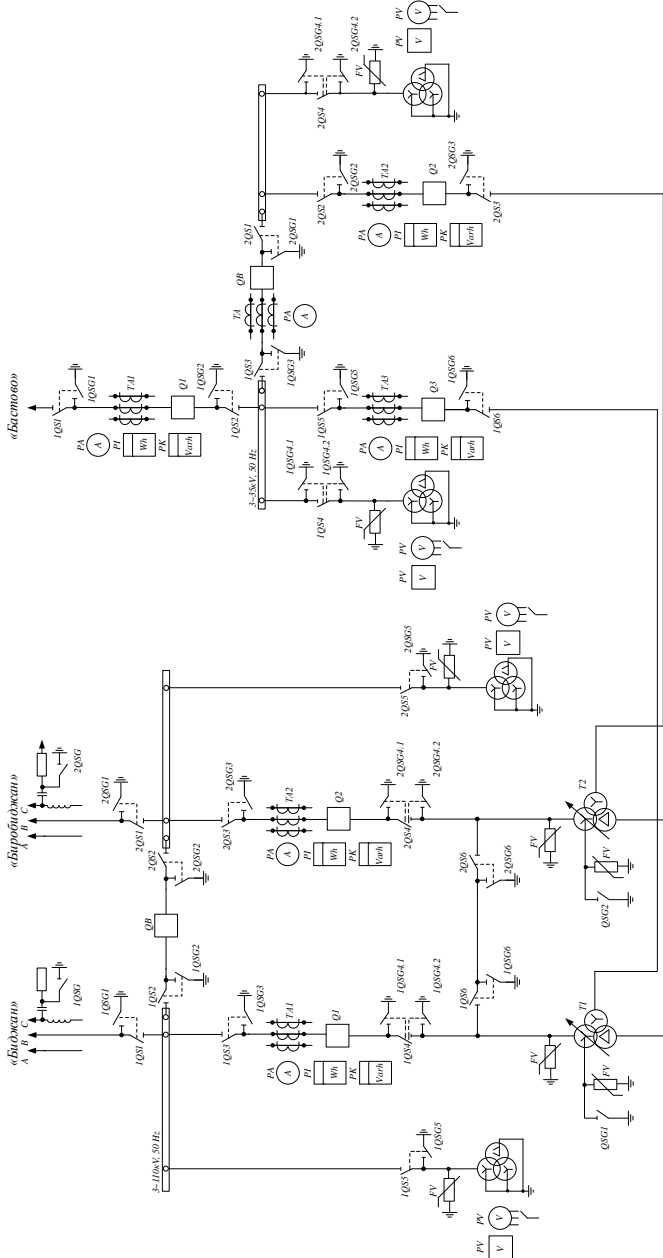
В данной работе предусматривается изменение распределительного устройства 110 кВ данного источника питания и установка второго трехобмоточного трансформатора, так же предусматривается замена оборудования 110, 35, 10 кВ на современное.

Схема ПС Унгун после реконструкции представлена на рисунке 7.

В качестве распределительного устройства высокого напряжения предполагается выполнить его по схеме 5АН – «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов». Данная схема применяется для проходных двух трансформаторных ПС с двусторонним питанием при необходимости сохранения транзита при К.З. (повреждении) в трансформаторе, при необходимости отключения одного из трансформаторов в течение суток (неравномерный график нагрузок).

Данная схема ПС является более надежной по сравнению с существующей и позволит в значительной степени снизить вероятность отключения потребителей при различного рода ситуациях.

Далее необходимо провести расчет и выбор компенсирующих устройств и выбрать второй трехобмоточный трансформатор.



№ здания	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Сборные шины	3-10кВ, 50 Гц								1 с.ш.	II с.ш.									
Назначение	Трансформатор напряжения I сек.	Ввод 10 кВ. №1	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Трансформатор с.б.т.е. №1	Секция нейтральной точки	Сек. ш. ввод	Трансформатор с.б.т.е. №2	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Отходящий фидер	Ввод 10 кВ. №2	Трансформатор напряжения II сек.

Рисунок 7 – Подробная однолинейная схема ПС Унгун после реконструкции

15 ВЫБОР ТРЕХОБМОТОЧНОГО ТРАНСФОРМАТОРА ПС УНГУН

В настоящее время на ПС установлен один трехобмоточный трансформатор типа ТМТН 6300/110/35/10 от работы которого зависит питание близ лежащих поселков и сел, можно сделать вывод о том что отключение данного оборудования приведет к отключению потребителей, в данной работе предлагается установка дополнительного трансформатора на ПС Унгун для повышения надежности питания потребителей.

По результатам контрольного замера средняя мощность нагрузки на трансформатор со стороны 110 кВ составляет 72%, при этом минимальная мощность для данного типа трансформаторов составляет 6300 кВА, следовательно при установке дополнительного трансформатора принимается именно данный уровень номинальной мощности. Окончательно принимаем для установки на ПС Унгун второй трехобмоточный трансформатор типа ТМТН 6300/110/35/10.

16 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

16.1 Расчет токов короткого замыкания на ПС Унгун

Расчет токов короткого замыкания в данном разделе проводится для последующей проверки выбранного оборудования на ПС Унгун по термической динамической и коммутационной стойкости.

Применяемый метод – метод относительных единиц с использованием среднего ряда напряжений.

В качестве характерных точек для расчета принимаются шины высокого, среднего и низкого напряжения ПС Унгун (схема замещения представлена на рисунке 8).

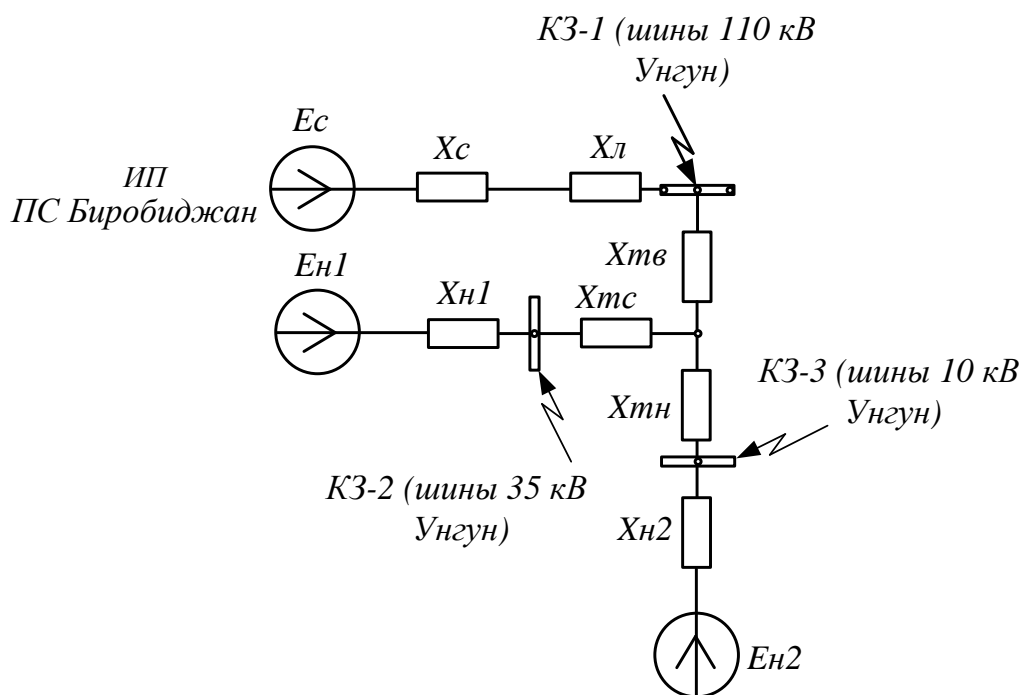


Рисунок 8 – Схема замещения

Согласно методу относительных единиц первоначально должны задаваться базисная мощность и базисное напряжение на каждой ступени,

Принимаем базисные указаны в таблице 18 (напряжения принимаются из среднего ряда, базисная мощность произвольно для удобства расчетов)

Таблица 18 – Базисные условия

S _б (МВА)	U _{б110} (кВ)	U _{б35} (кВ)	U _{б10} (кВ)
1000	115	37	10,5

Базисный ток на стороне высокого и низкого напряжения рассчитываем по соответствующей формуле [4]:

$$I_{\text{б}} = \frac{S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}}} \quad (46)$$

где $I_{\text{б}}$, $U_{\text{б}}$ – базисные ток и напряжение на одной ступени номинального напряжения;

$$I_{\text{б110}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{б35}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,6 \text{ (кА)}$$

$$I_{\text{б10}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ (кА)}$$

Определяем индуктивные сопротивления элементов в относительных единицах приведенные к базисным условиям.

Сопротивление энергосистемы со стороны шин 110 кВ ПС Биробиджан:

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{с}}} \quad (47)$$

где $S_{\text{с}}$ – мощность короткого замыкания на шинах 110 кВ Биробиджан, согласно исходным данным (МВА):

$$X_{\text{с}} = \frac{1000}{3028} = 0,33 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление ВЛ (ПС Биробиджан – ПС Унгун):

$$X_{ВЛ} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} \quad (48)$$

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

l – длина ВЛ (км)

В данном случае питание на ПС Восточная приходит с двух сторон поэтому определяем эквивалентное сопротивление.

$$X_{ВЛ} = 0,4 \cdot \left(\frac{88,11 \cdot 245,42}{88,11 + 245,42} \right) \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,96 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивления трансформаторов ПС Унгун:

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} + u_{K\%BH} - u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (49)$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (u_{K\%BC} - u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}}$$

(50)

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-u_{K\%BC} + u_{K\%BH} + u_{K\%CH}) \cdot \frac{S_6}{S_{НОМ}} \quad (51)$$

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

$$X_{ТВ} = 0,005 \cdot (10,5 + 17 - 6) \cdot \frac{1000}{6,3} = 17,06 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТС} = 0,005 \cdot (10,5 - 17 + 6) \cdot \frac{1000}{63} = -0,39 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{ТН} = 0,005 \cdot (-10,5 + 17 + 6) \cdot \frac{1000}{25} = 9,92 \text{ (о.е.)}$$

Сопротивление обмотки среднего напряжения принимаем равным 0.

Сопротивление нагрузки (в режиме зимнего максимума согласно данным контрольного замера):

$$X_H = 0,35 \cdot \frac{S_6}{S_H} \quad (52)$$

где S_H , – мощность нагрузки (МВА)

$$X_{H1} = 0,35 \cdot \frac{1000}{\sqrt{2,14^2 + 0,69^2}} = 155,66 \text{ (о.е.)}$$

$$X_{H2} = 0,35 \cdot \frac{1000}{\sqrt{2,25^2 + 0,85^2}} = 145,52 \text{ (о.е.)}$$

Проводим расчет на примере точки КЗ-1, последовательное преобразование схемы замещения показано на рисунках 9, 10, 11:

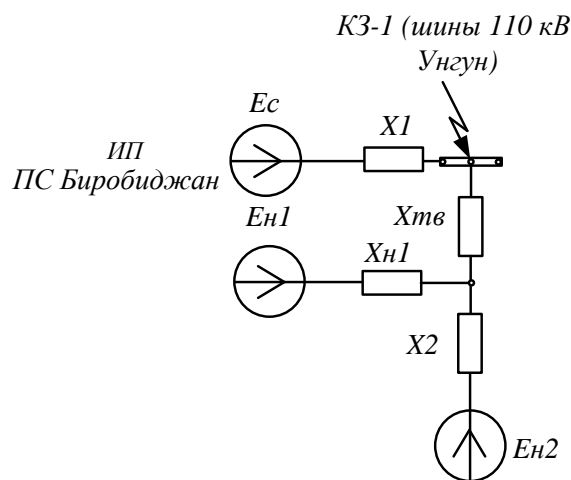


Рисунок 9 – Преобразование схемы замещения

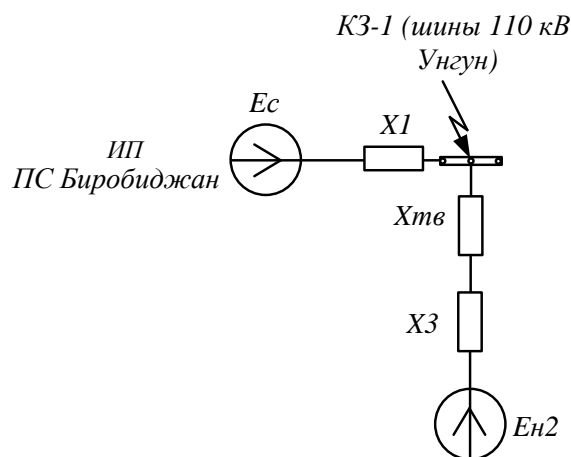


Рисунок 10 – Преобразование схемы замещения

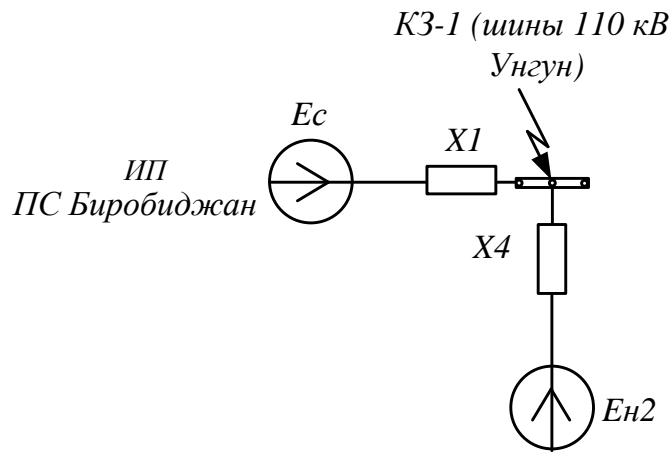


Рисунок 11 – Преобразование схемы замещения

Проводим подробный расчет сопротивлений при преобразовании схемы замещения [7]:

$$X1 = X_C + X_{ВЛ} \quad (53)$$

$$X1 = 0,33 + 1,96 = 2,29 \text{ (о.е.)}$$

$$X2 = X_{ТН} + X_{Н2} \quad (54)$$

$$X2 = 0,5 \cdot 9,92 + 145,52 = 150,48 \text{ (о.е.)}$$

$$X3 = \frac{X2 \cdot X_{Н1}}{X2 + X_{Н1}} \quad (55)$$

$$X3 = \frac{150,48 \cdot 145,52}{150,48 + 145,52} = 73,97 \text{ (о.е.)}$$

$$X4 = X3 + X_{ТВ} \quad (56)$$

$$X4 = 73,97 + 0,5 \cdot 17,06 = 82,5 \text{ (о.е.)}$$

Результирующее сопротивление и ЭДС:

$$X_p = \frac{X1 \cdot X4}{X1 + X4} \quad (57)$$

$$X_p = \frac{2,29 \cdot 82,5}{2,29 + 82,5} = 2,23 \text{ (о.е.)}$$

$$E_p = \frac{E_c \cdot X_4 + E_H \cdot X_1}{X_1 + X_4} \quad (58)$$

$$E_p = \frac{1 \cdot 82,25 + 0,85 \cdot 2,29}{82,25 + 2,29} = 0,98 \text{ (о.е.)}$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в расчетной точке 1:

$$I_{по} = \frac{E_p}{X_p} \cdot I_{б110} \quad (59)$$

$$I_{по} = \frac{0,98}{2,23} \cdot 5,02 = 2,21 \text{ (кА)}$$

Апериодическая составляющая тока КЗ [7]:

$$i_A = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot e^{\frac{-T_{ОВ}}{T_a}} \quad (60)$$

где $T_{ОВ}$ – время отключения выключателя с учетом минимального времени работы защиты, в данном случае принимается 0,06 сек.

T_a – постоянная времени.

Постоянная времени определяется по следующей формуле:

$$T_a = \frac{X_p}{\omega \cdot R_p} \quad (61)$$

где X_p – результирующее индуктивное сопротивление (о.е.)

R_p – результирующее активное сопротивление (о.е.)

ω – угловая частота (314 рад/сек.)

$$i_A = \sqrt{2} \cdot 2,21 \cdot e^{\frac{-0,06}{0,03}} = 0,42 \text{ (кА)}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{по} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{Ta}} \right) \quad (62)$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,21 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 5,36 \text{ (кА)}$$

Расчет теплового импульса [7]:

$$B_K = I_{но}^2 \cdot (T_{об} + T_a) \quad (63)$$

где $T_{об}$ – время отключения выключателя.

$$B_K = 2,21^2 \cdot (2 + 0,03) = 9,76 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Результаты расчета для всех точек КЗ сведены в таблицу 19:

Таблица 19 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{по}$, (кА)	i_A , (кА)	$i_{уд}$, (кА)	B_K , (кА ² с)
№1	2,21	0,42	5,36	9,76
№2	1,42	0,27	3,46	4,06
№3	6,43	0,41	15,61	82,69

Полученные данные используем в дальнейших расчетах и при выборе основного оборудования на ПС Унгун.

16.2 Расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ

В данном разделе проводим расчет токов короткого замыкания в сети 10 кВ с целью последующей проверки оборудования по условиям протекания токов КЗ

Используем метод именованных единиц и среднего ряда напряжений.

Приводим расчет тока КЗ на шинах высокого напряжения ближайших к источнику питания ТП т.к. в этом случае будет максимальное значение тока, для примера проводим расчет тока КЗ на ТП 13, расстояние до источника питания составляет 1,0 км схема замещения для расчета приведена на рисунке 12

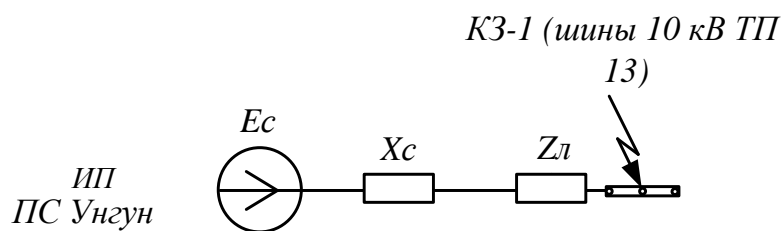


Рисунок 12 – Схема замещения для расчета тока КЗ в сети 10 кВ

Сопротивление энергосистемы определяется по формуле:

$$X_c = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз10}} \quad (64)$$

где $I_{кз10}$ – ток трёхфазного КЗ на шинах 10 кВ ПС Унгун, определен в разделе расчетов токов КЗ ПС Унгун.

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

$$X_l = x_0 \cdot L \quad (65)$$

$$R_l = r_0 \cdot L \quad (66)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление;

L – длина участка линии, км.

Периодическая составляющая тока короткого (кА):

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (67)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

$$I_{по2} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{по} \quad (68)$$

Определяем сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 6,43} = 0,94 \text{ (Ом)}$$

Сопротивления участков:

$$X_{\lambda} = 0,29 \cdot 1,0 = 0,29 \text{ (Ом)}$$

$$R_{\lambda} = 0,99 \cdot 1,0 = 0,99 \text{ (Ом)}$$

Результирующее индуктивное сопротивление до точки КЗ

$$X_p = X_c + X_{\lambda} \quad (69)$$

$$X_p = 0,94 + 0,29 = 1,23 \text{ (Ом)}$$

Результирующее активное сопротивление до точки КЗ

$$R_p = 0,99 \text{ (Ом)}$$

Ток трехфазного КЗ:

$$I_{no} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,99^2 + 1,23^2}} = 3,83 \text{ (кА)}$$

Ток двухфазного короткого замыкания:

$$I_{no2} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,83 = 3,32 \text{ (кА)}$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

$$T_a = \frac{1,23}{0,99 \cdot 314} = 0,003$$

Коэффициент затухания:

$$K_a = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} = 1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} = 1,04 \quad (70)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$I_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 3,83 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,003}} \right) = 5,61 \text{ (кА)}$$

Проводим расчет теплового импульса

$$B_K = I_{no}^2 \cdot (T_{OB} + T_a) \quad (71)$$

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

$$B_K = 3,83^2 \cdot (0,6 + 0,003) = 8,8 \text{ (кА}^2\text{с)}$$

Аналогично проводим расчет для остальных ближайших ТП результаты расчета сводим в таблицу 20

Таблица 20 – Результаты расчета токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Наименование точки КЗ	$I_{по}$ (кА)	$I_{по2}$ (кА)	$I_{уд}$ (кА)	B_K (кА ² с)
13	3,83	3,32	5,61	8,8
7	3,52	3,05	5,16	7,43
4	3,13	2,71	4,58	5,88

Расчет токов короткого замыкания в системе электроснабжения напряжением 10 кВ позволил нам получить данные о фактических уровнях токов короткого замыкания а также данные о тепловом импульсе и ударном токе короткого замыкания при этом полученные данные будут использоваться в дальнейших расчётах при проверке проводников на термическую стойкость к воздействию данных токов.

17 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ 110/35/10 КВ ПС «УНГУН»

Данный раздел посвящён такому важному аспекту как выбор основного электротехнического оборудования на подстанции источнике питания в связи с выполняемой в данной работе реконструкцией.

При выборе основного электротехнического оборудования в частности выключателей, разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения необходимо знать данные о максимальных рабочих токах во всех распределительных устройствах данного источника питания.

Электрическое оборудование будет выбираться по рабочему току а также по номинальному напряжению но также следует учесть что будет выполняться проверка данного оборудования по условиям протекания токов короткого замыкания а также для измерительных трансформаторов будет производиться проверка по нагрузке во вторичных цепях.

При выборе оборудования необходимо учитывать данные о максимальных рабочих токах

17.1 Выбор выключателей на стороне 110 кВ.

Выбор выключателей осуществляется по номинальному напряжению и номинальному току:

$$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ} \quad (72)$$

$$I_{НОМ} \geq I_M \quad (73)$$

Термическая стойкость проверяется по выражению:

$$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K \quad (74)$$

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

$t_{ТЕР}$ - время термической стойкости,

B_K - тепловой импульс.

Электродинамическая стойкость:

$$I_{\text{ПРСКВ}} = I_{\text{ДИН}} \geq I_{\text{У}} \quad (75)$$

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

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

Определяем максимальный рабочий ток трансформаторного выключателя 110 кВ

$$I_{\text{М}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} \quad (76)$$

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

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение (кВ);

$$I_{\text{М110}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 46,1 \text{ (А)}$$

Определяем ток выключателя в перемычке 110 согласно данным контрольного замера

$$I_{\text{М110}} = 154,2 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 35 кВ

$$I_{\text{М35}} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 35} = 145,1 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 35 кВ

$$I_{\text{М35}} = \frac{I_{\text{М35}}}{2} \quad (77)$$

$$I_{\text{М35}} = \frac{145,1}{2} = 72,65 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для вводных выключателей 10 кВ

$$I_{м10} = \frac{1,4 \cdot 6,3}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509,2 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для секционного выключателя 10 кВ:

$$I_{мсек10} = \frac{I_{м10}}{2} \quad (78)$$

$$I_{мсек10} = \frac{509,2}{2} = 254,6 \text{ (А)}$$

Определяем максимальный рабочий ток для отходящего присоединения 10 кВ на примере фидера №152

$$I_{\phi152} = 67,28 \text{ (А)}$$

Для остальных присоединений ток определяется аналогично.

Первоначально принимаем для установки на РУ 110 кВ на элегазовый выключатель марки ВГБУ-110 П-20/2000У1. Привод выключателя – пневматический. Сравнение параметров выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показаны в таблице 21:

Таблица 21 – Выбор и проверка трансформаторных выключателей 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	46,1	$I_{НОМ} \geq I_{м}$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	2,21	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	5,36	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	2,21	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,41	$i_{АН} \geq i_{А}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	5,36	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	9,76	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_{К}$

Выключатель проходит по всем параметрам, выбираем выключатель в перемычке.

Таблица 22 – Выбор и проверка выключателя в перемычке 110 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	2000	154,2	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	20	2,21	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	102	5,36	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	20	2,21	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	12,45	0,41	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	102	5,36	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1200	9,76	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

17.2 Выбор выключателей на стороне 35 кВ.

Первоначально принимаем для установки элегазовый выключатель марки ВРС-35.

Сравнение параметров выбранного выключателя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 23.

Таблица 23 – Выбор и проверка вводных выключателей 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	145,1	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	1,42	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	3,46	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	1,42	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$

i_{AH} (кА)	7,9	0,27	$i_{AH} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	3,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	4,06	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам, выбираем остальные выключатели.

Таблица 24 – Выбор и проверка секционного выключателя 35 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	72,65	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	12,5	1,42	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	3,46	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	12,5	1,42	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
i_{AH} (кА)	7,9	0,27	$i_{AH} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	31	3,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	5000	4,06	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам.

17.3 Выбор выключателей на стороне 10 кВ.

Предварительно проводим выбор КРУ, принимаем тип КРУ-М 6(10) кВ «Техно».

Первоначально принимаем выключатель вакуумный ВРС-10-31,5-630 номинальным током 630 А.

Сравнение параметров показано в таблице 25:

Таблица 25 – Выбор и проверка вводных выключателей 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$

$I_{НОМ}$ (А)	630	509,2	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	6,43	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	15,61	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$

Продолжение таблицы 25

1	2	3	4
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	6,43	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	0,41	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	15,61	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	82,69	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выключатель проходит по всем параметрам, выбираем остальные выключатели.

Таблица 26 – Выбор и проверка секционного выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	254,6	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	6,43	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$
$i_{ВКЛ}$ (кА)	80	15,61	$i_{ВКЛ} \geq i_{УД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	6,43	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	0,41	$i_{АН} \geq i_A$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	15,61	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	82,69	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Таблица 27 – Выбор и проверка выключателя присоединения 10 кВ (фидер 152)

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	630	67,28	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ВКЛ}$ (кА)	31,5	6,43	$I_{ВКЛ} \geq I_{ПО}$

$i_{БКЛ}$ (кА)	80	15,61	$i_{БКЛ} \geq i_{ВД}$
$I_{ОТК}$ (кА)	31,5	6,43	$I_{ОТК} \geq I_{ПО}$
$i_{АН}$ (кА)	13,36	0,41	$i_{АН} \geq i_A$

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	15,61	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2976,75	82,69	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Аналогично проводим расчет и выбор выключателей для остальных фидеров, результаты расчета приведены в таблице 28

Таблица 28 – Выбор и проверка выключателей присоединений 10 кВ

Номер фидера	Тип Выключателя	$I_{НОМ}$ (А)	I_M (А)
152	ВРС-10-31,5-630	630	67,28
165	ВРС-10-31,5-630	630	67,28
161	ВРС-10-31,5-630	630	67,28
178	ВРС-10-31,5-630	630	70,13
134	ВРС-10-31,5-630	630	59,26
115	ВРС-10-31,5-630	630	65,59

Все выключатели прошли проверку

17.4 Выбор разъединителей.

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

Сравнение параметров показано в таблице 29.

Таблица 29 – Выбор и проверка разъединителей 110 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	154,2	$I_{НОМ} \geq I_M$

$I_{ПРСКВ}$ (кА)	80	2,21	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	2790,75	9,76	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Выбор разъединителей 35 кВ. По напряжению и максимальному рабочему току выбираем разъединители марки РГ-35/1000 УХЛ1. Привод разъединителя – ПРНЗ.

Сравнение параметров показано в таблице 30.

Таблица 30 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	1000	145,1	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	63	3,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	1875	4,06	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$

Разъединители проходят по всем параметрам

17.5 Выбор трансформаторов тока.

Вторичная нагрузка:

$$Z_2 \approx r_2 = r_{ПРОВ} + r_{ПРИБ} + r_K \quad (79)$$

Сопротивление контактов $r_K = 0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов:

$$r_{ПРОВ} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (80)$$

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

l - длина соединительных проводов, для РУ 110 кВ подстанции принимается - 100 м, для РУ35, 6 кВ - 60 м ;

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

Таким образом, сопротивление соединительных проводов (110 кВ):

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35, 10 кВ) (Ом):

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

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{S_{\text{ПР}}}{I_2^2} \quad (81)$$

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

I_2 - вторичный номинальный ток трансформатора тока, $I_2 = 5\text{А}$.

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс INCOTEX Меркурий 230. Расчет нагрузки наиболее загруженной фазы для РУ приведен в таблице 31, 32, 33.

Таблица 31 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, ВА
Амперметр	Э-350	0,5
Ваттметр	Д-335	0,5
Варметр	Д-335	0,5
Счетчик АЭ	INCOTEX Меркурий 230	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 32 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 35 кВ вводных выключателей

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	INCOTEX Меркурий 230	0,12
Счетчик РЭ		

Таблица 33 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ вводных выключателей

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5

Счетчик АЭ	INCOTEX Меркурий 230	0,12
Счетчик РЭ		

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

Тогда сопротивление приборов:

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

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

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

Тогда сопротивление приборов:

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

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

Тогда сопротивление приборов:

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

$$r_{\text{ПРИБ}} = \frac{0,62}{5^2} = 0,02 \text{ (Ом)}$$

Вторичная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2.110} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,71 + 0,06 + 0,1 = 0,87 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.35} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

$$Z_{2.10} = r_{\text{ПРОВ}} + r_{\text{ПРИБ}} + r_{\text{К}} = 0,43 + 0,02 + 0,1 = 0,55 \text{ (Ом)}$$

Принимаем трансформатор тока на стороне 110 кВ встроенный, с номинальным током первичной обмотки 50 А

Сравнение параметров приведено в таблице 34.

Таблица 34 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ для трансформаторного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	50	46,1	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	5,36	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	13872	9,76	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z2_{НОМ}$ (Ом)	20	0,87	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Трансформатор тока проходит по всем параметрам, выбираем так же в перемычке.

Таблица 35 – Проверка выбранного ТТ 110 кВ для выключателя в перемычке

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	110	110	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	200	154,2	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	126	5,36	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	13872	9,76	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z2_{НОМ}$ (Ом)	20	0,83	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТВ-35-III с номинальным током первичной обмотки 150 А для установки на вводные ячейки. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 36.

Таблица 36 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	150	145,1	$I_{НОМ} \geq I_m$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	3,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{УД}$

$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	7203	4,06	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	30	0,55	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Трансформатор тока проходит по всем параметрам, выбираем так же секционный.

Таблица 37 – Проверка выбранного ТТ 35 кВ секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	35	35	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	75	72,65	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	125	3,46	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	7203	4,06	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	30	0,54	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ ТПЛК-10-И-1 с номинальным током первичной обмотки 600 А для вводных выключателей. Сравнение параметров приведено в таблице 38.

Таблица 38 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	600	509,2	$I_{НОМ} \geq I_M$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	15,61	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP}$ (кА ² с)	4800	82,693	$I_{TEP}^2 \cdot t_{TEP} \geq B_K$
Z2 ном (Ом)	1,2	0,55	$Z2_{НОМ} \geq Z2$

Трансформатор тока проходит по всем параметрам, выбираем так же остальные.

Таблица 39 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для секционного выключателя

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
1	2	3	4

$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	300	254,6	$I_{НОМ} \geq I_{.м}$

Продолжение таблицы 39

1	2	3	4
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	15,61	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	82,693	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	0,54	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Таблица 40 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ для отходящего присоединения (фидер 152)

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
$U_{НОМ}$ (кВ)	10	10	$U_{НОМ} \geq U_{НСЕТИ}$
$I_{НОМ}$ (А)	75	67,28	$I_{НОМ} \geq I_{.м}$
$I_{ПРСКВ}$ (кА)	189	15,61	$i_{ПРСКВ} \geq i_{ВД}$
$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР}$ (кА ² с)	4800	82,693	$I_{ТЕР}^2 \cdot t_{ТЕР} \geq B_K$
$Z_{2НОМ}$ (Ом)	1,2	0,54	$Z_{2НОМ} \geq Z_2$

Аналогично проводим расчет и выбор трансформаторов тока для остальных фидеров, результаты расчета приведены в таблице 41

Таблица 41 – Выбор и проверка трансформаторов тока присоединений 10 кВ

Номер фидера	Тип трансформатора тока	$I_{НОМ}$ (А)	$I_{.м}$ (А)
152	ТПЛК-10-I-1	75	67,28
165	ТПЛК-10-I-1	75	67,28
161	ТПЛК-10-I-1	75	67,28
178	ТПЛК-10-I-1	75	70,13
134	ТПЛК-10-I-1	75	59,26
115	ТПЛК-10-I-1	75	65,59

Все трансформаторы тока прошли проверку

17.6 Выбор трансформаторов напряжения.

Выбор по вторичной нагрузке.

$$S_{2НОМ} \geq S_2 \quad (82)$$

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

S_2 - нагрузка измерительных приборов

Таблица 42 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения (на стороне 110 кВ)

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Вольтметр регистрирующий	Н-393	2	10
Счетчик АЭ	INCOTEX Меркурий 230	4	1
Счетчик РЭ			
Сумма			28

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

Таблица 43 – Проверка выбранного ТН 110 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	400 ВА	28 ВА	$S_{2НОМ} \geq S_2$

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

Принимаем трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1, Данные приведены в таблице.

Таблица 44 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 35 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	INCOTEX Меркурий 230	3	1
Счетчик РЭ			
Сумма			7

Таблица 45 – Проверка выбранного ТН 35 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 7 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

Таблица 46 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения (на стороне 10 кВ) подстанции

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Счетчик АЭ	INCOTEX Меркурий 230	15	1
Счетчик РЭ			
Сумма			19

Принимаем на стороне 6 кВ трансформатор напряжения типа: НАМИ – 10.

Таблица 47 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,5	75 ВА	15 ВА	$S_{2ном} \geq S_2$

17.7 Выбор гибкой ошиновки.

В данном разделе рассматривается выбор гибкой ошиновки на РУ 110 кВ ПС Унгун. Максимальный рабочий ток на стороне высокого напряжения подстанции составляет 196,0 А, следовательно принимаем такое же сечение провода для данного напряжения как и для питающей ВЛ АС 95/16 с максимально допустимым током 330 А.

Начальная критическая напряженность электрического поля (кВ/см).

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) \quad (83)$$

где m - коэффициент шероховатости;

r_0 - радиус провода 0,74 (см)

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

Напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (84)$$

где U – линейное напряжение;

D_{cp} - среднегеометрическое расстояние.

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

Таким образом, условие образования короны:

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

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

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

17.8 Выбор жесткой ошиновки

Проводим выбор жестких шин на стороне низкого напряжения подстанции Унгун. Принимаем минимальное сечение алюминиевой шины с размерами 100×8 мм (8 см²). Шины устанавливаем на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4 м.

Минимальное сечение.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C} \quad (85)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{82,69}}{91} = 0,99 \text{ (см}^2\text{)}$$

где B_{κ} – интеграл джоуля.

C - коэффициент для алюминия 91

Проверка механической прочности:

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{56,66}{8}} = 0,98 \quad (86)$$

где J – момент инерции шины (см³см).

q - сечение проводника, в данном случае 8 (см²)

Момент инерции:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} \quad (87)$$

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

Согласно расчета принимаем пролет между изоляторами 1 м.

Наибольшее усилие в материале шин:

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \quad (88)$$

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{6430^2}{0,4} = 162,25 \text{ (Н/м)}$$

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

a - расстояние между фазами 0,4 (м).

Момент сопротивления:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} \quad (89)$$

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

Напряжение в шине:

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{yd}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} \quad (90)$$

$$\sigma_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{6430^2 \cdot 100^2}{13,33 \cdot 40} = 9,25 \text{ (МПа)}$$

При расчете напряжение все длины приведены в сантиметры.

Напряжение в материале шин (в данном случае сплав алюминия) менее предельного (60 МПа), следовательно оно проходит проверку.

17.9 Выбор ОПН.

Основные параметры выбранного ОПН показаны в таблице 48.

Таблица 48 – Технические данные ОПН 110 кВ

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

Сравнение расчетных данных с паспортными ОПН приведено в таблице 49.

Таблица 49 – Выбор и проверка ОПН 110 кВ

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

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

На стороне 35 кВ принимаем к установке ОПН - 35 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 50.

Таблица 50 – Выбор и проверка ОПН 35 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	35	35	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	25,25	23,24	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

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

На стороне 6 кВ принимаем к установке ОПН-П-10 УХЛ1 Сравнение параметров приведено в таблице 51.

Таблица 51 – Выбор и проверка ОПН 10 кВ

Номинальные параметры		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальное напряжение $U_{ном}$ (кВ)	10	10	$U_{ном} \geq U_{ном.сети}$
Наибольшее рабочее напряжение $U_{вр}$ (кВ)	7,48	6,92	$U_{вр} \geq U_{вр.сети}$

ОПН 10 проходит проверку по всем показателям его принимаем к установке.

18 ПРОВЕРКА ЛИНИЙ 10 КВ ПО ТЕРМИЧЕСКОЙ СТОЙКОСТИ И ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

18.1 Проверка линий 10 кВ на воздействие токов КЗ.

Проверка проводников сводится к сравнению термически стойкого сечения с фактическим по выражению:

$$S_T \leq S_{факт} \quad (91)$$

Термически стойкое к токам КЗ сечение линий находим по формуле:

$$S_T = \frac{\sqrt{B_k}}{c} \quad (92)$$

где B_k - тепловой импульс, расчётная формула приведена выше.

c - температурный коэффициент для проводников СИП.

Для примера рассчитается термически стойкое к токам КЗ сечение для участка сети РУ 10 кВ Унгун – шины ВН ТП 13 (максимальное время работы резервной микропроцессорной защиты составляет 0,6 сек):

$$S_T = \frac{\sqrt{3,83^2 \cdot (0,6 + 0,003)}}{95} = 31,22 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{факт} \quad (93)$$

$$31,22 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для второй точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 7):

$$S_T = \frac{\sqrt{3,52^2 \cdot (0,6 + 0,003)}}{95} = 28,7 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (94)$$

$$28,7 \leq 35$$

Условие выполняется следовательно сечение проходит проверку. Для третьей точки КЗ так же определяем термически стойкое сечение (шины ВН ТП 4):

$$S_T = \frac{\sqrt{3,13^2 \cdot (0,6 + 0,003)}}{95} = 25,52 \text{ (мм}^2\text{)}$$

Сравниваем фактическое сечение с термически стойким по условию

$$S_T \leq S_{\text{факт}} \quad (95)$$

$$25,52 \leq 35$$

Все принятые сечения проходят проверку их оставляем для дальнейшей проверки по портере напряжения

18.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

В данном подразделе проводится расчет потери напряжения в наиболее удаленной точке сети каждого фидера, если потеря напряжения превысит предельное значение 5% следовательно требуется увеличение сечения проводника.

Потеря напряжения в участке ВЛ определяется по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot L \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \quad (96)$$

где x_0, r_0 - удельное реактивное и активное сопротивление линии;

L – длина участка линии, км.

Расчет проводим на примере участка ПС Унгун – ТП 24, определяем потерю напряжения на каждом из участков:

Потеря напряжения в участке: РУ 10 кВ ПС Унгун - отпайка ТП 13:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot 40,40 \cdot 1,0 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,67 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 13 - ТП 3:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot 35,15 \cdot 1,25 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,72 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 3 - ТП 6:

$$\Delta U_3 = \sqrt{3} \cdot 26,18 \cdot 1,5 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,65 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 6 - ТП 21:

$$\Delta U_4 = \sqrt{3} \cdot 13,81 \cdot 0,35 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,08 (\%)$$

Потеря напряжения в участке: отпайка ТП 21 - ТП 24:

$$\Delta U_5 = \sqrt{3} \cdot 7,58 \cdot 0,1 \cdot (0,99 \cdot 0,92 + 0,29 \cdot 0,33) \cdot \frac{100}{10500} = 0,01 (\%)$$

Суммарная потеря напряжения:

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4 + \Delta U_5 \quad (97)$$

$$\Delta U = 0,67 + 0,72 + 0,65 + 0,08 + 0,01 = 2,13 (\%)$$

Данное значение не должно превышать 5% для наиболее удаленной от источника питания ТП, расчет показывает что потеря не превышает допустимого значения следовательно сечение менять не требуется, результаты расчета для обоих фидеров сводим в таблицу 52.

Таблица 52 – Расчет потерь напряжения

Фидер	ΔU (%)
2	2,13

Все принятые сечения проводников проходят проверку, расчет окончен

19 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВАРИАНТА
РЕКОНСТРУКЦИИ ПОДСТАНЦИИ УНГУН

В данном разделе проводится расчет капиталовложений на модернизацию ПС Унгун с последующим расчетом эксплуатационных издержек, в расчет принимается замена распределительных устройств и постоянная часть при реконструкции ПС.

Определяем стоимость РУВН, СН, НН ПС Унгун:

$$K_{py} = (N_{яч110} \cdot K_{яч110} + N_{яч35} \cdot K_{яч35} + N_{яч6} \cdot K_{яч6}) \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (98)$$

где $K_{инф}$ - коэффициент пересчёта цен 2000 года на 2022 год

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

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

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

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

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

$N_{яч6}$ - количество ячеек выключателей 10 кВ

$K_{яч6}$ - стоимость одной ячейки выключателя 10 кВ в ценах 2000 года:

$$K_{py} = (3 \cdot 6,58 + 4 \cdot 1,88 + 14 \cdot 0,15) \cdot 10,3 \cdot 1,3 = 393,13 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем постоянную часть затрат по подстанции:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p \quad (99)$$

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

$$K_{пост} = 19,74 \cdot 10,3 \cdot 1,3 = 264,31 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем суммарные капиталовложения в ПС Унгун:

$$K_{nc} = K_{py} + K_{пост} = 393,13 + 264,31 = 657,44 \text{ (млн. руб.)}$$

Издержки на амортизацию определяются по формуле:

$$I_{AM} = K_{ПС} \cdot \alpha_{ам} \quad (100)$$

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

$$\alpha_{ам} = \frac{1}{T_{сл}} \quad (101)$$

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

$$I_{AM} = 657,44 \cdot \frac{1}{30} = 21,92 \text{ (млн. руб.)}$$

Определяем эксплуатационные издержки:

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

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

$$I_{ЭКС} = 657,44 \cdot 0,059 = 38,79 \text{ (млн. руб.)}$$

Расчет экономических показателей дал следующие результаты: необходимые капиталовложения в модернизацию ПС Унгун в частности замену распределительных устройств составили 657,44 млн. руб., при этом отчисления на амортизацию в год составят 21,92 млн. руб. на ремонт и эксплуатацию 38,79 млн.руб.

20 РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ 110 КВ ПОСЛЕ РЕКОНСТРУКЦИИ

Проводим расчет основной защиты трех обмоточного трансформатора
ТМТН 6300/110/35/6 Унгун

20.1 Дифференциальная защита.

В качестве терминала применим микропроцессорный шкаф защит трансформатора ШЭ2607 ЭКРА

Выбираем коэффициенты трансформации [12]:

$$I_{1TT} \geq I_{ТТН} \quad (103)$$

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

Находим вторичные токи ТТ в номинальном режиме, А:

$$I_{2ПТ} = \frac{I_{ТНОМ}}{K_{ТА}} \quad (104)$$

При внешних КЗ дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \quad (105)$$

$$I_{НБР} = K_{ПЕР} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РЕГ} + \Delta f_{ВЫР} \quad (106)$$

где $K_{ОТС}$ – коэффициент отстройки;

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

ε – полная относительная погрешность;

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

$\Delta f_{ВЫР}$ – относительная погрешность

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10}^{\wedge} = \frac{I_{1НОМТТ} \cdot K_{10}}{I_{ТНОМi}} \geq \frac{I_{КЗВНм}}{I_{ТНОМi}} \quad (107)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{ОТС} \cdot I_{НБР} \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_{ТР}} \quad (108)$$

$$I_{ТАСЧ} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (109)$$

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

Расчетный ток небаланса.

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

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

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

Принимаем:

$$I_{d\min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 53:

Таблица 53 – Тормозные характеристики.

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

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

$$K_{T1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,25} = 0,61 \quad (110)$$

Принимаем тормозную характеристику №4.

20.2 Защита от перегрузки.

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

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

$$I_{C3} = \frac{k_{OTC}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (111)$$

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

k_B – коэффициент возврата токового принимается равным 0,8;

$I_{ВНН}$ – номинальный ток на стороне высокого напряжения трансформатора;

$$I_{C3} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 33,2 = 43,57 \text{ (A)}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{43,57}{(50/5)} = 4,36 \text{ (A)} \quad (112)$$

Время срабатывания защиты принимаем равным 9 с.

20.3 Максимальная токовая защита.

Ток срабатывания защиты на стороне 110 кВ:

$$I_{C3} = \frac{k_H \cdot k_{CAM}}{k_B} \cdot I_{ВНН} \quad (113)$$

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

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

$$I_{C3} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 33,2 = 74,7 \text{ (A)} \quad (114)$$

$$k_u = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{C3}} = \frac{5,56 \cdot 10^3 \cdot (10,5 / 115)}{74,7} = 6,79 \quad (115)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{74,7}{(50 / 5)} = 7,47 \text{ (A)}$$

20.4 Газовая защита.

На силовых трансформаторах ПС Унгун установлены газовые реле «Бухгольца». Реле устанавливается между основным и расширительным баком и реагирует на такие нарушения, как газообразование, потери и усиление потока жидкого диэлектрика.

21 АВТОМАТИКА ВВОДА РЕЗЕРВА

На распределительном устройстве низкого напряжения рассматриваемого источника питания применяется автоматика ввода резерва работа которой заключается в подаче питания на секцию шин посредством включения секционного коммутационного аппарата при отсутствии питания со стороны рабочего источника.

Логика работы данного устройства заключается в том что при исчезновении напряжения на одной из секций шина низкого напряжения источника питания происходит включение секционного выключателя путём подачи на него определенного импульса действием автоматики.

Данная автоматика организована на реле включая реле контроля напряжения которое непосредственное определяет если напряжение на секции либо оно отсутствует.

Также в системе автоматического ввода резерва есть ключ который позволяет выводить данную автоматику из работы в различных ситуациях. Например при переводе питания с основного источника на резервный то есть при выводе из работы силового трансформатора соответственно ключ АВР выводится из работы.

22 АВТОМАТИЧЕСКАЯ ЧАСТОТНАЯ РАЗГРУЗКА

Работа данной автоматики заключается в том что в системе электроснабжения постоянного должен соблюдаться баланс мощности которая генерируется источниками питания и мощности которая потребляется различными электроустановками при этом следует отметить что если данный баланс нарушается то данный факт влияет на частоту переменного тока в системе электроснабжения таким образом при превышении нагрузки над генерацией соответственно частота электрического тока снижается и в обратном случае при превышении генерации над потребителем электрической энергией частота электрического тока повышается.

Данная автоматика работает только в первом случае при условии что нагрузка превышает генерацию в таком режиме работы и происходит лавина частоты, данная ситуация связана с тем что при снижении частоты электрического тока в системе электроснабжения также снижается выработка электроэнергии генераторами на электростанциях и соответственно данная процедура развивается до тех пор пока частота не достигнет критического значения.

Поэтому на рассматриваемой подстанции применяется автоматическая частотная разгрузка которая работает по принципу отключения потребителей при снижении частоты до определённого значения.

В первую очередь отключаются потребители которые имеют наименьшую категорию надёжности электроснабжения и далее происходит отключение остальных потребителей электрической энергии посредством автоматической частотной разгрузки.

23 УСТРОЙСТВО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ОТКАЗА ВЫКЛЮЧАТЕЛЯ

Устройство резервирования отказа выключателя работает по следующему принципу. К примеру о случае возникновения короткого замыкания на каком-либо объекте электроэнергетики он должен отключаться определённым коммуникационным аппаратом. В случае если коммутационный аппарат отказывает в отключении соответственно происходит отключение смежных коммутационных аппаратов для ликвидации возникновения короткого замыкания.

Автоматика положительно влияет на режим работы основного электрооборудования так как не позволяет короткому замыканию распространяться на него.

Отрицательной особенностью данного устройства является то что происходит отключение значительного количества коммутационных аппаратов тем не менее короткое замыкание отключается со всех сторон откуда она может быть подпитано.

Для работы устройства необходимо соблюдение двух факторов в частности это работа защиты то есть фиксируется работа какой-либо из защит присоединения а также должен быть зафиксирован отказ в отключении каким-либо коммутационными аппаратами после этого соответственно подается импульс на отключение всех смежных коммутационных аппаратов.

24 АВТОМАТИЧЕСКОЕ ПОВТОРНОЕ ВКЛЮЧЕНИЕ

Автоматическое повторное включение применяются в данной работе на воздушных линиях электропередач при этом принцип работы данного устройства довольно прост, при отключении воздушной линии действием защиты от замыканий на землю через некоторое время подаётся повторный импульс на включение коммутационного аппарата в частности выключателя. Учитывая тот факт что однофазные короткие замыкания в течение времени могут само ликвидировался соответственно есть большая вероятность успешного повторного включения присоединение в работу.

Замыкание в том числе однофазные могут быть обусловлены различными набросами на провода, падениями деревьев на воздушные линии электропередач поэтому они являются в большинстве своём нестабильными и поэтому автоматика повторного включения в большинстве своём может успешно включить воздушную линию после отключения действием защиты.

Микропроцессорные терминалы позволяют организовать включение в работу после отключения его от короткого замыкания при этом данный автоматика применяется воздушных линиях рассматриваемой системы электроснабжения

25 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

25.1 Безопасность

Работы в действующих электроустановках могут выполняться по различным принципам в частности они могут выполняться как по наряду-допуску также и по распоряжением Ну отдельный группа работ которые могут выполняться в электроустановках является работы выполняемые в порядке текущей эксплуатации.

Работы в действующих электроустановках по наряду в основном применяется при номинальном напряжении линейном выше 1000 Вольт при этом также следует отметить что данная работа выполняется с оформлением специального бланка который выполняется в 2 экземплярах но также если наряд передается по телефону и радио тогда он выполняется в 3 экземплярах.

Данный наряд бланк является очень важным документом при выполнении работы в нём указывается значительное количество информации которое необходимо для безопасного выполнения работ в частности здесь указывается наименование работы место выполнения работы время начала и окончания также указывается весь Спектр лиц которые будут задействованы выполнение данных работ с указанием их группа электробезопасности дополнительную сюда также стоит отнести ее лица которые будут выдавать данный наряд также будет указан ответственный руководитель работ все члены бригады допускающие и так далее.

С использованием бланка наряда производится допуск бригады к выполнению работы Непосредственно на месте производится заполнение данного бланка с указанием времени фактического допуска бригады к работе при этом также в Бланке указывается и токоведущие части которые остались под напряжением и приближение которым недопустимо по условиям безопасного выполнения работы.

Наряды хранятся в настоящее время 30 дней при том условии что во время выполнения данных работ не происходило никаких чрезвычайных ситуаций и не было повреждено Никакое оборудование.

В случае если во время выполнения каких-либо работ по определенному наряду происходили какие-то нештатные ситуации соответственно бланк наряда не уничтожается он хранится вместе с материалами расследования какое-либо нештатные ситуации и до полного её окончания.

Во время допуска оперативным персоналом по бланку наряда соответственно проводится целевой инструктаж членов бригады а также ответственному руководителю работ и производителю работ при этом целевой инструктаж охватывает всю категории лиц которые будут задействованы в выполнении работ в электроустановках следует отметить что целевые инструктажи которые проводят административно-технический персонал а также оперативный персонал в значительной степени отличаются друг от друга и имеют под собой разный смысл.

Подробно рассмотрим целевой инструктаж который проводит ответственный руководитель работ и производитель работ наблюдающий были членом бригады. В данном целевом инструктаже должны рассматриваться такие аспекты безопасного выполнения работ как технология выполнения конкретной работы так как в зависимости от качества и технологий выполняемой работы будет выполняться выполнение работы.

Основой целевого инструктажа который проводит производитель работ а также ответственный руководитель работ является технология выполнения работ но также здесь будут указанные аспекты безопасности в частности описываться характеристики данного оборудования на котором будут производиться работы а также безопасность выполнения с точки зрения поражения электрическим током.

В целевом инструктаже ответственный руководитель работ также должен ознакомить персонал с особенностями данной электроустановке с её границами рабочего места а также с какими-то нюансами которые характерны только

данные электроустановки так тоже он указывает электроустановки которые остались под напряжением и указать пути выхода из данной электроустановки как основного так и аварийного.

Целевой инструктаж который производит допускающего время подготовки рабочего места и допуск бригады к работе отличается тем что в большинстве своём он основан на электробезопасности с точки зрения защиты персонала от поражения электрическим током при этом он указывает те токоведущие части которые остались под напряжением и на границы рабочего места также следует отметить что обязательным условием допуска бригады к работе являются проверка отсутствия напряжения непосредственно на тех только ведущих частях где они будут выполнять работы.

Проверка отсутствия напряжения на рабочем месте может выполняться различными методами в том числе с использованием различных устройств и указателей напряжения диэлектрических штанг либо каким-то другим иным методом при этом следует отметить что проверка отсутствия напряжения не требуется на тех только ведущих частях у которых заведомо имеется видимое заземление то есть установленный переносные заземления либо включены специальные коммутационные аппараты заземляющие ножи.

В своём целевом инструктаже допускающий должен также должен определить места выхода из данной электроустановки в том числе и аварийного и основного выхода после окончания целевого инструктажа он должен вывесить соответствующие плакаты которые указывают на место.

После производства целевого инструктажа допускающего также целевой инструктаж должен проводить или наблюдающий всем членам бригады которые будут задействованы в этой электроустановке.

Наблюдающий в своём целевом инструктаже в обязательном порядке должен обеспечить понимание сути работы а также обеспечить безопасности выполнения работ с точки зрения поражения электрическим током.

В частности он должен объяснить членам бригады каким образом должна выполняться Тайная работа чтобы не произошло несчастного случая и никто не был поражён электрическим током.

В установках как до 1000 В так и выше 1000 В могут выполняться также и по распоряжению которое является упрощённой формой наряда-допуска и оформляется только в журнале учета работ по нарядам и распоряжениям. Тем не менее распоряжение имеет также особенности и при выдаче распоряжения соответственно должен выдаваться и целевой инструктаж всем категориям лиц которые будут задействованы при работе в действующих электроустановках.

Работы по распоряжению выполняются в электроустановках до 1000В но также имеется и категория работ которые могут выполняться в электроустановках выше 1000 В, сюда можно отнести работы на электродвигателе при условии что от него кабель отключён также на генераторе от которого отключен машины на выходных тележках а также в электроустановках выше 1000 В где не требуется подготовка рабочего места а также разборка электрической схемы установка заземления.

Рассмотрим подробно работы которые могут выполняться в порядке текущей эксплуатации а также их особенности.

При выполнении данных работ следует отметить что они могут выполняться только на закрепленном за смены оборудования в частности если на электро предприятии значительное количество смен в частности 4 то всё электрооборудование должно быть разделено по сменам и соответственно выполнение работ в порядке текущей эксплуатации итогового допущена к выполнению на закрепленном оборудовании.

Данные работы могут выполняться только в электроустановках до 1000 В при этом учитывать что для выполнения данной работы должен быть специальный список работ которые допускаются к выполнению при этом данный список должен утверждаться техническим руководителем организации либо директором.

В состав таких работ включаются небольшие по объёму работы в частности замена автоматических выключателей ремонт магнитных пускателей небольшие работы связанные с ремонтом осветительной сети и замены ламп а также устройств связи либо каких-то других коммуникаций объёма.

При выполнении работ в порядке текущей эксплуатации производитель работ допущен к выполнению данной работы и отдельное разрешение со стороны вышестоящего оперативного персонала для выполнения данной работы не требуется.

При выполнении данной работы производитель работ также является и допускающим лицом который сам себе подготавливает рабочего места и устанавливает при необходимости определённой заземления После выполнения данной работы производитель работ обязан доложить вышестоящему оперативному персоналу что работа выполнена электроустановка включена в работу если в этом есть такая необходимость.

При непосредственные работы электротехнического персонала в обязательном порядке должен выполнять обходы и осмотры электрооборудования поэтому рассмотрим подробно Каким образом данная процедура должна выполняться при осмотрах действующих электроустановок напряжением до 1000в тока напряжением выше 1.000 Вольт.

Персонал с точки зрения электробезопасности должен но безопасно выполнять осмотры электрооборудования условия что украшает его безопасность.

Осмотр электрооборудования оперативным персоналом должен производиться Согласно определённому графика который также утверждается техническим руководителем организации либо директором организации. Зависимости от того какая группа по электробезопасности имеется оперативного персонала зависит то электрооборудования которое он имеет право осматривать например с группой по электробезопасности 3 оперативный персонал соответственно рассматривает электрооборудования до 1000в если у персонала

имеется группа по электробезопасности 4 соответственно он может осматривать электрооборудование как до 1000 В так и выше 1000 В.

Следует также отметить определённые аспекты безопасности при выполнении данной процедуры при этом не допускается приближение к токоведущим частям на недопустимое расстояние по условиям поражения электрическим током так в электроустановках до 1000 В приближаться к токоведущим частям допускается вплоть до прикосновения но контакт между человеком электроустановкой запрещён. В электроустановках выше 1000 В данные зависят от напряжения электроустановки а также от того применяются либо какое-то инструмент при выполнении осмотра.

Во время выполнения своего осмотра не допускается проникновение в камеру электрооборудования если они оборудованы специальными ограничителями устройствами в случае если какие-либо параметры не видны с расстояния с ограждающие устройства соответственно должны применяться оптические устройства для более качественного осмотра.

Следует отметить что во время осмотров оперативного персонала в обязательном порядке должен уделять внимание на все характерные неисправности которые могут возникать в различных электроустановках например на нагрева контактных соединений которые видны по различным характерным параметрам в частности потемнение изоляции потемнение только ведущих частей также с точки зрения коллекционных материалов необходимо уделять внимание состоянию опорных изоляторов и иного оборудования на предмет наличия сколов либо каких-то других повреждений либо трещин.

В случае если во время осмотра обнаружены вода выключателей с отсутствующими в нём уровни масла данная ситуация является предпосылкой для возникновения аварийной ситуации так как отсутствие масла в вводе может привести к его взрыву.

Поэтому оперативный персонал с точки зрения электробезопасности должен всё время быть готов к данным ситуациям.

25.2 Экологичность

В данной работе также рассматриваются различные экологические аспекты связанные с эксплуатации электротехнического оборудования в частности на рассматриваемом источнике питания подстанции располагаются маслонаполненное оборудование в частности это силовой трансформатор. Поэтому в данном разделе рассматривается расчёт такого важного параметра как геометрические характеристики маслоприемника который предназначен для сбора масла и воды в случае возникновения чрезвычайных ситуаций в частности возникновения пожара на силовом трансформаторе.

Возникновение пожара может сопровождаться и разгерметизации в основного бака трансформатора что приведёт к разлива масла по территории подстанции чтобы этого избежать соответственно под силовым трансформатором непосредственно оборудуется маслоприёмник который представляет собой определённую ёмкость для сбора масла и воды в случае разгерметизации основного бака трансформатора.

Рассмотрим подробно ситуацию связанную с работой маслоприемника к примеру при размере разгерметизации основного бака трансформатора всё масло из него вытекает непосредственно в маслоприёмник также в случае если произошло возгорание соответственно пожарным подразделением производится тушение силового трансформатора и значительное количество воды которое необходимо для тушения пожара также попадают в маслоприёмник.

Исходя из вышесказанного геометрические размеры маслоприемника должны соответствовать всему тому объёму воды и масла которое будет в него попадать при этом должен оставаться ещё некоторые запас. Конструкция маслоприемника должна предусматривать наличие специальной гравийной сетки поверх маслоприемника Так как при прохождении масла сквозь чёрную сетку происходит его тушения и горячее масло Находится в таком состоянии не в полном объеме а всего лишь его часть горит на поверхности данной сетки при этом данная сетка представляет собой огнегасительные

устройство которое в значительной степени позволяет снизить площадь возгорания при разливе трансформаторного масла.

Маслоприёмники могут выполняться как с отводом маслом так и без отвода масла при этом данная характеристика маслоприемника зависит от значения От количества масла располагаемого в силовом трансформаторе при этом тем больше масла тему соответственно применяются более сложные конструкции маслоприемника и применяются отвод масла в специальной ёмкости.

Приёмник с отводом масла имеют более сложную конструкцию применяются на силовых трансформаторах большой мощности нашего случая применяется маслоприёмник без отвода масла.

Геометрические размеры маслоприемника в большей степени зависит от объёма масла которое расположено в силовом трансформаторе но также они зависят от геометрических размеров самого силового трансформатора так как При тушении пожара на силовом трансформаторе количество воды которое будет использоваться напрямую зависит от площади боковой поверхности силового трансформатора.

Также следует отметить особенности При тушении возгорания на силовом трансформаторе в частности запрещается слив масла с него в случае возгорания так как это может привести к ещё более худший ситуации и дальнейшему разлива масла по территории подстанции и соответственно повреждение обмоток силового трансформатора.

На подстанции Унгун при модернизации устанавливаются 2 трансформатора марки ТМТН 6300/110/35/10 с размерами (м) 6,1×4,4×5,1 и массой масла 12,8 т.

1) Габариты маслоприемника выступают за габариты трансформатора на 1,5 м (при массе масла от 10 до 50 тонн) [22].

2) Маслоприемники должны предусматриваться закрытого типа, вмещающие полный объем масла, а также 80 % общего (с учетом 30-минутного запаса) расхода воды от средств пожаротушения [22].

Маслоприемники выполняем с установкой металлической решетки на маслоприемнике, поверх которой насыпан гравий или щебень толщиной слоя 0,25 м [22].

3) 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 [7]:

$$V_{\text{трм}} = \frac{M}{\rho} \quad (116)$$

где M – масса масла в трансформаторе согласно паспортным данным.

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

$$V_{\text{трм}} = \frac{12,8}{0,88} = 14,55 \text{ (м}^3\text{)}$$

Определяем площадь маслоприемника по формуле [7]:

$$S_{\text{мн}} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) \quad (117)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

$$S_{\text{мн}} = (6,1 + 2 \cdot 1,5) \cdot (4,4 + 2 \cdot 1,5) = 67,34 \text{ (м}^2\text{)}$$

Площадь боковой поверхности трансформатора [7]:

$$S_{\text{он}} = (A + B) \cdot 2 \cdot H \quad (118)$$

где H – высота трансформатора (м)

$$S_{\text{он}} = (6,1 + 4,4) \cdot 2 \cdot 5,1 = 107,1 \text{ (м}^2\text{)}$$

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

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

$$t = 1800 \text{ (сек)}$$

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара [7]:

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{он}) \cdot 10^{-3} \quad (119)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (67,34 + 107,1) \cdot 10^{-3} = 62,8 \text{ (м}^3)$$

Определяем объем маслоприемника необходимый для приема 100 % масла и 80 % воды [7]:

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} \quad (120)$$

$$V_{mmH_2O} = 14,55 + 0,8 \cdot 62,8 = 64,78 \text{ (м}^3)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости V_{mmH_2O} :

$$H_{mn} = \frac{V_{mmH_2O}}{S_{mn}} \quad (121)$$

$$H_{mn} = \frac{64,78}{67,34} = 0,96 \text{ (м)}$$

Высота гравийной подушки согласно [22]:

$$H_z = 0,25 \text{ (м)}$$

Высота воздушной прослойки согласно [22]:

$$H_{en} = 0,05 \text{ (м)}$$

Полная высота маслоприемника [22]:

$$H_{nmm} = H_{mn} + H_{en} + H_z \quad (122)$$

$$H_{nmm} = 0,96 + 0,05 + 0,25 = 1,26 \text{ (м)}$$

25.3 Чрезвычайные ситуации

Чрезвычайные ситуации имеют место быть в различных электроустановках независимо от уровня напряжения и мощности используемого электрооборудования при этом оперативному персоналу должен быть готов ликвидации различных чрезвычайных ситуаций. Рассмотрим подробно о возникновении чрезвычайной ситуации связанные с со значительным снижением температуры наружного воздуха при том условии что электрооборудование которое используется на данной подстанции находится на открытом распределительном устройстве.

На оборудовании в частности силовых трансформаторах которые подверженные низким температурам в частности при значительном снижении температуры окружающего воздуха масло в трансформаторе имеет другие характеристики нежели чем при нормальной температуре окружающего воздуха при этом если на силовом трансформаторе имеется принудительное устройство для циркуляции воздуха а то их необходимо будет отключить для избегания повреждения данного оборудования при том условии что окружающий воздух имеет экстремально низкую температуру.

Устройство циркуляции масла предназначены для нормальной работы силового трансформатора должны быть отключены в таких режимах эксплуатации при этом должен вестись постоянно оперативный контроль за температурой верхних слоев масла силового трансформатора.

Также следует отметить что коммутационные аппараты степени зависят от температуры наружного воздуха в частности привод любого коммутационного аппарата имеет специальные смазочные вещества которые при отрицательных температурах тем более экстремальных значениях данной температуры могут свойства могут иметь свойства застывать и работа привода может быть ограничена в случае короткого замыкания выключателя может отказать в отключении.

Поэтому на оперативный персонал возлагаются следующие обязанности по проверке работы обогрева приводов выключателей таким образом во время осмотра оперативный персонал обязан проверять состояние обогрева и работу.

Также следует отметить что на некоторых типах выключатели имеется обогрев не только природа но и самих полюсов при этом оперативный персонал тоже также должен выполнять проверку и этого электрооборудования на предмет его дееспособности.

Осмотр распределительных устройств обязательно необходимо уделять внимание на натяжения различных проводов и шин Так как при очень низких температурах соответственно длина шин уменьшается что может привести к значительному снижению на опорные изоляторы и соответственно может привести к возникновению короткого замыкания поэтому оперативному персоналу при очень низких температурах наружного воздуха в обязательном порядке должен проводить данную процедуру с осмотром всего электрооборудования распределительных устройств где он выполняет свою оперативную работу.

Далее рассмотрим действия оперативного персонала при экстремально высоких температурах наружного воздуха так же как указывалось ранее силовые трансформаторы при экстремально высоких температурах наружного воздуха могут быть подвержены тепловому воздействию в частности Если система охлаждения силового трансформатора не справляется соответственно должны быть приняты меры по его разгрузки либо по организации дополнительного охлаждения силового трансформатора в частности может применяться дополнительные обрыв охладители и силового трансформатора либо непосредственно его основного бака.

При экстремально высоких температурах наружного воздуха следует обращать внимание на нагрева контактных соединений так как любой проводник имеет свойство охлаждаться за счёт окружающего воздуха и при этом если имеется место быть значительная температура охлаждающей среды возможные перегрев каких-либо контактных соединений либо проводников поэтому во время осмотра оперативным персоналом обязательно должны выявляться данные факты и приниматься меры по устранению данных замечаний.

Трансформаторах в большинстве случаев имеются резервные охладители. Поэтому в случае возникновения данной ситуации повышение температуры окружающего воздуха выше каких-либо пределов соответственно должны включаться в работу и резервные охладители, а также проверяется их работоспособность по контрольным приборам и потому снижается ли температура масла силового трансформатора или нет.

Если происходит значительное увеличение температуры охлаждающего масла силового трансформатора соответственно она не должна превышать тех норм и тех значений, которые заложены заводом-изготовителем. Так температура верхних слоев масла зависит от конструкции системы охлаждения силового трансформатора. В частности, если на силовом трансформаторе отсутствует система циркуляции масла, такая температура составляет 95 градусов. В противном случае при применении маслонасоса в системе охлаждения трансформатора температура должна быть не более 75 градусов.

Если у оперативного персонала нет возможности снизить данную температуру, соответственно он должен принять меры по разгрузке электрооборудования до тех пор, пока температура не войдет в допустимые пределы. Это может производиться с использованием отключения части потребителей, которые имеют низкую категорию надежности электроснабжения.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе был проведен значительный объем работы, и решены следующие задачи: определены узкие места при анализе существующей системы электроснабжения села Лазарево в Еврейской Автономной области, определены направления для решения данных проблем, определены данные нагрузки как существующих так и вновь вводимых потребителей с учетом расчета прогнозируемых мощностей с перспективой на 5 лет. Так же проведен расчет компенсирующих устройств который показал что в их установке нет необходимости. Определены трансформаторные подстанции на которых имеется значительное отклонение коэффициентов загрузки от нормального значения и соответственно выбрано соответствующее оборудование.

Работа так же коснулась выбора сечений ВЛ при этом для сети 10 кВ принят современный проводник типа СИП 3 выполнена его проверка по всем необходимым параметрам.

Так же в работе проведена модернизация питающей ПС Унгун с заменой всего электротехнического оборудования за исключением силовых трансформаторов.

В части безопасности и экологичности определены основные меры безопасной эксплуатации оборудования а так же рассмотрены чрезвычайные ситуации.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений / Т.В. Анчарова, Е.Д. Стебунова, М.А. Рашевская. - Волог-да: Инфра-Инженерия, 2016. - 416 с.
- 2 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2018. - 192 с.
- 3 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование.: Учеб-ник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, 2015. - 48 с.
- 4 Анчарова, Т.В. Электроснабжение и электрооборудование зданий и сооружений: Учебник / Т.В. Анчарова, М.А. Рашевская, Е.Д. Стебунова. - М.: Форум, НИЦ Инфра-М, 2012. - 416 с.
- 5 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатом-издат, 2006.
- 6 Бегентаев М.М. Экономика промышленности учебное пособие. – Издательство: Павлодар: Кереку Год: 2008
- 7 Булгаков А. Б. Охрана окружающей среды в электроэнергетике: Учебное пособие. / А. Б. Булгаков. – Благовещенск: Изд – во АмГУ, 2020. - 90 с.
- 8 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.
- 9 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.
- 10 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование органи-заций и учреждений (для бакалавров). Учебное пособие / Э.А. Киреева. - М.: КноРус, 2017. - 272 с.

11 Киреева, Э.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий (для бакалавров) / Э.А. Киреева. - М.: Кно-Рус, 2015. - 192 с.

12 Коробов, Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование / Г.В. Коробов. - СПб.: Лань, 2014. - 192 с.

13 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин. - М.: Academia, 2016. - 160 с.

14 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник / Б.И. Кудрин, Б.В. Жи-лин, М.Г. Ошурков. - Рн/Д: Феникс, 2017. - 416 с.

15 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. - РнД: Феникс, 2018. - 382 с.

16 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: Учебник для студентов учрежде-ний высшего профессионального образования / Б.И. Кудрин. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 352 с.

17 Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. // А.В. Лыкин – Новосибирск: Изд – во НГТУ, 2012. – 248 с.

18 Лыкин А.В. Распределительные электрические сети. М.: Нововибирский государственный технический университет, 2018.

19 Немировский А.Е. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций. М.:Инфа-Инженерия, 2020.

20 Ополева, Г.Н. Электроснабжение промыш. предприятий и горо-дов: Учебное пособие / Г.Н. Ополева. - М.: Форум, 2018. - 350 с.

21 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.

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

23 Приказ Минтруда России от 15.12.2020 N 903н "Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок" (Зарегистрировано в Минюсте России 30.12.2020 N 61957)

24 Собрать С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

25 Ушаков В.Я. Современные проблемы электроэнергетики : учебное пособие / В.Я. Ушаков. - Томск : Изд-во ТПУ, 2014. - 447 с.

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

27 Энергоэффективное электрическое освещение : учебное пособие / С.М. Гвоздев, Д.И. Панфилов, Т.К. Романова и др. ; под ред. Л.П. Варфо-ломеева. - Москва : Изд-во МЭИ, 2013. - 288 с.

28 Энергоэффективность в России: скрытый резерв. - Москва : ЦЭНЭФ, 2007.- 162 с.

29 <https://ru.wikipedia.org>

30 Данные преддипломной практики

ПРИЛОЖЕНИЕ А – Расчет мощности нагрузки ТП

ТП №	Номинальная мощность трансформатора (кВА)	Количество силовых трансформаторов ТП	$P_{p.mn}$ (кВт)	$Q_{p.mn}$ (квар)	$S_{p.mn}$ (кВА)
3	250	1	157,75	43,91	163,75
4	100	1	96,15	26,76	99,8
6	630	1	231,24	64,36	240,03
7	100	1	54,14	15,07	56,2
9	100	1	98,07	27,30	101,8
13	160	1	92,33	25,70	95,84
15	100	1	69,46	19,33	72,1
18	250	1	229,04	63,75	237,75
21	250	1	116,09	32,31	120,5
24	160	1	113,38	31,56	117,69

ПРИЛОЖЕНИЕ Б – Прогнозирование электрических нагрузок

ТП №	$P_{\text{прог}}$ (кВт)	$Q_{\text{прог}}$ (квар)	$S_{\text{прог}}$ (кВА)
3	165,80	46,15	172,10
4	101,05	28,12	104,89
6	243,03	67,64	252,27
7	56,90	15,84	59,07
9	103,07	28,69	106,99
13	97,04	27,01	100,73
15	73,00	20,32	75,78
18	240,72	67,00	249,88
21	122,01	33,96	126,65
24	119,16	33,17	123,69

ПРИЛОЖЕНИЕ В - Расчет коэффициента реактивной мощности

ТП №	$tg \varphi_{\phi}$
3	0,23
4	0,23
6	0,26
7	0,27
9	0,25
13	0,25
15	0,23
18	0,22
21	0,24
24	0,27
25	0,32

ПРИЛОЖЕНИЕ Г – Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов ТП

ТП №	$S_{ном.тр}$ (кВА)	N (шт.)	$S_{прог}$ (кВА)	$K_{эф}$	Реконструкция ТП
3	250	1	172,10	0,69	Не требуется
4	100	1	104,89	1,05	Требуется
6	630	1	252,27	0,40	Требуется
7	100	1	59,07	0,59	Требуется
9	100	1	106,99	1,07	Требуется
13	160	1	100,73	0,63	Не требуется
15	100	1	75,78	0,76	Не требуется
18	250	1	249,88	1,00	Требуется
21	250	1	126,65	0,51	Требуется
24	160	1	123,69	0,77	Не требуется

ПРИЛОЖЕНИЕ Д - Расчет и выбор номинальной мощности трансформаторов

ТП №	$S_{\text{пр}} \text{ (кВА)}$	$S_{\text{прог}} \text{ (кВА)}$	$N \text{ (шт.)}$	$S_{\text{ном.тр}} \text{ (кВА)}$	$K_{\text{эф}}$
4	116,54	104,89	1	160	0,73
6	280,30	252,27	1	320	0,88
7	65,63	59,07	1	100	0,66
9	118,88	106,99	1	160	0,74
18	277,64	249,88	1	320	0,87
21	140,72	126,65	1	160	0,88
25	140,44	126,39	1	160	0,79

ПРИЛОЖЕНИЕ Е – Выбор проводников 0,4 кВ

Наименование ТП	Номер фидера	$I_{расч}$ (А)	Принятое сечение (мм ²)	Длительно допустимый ток (А)
4	1	56,13	3×16+1×25	100
	2	110,61	3×25+1×35	130
6	1	115,26	3×25+1×35	130
	2	89,56	3×16+1×25	100
	3	191,18	3×50+1×70	195
7	1	85,26	3×16+1×25	100
9	1	88,58	3×16+1×25	100
	2	81,49	3×16+1×25	100
18	1	125,6	3×25+1×35	130
	2	152,65	3×35+1×50	160
	3	118,95	3×25+1×35	130
21	1	183,02	3×50+1×70	195
25	1	178,53	3×50+1×70	195

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж - Расчет потерь в трансформаторах и нагрузки ВН ТП

ТП №	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{рвн.тп}$ (кВт)	$Q_{рвн.тп}$ (квар)	$S_{рвн.тп}$ (кВА)
3	2,77	10,02	10,40	168,57	56,17	182,50
4	1,69	6,11	6,33	102,74	34,23	111,22
6	4,06	14,69	15,25	247,09	82,33	267,52
7	0,95	3,44	3,57	57,85	19,28	62,64
9	1,72	6,23	6,47	104,79	34,92	113,46
13	1,62	5,87	6,09	98,66	32,88	106,82
15	1,22	4,41	4,58	74,22	24,73	80,36
18	4,03	14,56	15,10	244,75	81,56	264,98
21	2,04	7,38	7,65	124,05	41,34	134,30
24	1,99	7,20	7,48	121,15	40,37	131,17
Суммарное значение				1343,88	447,82	1454,97

ТП №	ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{рвн.тп}$ (кВт)	$Q_{рвн.тп}$ (квар)	$S_{рвн.тп}$ (кВА)
3	2,77	10,02	10,40	168,57	56,17	182,50
4	1,69	6,11	6,33	102,74	34,23	111,22
6	4,06	14,69	15,25	247,09	82,33	267,52
7	0,95	3,44	3,57	57,85	19,28	62,64
9	1,72	6,23	6,47	104,79	34,92	113,46
13	1,62	5,87	6,09	98,66	32,88	106,82
15	1,22	4,41	4,58	74,22	24,73	80,36
18	4,03	14,56	15,10	244,75	81,56	264,98
21	2,04	7,38	7,65	124,05	41,34	134,30
24	1,99	7,20	7,48	121,15	40,37	131,17
Суммарное значение				1343,88	447,82	1454,97

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 - Расчет потоков мощности в сечениях и токовых нагрузок на ВЛ

Питание всех ТП от фидера № 2 ПС Унгун					
Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-2	1163,98	67,28	7-8	312,52	18,06
2-3	1078,52	62,34	8-11	158,49	9,16
3-34	932,52	53,90	11-12	62,64	3,62
34-4	740,13	42,74	12-13	0	0,00
4-5	718,5	41,53	8-9	172,42	9,97
5-6	611,06	35,32	9-10	80,36	4,65
6-7	506,13	29,26	14-9	0	0,00

Питание всех ТП от фидера № 165 ПС Унгун					
Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-2	0	0,00	7-8	869,83	50,28
2-3	106,82	6,17	8-11	1023,5	59,16
3-34	260,388	15,05	11-12	1113,86	64,38
34-4	315,26	18,2	12-13	1163,98	67,28
4-5	473,31	27,36	8-9	172,42	9,97
5-6	587,46	33,96	9-10	80,36	4,65
6-7	698,96	40,40	14-9	0	0,00

Питание всех ТП от фидера №161 ПС Унгун					
Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)	Участок	S_{pij} (кВА)	I_{pij} (А)
1-2	0	0,00	7-8	869,83	50,28
2-3	106,82	6,17	8-11	158,49	9,16
3-34	260,388	15,05	11-12	264,98	15,32
34-4	315,26	18,2	12-13	0	0,00
4-5	473,31	27,36	8-9	1010,71	58,42
5-6	587,46	33,96	9-10	80,36	4,65
6-7	698,96	40,40	14-9	1163,98	67,28

ПРИЛОЖЕНИЕ И - Выбор проводников ВЛ

Участок на графе	I_p (А) максимальный	Марка и сечение проводника	Длительный ток (А)
1-2	67,28	СИП-3 3×35	200
2-3	62,34	СИП-3 3×35	200
3-34	53,90	СИП-3 3×35	200
34-4	42,74	СИП-3 3×35	200
4-5	41,53	СИП-3 3×35	200
5-6	35,32	СИП-3 3×35	200
6-7	40,4	СИП-3 3×35	200
7-8	50,28	СИП-3 3×35	200
8-11	59,16	СИП-3 3×35	200
11-12	64,38	СИП-3 3×35	200
12-13	67,28	СИП-3 3×35	200
8-9	9,97	СИП-3 3×35	200
9-10	4,65	СИП-3 3×35	200
14-9	67,28	СИП-3 3×35	200