

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой


Н.В. Савина
«25» 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района
Амурской области, с центром питания подстанция Смелое 35/10 кВ

Исполнитель
студент группы 442-об4


21.06.18
подпись, дата

С.А. Бревников

Руководитель
доцент


22.06.18
подпись, дата

П.П. Проценко

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук


21.06.2018
подпись, дата

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль
доцент


21.06.18
подпись, дата

А.Г. Ротачева

Благовещенск 2018

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

2018 г.

« 07 » 05

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Бревникова Сергея Александровича

1 Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района Амурской области, с центром питания подстанция Смелое 35/10 кВ

(утверждено приказом от 11.03.2018 № 573-У2)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: генеральный план района реконструкции, организационное решение РС; схема электроснабжения района; ПУЭ; ПТЭ и ПТБ

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов) характеристика района. Расчет электрических нагрузок. Выбор проводов и способов ТП-ров, расчет токов КЗ. Выбор оборудования. Расчетная нагрузка и автоматизм. Безопасность и экологичность

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) принципиальная схема РС, схема электроснабжения. План района с УЭН. Варианты сетей. Подстанции, РС, расчетная нагрузка

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов)

Булгаков А. Б – консультант по части Безопасность и экологичность

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы:

Проценко П.П., доцент

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 121 с., 133 формул, 14 рисунков, 27 таблицы, 23 источника литературы.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, НАГРУЗКА, ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ТРАНСФОРМАТОР, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, МОЛНИЕЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ЗАЗЕМЛЕНИЕ

В данной выпускной квалификационной работе была реконструирована система электроснабжения Октябрьского района Амурской области, с центром питания ПС Смелое 35/10 кВ.

Цель работы – провести реконструкцию района Амурской области разработать наиболее экономичный и гибкий, с точки зрения эксплуатации, вариант.

Основу данного проектирования составляют следующие задачи: расчет нагрузок коммунально-бытовых потребителей; выбор схемы распределительной сети 10 кВ и питающей сети 0,4 кВ, удовлетворяющие требованиям надежности электроснабжения; определить центр электрических нагрузок; произвести технико-экономический расчет для выбора мощности трансформаторов, установленных на ТП; рассчитать токи короткого замыкания; осуществить выбор трансформаторов ПС 35/10 кВ и ее силового оборудования; определить потери электроэнергии; провести расчет безопасности и экологии проекта.

При выполнении выпускной квалификационной работы использовались: текстовый редактор MS Word и графический редактор MS Visio.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ВН – высокое напряжение;

ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

КТП – комплектная трансформаторная подстанция;

НН – низкое напряжение;

ОРУ – открытое распределительное устройство;

РУ – распределительное устройство;

СИП – самонесущий изолированный провод;

СЭС – система электроснабжения;

ТН – трансформатор напряжения;

ТП – трансформаторная подстанция 10/0,4 кВ;

ПС – трансформаторная подстанция 35/10 кВ;

ТТ – трансформатор тока;

ХХ – холостой ход;

ЦЭН – цент электрических нагрузок;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1 Характеристика объекта проектирования	10
1.1 Характеристика проектируемого поселка	10
1.2 Качественная оценка надёжности проектируемой сети	10
1.3 Климатическая характеристика села	11
2 Расчет электрических нагрузок	13
2.1 Общие положения	13
2.2 Расчет нагрузок приведенных к вводу жилого здания	13
2.3 Расчет электрических нагрузок котельных	16
2.4 Определение центра электрических нагрузок	19
2.5 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	21
2.6 Выбор сечений линий 0,38 кВ	22
2.7 Расчётная нагрузка сетей наружного освещения поселка	26
3 Выбор числа и мощности трансформаторов на ТП	30
3.1 Общие положения	30
3.2 Выбор трансформаторов 10/0,4	31
4 Расчет нагрузок сети 10 кВ	33
5 Техничко-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	38
6 Расчет системы внешнего электроснабжения	42
6.1 Выбор рационального напряжения питающей сети	42
6.2 Выбор силовых трансформаторов ГПП	42
6.3 Разработка однолинейной схемы подстанции	45
6.4 Составление упрощенной принципиальной схемы подстанции	46
6.5 Расчет токов короткого замыкания выше 1 кВ	47
6.6 Нахождение теплового импульса и ударного тока	54
7 Выбор электрических аппаратов	57
7.1 Выбор выключателей	57

7.2	Выбор разъединителей	59
7.3	Выбор трансформаторов тока	60
7.4	Выбор трансформаторов напряжения	64
7.5	Выбор шин и изоляторов	67
7.6	Выбор ограничителей перенапряжения	73
7.7	Расчет токов короткого замыкания в сети 0.38 кВ	75
7.8	Проверка выбранных сечений линии 10 и 0,38 кВ на воздействие токов КЗ	79
7.9	Выбор оборудования на ТП	80
8	Релейная защита и автоматика подстанции	83
8.1	Защита линии 10кВ	83
8.2	Защита трансформатора	87
8.3	Автоматический ввод резерва	92
8.4	Автоматическое повторное включение	93
8.5	Автоматическая частотная разгрузка	94
9	Расчет сетки заземления РУ 35 и 10 кВ	95
10	Расчет молниезащиты РУ 35 кВ	103
11	Безопасность и экологичность	106
11.1	Требования к персоналу строительного-монтажных организаций	106
11.2	Меры безопасности при монтаже и ремонте воздушных линий	107
11.3	Меры безопасности при монтаже кабельных линий	110
11.4	Чрезвычайные ситуации и пожарная безопасность	112
11.5	Порядок приемок электроустановок в эксплуатацию	117
	Заключение	119
	Библиографический список	120

ВВЕДЕНИЕ

Реформа электроэнергетики, проводящаяся в настоящее время, а также сложившаяся в РФ рыночная конъюнктура, поставила перед промышленным и жилищно-коммунальными предприятиями, энергосистемой и потребителем новые задачи в области производства электроэнергии и обеспечения электроэнергией потребителей.

Переход населения поселков и некоторых других населенных пунктов с газифицированного пищевого приготовления на электрический вид пищевого приготовления также привел и приводит к росту электрических нагрузок в системах электроснабжения. Указанный рост электропотребления в городах и сельской местности связан с изменением характера коммунально-бытовой нагрузки: появлением новых электробытовых приборов, компьютерной и организационной техники.

При этом появление новых потребителей первой категории, изменение структуры потребления потребует от энергоснабжающей организации увеличения надежности и бесперебойности электроснабжения. В результате энергоснабжающие организации вынуждены будут строить новые, а также реконструировать и модернизировать существующие городские, сельские и промышленные электрические сети

В настоящем дипломном проекте требуется осуществить проектирование системы электроснабжения с. Смелое Октябрьского района Амурской области. Для выполнения этой задачи следует провести: расчет электрических нагрузок всех электроприемников, находящихся на территории поселка; выбрать экономически целесообразное сечение питающих и распределительных линий, а также конфигурацию электрической сети напряжением 10 и 0,4 кВ; выбрать число и мощность трансформаторов на ТП, а также определить их место расположения. Кроме этого, необходимо провести оценку целесообразности компенсации реактивной мощности, а также в случае необходимости выбрать на основе

технико-экономического сравнения устройства, компенсирующие реактивную мощность; осуществить расчет токов короткого замыкания и выбор основного электрооборудования ТП.

На заключительных этапах проектирования следует провести экономическую оценку эффективности предложенной схемы электроснабжения, а также рассмотреть вопросы обеспечения безопасности и экологичности данного проекта. Использование в проекте СИП (на напряжение 0,4 и 10 кВ), обладающих повышенной технологичностью строительства и механической прочностью, позволяет: обеспечить высокую надежность электроснабжения потребителей при значительно меньших эксплуатационных затратах; значительно увеличить безопасность обслуживания и эксплуатации ВЛ, а также существенно снизить возможность хищения электроэнергии.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО ОБЪЕКТА

1.1 Характеристика проектируемого села

Село Смелое входит в состав Октябрьского района Амурской области. Находится в 170 км к юго-западу от г. Благовещенска. В настоящее время численность населения села составляет около двух тысяч жителей.

В селе в данное время основную нагрузку составляют бытовые и коммунально-бытовые потребители, котельные, объекты сельского хозяйства. Население села занимается в основном сельским хозяйством.

Жилые дома в основном одноэтажные, многоквартирные и двухквартирные. Отопление села осуществляют три котельные.

1.2 Качественная оценка надёжности проектируемой сети

Согласно РД 34.20.185-94, схемы распределительной сети условно объединены в три группы в зависимости от уровня надежности электроснабжения потребителей.

К первой группе отнесены схемы, для которых учитывается, что при повреждении любого элемента распределительной сети восстановление питания потребителей может быть произведено только после ремонта этого элемента сети или его замены и относятся к 3 категории по надежности электроснабжения.

Вторая группа охватывает схемы, в которых восстановление питания потребителей обеспечивается при повреждении элементов сети за счет ввода резервных элементов действиями оперативного персонала и относятся ко II категории по надежности электроснабжения. Вторая группа схем удовлетворяет требованиям, предъявляемым к электроснабжению основной массы городских и сельских потребителей.

Схемы второй группы базируются на использовании так называемых петлевых линий и магистральных, то есть линий, имеющих двухстороннее питания. При этом предусматривается также частичное резервирование трансформаторов через сеть напряжением 0,38 кВ.

К потребителям 1 категории относятся потребители, электроснабжение которых не должно прерываться, так как это может привести к очень большим убыткам. Таких потребителей в селе Смелое нет.

Схемы питания потребителей III категории базируются на использовании петлевых и радиальных линий, обычно без резервирования.

Среди потребителей электроэнергии с. Смелое имеются потребители 2 категории (котельные) и потребители III категории (одно- и двухквартирные дома).

1.3 Климатическая характеристика села

Климат формируется под воздействием как океанических, так и континентальных факторов, а поэтому отличается резко выраженными чертами континентальности и в то же время имеет муссонный характер.

Среднегодовая температура отрицательная минус 0,8 °С. Самый холодный месяц январь со среднемесячной температурой минус 26,7 °С и абсолютным минимумом минус 50 °С. Самый теплый месяц июль, его среднемесячная температура равна 20,9 °С, абсолютный максимум равен 36 °С. Средняя температура воздуха наиболее холодного периода равна минус 32 °С; наиболее холодных суток минус 42 °С; наиболее холодной пятидневки минус 38 °С; минус 36 °С. Относительная влажность в течении всего года довольно высокая, ее среднее значение за год составляет 72 %. Годовой недостаток насыщения равен 2,9 мс. Сумма осадков за год 691 мм; в холодный период (ноябрь, март) выпадает 78 мм; в теплый период (апрель, октябрь) – 613 мм. Суточный максимум осадков 1% обеспеченности равен 117 мм. Первый снег выпадает в конце октября. Наибольшей высоты (37 см) снег достигает в начале марта. Разрушение снежного покрова начинается в конце марта, сходит снег в середине апреля средняя продолжительность периода со снежным покровом – 148 дней.

Среднегодовая скорость ветра равна 3,0 м/с. В течение года преобладают ветры юго-восточного, северо-западного направлений. Максимальная скорость ветра обеспеченностью 10 % равна 24 м/с.

Туманы наблюдаются в течение всего года (19 дней). Гололедно-изморозевые явления отмечаются ежегодно с октября по март. По гололедности с. Смелое относится к II району с расчетной толщиной стенки гололеда повторяемостью один раз в пять лет равной 5 мм.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Общие положения

Расчет нагрузок производится от низших к высшим ступеням системы электроснабжения и включает два этапа:

- 1) определение нагрузки на вводе к каждому потребителю;
- 2) расчет на этой основе нагрузки отдельных элементов сети.

Точность определения расчетной нагрузки устанавливается характером решаемой задачи, в соответствие с чем разрабатываются и используются те или иные методы расчета. В электрических сетях применяется стандартное оборудование (силовые трансформаторы и выключатели), параметры которых изменяются ступенями с достаточно большим шагом 1,4 – 1.6.

Особенности расчета электрических нагрузок в городских сетях заключается в том, что жилые дома потребляют в основном активную нагрузку, поэтому выбор числа и мощности трансформаторов ТП обычно производится без компенсации реактивной мощности.

Как правило, наибольшая точность предъявляется к определению нагрузки на вводе потребителя. На стадии предварительного расчета, нагрузки элементов системы электроснабжения села могут определяться по ориентировочным показателям. В результате наряду с точными методами в практике проектирования используются различные приемы расчета нагрузки, имеющие оценочный характер.

Расчетные нагрузки жилых зданий села складываются из нагрузок квартир. Под расчетной понимают такую нагрузку, при длительном потреблении которой элементы системы электроснабжения нагружаются до такой же температуры, до которой они нагрелись бы при потреблении действительной, изменяющейся с течением времени нагрузки.

2.2 Расчет нагрузок жилых зданий

Действующая методика определения нагрузки жилых зданий регламентирована РД34.20.185-94 (с измен. на 2006 г.) [10]. При расчете используется нагрузка одного потребителя, в качестве которого выступает

семья или квартира при посемейном заселении домов. Действующие нормированные значения удельной нагрузки при многоэтажной застройке для четырех вариантов электропотребления жилых квартир, определяемого видом плиты для приготовления пищи, с квартирами посемейного заселения общей площадью до 55 м².

Значения нагрузок являются приведенными, т. е. определены с учетом коэффициента одновременности в зависимости от числа квартир.

Расчетная электрическая нагрузка квартир $P_{кв}$, кВт, приведенная к вводу жилого здания, определяется по формуле:

$$P_{кв} = P_{кв. уд.} \cdot n, \quad (1)$$

где $P_{кв. уд.}$ – удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир (зданий), кВт/кв, кВт/м², кВт/чел [10].

n – количество квартир, метров квадратных, посадочных мест.

Расчетная нагрузка силовых электроприемников $P_{с}$, кВт, приведенная к вводу жилого дома, определяется по формуле:

$$P_{с} = P_{п.л} + P_{ст}, \quad (2)$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других санитарно-технических устройств $P_{ст.у}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k'_c :

$$P_{ст.у} = k''_c \cdot \sum_1^n P_{ст}, \quad (3)$$

где $P_{ст}$ – установленная мощность санитарно-технического устройства [10]

Расчетная нагрузка групповых и питающих линий от электроприемников, подключаемых к розеткам в общежитиях коридорного типа определяется по формуле:

$$P_{р.р.} = P_{р.уд.} \cdot n_p \cdot K, \quad (4)$$

где $P_{р.уд.}$ – удельная мощность на 1 розетку, при числе розеток до 100, принимаемая 0,1 кВт, свыше 100 - 0,06 кВт;

n_p – число розеток;

$K_{ор}$ – коэффициент одновременности для сети розеток, определяемый в

зависимости от числа розеток.

Расчетная электрическая нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприемников $P_{р.ж.д}$, кВт, определяется по формуле:

$$P_{р.ж.д} = P_{кв} + k_y P_c, \quad (5)$$

где $P_{кв}$ – расчетная электрическая нагрузка квартир, приведенная к вводу жилого дома, кВт;

P_c – расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y – коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников (равен 0,9) [10].

Расчетная электрическая нагрузка линии до 1 кВ при смешанном питании потребителей жилых домов и общественных зданий (помещений), $P_{р.л}$, кВт:

$$P_{р.л} = P_{зд.маx} + \sum_1^n k_{y_i} P_{зд,i}, \quad (6)$$

где $P_{зд.маx}$ – наибольшая нагрузка здания из числа зданий, питаемых по линии

$P_{зд,i}$ – расчетные нагрузки других зданий, питаемых по линии, кВт;

k_{y_i} – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок общественных зданий (помещений) или жилых домов (квартир и силовых электроприемников).

Приведем расчет нагрузки ТП-309 на основании изложенной методики.

Расчетную удельную нагрузку жилых домов с электропищеприготовлением примем по «Инструкции по проектированию городских электрических сетей» [10] $P_{удд} = 2,5$ кВт/кварт. (для 85 квартир жилых домов по улице Придорожная)

$$P_{ж.д.} = 2,5 \cdot 85 = 212,5 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка определяется по формуле:

$$Q_{р.в} = P_{зд.маx} \cdot tg\varphi + \sum_m K_{y,i} \cdot P_{зд,i} \cdot tg\varphi_i, \quad (7)$$

где $tg\varphi$ – коэффициент мощности нагрузки.

Расчетная электрическая нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП:

$$P_{p.ТП} = \sum_n P_{p.в}, \quad (8)$$

$$Q_{p.ТП} = \sum_n Q_{p.в}, \quad (9)$$

где n – число отходящих групп (вводов).

Для ТП1

Полная расчетная нагрузка ТП №309:

$$S_{p.ТП} = \sqrt{P_{p.ТП}^2 + Q_{p.ТП}^2} \quad (10)$$

2.3 Расчет электрических нагрузок котельных

В с. Смелое для целей теплоснабжения школы и жилых домов используется 3 котельных. Расчет электрической нагрузки ведем согласно [3].

Электрическая нагрузка сетевых насосов котельной (кВт) [3]:

$$P_{с.к} = P_{с.уд} \cdot Q, \quad (11)$$

где Q - расчетная тепловая нагрузка района, Гкал;

$P_{с.уд}$ - удельная расчетная нагрузка сетевых насосов (кВт/Гкал/ч).

$$P_{с.уд} = 0,92 \cdot (L + 4,5), \quad (12)$$

где L - длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения, м.

Электрическая нагрузка остальных электроприемников в котельной

$$P_{о.к} = P_{о.уд} \cdot Q, \quad (13)$$

где Q - расчетная тепловая нагрузка района, Гкал;

$P_{о.уд}$ - удельная расчетная нагрузка остальных электроприемников котельной, кВт/Гкал/ч.

Полная электрическая нагрузка котельной определяется по формуле:

$$P_k = P_{ск} + P_{ок}, \quad (14)$$

Определяем расчетную активную нагрузку котельной №1 ЖКХ (длина тепловой сети от котельной до геометрического центра района теплоснабжения $L = 0,7$ км):

$$P_{\text{суд}} = 0,92 \cdot (0,7 + 4,5) = 4,8 \text{ кВт.}$$

Сетевых насосов

$$P_{\text{ск}} = 4,8 \cdot 2,4 = 11,5 \text{ кВт.}$$

Остальных электроприемников

$$P_{\text{ок}} = 8,5 \cdot 2,4 = 20,4 \text{ кВт.}$$

Расчетная активная мощность

$$P_{\text{к}} = 11,5 + 20,4 = 31,9 \text{ кВт.}$$

Расчет произведен верно, т.к. на котельной установлено четыре котла мощностью 0,6 Гкал/ч.

Определяем реактивную нагрузку. Для котельных $\cos\varphi = 0,87$, $\text{tg}\varphi = 0,56$

$$Q = 31,9 \cdot 0,56 = 18 \text{ квар.}$$

Полная мощность:

$$S_{\text{к}} = \sqrt{31,9^2 + 18^2} = 36,6 \text{ кВА.}$$

Аналогично определяем расчтеные нагрузки котельной №2

$$P_{\text{к}} = 15,8 \text{ кВт; } Q = 9 \text{ квар; } S_{\text{к}} = 18 \text{ кВА.}$$

Расчтеные нагрузки котельной №3

$$P_{\text{к}} = 15,8 \text{ кВт; } Q = 9 \text{ квар; } S_{\text{к}} = 18 \text{ кВА.}$$

$$\text{Гаражи: } P_{\text{р}} = 10 \text{ кВт; } Q_{\text{р}} = 0 \text{ квар; } S_{\text{р}} = 10 \text{ кВА}$$

Расчетная активная нагрузка ТП № 309:

$$127,5 + 31,9 + 10 = 169,4 \text{ кВт.}$$

Полная нагрузка ТП № 309:

$$S_{\text{р.ТП309}} = \sqrt{169,4^2 + 18^2} = 170 \text{ кВА.}$$

По величине полной расчётной нагрузке $S_{\text{р}} = 170 \text{ кВА}$ и исходя из наличия потребителя второй категории (котельной) намечаем к установке в ТП-309 два трансформатора мощностью по 160 кВА каждый.

В нормальном режиме трансформаторы будут работать с коэффициентом загрузки:

$$K_3 = \frac{S_{\text{р}}}{2 * S_{\text{н.т.}}} = \frac{170}{2 * 160} = 0,53.$$

Загрузка трансформаторов в послеаварийном режиме (при выходе из

строю одного из рабочих трансформаторов):

$$K_{з.ав.} \frac{S_p}{S_{им}} = \frac{170}{160} = 1,06.$$

Предварительный выбор числа и мощности трансформаторов остальных сельских ТП аналогичен и сведен в таблицу 1.

Таблица 1 - Предварительный выбор числа и мощности трансформаторов

№ п.п.	№ ТП	№ группы	Потребители	cosφ	tgφ	P _p кВт	Q _p квар	S _p кВА	Ирасч. гр. А	Ирасч. ТП А	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
1	309	1	Двухквартирные ж. дома	1	0	30	0	30	46	259	
		2	Двухквартирные ж. дома Гаражи	1	0	67,5	0	67,5	103		
		3	Двухквартирные ж. дома	1	0	40	0	40	61		
		4	Котельная №1 ЖКХ	0,87	0,56	31,9	18	36,6	56		
		Итого				169,4	18	170			
2	398	1	Школа на 100м	1	1	100	0	100	152	230	
		2	Котельная	0,87	0,56	15,8	9	18	27		
		3	Двухквартирные жилые дома	1	0	35	0	35			
		Итого				150,8	9	151			
3	368	1	Жилые дома	1	0	28,5	0	28,5	43	143	
		2	Жилые дома Склад ГСМ	1	0	39	0	39	77		
		3	Насосная станция	0,87	0,56	10	5,6	11,5			
		Итого				96	16	101			
4	308	1	Жилые дома	1	0	15	0	15	23	71	
		2	Жилые дома	1	0	31,5	0	31,5	48		
		Итого				46,5	0	46,5			
5	393	1	Дом	1	0		0	5	106	168	
			Машинный двор	1	0	65	0	65			
		2	Кузница	0,87	0,56	16	9	18			62
			Гаражи	1	0	18	0	18			
	Дом	1	0	5	0	5					
Итого						104	9	105			

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
6	389	1	Здание администрации, АТС	1	0	96	0	96	146	146
7	302	1	Жилые дома	1	0	15	0	15	23	315
		2	Зерновой двор	0,87	0,56	86	48	98	149	
		3	Котельная	0,87	0,56	15,8	9	18	27	
			Жилые дома	1	0	27	0	27	41	
			Столовая	1	0	55	0	55	84	
			Итого					199	57	
8	304	1	Коровник	1	0	180	0	180	274	321
		2	Насосная	0,87	0,56	18,5	10	21	32	
		3	Дом	1	0	10	0	10	15	
			Итого					208,5	10	
9	301	1	Гараж	1	0	38	0	38	58	116
		2	Гараж	1	0	38	0	38	58	
			Итого					76	0	
		Всего по селу				1050	81	1051	1769	1769

2.4 Определение центра электрических нагрузок

Для построения рациональной СЭС важное значение имеет правильное размещение трансформаторных подстанций. т.е. подстанции всех мощностей, напряжения и токи должны быть максимально приближены к центрам подключенных к ним нагрузок т.е. центру электрических нагрузок (ЦЭН). Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели СЭС по расходу электроэнергии и дефицитных проводниковых материалов, т.е. минимум приведенных затрат.

ЦЭН позволяет определить место расположения каждой ТП. Для нахождения координат ЦЭН используют следующие формулы:

$$X = \frac{\sum P_{p,i} \cdot X_i}{\sum P_{p,i}}, \quad (15)$$

$$Y = \frac{\sum P_{p,i} \cdot Y_i}{\sum P_{p,i}}, \quad (16)$$

где X_i Y_i – соответственно абсцисса и ордината приложения i -го электроприемника, м;

$P_{p,i}$ – расчетная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

Результаты расчетов по определению ЦЭН сводим в таблицу 2.

Таблица 2 – Расчет ЦЭН

№ п.п.	№ ТП	Потребитель	P_p , кВт	Координата X , м	Координата Y , м
1	2	3	4	5	6
1	309	Двухквартирные ж. дома гр.1	30	750	100
		Двухквартирные ж. дома, гаражи гр.2	67,5	1000	200
		Двухквартирные жилые дома гр.3	40	1100	200
		Котельная №1 ЖКХ гр.4	31,9	1025	275
		ЦЭН ТП № 309		984	196
2	398	Школа на 100м гр.1	100	1300	500
		Котельная гр.2	15,8	1250	475
		Двухквартирные жилые дома гр.3	35	1300	650
		ЦЭН ТП № 398		1295	532
3	368	Жилые дома гр.1	28,5	875	325
		Жилые дома гр.2	39	850	375
		Склад ГСМ гр.2	10	750	500
		Насосная станция гр. 3	18,5	1375	275
		ЦЭН ТП № 368		948	370
4	308	Жилые дома гр.1	15	450	800
		Жилые дома гр.2	31,5	1000	650
		ЦЭН ТП № 308		826	698
5	393	Дом гр.1	5	150	400
		Машинный двор гр.1	65	75	500
		Кузница гр.2	16	325	500
		Гаражи гр.2	18	250	450
		Дом гр.2	10	350	450
		ЦЭН ТП № 393		180	530
6	389	Здание администрации, АТС гр.1	96	875	900
		ЦЭН ТП № 389		875	900
		Зерновой двор гр.2	86	750	950
7	302	Жилые дома гр.3	27	750	1050
		Столовая гр.3	55	1075	1000
		Котельная № 3 гр.3	15,8	1000	1000
		Жилые дома гр.1	15	200	1250

1	2	3	4	5	6
8		ЦЭН ТП № 302	198,8	820	1000
		Насосная гр.2	18,5	1750	1150
		Дом гр.3	10	1750	1100
		ЦЭН ТП № 304		1707	1020
9	301	Гараж гр.1	38	425	1250
		Гараж гр.2	38	375	1150
		ЦЭН ТП № 301		400	1280

Место расположения ГПП по картограмме нагрузок выбирать нет смысла, так как от нее кроме села Смелое получают питание еще несколько сел Октябрьского района.

Для построения картограммы нагрузок (рис. 1), с целью последующего определения места расположения требуется провести расчет потенциальной функции [21] по следующей формуле:

$$P(X, Y) = \sum_{i=1}^n P_{p,i} \cdot e^{\alpha[(X-X_i)^2 + (Y-Y_i)^2]}, \quad (17)$$

где α – параметр контрастности рельефа, задается проектировщиком. Для упрощенных расчетов $\alpha = 0,5$.

Трансформаторные подстанции 10/04 кВ должны, по возможности, находиться в центре указанных + областей картограммы электрических нагрузок.

2.5 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

Задача построения сети обычно многовариантна. Поэтому важным критерием выбора наиболее перспективного варианта является экономическая эффективность сети. Не менее важным требованиями являются надежность схемы электроснабжения.

Различают следующие возможные схемы питающей сети 0,4:

а) двухлучевая (магистральная или радиальная). Применяется в основном для электроснабжения потребителей I категории;

б) петлевая – она применяется преимущественно для электроснабжения потребителей II категории. Для электроснабжения потребителей II категории

также используется петлевая схема с питанием от двух независимых источников питания (т.е. линия с двухсторонним питанием).

в) магистральная (в ряде случаев) однолучевая схема питания для электроснабжения потребителей III категории.

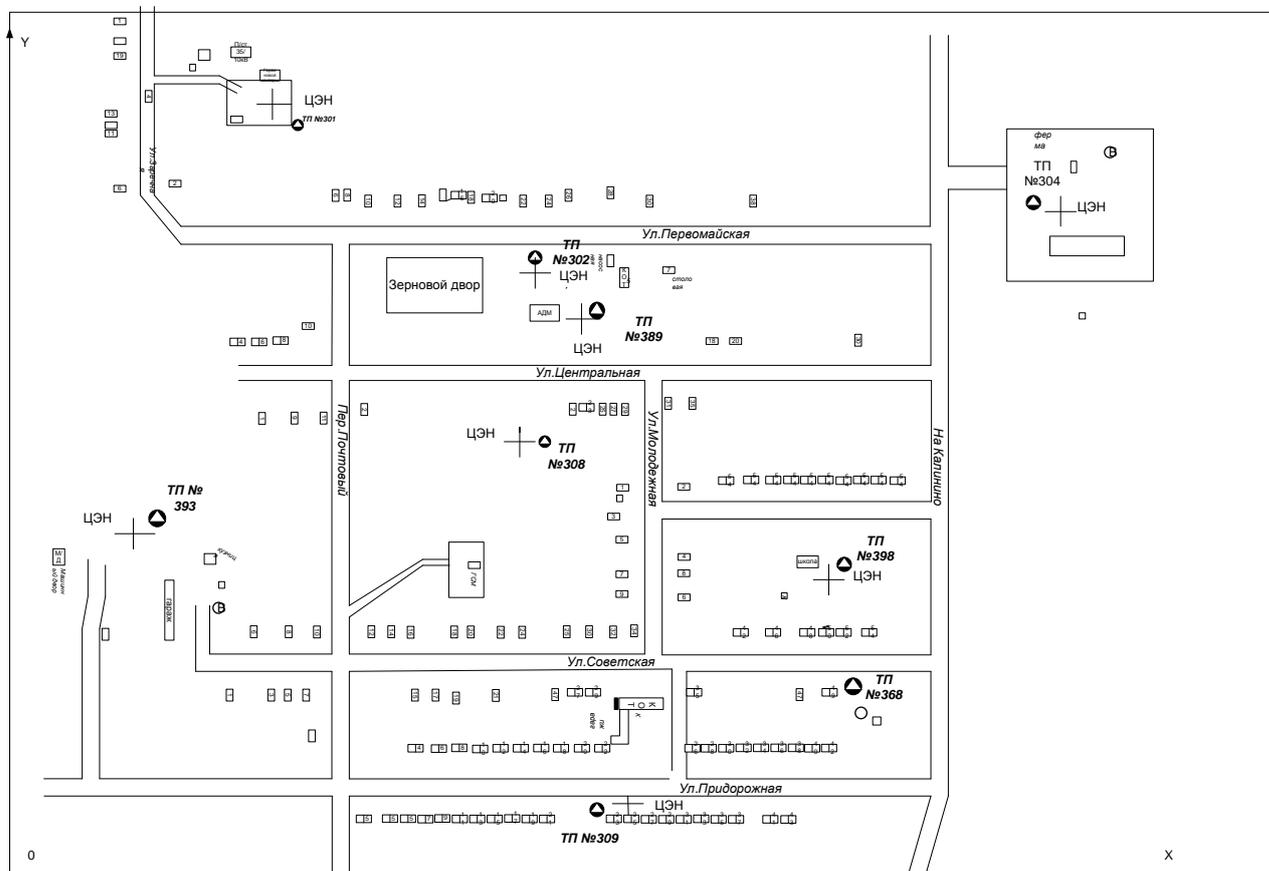


Рисунок 1- Картограмма электрических нагрузок и схема расположения ТП на генеральном плане

Выбранная схема электроснабжения потребителей на напряжение 0,4 кВ представлена на листе 1. С учетом указанной схемы электроснабжения группируются нагрузки на отходящих линиях. Указанная группировка по отходящим линиям и ТП приведена в таблице 1.

2.6 Выбор сечений линий 0,4 кВ

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. По справочным данным в зависимости от расчетного тока определяют ближайшее большее стандартное сечение. Это сечение приводится для

конкретных условий среды и способа прокладки проводов. Расчетный ток:

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{р.л}}}{U_{\text{н}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (18)$$

где $S_{\text{р.л}}$ – расчетная нагрузка линии, кВА;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение, принимается равным 0.4 кВ.

Условие выбора проводов:

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{длДоп}}, \quad (19)$$

где $I_{\text{длДоп}}$ – длительно допустимый ток провода или кабеля (принимается по справочным данным для проводов [16].

Следует помнить, что для кабелей ААШВ длительно допустимый ток:

$$I_{\text{длДоп}} = I_{\text{доп}} \cdot K_{\text{ср}} \cdot K_{\text{с.н}} \cdot K_{\text{пер}}, \quad (20)$$

где $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток для данной среды по справочнику [16]

$K_{\text{с.н}}$ – коэффициент снижения токовой нагрузки в зависимости от количества кабелей в траншее;

$K_{\text{пер}}$ – допустимая перегрузка кабелей с поливинилхлоридной изоляцией принимается по ПУЭ.

По расчетному току определяется сечение линий, а затем проверяется по потере напряжения.

Выбранное сечение проводов проверяется на отклонение напряжения. Зная напряжение на шинах источника, питания и подсчитав потери напряжения в сети, определяют напряжение у потребителей. Согласно ГОСТ 13109-97 нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I_{\text{расч}} \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{\text{ном}}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (21)$$

где I – рабочий максимальный ток, А.

L – длина линии, км;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение, В; 380 В;

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление, Ом/км;

φ - угол нагрузки, определяется в зависимости от $\text{tg } \varphi = Q/P$.

Приведем пример выбора сечения линии 0,4 кВ для ТП № 309, отходящая группа 3. Так как линия этой группы питает двухквартирные дома по ул. Придорожной и имеет большую протяженность, то электрическую сеть выполняем воздушной линией на железобетонных опорах с применением провода СИП 2А. Для подачи электроэнергии на крупные объекты, такие как школа, здание администрации, котельные, и расположенные недалеко от подстанций используем кабель марки ААШв расчетного сечения.

Определяем расчетный ток в линии

$$I_{\text{расч.}} = \frac{67500}{\sqrt{3} * 380} = 103 \text{ А.}$$

Выбираем провод типа СИП 2А 3x50 + 1x54,6 сечением 50 мм² и длительно допустимым током 195 А.

$328.2 < 354.2$ $103 < \text{т.е.}$ условие (19) выполняется.

Для электроснабжения школы от ТП № 398 применим кабель марки ААШв расчетного сечения.

Определяем расчетный ток в линии

$$I_{\text{расч.}} = \frac{100000}{\sqrt{3} * 380} = 152 \text{ А.}$$

Так как сеть выполнена прокладкой двух кабелей в одной траншее, то максимальная нагрузка будет в послеаварийном режиме, когда включается резервная «перемычка» и питание осуществляется от одной секции шин.

Выбираем сечение кабель ААШв 4x70 мм² сечением 70 мм².

Определяем длительно допустимый ток:

$$I_{\text{длДоп}} = 192 * 1 * 1 * 1,15 = 222 \text{ А.}$$

$152 \text{ А.} < 222 \text{ А.}$ т.е. условие (19) выполняется.

Выполняется проверка воздушной линии по потере напряжения в проводе СИП 2А от ТП№:309 формуле:

$$\Delta U = \frac{52 * 0,3 * \sqrt{3} * 0,46 + 26 * 0,3 * \sqrt{3} * 0,46}{380} * 1 * 100\% = 4,9\%.$$

Остальные расчеты сводим в таблицу 3.

Таблица 3 - Выбор марки и сечений проводов линий 0,4 кВ

№ ТП	номер гр.	P_p , кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА	I_p , А	$I_{дл.доп}$, А	Марка	L , м	r , Ом/км	x , Ом/км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
309	1	30	0	30	46,5	195	СИП2А 3х50+54,6	600	0,588	0,101	4,3
	2	40	0	40	61	195	СИП2А 3х50+54,6	600	0,588	0,101	4,6
	3	67,5	0	67,5	102,6	195	СИП2А 3х50+54,6	350	0,588	0,101	4,8
	4	31,9	18	36,6	55,7	195	СИП2А 3х50+54,6	200	0,588	0,101	1,6
398	1	100	0	100	152	222	ААШВ (4×70)	100	0,447	0,078	0,2
	2	15,8	9	18	27,4	195	СИП2А 3х50+54,6	150	0,588	0,101	0,3
	3	35	0	35	53	195	СИП2А 3х50+54,6	350	0,588	0,101	2,1
368	1	28,5	0	28,5	43,4	195	СИП2А 3х50+54,6	500	0,588	0,101	2,2
	2	49	5,6	51,5	78,4	195	СИП2А 3х50+54,6	500	0,588	0,101	4,3
	3	35	0	35	54,2	195	СИП2А 3х50+54,6	450	0,588	0,101	3,2
308	1	15	0	15	22,8	195	СИП2А 3х50+54,6	430	0,588	0,101	1,8
	2	31,5	0	31,5	47,9	195	СИП2А 3х50+54,6	640	0,588	0,101	4,2
393	1	70	0	70	106,5	195	СИП2А 3х50+54,6	200	0,588	0,101	3,8
	2	104	9	105	159,7	195	СИП2А 3х50+54,6	200	0,588	0,101	4,2
389	1	96	0	96	146	222	ААШВ (4×70)	100	0,447	0,078	0,2
302	1	15	0	15	22,8	195	СИП2А3×5 0+1×54,6	950	0,588	0,101	3,6
	2	86	48	98	149	195	СИП2А 3х50+54,6	150	0,588	0,101	2,8
	3	97,8	9	98	149	195	СИП2А 3х50+54,6	300	0,588	0,101	4,7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
304	1	180	0	180	274	290	СИП 2А3×95+1× 120	100	0,317	0,101	3,8
	2	18,5	10	21	40	195	СИП2А 3х50+54,6	150	0,588	0,101	0,6
	3	10	0	10	15,2	195	СИП2А 3х50+54,6	100	0,588	0,101	0,06
301	1	38	0	38	57,8	195	СИП2А 3х50+54,6	100	0,588	0,101	1,9
	2	38	0	38	57,8	195	СИП2А 3х50+54,6	100	0,588	0,101	1,9

2.7 Расчётная нагрузка сетей наружного освещения поселка

В большинстве случаев в городах применяется усовершенствованное покрытие дорог асфальтобетоном. По характеру светоотражения асфальтобетонные дорожные покрытия подразделяются на гладкие (покрытия с пониженным содержанием щебня, имеющие среднюю высоту выступающих частей, менее 0,5 мм). В зависимости от ширины проезжей части улицы, могут применяться различные схемы расположения светильников: однорядное ($b < 12$ м), двухрядная шахматная ($b \leq 18$ м), двухрядная прямоугольная ($b < 12$ м в каждом направлении) и т.д., где b – ширина проезжей части.

Для дорог и улиц в нашем случае применяем однорядное расположение светильников (рис.2).

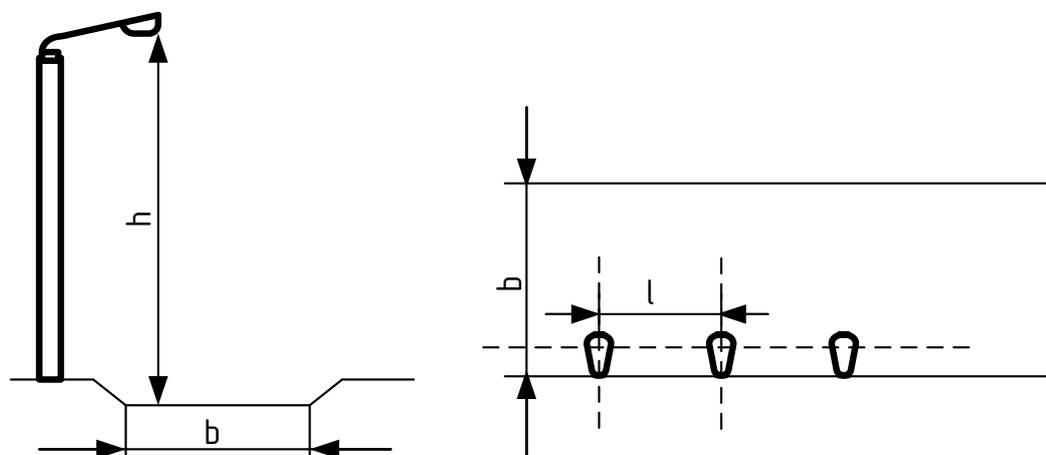


Рисунок 2 - Схема однорядного расположения светильников наружного освещения

Светильники устанавливаются по концам опор наружного освещения или по трассе. В сетях наружного освещения применяются железобетонные опоры [16].

Задача расчета наружного освещения состоит в определении расстояния между светильниками – шага светильников. Светотехнический расчет ведется методом коэффициента использования светового потока [16]. Для определения шага светильников предварительно находится световой поток, необходимый для создания заданной яркости покрытия [16]:

$$\Phi = \gamma \cdot K_3 \cdot \pi / \eta, \quad (22)$$

где γ – нормируемая яркость покрытия, кд/м²;

K_3 – коэффициент запаса;

η – коэффициент использования светового потока.

По найденному световому потоку и световому потоку лампы, которую предполагается установить, определяется расстояние между светильниками.

В нашем проекте используем зеркальные лампы высокого давления серии ДНаЗ/Reflux Н 220, они могут применяться для прямой замены ртутных ламп ДРЛ и ДРЛФ без замены пускорегулирующей аппаратуры, и не требует дополнительного зажигающего устройства.

Коэффициент запаса для вышеуказанных ламп принимается равным 1,1, так как КПД оптической системы этих ламп практически не меняется с течением срока службы.

Для расчета выбираем следующие параметры:

$b = 10$ м; высота подвеса светильников: $h = 9$ м; $\gamma = 0,5$ кд/м²; выбираем светильник типа РКУ 01-250, при этом применяем однорядное расположение светильников. Коэффициент использования светильников определяем по [16] в зависимости от соотношения

$$b/h = 10/9 = 1,1:$$

$$\Phi = 0,5 \cdot 1,1 \cdot 3,14 / 0,072 = 24 \text{ лм/м}^2.$$

Лампа ДНаЗ/Reflux Н 220 имеет световой поток $\Phi_{л} = 18000$ лм.

С учетом изложенного выше площадь, которую могут осветить эти лампы, равна:

$$S_{\text{л}} = \Phi_{\text{л}} / \Phi = 18000/24 = 750 \text{ м}^2.$$

При ширине улицы в 10 м шаг светильников:

$$l = S_{\text{л}} / b = 750/10 = 75 \text{ м}.$$

В результате светотехнического расчёта устанавливается удельная мощность наружного освещения, относимая к 1 м² освещаемой поверхности рассматриваемой территории:

$$P_{\text{ос.дор}} = \frac{P_{\text{л}} \cdot K_{\text{ПРА}} \cdot L}{l}, \quad (23)$$

где $P_{\text{л}}$ – номинальная мощность лампы (в нашем случае 0,22 кВт), кВт;

$K_{\text{ПРА}}$ – коэффициент, учитывающий потери мощности в ПРА (для газоразрядных ламп равен 1,1), Вт;

L – протяженность улиц, м;

$$Q_{\text{ос.дор}} = P_{\text{ос.дор}} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (24)$$

где $\text{tg} \varphi$ – коэффициент мощности, для газоразрядных ламп равен 0,75.

Определяем расчетную осветительную нагрузку ТП № 309.

Определяем для остальных ТП расчетную осветительную нагрузку и сводим расчеты в таблицу 3.

Для оценки расчетной осветительной нагрузки территории микрорайона используют следующую формулу:

$$P_{\text{ос.ул}} = P_{\text{уд}} \cdot S_{\text{мк}}, \quad (25)$$

где $P_{\text{уд}}$ – удельная расчетная осветительная нагрузка на 1 м² территории микрорайона, кВт/м²;

$S_{\text{мк}}$ – площадь территории микрорайона, м².

$P_{\text{уд}} = 0,3-0,4$ Вт/м² согласно справочника [16].

Реактивная нагрузка определяется аналогично формуле (2.27).

Активная и реактивная нагрузка системы освещения дорог и улиц поселка определяются по формулам:

$$P_{ос} = P_{ос.дор} + P_{ос.ул}, \quad (26)$$

$$Q_{ос} = Q_{ос.дор} + Q_{ос.ул}, \quad (27)$$

Приведем пример расчета для района ТП № 309.

Протяженность дороги ул. Придорожная $L = 1100$ м, площадь территории котельной $S_{мк} = 3000$ м².

По формуле (26)

$$P_{ос.дор} = \frac{0,22 * 1,1 * 1100}{75} = 3,6 \text{ кВт}; \quad Q_{ос.дор} = 3,6 * 0,75 = 2,7 \text{ квар};$$

$$P_{ос.ул} = 0,3 * 10^{-3} * 3000 = 0,9 \text{ кВт}; \quad Q_{ос.ул} = 0,9 * 0,75 = 0,7 \text{ квар};$$

$$P_{ос} = 3,6 + 0,9 = 4,5 \text{ кВт}; \quad Q_{ос} = 2,7 + 0,7 = 3,4 \text{ квар}.$$

Все остальные расчеты также сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Определения расчетной нагрузки освещения дорог и улиц поселка

Район	L , м	$P_{ос.дор}$, кВт	$Q_{ос.дор}$, квар	S , м ²	$P_{ос.ул}$, кВт	$Q_{ос.ул}$, квар	$P_{ос}$, кВт	$Q_{ос}$, квар
ТП №309	1100	3,6	2,7	3000	0,9	0,7	4,5	3,4
ТП №398	1200	3,9	2,9	6000	1,8	1,4	5,7	4,3
ТП №368	1200	3,9	2,9	3000	0,9	0,7	4,5	3,6
ТП №308	1600	5,2	3,9	0	0	0	5,2	3,9
ТП №393	0	0	0	40000	12	9	12	9
ТП №389	0	0	0	5000	1,5	1,1	1,5	1,1
ТП №302	1600	5,2	3,9	5000	1,50	1,1	6,7	5
ТП №304	0	0		50000	15	11,3	15	11,3
ТП №301	0	0		3000	0,9	0,7	0,9	0,7

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ТП

3.1 Общие положения

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов на городских подстанциях является одним из основных вопросов рационального построения СЭС. В нормальных условиях трансформаторы должны обеспечивать питание всех электроприемников городской сети. Как правило, трансформаторов на подстанциях должно быть не более двух. Наиболее экономичны однострансформаторные подстанции, которые при наличии централизованного (складского) резерва или связей по вторичному напряжению могут обеспечить надежное питание потребителей II и III.

При проектировании СЭС установка однострансформаторных подстанций рекомендуется при полном резервировании ЭП I и II категории по сетям низкого напряжения и для питания ЭП III категории, когда по условиям подъездных дорог, а также по мощности и массе возможна замена поврежденного трансформатора в течение не более одних суток и при наличии централизованного резерва.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при значительном числе потребителей I и II категории, при сосредоточенных нагрузках на данном участке ($0,5-0,7$ кВА/м²), а также если имеются ЭП особой группы [3, 4].

Классификация электроприемников коммунально-бытового характера приведена в РД 34.20.185-94.

К электроприемникам I категории по РД34.20.185-94 отнесены: электроприемники лечебных учреждений, от бесперебойности питания которых зависит жизнь больного, котельные первой категории, водопроводные насосные станции в городах с числом жителей более 50 тыс., канализационные станции, не имеющие аварийного выпуска городские РП с суммарной нагрузкой более 10000 кВА и т. п. [10].

К электроприемникам II категории отнесены: жилые дома с электропищеприготовлением, жилые шестиэтажные и более высокие дома с газовыми плитами, учреждения общественно-коммунального характера с

числом работающих 50-200 человек, детские и школьные учреждения, крытые зрелищные предприятия с количеством мест в зале 300-800, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест 100-500, водопроводные станции в городах с числом жителей 0,5-50 тыс. чел., городские РП и ТП с суммарной нагрузкой 400-10000 кВА и др.

3.2 Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ

Для расчета электрических нагрузок ТП необходимо просуммировать нагрузки всех отходящих линий. Расчет произведем по формуле :

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{oc})^2 + (Q_p + Q_{oc})^2}, \quad (28)$$

где P_p и Q_p – расчетные нагрузки линий из таблицы 2;

P_{oc} и Q_{oc} – расчетная нагрузка освещения.

Номинальная мощность трансформатора на ТП определяется по формуле:

$$S_{ном.т.} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_3}, \quad (29)$$

где S_p – расчетная максимальная мощность элемента СЭС, кВА;

N – число трансформаторов на ТП;

K_3 - коэффициент загрузки трансформатора, принимаем равным 0,8-0,85 при преобладании нагрузки III категории на однострансформаторных ТП, и 0,7 при преобладании нагрузки I и II категории на двухтрансформаторных ТП.

С целью повышения коэффициента загрузки трансформатора может быть предусмотрена компенсация реактивной мощности.

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением 0,4 кВ, определяют по формуле:

$$Q_{т.мах} = \sqrt{(N \cdot K_3 \cdot S_{т.ном})^2 - (P_p + P_{oc})^2}, \quad (30)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ:

$$Q_{нк} = (Q_p + Q_{oc}) - Q_{т.мах}, \quad (31)$$

Приведем пример расчета для ТП № 309:

$$S_p = \sqrt{(169,4 + 3,6)^2 + (18 + 3,4)^2} = 174 \text{ кВА.}$$

Так как нагрузка ТП 2 и 3 категории, то:

$$S_{\text{ном.т.}} = \frac{174}{2 * 0,7} = 124,5 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМ-160/10/0,4. Остальные расчеты сводим в таблицу 5.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов

№ ТП	Pp кВт	Qp квар	Poc кВт	Qoc квар	Sp кВА	Sp.т кВА	N тр.	Тип тр-ров	К заг норм.	К загр авар.
309	169,4	18	4,5	3,4	174	124,5	2	ТМ-160	0,55	1,1
398	150,8	9	5,7	4,3	156	111,7	2	ТМ-160	0,49	0,98
368	96	16	4,5	3,6	102	102	1	ТМ-160	0,64	0,64
308	46,5	0	5,2	3,9	51,8	51,8	1	ТМ-63	0,82	0,82
393	104	9	12	9	117,3	117,3	1	ТМ-160	0,74	0,74
389	96	0	1,5	1,1	97,7	97,7	1	ТМ-100	0,98	0,98
302	199	57	6,7	5	215	153,6	2	ТМ-160	0,67	1,34
304	208	10	15	11,3	224	224	1	ТМ-250	0,9	0,9
301	76	0	0,9	0,7	77	77	1	ТМ-100	0,77	0,77

4 РАСЧЕТ НАГРУЗОК СЕТИ 10 кВ

Согласно РД 34.20.185-94 определение нагрузки питающих и распределительных линий 6-10 кВ производится суммированием нагрузок ТП с учётом коэффициента совмещения, который зависит от числа ТП, присоединённых к рассматриваемому элементу 6-10 кВ [10].

$$P_{\dot{a}} = K_{\text{совм}} \sum_{i=1}^n P_{\text{max}}, \quad (32)$$

$$Q_{\dot{a}} = K_{\text{совм}} \sum_{i=1}^n Q_{\text{max}}, \quad (33)$$

При этом для ТП с одним или двумя трансформаторами $K_{\text{совм}} = 0,9$ не зависимо от структуры нагрузок.

К распределительной сети предъявляются следующие требования: сеть должна обеспечивать нормируемый уровень надёжности электроснабжения потребителей приведенные затраты на сооружение сети и эксплуатационные расходы должны быть по возможности минимальными; во всех режимах работы сети должно обеспечиваться требуемое качество электрической энергии; сеть должна иметь высокие эксплуатационные характеристики и быть безопасной для обслуживающего персонала.

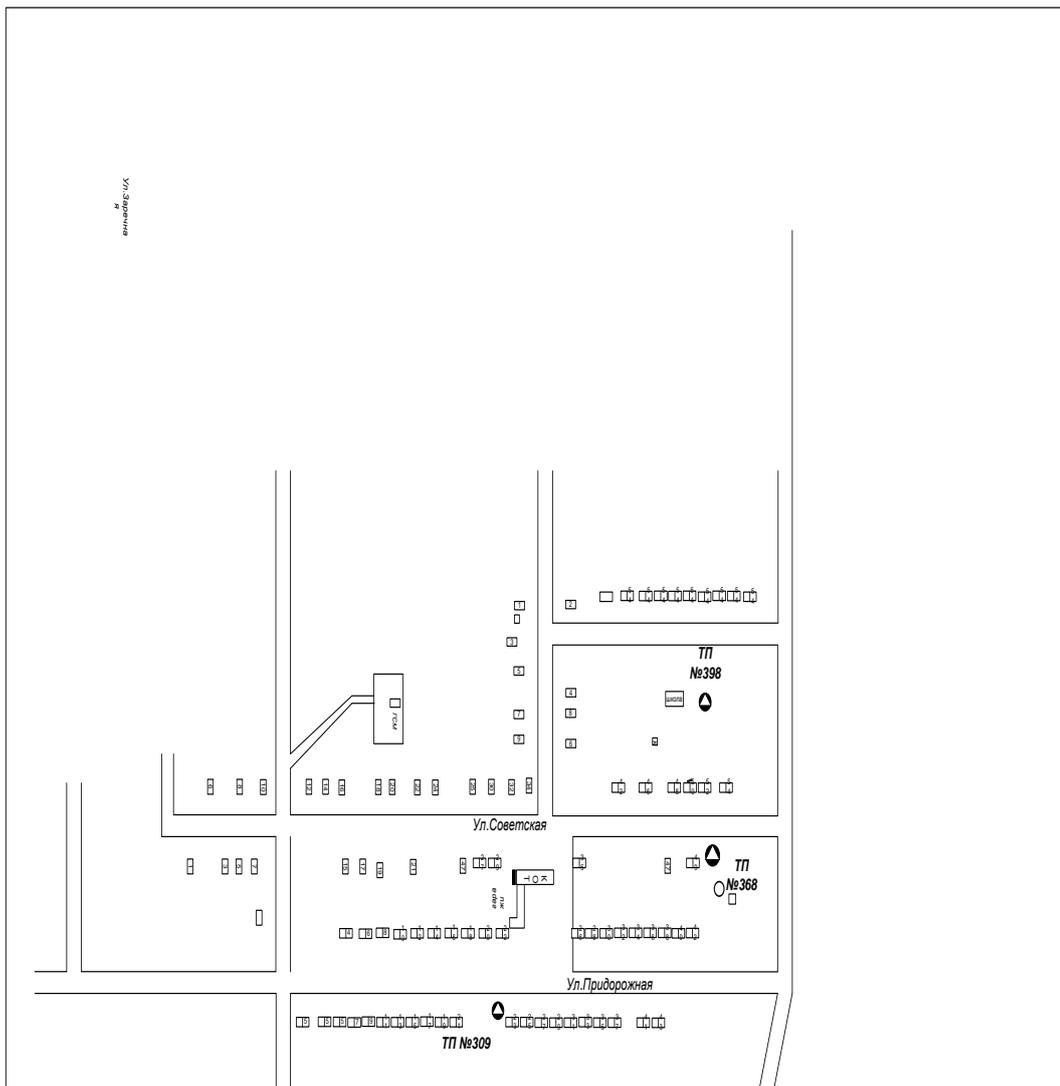
Согласно [10] для электроприемников первой категории рекомендуется применять двухлучевую схему распределительной сети с двухсторонним питанием. При условии подключения взаиморезервирующих линий к разным источникам питания и использованием АВР. Следует рассматривать также питание электроприемников второй категории по сети 0,38 кВ от ТП, присоединенных к разным источникам питания. При этом необходимо предусматривать необходимые резервы.

Основным принципом построения распределительной сети электроприемников второй категории является использование петлевых схем построения распределительной сети. Допускается применение распределительных схем, применяемых при питании потребителей первой

категории, если их применение не приводит к увеличению приведенных затрат больше чем на 5%.

Основным принципом построения распределительной сети для электроприемников третьей категории является сочетание петлевых схем на напряжение 10 (6) кВ и радиальных линий 0,38 кВ. При этом при использовании воздушных линий, для питания потребителей третьей категории, резервирование может не предусматриваться.

Варианты сети 10 кВ представлены на рисунках 3, 4, 5, 6. Проверка по отклонениям напряжения проводится аналогично сети 0,4 кВ, для наиболее экономически целесообразного варианта. При этом следует помнить, что в расчетах используется четырехжильный провод СИП-3А с изолированным тросом.



исунок 3- Схема предлагаемого варианта - Вариант №1

Продолжение таблицы 6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Ф №1 ТП №309- РК302	96	0	96	6	6	СИП-3А 3x35+1x50	0,9	162	0,2	0,5
Ф №8 ПС-РК-301	322	57	327	19	43	СИП-3А 3x35+1x50	1,3	162	0,3	0,5
Ф №8 ПС- ТП №304	208	10	211	12	12	СИП-3А 3x35+1x50	1,0	162	0,1	-
Итого						СИП-3А 3x35+1x50	6,4		1,4	1,9
Вариант 3										
Ф №1 ПС- РК-301	520	52	520,2	30	51	СИП-3А 3x35+1x50	3,2	162	1,4	1,9
Ф №10 ПС-РК-301	322	57	327	19	43	СИП-3А 3x35+1x50	1,3	162	0,3	0,5
Ф №10 ТП №393- №304	208	10	211	12	12	СИП-3А 3x35+1x50	0,9	162	0,7	-
Отпайка к ТП № 368	96	16	101	6	6	СИП-3А 3x35+1x50	0,45	162	0,7	-
Опайка к ТП № 393	104	9	105	6	6	СИП-3А 3x35+1x50	0,3	162	0,2	1,4
Итого						СИП-3А 3x35+1x50	6,15	162	1,4	1,9
Вариант 4										
Ф №8 ПС-РК 301	474	44	476	28	50	СИП-3А 3x35+1x50	4,3	162	1,02	2,1
Ф №10 ПС-РК 301	576	37	577	34	50	СИП-3А 3x35+1x50	3,4	162	1	1,5
Ф №8 Отпайка к ТП № 304	208	10	211	12	12	СИП-3А 3x35+1x50	0,3	162	0,4	0,4
Ф №10 Отпайка к ТП № 393	104	10	105	6	6	СИП-3А 3x35+1x50	0,9	162	0,3	0,3

5 ВЫБОР СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Определена суммарная стоимость оборудования по четырем вариантам:

$$K_{\Sigma} = (K_{\text{каб}} + K_{\text{вл}}) \cdot K_{\text{район}}, \quad (33)$$

где $K_{\text{каб}}$, $K_{\text{вл}}$ - капиталовложения в ВЛ и КЛ 10 кВ.

Проводим расчет капиталовложений в варианты сети 10 кВ в ценах 1991 г. и заносим в таблицу 7.

$K_{\text{район}}$ - районный коэффициент (для дальнего востока 1,4).

Таблица 7 – Расчет капиталовложений

№ варианта	Марка провода	Сечение мм ²	Длина км	Куд. тыс. руб.	К тыс. руб.	Иа тыс. туб.	Иэкс. тыс. руб.	Всего тыс. руб.
1	СИП-3А	3х35+1х50	6,6	8,79	81,220	4,06	0,693	85,973
2	СИП-3А	3х35+1х50	6,4	8,79	78,758	3,938	0,672	83,368
3	СИП-3А	3х35+1х50	6,15	8,79	75,682	3,684	0,646	80,012
4	СИП-3А	3х35+1х50	9,1	8,79	111,985	5,599	0,956	118,540

Из-за слишком больших капитальных затрат, амортизационных и эксплуатационных расходов исключаем из дальнейшего рассмотрения четвертый вариант.

Произведем расчет потерь электроэнергии для дальнейшего технико-экономического сравнения. Расчет производится для оборудования, в котором потери электроэнергии в нескольких вариантах будут отличаться друг от друга. Потери электроэнергии определяем по формуле:

$$\Delta P_{\text{эл}} = n \cdot I_{\text{р}}^2 \cdot r_{\text{уд}} \cdot l / 1000, \quad (34)$$

где n – число фаз;

$I_{\text{р}}$ – расчетный ток, кА;

$r_{\text{уд}}$ – активное сопротивление проводника, Ом/км;

l – длина проводника (суммарная длина проводников в группе электр. проводников), км.

Расчет сводим в таблицу 8.

Таблица 8 - Потери мощности в линиях 10 кВ

Адрес линии	Марка провода	Сечение мм ²	Длина км	Ip А	r Ом/км	ΔP кВт
1	2	3	4	5	6	7
1 Вариант						
Ф№ 1 ПС-Отпайка к ТП№ 393	СИП-3А	3х35+1х50	1,24	30,5	0,85	2,94
Ф № 1 Отпайка к ТП № 393	СИП-3А	3х35+1х50	0,28	6,1	0,85	0,03
Ф № 1 Отпайка к ТП №393 -ТП №309	СИП-3А	3х35+1х50	1,93	24,4	0,85	2,93
Ф № 1 ТП №309-ТП№398	СИП-3А	3х35+1х50	1,10	8,7	0,85	0,21
Ф №1 ТП №309-ТП№368	СИП-3А	3х35+1х50	1,11	5,8	0,85	0,10
Ф №10 ПС- Отпайка к ТП № 301	СИП-3А	3х35+1х50	0,35	24,6	0,85	0,54
Ф № 10 Отпайка к ТП №301	СИП-3А	3х35+1х50	0,14	4,4	0,85	0,01
Ф №10 Отпайка к ТП № 301-ТП№ 302	СИП-3А	3х35+1х50	0,55	20,2	0,85	0,57
Ф № 10 Отпайка к ТП №389	СИП-3А	3х35+1х50	0,21	5,6	0,85	0,02
Ф № 10 ТП №302-ТП № 308	СИП-3А	3х35+1х50	0,28	2,7	0,85	0,01
Ф № 8 ПС- ТП № 304	СИП-3А	3х35+1х50	1,93	12,2	0,85	0,73
Всего по варианту 1						8,09
Вариант 2						
Ф№ 1 ПС-Отпайка к ТП№ 393	СИП-3А	3х35+1х50	1,24	30,5	0,85	2,94
Ф № 1 Опайка к ТП № 393	СИП-3А	3х35+1х50	0,28	6,1	0,85	0,03
Ф № 1 Отпайка к ТП №393 -ТП №309	СИП-3А	3х35+1х50	1,93	24,4	0,85	2,93
Ф № 1 ТП №309-ТП№398	СИП-3А	3х35+1х50	1,10	8,7	0,85	0,21
Ф №1 ТП №309-ТП№368	СИП-3А	3х35+1х50	1,11	5,8	0,85	0,10
Ф № 8 ПС- Отпайка к ТП № 301	СИП-3А	3х35+1х50	0,35	24,6	0,85	0,54
Ф № 8 Отпайка к ТП №301	СИП-3А	3х35+1х50	0,14	4,4	0,85	0,01
Ф №8 Отпайка к ТП № 301-ТП№ 302	СИП-3А	3х35+1х50	0,55	20,2	0,85	0,57

Продолжение таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7
Ф № 8 Отпайка к ТП №389	СИП-3А	3х35+1х50	0,21	5,6	0,85	0,02
Ф № 8 ТП №302-ТП № 308	СИП-3А	3х35+1х50	0,28	2,7	0,85	0,01
Ф № 8 ПС- ТП № 304	СИП-3А	3х35+1х50	1,83	12,2	0,85	0,71
Всего по варианту 2						8,07
Вариант 3						
Ф № 1 ПС-Отпайка к ТП № 393	СИП-3А	3х35+1х50	1,24	21,8	0,85	1,50
Ф № 1 Отпайка к ТП № 393	СИП-3А	3х35+1х50	0,28	6,1	0,85	0,03
Ф № 1 Отпайка к ТП №393 -ТП №309	СИП-3А	3х35+1х50	1,93	15,7	0,85	1,21
Ф № 1 ТП №309-ТП №368	СИП-3А	3х35+1х50	0,55	5,8	0,85	0,05
Ф № 8 ПС- Отпайка к ТП № 301	СИП-3А	3х35+1х50	0,35	45,6	0,85	1,86
Ф № 8 Отпайка к ТП №301	СИП-3А	3х35+1х50	0,14	4,4	0,85	0,01
Ф № 8 Отпайка к ТП № 301-ТП № 302	СИП-3А	3х35+1х50	0,55	41,2	0,85	2,38
Ф № 8 Отпайка к ТП №389	СИП-3А	3х35+1х50	0,21	5,6	0,85	0,02
Ф № 8 ТП №302-ТП № 308	СИП-3А	3х35+1х50	0,28	23,7	0,85	0,4
Ф № 8 ТП №308-ТП №398	СИП-3А	3х35+1х50	0,62	21	0,85	0,70
Ф № 8 ТП №398-ТП № 304	СИП-3А	3х35+1х50	1,10	12,2	0,85	0,42
Всего по варианту 3						8,58

Годовая стоимость потери электроэнергии:

$$C_{\text{год}} = T \cdot \Delta P_{\Sigma} \cdot C_0, \quad (35)$$

где C_0 – цена потери электроэнергии (принимается 1,3), коп/кВт·ч;

T – время использования максимальной нагрузки (3500 ч) [16], ч.

Для первого:

$$C_{\text{год}} = 3500 \cdot 8,09 \cdot 0,013 = 368 \text{ тыс. руб.}$$

Для второго:

$$C_{\text{год}} = 3500 \cdot 8,07 \cdot 0,013 = 367 \text{ тыс. руб.}$$

Для третьего

$$C_{\text{год}} = 3500 \cdot 8,58 \cdot 1,3 = 390 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты определяются по формуле:

$$Z = E_n \cdot K_{\Sigma} + K_{\text{вл}} \cdot \alpha_{\text{вл}} + K_{\text{кл}} \cdot \alpha_{\text{кл}} + C_{\text{год}}, \quad (36)$$

где $\alpha_{\text{п/ст}}$, $\alpha_{\text{л/ст}}$ – суммарная норма отчисления на амортизацию и эксплуатацию соответственно для подстанций и кабельных линий [19], о.е.

Капитальные затраты, эксплуатационные и амортизационные расходы проиндексируем к нынешним ценам с индексом 100, так как стоимость электроэнергии принята в реальных нынешних ценах.

$E_n = 0,124$ – нормативный коэффициент отдачи капитальных вложений

Определяем приведенные затраты для вариантов:

$$Z_1 = 0,124 \cdot 81,220 \cdot 100 + 4,06 \cdot 100 + 0,693 \cdot 100 + 368 = 1850,428 \text{ тыс. руб.}$$

$$Z_2 = 0,124 \cdot 78,758 \cdot 100 + 3,938 \cdot 100 + 0,672 \cdot 100 + 367 = 1804,600 \text{ тыс.руб.}$$

$$Z_3 = 0,124 \cdot 75,682 \cdot 100 + 3,684 \cdot 100 + 0,646 \cdot 100 + 390 = 1761,457 \text{ тыс. руб.}$$

По данным технико-экономического сравнения делаем вывод: третий вариант является наиболее эффективным, поэтому его и выбираем для дальнейших расчетов.

6 РАСЧЕТ СИСТЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Поскольку в выпускной квалификационной работе осуществляется проектирование системы электроснабжения села Смелое, следовательно, возникает необходимость выборе рационального напряжения питания ГПП. Кроме села Смелое от ГПП по линиям 10 кВ электроснабжение осуществляется сел Черемушки, Преображеновка, Переяславка, Романовка, поэтому проектировать ГПП будем с учетом нагрузок этих всех сел.

6.1 Выбор рационального напряжения питающей сети

Подстанция «Смелое» расположена на окраине села Смелое на расстоянии 30 км от подстанции «Романовка» по схеме заход - выход, расположенной на въезде в с. Романовка и которая питается от пс «Хвойная».

Если передаваемая мощность по линии не превышает 60 МВт, а длина питающих линий не более 250 км, используют формулу Стилла.

$$U_{\text{рац}} = 4.34 \cdot \sqrt{L + 16 \cdot P}, \quad (37)$$

где L – длина линии, км;

P – активная мощность, передаваемая по линии, МВт.

$$U_{\text{рац}} = 4.34 \cdot \sqrt{2 + 16 \cdot 26,9} = 90,25 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{16,5 + 16 \cdot 4,4} = 40,5 \text{ кВ}.$$

Исходя из полученных данных, следует, что напряжение 35 кВ, поступающее на подстанцию «А» является рациональным и нам подходит.

6.2 Расчет электрических нагрузок подстанции 35/10 кВ «Смелое» и выбор силовых трансформаторов

Подстанция 35/10 кВ «Смелое» в настоящее время питает 6 фидеров 10 кВ, нагрузкой подстанции являются: частный сектор жилые дома; сельхозпредприятия; общественные здания сел Максимовка, Черемушки, Раздольное.

Существует большое количество методов расчета электрических нагрузок:

- по удельной мощности;

- методом коэффициента спроса;

но так как подстанция находится уже в работе и не является вновь проектируемой, выполним расчет электрических нагрузок по фактически потребляемой мощности каждого фидера 10 кВ в часы максимальной нагрузки.

На основе контрольных замеров выполненных в часы максимальной нагрузки, рабочий ток по фидерам 10 кВ распределился следующим образом.

Таблица 9 - Рабочий ток по фидерам 10 кВ подстанции «Смелое»

№ секции	№ фидера	Потребители	Ток фидера $I_{\phi \max}$ (А)	ТП-10/0,4кВ	Мощность S_{ϕ} (кВА)
I	1.	с. Смелое	69	3*ТП-250кВА 4*ТП-160кВА	1193,7
I	4.	с. Максимовка с. Черемушки	58	3*ТП-250кВА 3*ТП-160кВА	1003,4
I	5.	с. Раздольное	26	2*ТП-250кВА	449,8
Итого по I секции:			153	8*ТП-250кВА 7*ТП-160кВА	2646,9
II	8.	с. Смелое с. Раздольное	23	3*ТП-160кВА	397,9
II	9.	с. Максимовка с. Черемушки	61	3*ТП-250кВА 4*ТП-160кВА	1055,3
II	10	с. Смелое	18	2*ТП-250кВА	311,4
Итого по II секции:			102	5*ТП-250кВА 7*ТП-160кВА	1764,6
Итого по подстанции:				13*ТП-250кВА 14*ТП-160кВА	4411,5

Для ориентировочного расчета электрических нагрузок подстанции условно принимаем, что коэффициент мощности $\cos \varphi$ нагрузки для всех фидеров 10 кВ один и тот же, рабочий ток является средним за период максимальной нагрузки подстанции.

В итоге рассчитаем полную мощность для каждого фидера 10 кВ

$$S_{\phi \max} = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_{\phi \max}; \quad (38)$$

где U_n – номинальное напряжение, кВ;

$I_{\phi \max}$ – ток фидера максимальный, А.

$$S_{\phi 3 \max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 69 = 1193,7 \text{ (кВА)}$$

$$S_{\phi 4 \max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 58 = 1003,4 \text{ (кВА)}$$

$$S_{\phi 5 \max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 26 = 449,8 \text{ (кВА)}$$

$$S_{\phi 8 \max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 23 = 397,9 \text{ (кВА)}$$

$$S_{\phi 9 \max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 61 = 1055,3 \text{ (кВА)}$$

$$S_{\phi 10 \max} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 18 = 311,4 \text{ (кВА)}$$

Полную мощность секции вычислим по формуле:

$$S_{c \max} = \sum S_{\phi \max}; \text{ (кВА)} \quad (39)$$

где $\sum S_{\phi \max}$ - сумма всех мощностей фидеров.

$$S_{cI \max} = 1193,7 + 1003,4 + 449,8 = 2646,9 \text{ (кВА)}$$

$$S_{cII \max} = 397,9 + 1055,3 + 311,4 = 1764,6 \text{ (кВА)}$$

Полную мощность подстанции вычислим по формуле:

$$S_{п/с \max} = \sum S_{c \max}; \text{ (кВА)} \quad (40)$$

где $\sum S_{c \max}$ - сумма всех мощностей секций подстанции.

$$S_{п/с \max} = 2646,9 + 1764,6 = 4411,5 \text{ (кВА)}$$

Рассмотрим загрузку трансформаторов.

Коэффициент загрузки трансформатора рассчитаем по формуле:

$$\beta = \frac{S_H}{S_{H.тр.}} \times 100\% \quad (41)$$

где S_H – полная мощность, кВА;

$S_{H.тр.}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

При одновременной работе двух трансформаторов в нормальном режиме коэффициент загрузки составит $\beta = 0,55\%$ при работе одного трансформатора в аварийном режиме, коэффициент загрузки составит:

$$\beta = \frac{4411,5}{4000} \times 100\% = 110\%$$

6.3 Разработка однолинейной принципиальной схемы подстанции

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет состав элементов и связей между ними.

Выбор главной схемы электрических соединений подстанций следует производить с учетом следующих факторов: тип подстанции; число и мощность силовых трансформаторов; категоричность приемников электрической энергии; величина уровня напряжения; число питающих линий и отходящих присоединений; уровни токов короткого замыкания.

При выборе главной схемы электрических соединений следует соблюдать следующие основные требования:

- надежность работы, с точки зрения обеспечения бесперебойного электроснабжения потребителей первой и второй категории;
- экономичность принимаемого варианта; гибкость и удобство в эксплуатации;
- безопасность в обслуживании и др.

Составим структурную схему подстанции

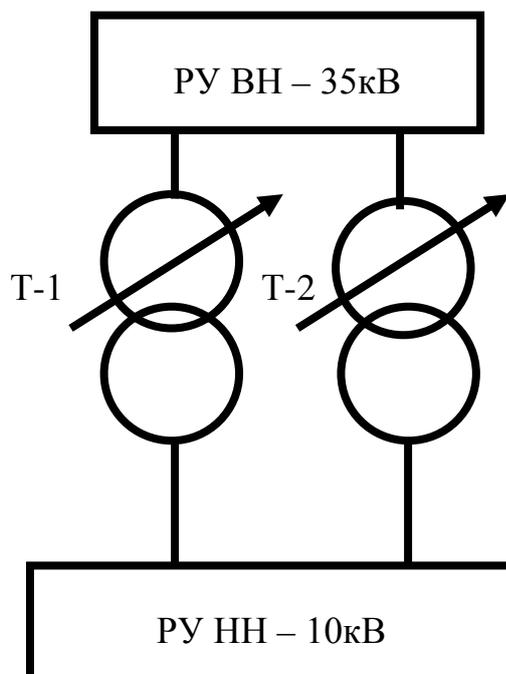


Рисунок 7- Структурная схема подстанции 35/10 кВ «Смелое»

В структурную схему подстанции входят:

- распределительное устройство высокого напряжения 35 кВ;
- распределительное устройство низкого напряжения 10 кВ;
- два силовых трансформатора ТМН-4000/35/10 кВ.

6.4 Составление упрощенной принципиальной схемы подстанции

Главная схема электрических соединений – это совокупность основного электрооборудования (трансформаторы, линии), сборных шин, коммутационной и другой первичной аппаратуры со всеми выполненными между ними в натуре соединениями.

На чертеже главные схемы изображаются в однолинейном исполнении при отключенном положении всех элементов установки.

Проектирование главной схемы включает в себя: выбор структурной схемы и схемы электрических соединений распределительного устройства, расчет токов короткого замыкания и выбор средств по их ограничению, а так же выбор электрических аппаратов и проводников.

Упрощенная принципиальная схема – это главная схема без некоторых аппаратов – трансформаторов тока, напряжения, разрядников.

На полной принципиальной схеме указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, указывают также типы применяемых аппаратов.

Из многих условий предъявляемых к главным схемам электроустановок, можно выделить основные требования:

- надежность электроснабжения потребителей;
- приспособленность к проведению ремонтных работ;
- оперативная гибкость электрической схемы;
- экономическая целесообразность.

РУВН – 35 кВ выполняем открытым по схеме с одной несекционированной системой сборных шин. К сборным шинам 35 кВ подключены три цепи:

- два ввода 35 кВ Т-1; Т-2;

- линейная 35 кВ.

Цепи ввода 35 кВ Т-1; Т-2 состоят из шинных разъединителей QS_2 , QS_3 и выключателей Q_1 , Q_2 .

Линейная цепь включает разъединитель QS_1 .

Подобная схема отличается простотой, наглядностью, но при повреждении сборных шин 35 кВ, при их ремонте или повреждении силовых трансформаторов и отказе выключателей Q_1 , Q_2 , отключается сборная шина полностью и подстанция остаётся без питания.

РУНН – 10 кВ выполняем на базе КРУН-10 К-59 по схеме с одной секционированной системой сборных шин, к сборным шинам подключаются девять цепей:

- два ввода 10кВ Т-1, Т-2;
- шесть линейных;
- секционный выключатель.

во всех цепях имеются выключатель на выкатной тележке с разъединителями втычного типа.

Эта схема обладает большей надежностью т.к. при повреждениях отключается только одна секция, а вторая остаётся в работе.

6.5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов КЗ производится для выбора и проверки параметров электрооборудования.

Расчет токов КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электростанций и подстанций, весьма сложен. Но для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся:

– принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются в течении всего процесса КЗ;

- не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;
- пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;
- не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;
- считают, что трехфазная система является симметричной; влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно; при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех.

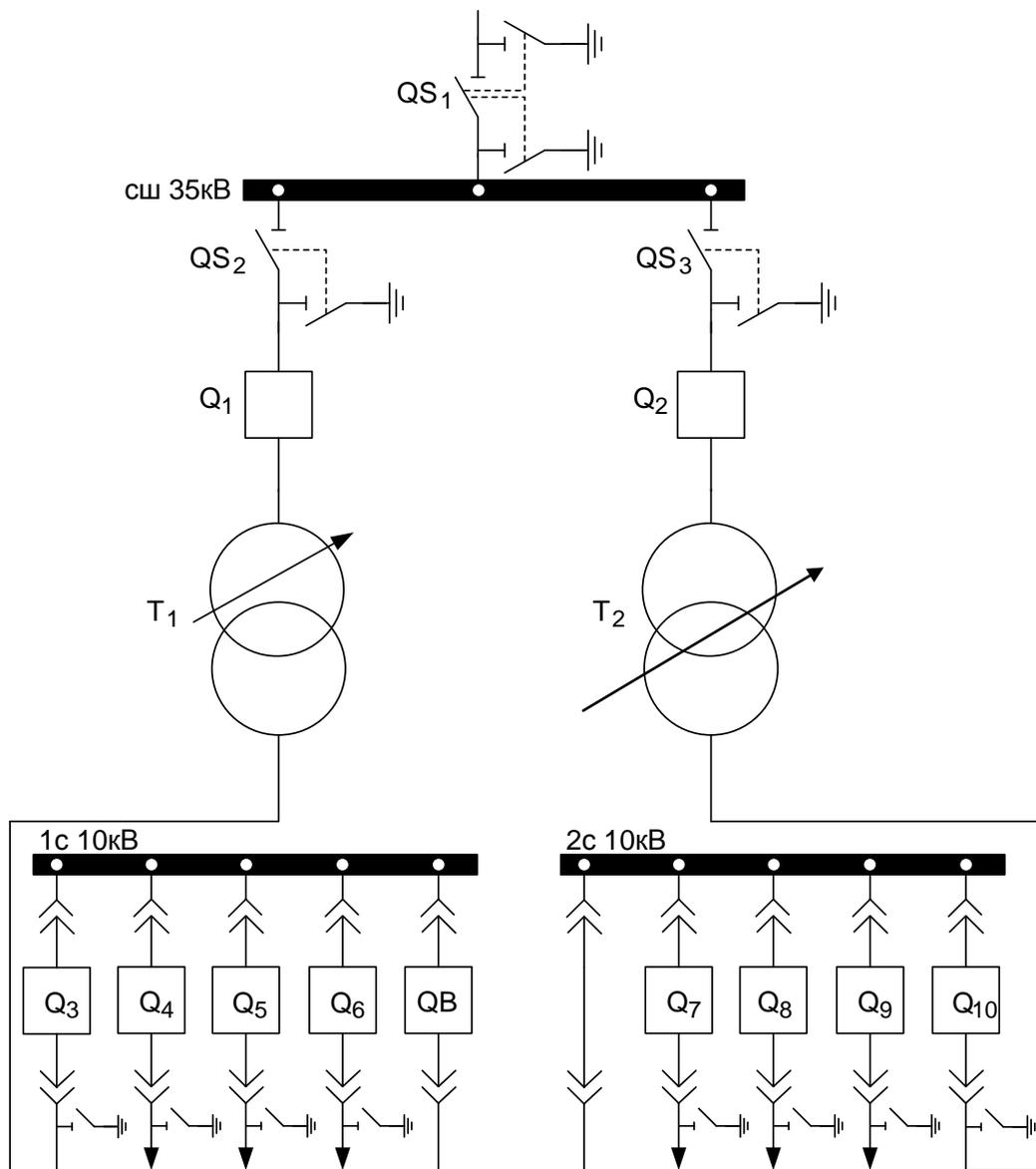


Рисунок 8 - Упрощенная принципиальная схема подстанции 35/10 кВ «Смелое»

Указанные допущения наряду с упрощением расчетов приводят к некоторому преувеличению токов КЗ (погрешность практических методов расчета не превышает 10%, что принято считать допустимым).

Расчет токов КЗ выполняется в следующем порядке:

- для рассматриваемой энергосистемы составляется расчетная схема;
- по расчетной схеме составляется электрическая схема замещения;
- путем постепенного преобразования приводят схему замещения к более простому виду так, чтобы каждый источник питания или группа источников, характеризующиеся определенным значением результирующей ЭДС, были связаны с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;
- зная результирующую ЭДС источника и результирующее сопротивление, по закону Ома определяют начальное значение периодической составляющей тока КЗ.

Под расчетной схемой установки подразумевают упрощенную однолинейную схему электроустановки с указанием всех элементов и их параметров, которые влияют на ток КЗ и поэтому должны быть учтены при выполнении расчетов.

В целях упрощения расчетов для каждой электрической ступени в расчетной схеме вместо ее действительного напряжения на шинах указывают среднее напряжение $U_{ср}$, кВ, согласно следующей шкале: 770; 515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3; 3,15.

Приняв для каждой электрической ступени среднее напряжение, считают, что номинальные напряжения всех элементов, включенных на данной ступени, равны ее среднему напряжению.

Для определения сопротивления элементов сети на расчетной схеме обычно указывают их параметры в именованных, а в большинстве случаев в относительных единицах или в процентах.

На расчетной схеме электроустановки намечают точки, в которых предполагается КЗ. Затем для выбранной точки КЗ составляют электрическую схему замещения.

Схемой замещения называют электрическую схему, соответствующую по исходным данным расчетной схеме, но в которой все магнитные (трансформаторные) связи заменены электрическими.

Как уже говорилось расчет можно вести в именованных и в относительных единицах. Расчет в именованных единицах более нагляден, а расчет в относительных единицах более удобен при производстве расчетов в сложных схемах с несколькими ступенями напряжения.

Расчет производится в относительных единицах, следовательно, все сопротивления элементов схемы замещения нужно привести к одинаковым базовым условиям. Базовые условия следует выбирать, учитывая удобство проведения расчетов.

Найденные значения сопротивлений указываются на схеме замещения и каждому сопротивлению схемы присваивается определенный номер, который сохраняется за ним до конца расчета.

Для расчетов в относительных единицах сопротивлений схемы замещения, элементов электроустановки, применяются следующие формулы:

– энергосистема:

$$x = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_K} \quad (42)$$

– трансформатор:

$$x = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}} \quad (43)$$

– ЛЭП:

$$x = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{ср}^2} \quad (44)$$

где $S_{\bar{\sigma}}$ – базовая мощность, МВА;

S_K – мощность КЗ энергосистемы, МВА;

$S_{ном}$ – номинальные мощности элементов, МВА;

x_d'' – сверхпереходное значение индуктивного сопротивления синхронной машины, %;

u_k – напряжение КЗ трансформатора, %;

x_{yd} – индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

После того как схема замещения составлена и определены сопротивления всех элементов, она преобразуется к более простому виду. Преобразование (свертывание) схемы выполняется в направлении от источника питания к месту КЗ. При этом используются известные правила последовательного и параллельного сложения сопротивлений, преобразования звезды сопротивлений в треугольник и обратно и другие.

Формулы для преобразования:

– последовательное соединение сопротивлений:

$$x_{эк} = x_1 + x_2 + \dots + x_n \quad (45)$$

– параллельное соединение сопротивлений:

$$x_{эк} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \dots + \frac{1}{x_n}} \quad (46)$$

Определение начального значения периодической составляющей тока КЗ по известной итоговой схеме замещения в относительных единицах:

$$I'' = \frac{E''}{x_{рез}} \cdot I_b \quad (47)$$

где E'' – ЭДС источника, относительные единицы;

$x_{рез}$ – результирующее сопротивление цепи КЗ, приведенное к базовым условиям;

I_b – базовый ток, А.

Базовый ток определяется при заданной величине S_b и при $U_b = U_{ср}$ в месте КЗ по формуле:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (48)$$

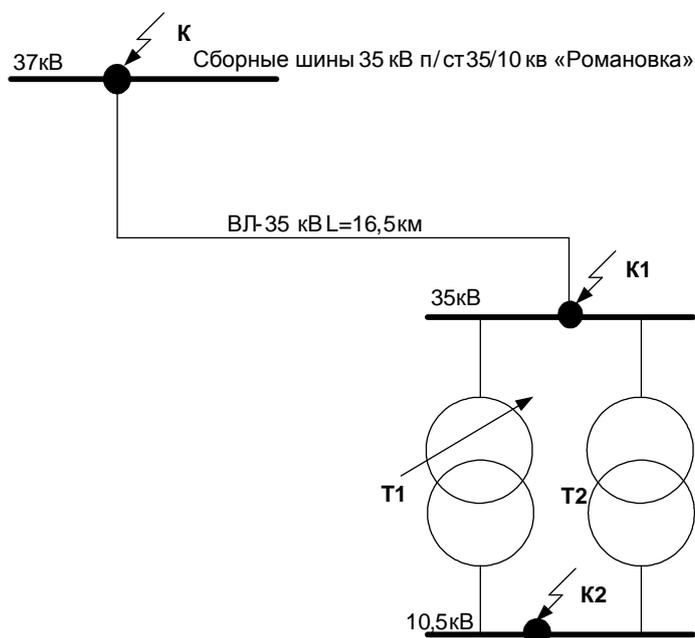


Рисунок 9 - Расчетная схема

Таблица 10 - Данные трансформаторов подстанции 35/10 кВ «Смелое»

Диспетчерское наименование	ТИП	Мощность (кВА)	Напряжение (кВ)	Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$ (%)
Т-1	ТМН	4000	35/10	7,5
Т-2	ТМН	4000	35/10	7,5

По данным службы РЗиА на сборных шинах 35 кВ подстанции «Смелое» полная мощность короткого замыкания составит:

$$S_{кз} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 3,4 = 217,63 \text{ МВА}.$$

Произведем расчет токов короткого замыкания в точках К1, К2 в относительных единицах.

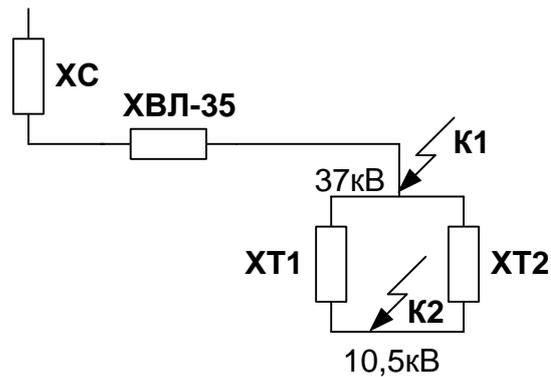


Рисунок 10 - Схема замещения

Принимаем базовую мощность системы $S_B = 1000$ МВА.

$$X_c = \frac{1000}{217,3} = 4,59 .$$

Сопротивление питающей ВЛ-35 кВ

$$X_{ВЛ-35} = 0,4 \cdot 16,5 \cdot \frac{1000}{37^2} = 4,82$$

Сопротивление трансформаторов.

$$X_{Т1} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{4} = 18,75$$

Определяем ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 (сборные шины 35 кВ подстанции).

$$X_1 = 4,59 + 4,82 = 9,41$$

Базисный ток

$$I_{Б1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,62 \text{ кА}$$

$$I_{К1} = \frac{1}{9,41} \cdot 15,62 = 1,66 \text{ кА}$$

$$X_2 = \frac{X_{Т1} \cdot X_{Т2}}{X_{Т1} + X_{Т2}} \tag{49}$$

$$X_2 = \frac{18,5 \cdot 18,5}{18,8 + 18,5} = 9,25$$

$$X_3 = X_1 + X_2 , \tag{50}$$

$$X_3 = 9,41 + 11,54 = 20,95 \quad X_3 = 9,41 + 9,25 = 18,66$$

$$I_{Б2} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}$$

$$I_{к2} = \frac{1}{18,66} * 55 = 2,63 \text{ кА}$$

6.6 Нахождение теплового импульса и ударного тока

При протекании тока КЗ происходит повышение температуры, но так как длительность процесса КЗ обычно мала, поэтому выделяющееся тепло не успевает передаться в окружающую среду и практически целиком идет на нагрев электрооборудования.

Тепловой импульс (B_k) – это количество теплоты, выделяющееся в аппаратах, шинах или проводниках за время КЗ.

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_k = I''^2 \cdot (t_{откл} + T_a), \quad (51)$$

где I'' – периодическая составляющая тока КЗ;

$t_{откл}$ – время от начала КЗ до его отключения;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Проверка аппаратов на термическую стойкость заключается в сравнении вычисленного теплового импульса с произведением квадрата номинального тока термической стойкости аппарата и номинального времени термической стойкости, указанного в каталоге:

$$B_k \leq I_{TC}^2 \cdot t_{TC}, \quad (52)$$

где I_{TC} – ток термической стойкости;

t_{TC} – время термической стойкости.

Минимальное сечение шин и гибких проводников выбирается по

формуле:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C}, \quad (53)$$

где q_{\min} – минимальное сечение проводника, мм²;

C – функция, значения которой приведены в таблице.

Ударный ток ($i_{уд}$) – это максимальное мгновенное значение полного тока, которое обычно наступает через 0,01 секунду после начала процесса КЗ.

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}k_{уд} \cdot I'' , \quad (54)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент.

При выборе аппаратов на электродинамическую стойкость должно соблюдаться следующее условие:

$$i_{уд} \leq i_{пр.с}, i_{уд} \leq i_{дин} , \quad (55)$$

где $i_{пр.с}$ – амплитуда предельного сквозного тока КЗ;

$i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости.

Для точки К1 $R_{уд} = 1,608$; $T_a = 0,02$ с (система, связанная с шинами, где рассматривается короткое замыкание воздушной линии электропередачи напряжением 35 кВ)

$$i_{уд} = 1,41 \cdot 1,608 \cdot 1,66 = 3,76 \text{ кА}$$

Для точки К2 $R_{уд} = 1,82$; $T_a = 0,05$ с (система, связанная со сборными шинами 6-10 кВ через трансформаторы мощностью 4-80 МВА в единице)

$$i_{уд} = 1,41 \cdot 1,82 \cdot 2,63 = 6,75 \text{ кА}$$

Для точки К1 $t_{рз} = 1,5$ с; $T_a = 0,02$ с (сборные шины напряжением 35 кВ подстанции).

Используем элегазовые баковые выключатели ВГБ-35/УХЛ1 $t_{ов} = 0,08$ с.

$$B_{\kappa 1} = 1,66^2 \cdot (1,5 + 0,08 + 0,02) = 4,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Для точки К2 $t_{рз} = 1$ с; $T_a = 0,05$ с (сборные шины напряжением 10кВ подстанции)

Используем элегазовый выключатель LF10 $t_{ов} = 0,05$ с.

$$B_{к2} = 2,63^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,05) = 7,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 11- Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка Кз	Место точки	$I_{кз}$ (кА)	$i_{уд}$ (кА)	$B_{к}$ (кА ² с)
К1	СШ-35кВ	1,66	3,76	4,4
К2	СШ-10кВ	2,63	6,75	7,6

По результатам расчета токов короткого замыкания производится выбор и проверка высоковольтного оборудования подстанции, а так же расчет и проверка уставок релейной защиты.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

7.1 Выбор выключателей

Выключатель – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока.

Выключатель является основным аппаратом в электрических установках, он служит для отключения и включения цепи в любых режимах: длительная нагрузка, перегрузка, короткое замыкание, холостой ход, несинхронная работа. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее КЗ.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, то есть наименьшее время отключения;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, то есть быстрое включение сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 35кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво – и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

К особой группе относятся выключатели нагрузки, рассчитанные на отключение токов нормального режима.

По роду установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств (КРУ).

Выбор выключателей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (56)$$

- по длительному току

$$I_{норм} \leq I_{ном}, I_{max} \leq I_{ном}, \quad (57)$$

– по отключающей способности

$$I'' \leq I_{откл.ном}, \quad (58)$$

где $I_{откл.ном}$ – номинальный ток отключения;

– на электродинамическую стойкость;

– на термическую стойкость ;

ОРУ 35 кВ.

Выбираем к установке элегазовые баковые выключатели ВГБ-35/УХЛ1.

Параметры: $U_n=37$ кВ, $I_n=630$ А, $I_{н.откл.}=10$ кА, $i_{дин}=26$ кА,

$I_{T.C.}=10$ кА, $t_{T.C.}=3$ с.

Таблица 12- Сравнение расчетных и каталожных данных

	$U_n, кВ$	$I_n, А$	$I_{н.откл.}, кА$	$I_{уд.}, кА$	$B_{к.}, кА^2 \cdot с$
Каталожные данные	37	630	26	300	10
Расчетные данные	35	66; 41,2	3,76	4,4	1,66

Из таблицы видно, что выключатель подходит.

Рассмотрим КРУН-10 кВ здесь используется схема с одной секционированной системой сборных шин на базе ячеек К-59 (по шесть ячеек на секцию), выключатели установлены на выкатных тележках, в двух цепях ввода 10кВ Т-1; Т-2, в шести цепях отходящих ВЛ-10кВ, в цепях секционной связи всего девять выключателей.

Рассмотрим токовую загрузку цепей:

- цепь вводов 10кВ Т-1; Т-2.

$$I_{н1} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 220,2 А$$

Выбираем к установке элегазовые выключатели LF10.

Параметры: $U_n=10,5$ кВ, $I_n=630$ А, $I_{н.откл.}=20$ кА, $i_{дин}=52$ кА,

$I_{T.C.}=20$ кА, $t_{T.C.}=4$ с.

Таблица 13- Сравнение расчетных и каталожных данных

	$U_{н}$, кВ	$I_{н}$, А	$I_{н.откр}$, кА	$I_{уд}$, кА	$B_{к}$, кА ² ·с
Каталожные данные	10,5	630	52	1600	20
Расчетные данные	10	220,2	6,75	7,6	2,63

Из таблицы видно, что выключатель подходит.

7.2 Выбор разъединителей

Разъединитель – это коммутационный аппарат, предназначенный для отключения и включения электрической цепи без тока или с незначительным током, который для обеспечения безопасности имеет между контактами в отключенном положении изоляционный промежуток.

При ремонтных работах разъединителем создается видимый разрыв между частями, оставшимися под напряжением, и аппаратами, выведенными в ремонт.

Разъединителями нельзя отключать токи нагрузки.

К разъединителям предъявляются следующие требования:

- создание видимого разрыва в воздухе, электрическая прочность которого соответствует максимальному импульсному напряжению;
- электродинамическая и термическая стойкость при протекании тока КЗ;
- исключение самопроизвольных отключений;
- четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (обледенение, снег, ветер).

Разъединители по числу полюсов могут быть одно – и трехполюсными, по роду установки – для внутренних и наружных установок, по конструкции – рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа. По способу установки различают разъединители с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Выбор разъединителей производится:

- по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (59)$$

– по току

$$I_{норм} \leq I_{ном}, I_{max} \leq I_{ном}, \quad (60)$$

– на электродинамическую стойкость

– на термическую стойкость

Рассмотрим токовую загрузку цепей.

- цепь вводов 35 кВ Т-1; Т-2.

$$I_{н1} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 66 \text{ A.}$$

- цепь питающей ВЛ-35кВ (с учетом допустимой 50% систематической перегрузки трансформаторов)

$$I_{ВЛ-35} = 1,5 \cdot I_{Н1.1} + 1,5 \cdot I_{Н1.2}, \quad (61)$$

$$I_{ВЛ-35} = 1,5 \cdot 66 + 1,5 \cdot 66 = 198 \text{ A}$$

Выбираем разъединители РНДЗ–1(2)-35/1000 с приводом П1Н-110-У1.

Параметры: $U_n=37,5$ кВ, $I_n=1000$ А, $i_{yd}=63$ кА, $I_{T.C.}=40$ кА, $t_{T.C.}=4$ с

Найдем термическую стойкость

$$B_k = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Таблица 14- Сравнение расчетных и каталожных данных

	$U_n, \text{кВ}$	$I_n, \text{А}$	$I_{yd}, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Каталожные данные	37	1000	63	2500
Расчетные данные	35	66	3,76	4,4

Рассмотрим КРУН-10кВ здесь в чистом виде разъединители не используются их роль играют втычные контакты выкатных тележек, которые рассчитаны на номинальный ток выключателя. Из таблицы видно, что разъединитель подходит.

7.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого

напряжения.

Коэффициент трансформации трансформатора тока не является строго постоянной величиной и может отличаться от номинального значения вследствие погрешности, обусловленной наличием тока намагничивания.

Погрешность трансформатора тока зависит от его конструктивных особенностей: сечения магнитопровода, магнитной проницаемости материала магнитопровода, средней длины магнитного пути. В зависимости от предъявляемых требований выпускаются трансформаторы тока с классами точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10. Указанные цифры представляют собой токовую погрешность в процентах номинального тока.

Погрешность трансформаторов тока зависит еще и от вторичной нагрузки (сопротивление проводов, приборов, контактов) и от кратности первичного тока по отношению к номинальному. Увеличение нагрузки и кратности тока приводит к увеличению погрешности.

При первичных токах, значительно меньше номинального, погрешность трансформатора тока также возрастает.

Токовые цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление, поэтому трансформатор тока нормально работает в режиме, близком к режиму КЗ. Если разомкнуть вторичную обмотку, магнитный поток резко возрастет, так как он будет определяться только МДС первичной обмотки. В этом режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке появится высокое напряжение, в некоторых случаях достигающее десятков киловольт.

Из-за указанных явлений не разрешается размыкать вторичную обмотку трансформатора тока при протекании тока в первичной обмотке.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

– по току

$$I_{ном} \leq I_{Iном} , I_{max} \leq I_{Iном} ,$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей;

- по конструкции и классу точности;
- на электродинамическую стойкость
- на термическую стойкость
- по вторичной нагрузке

$$z_2 \leq z_{2ном},$$

где z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$z_{2ном}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

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

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k, \quad (62)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (63)$$

где $S_{приб}$ – мощность, потребляемая приборами;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем количестве приборов.

Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{приб} + r_{пр} + r_k \leq z_{2ном},$$

откуда:

$$r_{пр} = z_{2ном} - r_{приб} - r_k, \quad (64)$$

Зная $r_{пр}$ можно определить сечение соединительных проводов по:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (65)$$

где ρ – удельное сопротивление материала провода;

l – расчетная длина, зависящая от схемы включения трансформаторов тока, м.

Выбор трансформаторов тока производится по: напряжению, первичному току (наиболее близкий больший ток), электродинамической и термической стойкости и по вторичной нагрузке.

Выбираем трансформаторы на сторону 35 кВ.

Ставим трансформаторы тока типа ТОЛ 35 Б II: $U_n=37$ кВ,

$i_{дин} = 35,2$ кА, $I_{Т.С.} = 6,3$ кА, $t_{Т.С.} = 3$ с., $z_{2H} = 1,2$ Ом.

Термическая стойкость равна:

$$B_k = 6,3^2 \cdot 3 = 119 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Таблица 15- Сравнения каталожных и расчетных данных.

	$U_n, \text{кВ}$	$i_{уд}, \text{кА}$	$B_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$
Каталожные данные	37	66	186
Расчетные данные	35	56,3	119

Из таблицы видно, что трансформатор проходит.

Теперь находим сечение кабеля, вторичной обмотки трансформатора тока, чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности.

$$r_{приб} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом},$$

$$q_{пров} = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,05} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель с жилами сечением $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

На отходящих фидерах 10 кВ, предусматривается установка амперметра, ваттметра, варметра и счетчика активной энергии.

Таблица 16- Вторичная нагрузка трансформаторов тока

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА		
		Фаза А	Фаза В	Фаза С
Амперметр	Э335	0,5	-	-
Счетчик реактивной энергии	И- 672	2,5	-	2,5
Счетчик активной энергии	И- 672	2,5	-	2,5
итого		5,5	-	5

Определяем нагрузку по фазам для наиболее нагруженного трансформатора тока. Из таблицы видно, что это трансформаторы фаз А и С.

$$r_{\text{приб}} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{к}} = 0,05 \text{ Ом.}$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом.}$$

Трансформаторы тока соединены в полную звезду, откуда $l_{\text{расч}} = l$.

$$l_{\text{расч}} = 6 \text{ м.}$$

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times 6 = 4,24 \text{ м.}$$

Удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$.

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,0175 \cdot 150}{1,05} = 2,5 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель с медными жилами сечением $q = 2,5 \text{ мм}^2$.

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 В или $100/\sqrt{3}$ В и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформатор напряжения в отличие от трансформатора тока работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивление параллельных

катушек приборов и реле большое, а ток потребляемый ими невелик. Для безопасности обслуживания один вывод вторичной обмотки заземлен.

Рассеяние магнитного потока в сердечнике приводят к погрешности измерения. В зависимости от номинальной погрешности различают классы точности: 0,2; 0,5;1;3. Погрешность зависит от конструкции магнитопровода, магнитной проницаемости стали и от $\cos \varphi$ вторичной нагрузки.

Суммарное потребление обмоток измерительных приборов и реле, подключенных к вторичной обмотке трансформатора напряжения, не должно превышать номинальную мощность трансформатора напряжения, так как в противном случае это приведет к увеличению погрешности.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности;

– по вторичной нагрузке

$$S_{2\Sigma} \leq S_{ном} ,$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора напряжения в выбранном классе точности, при этом следует иметь ввиду, что для однофазных трансформаторов, соединенных в звезду, следует взять суммарную мощность всех трех фаз, а для соединенных по схеме открытого треугольника – удвоенную мощность одного трансформатора, ВА;

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам, тогда:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cdot \cos \varphi)^2 + (S_{приб} \cdot \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} . \quad (66)$$

Если вторичная нагрузка превышает номинальную мощность в выбранном классе точности, то устанавливают второй трансформатор

напряжения и часть приборов присоединяют к нему.

Сечение проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется по допустимой потере напряжения.

Для упрощения расчетов при проектировании можно принимать сечение проводов по условию механической прочности $1,5 \text{ мм}^2$ для медных жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для алюминиевых жил.

Как уже было сказано выше, трансформаторы напряжения выбираются по напряжению и по вторичной нагрузке, чтобы трансформатор работал в выбранном классе точности.

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	$S_{\text{обм}}, \text{ВА}$	Число обмоток	Число приборов	Общая мощность $S, \text{ВА}$
Вольтметр	Э365	2	1	2	2
Счетчик активной энергии	И-680	2	2	4	12
Счетчик реактивной энергии	И-672	3	2	4	1
Итого					106,79

Принимаем трансформатор напряжения ЗНОЛ-09-10.02. Мощность одного трансформатора в классе точности 0,5:

$$S_{\text{ном}} = 225 \text{ ВА}, S_{\text{общ}} = 106,79 \text{ ВА}.$$

$225 \text{ ВА} > 106,79 \text{ ВА}$, следовательно, трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

Кабель с медными жилами сечением $q = 1,5 \text{ мм}^2$.

Рассмотрим ОРУ-35кВ, здесь перед сборными шинами подключаем три однофазных трехобмоточных трансформатора напряжения ЗНОМ-35

$$U_{\text{н1}} = \frac{35000}{\sqrt{3}}, \quad U_{\text{н2}} = \frac{100}{\sqrt{3}}.$$

Три ЗНОМ-35 собираются в схему звезда с нулём/звезда с нулём/треугольник, в итоге суммарная мощность

$$\sum S_{2H(0,5)} = 3 \cdot 150 = 450 \text{ВА}.$$

По вторичной нагрузке не проверяем т.к. загружены очень слабо – два вольтметра.

Используем мощность этих трансформаторов напряжения для заводки пружин приводов ПП-67 выключателей ВГБ-35/УХЛ1 и возможности дистанционного их включения.

7.5 Выбор шин и изоляторов

Основное электрическое оборудование электростанций и подстанций и аппараты в этих цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

На электростанциях для соединения генераторов и трансформаторов в блоки, применяют экранированные токопроводы, обладающие высокой надежностью и долговечностью. В ряде случаев они позволяют удешевить конструкцию РУ.

Токопроводы представляют собой цельносварную конструкцию с электрически непрерывными экранами пофазного исполнения, внутри которых на опорных изоляторах укреплены токоведущие шины швеллерного или круглого сечения.

Во избежание чрезмерного нагрева экранов вихревыми токами, возникающими при воздействии магнитного потока, создаваемого токами нагрузки, протекающими по шинам, экраны выполняются из алюминия.

Основные преимущества закрытых токопроводов по сравнению с другими шинными конструкциями:

- высокая надежность, предотвращение междуфазных КЗ, влаго – и пылезащищенность шин и изоляторов;
- значительно меньшие электродинамические усилия, действующие на шины и изоляторы при КЗ;
- одна и та же конструкция внутри и снаружи электростанции;
- упрощение строительной части шинного моста;
- изготовление токопровода в заводских условиях;

– небольшие потери от вихревых токов в экранах.

Для распределительных устройств 35 кВ и выше применяются гибкие шины, выполненные проводами АС.

Гибкие провода также применяются для соединения блочных трансформаторов с открытым распределительным устройством (ОРУ).

Провода длинных связей блочных трансформаторов с ОРУ проверяются по экономической плотности тока:

$$q_{\text{э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{J_{\text{э}}}, \quad (67)$$

где $I_{\text{норм}}$ – ток нормального режима (без перегрузок);

$J_{\text{э}}$ – нормированная плотность тока, А/мм².

Сечение, найденное по (67), округляется до ближайшего стандартного.

Сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений проверке по экономической плотности тока не подлежат.

Также производится проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}}.$$

Выбранное сечение проверяется на термическое действие тока КЗ.

На электродинамическое действие тока КЗ проверяются гибкие шины РУ при $I'' \geq 20$ кА и провода ВЛ при $i_y \geq 50$ кА.

Гибкие токопроводы с расщепленными фазами проверяются также по электродинамическому взаимодействию проводников одной фазы.

Для гибких проводников при напряжении 35 кВ и выше необходима проверка по условиям короны. Разряд в виде короны возникает около провода при высоких напряженностях электрического поля и сопровождается потрескиванием и свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг провода приводят к дополнительным потерям энергии, к возникновению электромагнитных колебаний, создающих радиопомехи, и к образованию

озона, вредно влияющего на поверхности контактных соединений.

Разряд в виде короны возникает при максимальном значении начальной критической напряженности электрического поля (E_0), кВ/см, найденной по:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (68)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

Напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода определяется по выражению:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (69)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26D, \quad (70)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

Провода не будут коронировать, если соблюдается условие:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9E_0, \quad (71)$$

Изоляторы подразделяют на опорные; проходные; подвесные.

Изоляторы должны отвечать ряду требований, определяющих их электрические и механические характеристики, в соответствии с назначением и номинальным напряжением, а также загрязненностью воздуха в районе установки.

К электрическим характеристикам относятся:

– номинальное напряжение;

– пробивное напряжение;

– разрядные напряжения промышленной частоты в сухом состоянии и

под дождем;

– импульсные 50%-ные разрядные напряжения обеих полярностей.

Основной механической характеристикой является минимальная разрушающая нагрузка, приложенная к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, а также жесткость или отношение силы, приложенной к головке изолятора в направлении, перпендикулярном оси, к отклонению головки от вертикали.

Опорные изоляторы предназначены для изоляции и крепления шин или токоведущих частей аппаратов на заземленных металлических или бетонных конструкциях, а также для крепления проводов воздушных линий на опорах.

Проходные изоляторы предназначены для проведения проводника сквозь заземленные кожухи трансформаторов и аппаратов, стены и перекрытия зданий.

Подвесные изоляторы предназначены для крепления многопроволочных проводов к опорам воздушных линий и РУ.

Выбор опорных изоляторов производится по следующим условиям:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ,$$

– по допустимой нагрузке

$$F_{расч} \leq F_{доп} ,$$

где $F_{расч}$ – расчетная сила, действующая на изолятор, Н;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 F_{разр} , \quad (72)$$

где $F_{разр}$ – разрушающая сила на изгиб.

При горизонтальном или вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила определяется по формуле:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_{y0}^2}{a} \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7} \quad (73)$$

где a – расстояние между фазами, м;

l – расстояние между изоляторами, м;

k_h – поправочный коэффициент на высоту шины, если она расположена на ребро.

Рассмотрим КРУН-10кВ, здесь в комплекте ячеек К-59 предусмотрены сборные шины с $I_{ном}=1000A$.

Произведем расчет минимально возможной конструкции сборных шин 10 кВ.

$$I_{н1} = 220,2 A.$$

$$I_{раб.маx} = 1,5 \cdot 220,2 = 330,3 A.$$

Принимаем по нагреву однополюсную алюминиевую шину (30x4 мм) с $I_{доп} = 365 A$. произведем проверку выбранной шины на термическую стойкость.

$$S_{min} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{7,6 \cdot 10^6} = 31,3 \text{ мм}^2 < S_{min} = 120 \text{ мм}^2$$

Произведем механический расчет шин.

Шины расположены на изоляторах плашмя, сами изоляторы в вершинах равномерного треугольника расстояние между фазами $0_1=0,2\text{м}$ пролет $L=2\text{м}$.

Определим напряжение в материале шин от взаимодействий между фазами. Если шины на изоляторах расположены плашмя.

$$\delta_{\phi} = \frac{1,73 \cdot 6750^2 \cdot 2^2}{0,2 \cdot 0,6} \cdot 10^{-8} = 26,2 \text{ мПа}$$

$$\text{Для алюминиевых шин } \delta_{доп} = 70 \text{ мПа}$$

$$70 > 26,2$$

Произведем выбор опорных изоляторов, для этого рассчитаем изгибающие усилия на изоляторах.

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot \frac{6750^2 \cdot 2}{0,2} \cdot 10^{-7} = 73,36 \text{ Н}$$

Принимаем к установке опорные полимерные изоляторы типа ИОП-10-3,75УЗ $U_n = 10 \text{ кВ}$ минимальная разрушающая сила на изгиб $F_p = 3,75 \text{ кН}$

Допустимая механическая нагрузка составит:

$$F_{дон} = 0,6 \cdot 3750 = 2250 Н .$$

Проверяем условие $F_{дон} > F_n$: $2250 > 73,36$, условие выполняется.

Произведем выбор проходных изоляторов для ячейки ввода 10 кВ.

$I_{раб. max} = 330,3 А$ принимаем проходные изоляторы наружно-внутренней установки ИП-10/630-750УХЛ1.

Произведем выбор соединительных шин для цепи силовой трансформатор – ячейка ввода 10 кВ.

Выбор произведем по экономической плотности тока, на наиболее загруженной цепи. $Jэ = 1,1 А/мм^2$

$$S_s = \frac{220,2}{1,1} = 200,2 мм^2$$

Принимаем к установке алюминиевую шину прямоугольного сечения (40*5) мм²

$$I_{раб. max} = 330,3 А < I_{доп} = 540 А$$

$$S_{min} = 31,3 мм^2 < S_{max} = 200 мм^2 .$$

Для снятия механической нагрузки с вводов низкого напряжения силового трансформатора и проходных изоляторов ячейки ввода 10 кВ используем дополнительное крепление шины посредством опорных изоляторов ОНШ-1020УХЛ1 установленных на кронштейнах и промежуточных стойках.

Рассмотрим ОРУ-35кВ здесь используется гибкая ошиновка проводом АС, который крепится посредством гирлянд подвесных изоляторов ПС к шинным и линейным порталам (пять изоляторов в гирлянде).

Произведем выбор сборных шин 35 кВ по наиболее загруженной цепи (ввод 35 кВ Т1)

$$I_{н2} = 66 А.$$

$$I_{раб. max} = 1,5 \cdot 66 = 99 А.$$

Принимаем к установке провод АС-50/8 с

$$I_{раб. max} = 99 А < I_{доп} = 210 А .$$

Проверим провод на термическую стойкость

$$S_{\min} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{4,4 \cdot 10^6} = 23,83 \text{ мм}^2 \langle S_{\text{пров}} = 50 \text{ мм}^2$$

Произведем выбор соединительных шин для цепи ввода 35кВ по наиболее загруженной цепи (выбор производим по экономической плотности тока $J_{\Sigma} = 1,1 \text{ А/мм}^2$)

$$S_{\Sigma} = \frac{66}{1,1} = 60 \text{ мм}^2.$$

Принимаем к установке аналогичный провод АС-50/8 с

$$I_{\text{раб. max}} = 99 \text{ А} \langle I_{\text{доп}} = 210 \text{ А}.$$

$$S_{\min} = \frac{1}{88} \cdot \sqrt{4,4 \cdot 10^6} = 23,83 \text{ мм}^2 \langle S_{\text{пров}} = 50 \text{ мм}^2$$

$$r_k = 0,05 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,22 - 0,05 = 0,13 \text{ Ом}.$$

Так как трансформаторы тока соединены в звезду, то:

$l_{\text{расч}} = l$, где l – длина соединительных проводов (для ОРУ 35 кВ подстанции 10 – 15 м.).

Используем кабель с медными жилами.

Удельное сопротивление меди $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{м}$.

7.6 Составление упрощенной схемы собственных нужд и выбор трансформатора собственных нужд

Выбор мощности рабочих трансформаторов собственных нужд производится с учетом мощности потребителей собственных нужд,

Распределительное устройство собственных нужд выполняется с одной секционированной системой шин.

Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах собственных нужд трансформаторы имеют ПБВ. Схема соединения обмоток рабочих и резервных трансформаторов выбирается таким образом, чтобы возможно было их кратковременное параллельное включение в моменты перехода с рабочего на резервное питание и наоборот.

Мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{с.н} \geq P_{с.н, max} \cdot k_c, \quad (74)$$

где $S_{с.н}$ – мощность ТСН;

$P_{с.н, max}$ – максимальная активная мощность собственных нужд;

k_c – коэффициент спроса установок собственных нужд ($k_c=0,85 - 0,9$).

Многочисленные потребители собственных нужд напряжением 0,4 кВ присоединяются к секциям 0,4 кВ, получающим питание от трансформаторов 6–10/0,4 кВ. Расход на собственные нужды 0,4 кВ приблизительно можно принять равным 10 % общего расхода.

Трансформаторы 6/0,4 кВ устанавливаются по возможности в центрах нагрузки. Трансформаторы мощностью более 1000 кВА не применяются, так как их применение приводит к значительному увеличению тока КЗ в сети 0,4 кВ. Сборные шины 0,4 кВ секционируются для повышения надежности питания. Каждая секция обеспечивается рабочим и резервным питанием, включаемым автоматически.

Потребители собственных нужд подстанции получают питание от двух трансформаторов 10/0,4 кВ подключенных через разъединители РВ-10/400 и высоковольтные предохранители ПК-1 непосредственно от шин. Через которые питаются ячейки ввода 10 кВ.

Для того чтобы определить мощность этих трансформаторов составим таблицу нагрузок системы собственных нужд.

Таблица 18-Нагрузка трансформаторов собственных нужд

Потребитель	Кол-во	Мощность одного потребителя, кВА	Суммарная мощность, кВА
Обогрев выключателя	2	4	8
Обогрев КРУН-10	12	1	12
Освещение подстанции	3	0,7	2,1
Оперативные нужды	1	5	5
Итого:			27,1

Принимаем к установке два трансформатора ТМ-25/10 $S_n = 25$ кВА.

Коэффициент загрузки при работе двух трансформаторов составит:

$$\beta = \frac{27,1}{2 \cdot 25} \times 100\% = 54,2\% .$$

Коэффициент загрузки при работе одного трансформатора составит:

$$\beta = \frac{27,1}{25} \times 100\% = 108,4\% \text{ (перегрузка на } 8,4\% \text{).}$$

Составим однолинейную схему трансформаторов собственных нужд.

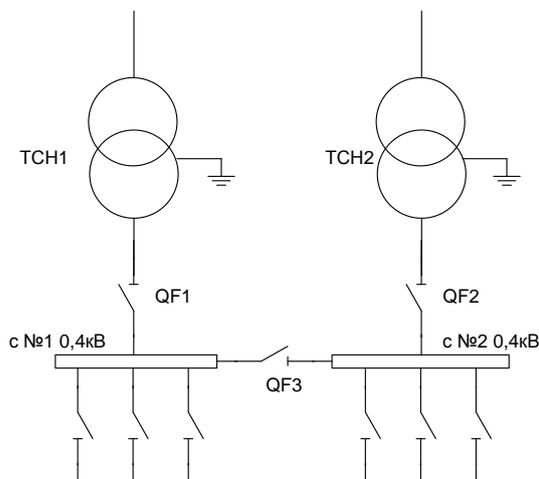


Рисунок 11 - Однолинейная схема трансформаторов собственных нужд

7.7 Расчёт токов короткого замыкания на шинах потребительских трансформаторов

При расчете токов к.з. в общем случае необходимо учитывать активное и индуктивное сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи, в том числе: проводников, кабелей длиной 10 м и более, токовых катушек автоматических расцепителей выключателей, переходных контактов аппаратов и т.п.

Схема показана на рисунке 12.

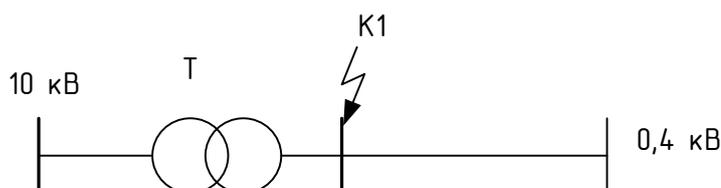


Рисунок 12 - Схема участка сети 0,4 кВ

Так как выбор сечения проводников, разъединителей и пр. оборудования проводится по токам КЗ, то проведем расчет по упрощенной методике.

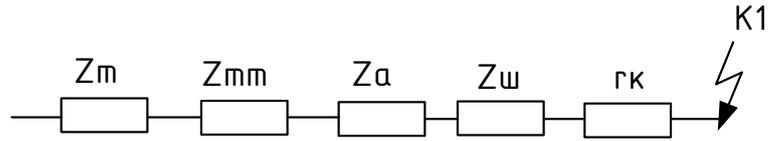


Рисунок 13 - Схема замещения

Рассмотрим расчет токов КЗ для ТП309:

Удельное сопротивление шин $100 \times 8 \text{ мм}^2$ составляет:

$$r_0 = 0,042 \text{ мОм/м}, \quad x_0 = 0,157 \text{ мОм/м}$$

Основные параметры трансформатора: $S_T = 160 \text{ кВА}$; $U_k = 4,5 \%$,

$$\Delta P_k = 2,65 \text{ кВт.}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора:

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_k \% * U_H^2 * 10^4}{S_{\text{мм}}}, \quad (75)$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{4,5 * 0,4^2 * 10^4}{160} = 45 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление силового трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_k * U_{\text{нн}}^2}{S_{\text{ном.т}}^2}, \quad (76)$$

$$r_{\text{тр}} = \frac{2,65 * 0,4^2}{160^2} * 10^6 = 16,56 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора

Сопротивление трансформатора тока по справочным данным [1]

$$R_{\text{тт}} = 0,2 \text{ мОм} \quad X_{\text{тт}} = 0,3 \text{ мОм}$$

Сопротивления шин:

$$R_{\text{ш}} = r_0 * l_{\text{ш}} = 0,042 * 2 = 0,084 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ш}} = x_0 * l_{\text{ш}} = 0,157 * 2 = 0,314 \text{ мОм.}$$

Сопротивление автоматических выключателей [1]

$$R_a = 1,1 \text{ мОм}; \quad X_a = 0,5 \text{ мОм.}$$

Переходные сопротивления на контактах выключателя принимается 15 мОм.

Суммарное сопротивление до точки К1

$$X_{\Sigma} = x_T + X_{TT} + X_a + X_{ш}, \quad (77)$$

$$X_{\Sigma} = 45 + 0,3 + 0,5 + 0,314 = 46,1 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma} = r_T + R_{TT} + R_a + R_{ш} \quad (78)$$

$$R_{\Sigma} = 16,56 + 0,2 + 1,1 + 0,084 = 17,5 \text{ мОм}$$

Полное сопротивление цепи:

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{X_{\Sigma}^2 + R_{\Sigma}^2}, \quad (79)$$

$$Z_{\Sigma} = \sqrt{46,1^2 + 17,5^2} = 50,32$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_n}{\sqrt{3} * Z_{\Sigma}}, \quad (80)$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} * 50,32} = 4,6 \text{ кА}$$

Расчет однофазного тока короткого замыкания производится для проверки надежности срабатывания защитной аппаратуры при однофазном коротком замыкании.

Должны выполняться следующие условия надежности срабатывания защиты от коротких замыканий:

$$\text{Для предохранителей : } \frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{н.вст}} > 4,$$

$$\text{Для реле } \frac{I_{кз}^{(1)}}{I_{н.вст}} > 1,5.$$

Наименьшим током короткого замыкания будет ток в наиболее удаленной точке от трансформаторной подстанции.

К сопротивлениям элементов подстанции добавится активное и реактивное сопротивление воздушной линии 0,4 кВ:

Активное сопротивление:

$$R_{л} = R_0 \cdot L \quad (81)$$

где $R_0 = 0.588 \text{ Ом/км}$ – удельное активное сопротивление провода СИП –2А сечением $3 \times 50 + 1 \times 70$,

$L = 0,52 \text{ км}$ – длина ВЛ до наиболее удаленной точки от ТП № 309. Остальные потребители на напряжение $0,4 \text{ кВ}$ располагаются ближе к своим питающим ТП.

$$R_L = 0,588 \cdot 0,5 = 0,294 \text{ Ом} = 294 \text{ мОм.}$$

Реактивное сопротивление:

$$X_L = X_0 \cdot L, \tag{82}$$

где $X_0 = 0,25 \text{ Ом/км}$ – удельное индуктивное сопротивление ВЛ до 1000 В

$$X_L = 0,25 \cdot 0,5 = 0,125 \text{ Ом} = 125 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление до наиболее удаленной точки будет:

$$R_{K2} = 18,7 + 294 = 312,7 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление:

$$X_{K2} = 46,1 + 125 = 171,1 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление:

$$Z_{K2} = \sqrt{443,7^2 + 171,1^2} = 475,5 \text{ мОм} \quad Z_{K2} = \sqrt{312,7^2 + 171,1^2} = 356,4 \text{ мОм.}$$

Ток однофазного короткого замыкания:

$$I_{K2} = \frac{220}{356,4} = 0,62 \text{ кА.}$$

Самая мощная группа данного ТП с расчетным током 97 А будет защищена предохранителем с плавкой вставкой 100 А .

Проверим надежность срабатывание плавкой вставки:

$$\frac{620}{100} = 6,2 > 4.$$

То есть предохранитель при коротком замыкании надежно сработает.

Остальные расчеты сводим в таблицу 19.

Таблица 19 - Расчет токов короткого замыкания в сети $0,4 \text{ кВ}$

Точка КЗ	Место КЗ	$I_k^{(3)}$, кА	$I_k^{(1)}$, кА
1	2	3	4
K1	309	4,6	0,62

K2	398	2,56	0,87
K3	368	3,24	1,64
K4	308	3,42	1,60
K5	393	3,02	1,08
K6	302	4,06	2,25
K7	304	5,98	2,8
K8	301	2,86	0,43

7.8 Проверка сечений линии 10 кв на термическую стойкость

Чтобы провод был термически устойчив к токам КЗ расчетная температура кабеля при протекании тока КЗ должна быть не выше допустимой не выше допустимой для материала изоляции кабеля которая определяется в справочной литературе.

Минимально допустимое сечение по термической стойкости кабеля (провода СИП):

$$F_{терм} = \frac{I_{n0}^{(3)} \cdot \sqrt{t_n}}{C}, \quad (83)$$

где C – коэффициент, значение которого зависит от материала проводника и напряжения, осуществляет пересчет допустимой температуры нагрева к тепловому импульсу. Для алюминиевых кабелей и проводов с поливинилхлоридной и полиэтиленовой изоляцией принимается равным – 78;

t_n - приведенное время действия КЗ.

Произведем расчет для наиболее утяжеленного режима, т.е. минимальное сечение и максимальный ток короткого замыкания.

Приближенно можно принять:

$$t_n \approx t_b + t_z + T_a, \quad (84)$$

$$T_a = 0,05 - 0,1 \text{ из [16]}$$

Исходные данные возьмем из предыдущих расчетов:

$$t_{\text{п}} = 0,3 + 0,1 = 0,4,$$

Из табл. 8 выбираем максимальный ток трехфазного КЗ $I_{\text{н0}}^{(3)} = 2,63$ кА

Минимально допустимое сечение

$$F_{\text{терм}} = \frac{2630 * \sqrt{0,4}}{78} = 21,3 \text{ мм}^2$$

Провод выбран сечением 35 мм²

$$F_{\text{терм}} \leq F_{\text{Выб}}, \quad (85)$$

$$21,3 < 35$$

Следовательно, на остальных участках сети условие проверки тоже выполняется.

7.9 Выбор оборудования на ТП

При выборе разъединителей обращают внимание на необходимое количество заземляющих ножей и место их установки. Условия выбора сведены в таблицу 20. В ТП 6 установлены разъединители марки РВЗ-10/400.

Таблица 20 - Выбор разъединителей

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_{\text{у.}} = 10$ кВ	$U_{\text{ном.}} = 10$ кВ	$U_{\text{у.}} \leq U_{\text{ном.}}$
$I_{\text{р.мах}} = 14,4$ А	$I_{\text{ном.}} = 400$ А	$I_{\text{р.мах}} \leq I_{\text{ном.}}$
$i_{\text{уд.}} = 6,76$ кА	$i_{\text{м. дин.}} = 41$ кА	$i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{м. дин.}}$
$B_{\text{к}} = 7,6$ кА ² ·с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.}} = 16^2 \cdot 4 = 1024$ (кА ² ·с)	$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер.}}$

Выбор предохранителей, установленных в ТП-304 для защиты силового трансформатора ТМ 250 показан в таблице 21.

Выбираем предохранитель ПК10/20 и плавкую вставку ПКТ101-10-16-12,5У3.

Для остальных ТП предохранители сведены в таблицу 22.

Для защиты от от внутренних и внешних перенапряжений устанавливаем на каждой ТП ОПН марки ОПН – РС/TEL с классом напряжения 10 кВ с номинальным разрядным током, при импульсе 8/20 мкс – 5 кА.

Таблица 21 - Выбор предохранителей 10 кВ .

Расчетные данные	Каталожные данные	Условие выбора
$U_y = 10 \text{ кВ}$ $I_{p.\max} = 14,4 \text{ А}$ $I_{n0.} = 2,63 \text{ кА}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном.} = 16 \text{ А}$ $I_{откл. н.} = 31,5 \text{ кА}$	$U_y \leq U_{ном.}$ $I_{p.\max} \leq I_{ном.}$ $I_{n0.} \leq I_{откл. н.}$

Таблица 22- Выбор плавких вставок высоковольтных предохранителей.

ТП	S_p , кВА	$I_{p.\max}$, А	Предохранитель	Плавкая вставка	Ток плавкой вставки, А
ТП309	170	9,8	ПК-10/20	ПКТ101-10-16-12,5У3	16
ТП398	151	8,7	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5-20У3	10
ТП3368	101	5,8	ПК-10/20	ПКТ101-10-20-12,5У3	8
ТП308	46,5	2,7	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5-20У3	3,2
ТП393	105	5,9	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5-20У3	8
ТП389	96	5,7	ПК-10/20	ПКТ101-10-16-12,5У3	8
ТП302	207	12	ПК-10/40	ПКТ101-10-31,5-20У3	16
ТП304	211	14,4	ПК-10/20	ПКТ101-10-16-12,5У3	16
ТП301	76	4,4	ПК-10/20	ПКТ101-10-20-12,5У3	5

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{вств}}, \quad (86)$$

Выбор оборудования напряжением до 1 кВ производим для ТП и зданий питающихся от этих ТП. Расчетный ток определяем по формуле

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (87)$$

Таблица 23 – Выбор предохранителей до 1 кВ

Номер ТП	№ отходящей группы	Нагрузка, А	Тип предохранителя	Ток плавкой вставки	Номинальный ток отключения, кА	Расчетный ток КЗ, кА
1	2	3	4	5	6	7
309	1	43	ПН2-100	50	25	2,63
	2	97,5	ПН2-100	100	25	2,63
	3	57,8	ПН2-100	60	25	2,63
	4	53	ПН2-100	60	25	2,63
398	1	144,5	ПН2-250	150	40	2,63
	2	26	ПН2-100	30	25	2,63
	3	50,6	ПН2-100	60	25	2,63

Продолжение таблицы 23

1	2	3	4	5	6	7
368	1	41,2	ПН2-100	50	25	2,63
	2	73	ПН2-100	80	25	2,63
	3	31,1	ПН2-100	40	25	2,63
308	1	21,7	ПН2-100	30	25	2,63
	2	45,6	ПН2-100	50	40	2,63
393	1	101,2	ПН2-250	120	40	2,63
	2	59,2	ПН2-100	60	25	2,63
389	1	138,7	ПН2-250	150	40	2,63
302	1	141,6	ПН2-250	150	40	2,63
	2	26	ПН2-100	30	25	2,63
	3	118,5	ПН2-250	120	40	2,63
304	1	260,1	ПН2-400	300	40	2,63
	2	30,4	ПН2-100	40	25	2,63
	3	14,5	ПН2-100	30	25	2,63
301	1	54,9	ПН2-100	60	25	2,63
	2	54,9	ПН2-100	60	25	2,63

На каждой ТП выбираем автоматические выключатели по расчетному току:

$$I_{\text{ном.расц}} \geq I_p, \quad (88)$$

Таблица 24 - Выбор автоматических выключателей

Номер ТП	I_p , А	$I_{\text{расц}}$, А	Марка выключателя
ТП309	245,7	250	LF10
ТП398	231,5	250	LF10
ТП368	231,5	250	LF10
ТП308	91	125	LF10
ТП393	231,5	250	LF10
ТП389	144,5	200	LF10
ТП302	231,5	250	LF10
ТП304	361,3	500	LF10
ТП301	144,5	800	LF10

Коммутационная способность автоматического выключателя равна 30 кА, а максимальный ток трехфазного КЗ согласно таблицы 19 – 4,6 кА, т.е. автоматы выбран верно.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ПОДСТАНЦИИ СМЕЛОЕ

8.1 Защита линий 10 кВ

Для линий в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью (в том числе и с нейтралью, заземленной через дугогасительный реактор) должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от многофазных замыканий и от однофазных замыканий на землю.

Защиту от многофазных замыканий следует предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Защита должна быть выполнена одно-, двух- или трехрелейной в зависимости от требований чувствительности и надежности.

На одиночных линиях с односторонним питанием от многофазных замыканий должна устанавливаться, как правило, двухступенчатая токовая защита, первая ступень которой выполнена в виде токовой отсечки, а вторая - в виде максимальной токовой защиты с независимой или зависимой характеристикой выдержки времени.

К основным видам повреждений линий, которые требуют их немедленного отключения, можно отнести междуфазные и однофазные на землю короткие замыкания.

Защита от многофазных замыканий, как правило, должна предусматривать в двухфазном исполнении и включать в одни и те же фазы по всей сети данного напряжения для обеспечения отключения в большинстве случаев двойных замыканий на землю только одного места повреждения.

Произведем расчет защиты линии от ПС-ТП.

Рассчитаем максимальную токовую защиту.

Ток срабатывания защиты определяется по следующей формуле:

$$I_{с.з} = \frac{k_H \cdot k_{с/з}}{k_{\theta}} \cdot I_{раб}, \quad (89)$$

где k_H – коэффициент надежности микропроцессорной защиты, равный 1,05,
 $k_{c/з}$ – коэффициент, учитывающий толчки тока от самозапуска
электродвигателей, принимаем равным 1;

k_B – коэффициент возврата, равный 0,95

$I_{раб}$ – максимальный рабочий ток нагрузки защищаемой линии.

Определим ток срабатывания защиты:

$$I_{c.з} = \frac{1,05 \cdot 1}{0,95} \cdot 288,842 = 319,246 \text{ А.}$$

Ток надежного срабатывания защиты определится из выражения:

$$I_{c.p} = I_{c.з} \cdot \left(\frac{k_{cx}}{k_{T.T}} \right) = 319,246 \cdot \frac{1}{200/5} = 7,98 \text{ А,} \quad (90)$$

где k_{cx} – коэффициент схемы ($k_{cx} = 1$, для схемы неполной звезды);

$k_{T.T}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока на отходящем
присоединении равен 200/5.

Коэффициент чувствительности определяется по формуле:

$$k_{ч} = \frac{I_{кз}^{(2)}}{I_{c.з}} \geq 1,5, \quad (91)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – двухфазный минимальный ток КЗ.

Определим коэффициент чувствительности:

$$k_{ч} = \frac{1992}{319,246} = 6,24;$$

$$6,24 \geq 1,5.$$

Условие выполняется.

Выдержка времени МТЗ согласуется со временем срабатывания резервируемых защит:

$$t_1 = t_2 + \Delta t, \quad (92)$$

где t_1 – выдержка времени рассчитываемой защиты;

t_2 – выдержка времени защиты, с которой ведется согласование;

Δt – степень селективности.

$$\Delta t = t_Q + t_{KT2} + t_{KT1} + t_{зан}, \quad (93)$$

где t_Q – время отключения выключателя, $t_Q = 0,04$ с, [8, с 180];

t_{KT2} , t_{KT1} – погрешности в срабатывании реле времени защиты поврежденного элемента и последующей защиты;

$t_{зан}$ – время запаса, учитывает неточность регулировки реле времени, принимается равным $0,1-0,15$ с, [18, с 56];.

$$t_1 = 0,5 + 0,04 = 0,54 \text{ с.}$$

Принимаем максимальную токовую защиту «Сириус» с диапазоном уставок $0,5 \div 9$ с.

Выдержка времени МТЗ при КЗ в основной зоне защиты слишком велика, поэтому дополнительно к МТЗ применяют токовую отсечку.

Составляем расчетную схему, рисунок 14.

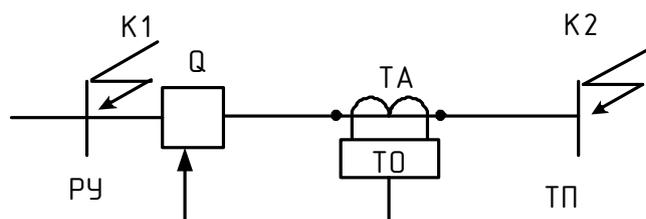


Рисунок 14 – Расчетная схема

Ток срабатывания отсечки определяется по формуле:

$$I_{с.з.}^{TO} = k_n \cdot I_{кmax}^{(3)}, \quad (94)$$

где k_n – коэффициент надежности защиты равен 1,1, [18, с 61];

$I_{кmax}^{(3)}$ – максимальный ток в фазе линии при коротком замыкании.

Поэтому $I_{с.з.}^{TO}$ должен удовлетворять условию:

$$I_{с.з.}^{TO} \geq k_{нам} \cdot \Sigma I_{т.ном}, \quad (95)$$

где $k_{нам}$ – коэффициент, учитывающий бросок тока намагничивания силовых трансформаторов, $k_{нам} = 3 \dots 5$

$\Sigma I_{т.ном}$ – сумма номинальных токов силовых трансформаторов питаемых по защищаемой цепи.

Определим сумму номинальных токов силовых трансформаторов, питаемых по защищаемой цепи:

$$\Sigma I_{m.ном} = \Sigma \frac{S_{mpi}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (96)$$

$$\Sigma I_{m.ном} = \frac{208,04 + 324,51 + 379,24 + 320,968 + 197,74 + 595,829 + 583,995 + 595,345 + 387,49}{\sqrt{3} \cdot 10} = 207,45 \text{ А.}$$

где S_{mpi} - нагрузки трансформаторов, питаемых защищаемой линией.

Проверим условие:

$$1,1 \cdot 2300 \geq 5 \cdot 207,45$$

$$2530 \geq 1037$$

Условие выполняется.

Коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_{ч} = \frac{I^{(3)} \cdot \sqrt{3}}{I_{с.з}} \geq 1,5; \quad (97)$$

$$k_{ч} = \frac{3213}{2530} = 1,68.$$

Токовую отсечку дополняют пусковым органом минимального напряжения.

Защита от однофазных замыканий на землю.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена в виде:

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на сигнал;

- селективной защиты (устанавливающей поврежденное направление), действующей на отключение, когда это необходимо по требованиям безопасности; защита должна быть установлена на питающих элементах во всей электрически связанной сети;

- устройства контроля изоляции; при этом отыскание поврежденного элемента должно осуществляться специальными устройствами; допускается

отыскание поврежденного элемента поочередным отключением присоединений.

Защита от однофазных замыканий на землю должна быть выполнена, как правило, с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности. Защита в первую очередь должна реагировать на установившиеся замыкания на землю; допускается также применение устройств, регистрирующих кратковременные замыкания, без обеспечения повторности действия.

Определим полный ток замыкания на землю на линии ПС-Ф11:

$$I_{\text{знз}} = \frac{U_{\text{лин}} \cdot L_{\Sigma}}{350} = \frac{10 \cdot 5.23}{350} = 0,149 \text{ A.} \quad (98)$$

Расчет уставок релейной защиты для остальных линий производится аналогично и сводится в таблицу 24.

Таблица 24– Результаты расчета уставок релейной защиты

Линия	МТЗ		ТО		Защита от замыканий на землю
	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{с.з}}, \text{ A}$	$k_{\text{ч}}$	$I_{\text{знз}}, \text{ A}$
Ф-11	130,26	12,28	2022,9	2,1	0,227
Ф-4	24,242	17,86	3183,4	1,72	0,017

8.2 Защита трансформатора

Для защиты трансформатора, в качестве основной защиты является дифференциальная и газовая защита. А в качестве резервной – защита от перегрузки и МТЗ.

Максимальная токовая защита полностью защищает трансформатор и является вместе с тем его защитой от сверхтоков внешних коротких замыканий.

МТЗ – это селективная защита от системных повреждений, выполняющая функции дальнего резервирования, несмотря на то, что ее уставки могут не отличаться от уставок защиты от перегрузки. Функция не снабжена памятью (теплового состояния) и всегда начинает набор выдержки времени с нуля.

Расчет уставок МТЗ.

Максимальный рабочий ток, который может протекать через трансформатор, может иметь место при условии отключения одного из трансформаторов.

Выбор уставок МТЗ на высокой стороне:

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{P_n^2 + Q_n^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (99)$$

$$I_{рmaxвн} = \frac{\sqrt{4.878^2 + 2.871^2}}{\sqrt{3} \cdot 35} = 0,093 \text{ кА}.$$

Рассчитаем ток срабатывания на стороне ВН по формуле:

$$I_{сз} = \frac{K_n \cdot K_{сам} \cdot I_{рmax}}{K_е}, \quad (100)$$

где: K_n – коэффициент надежности, $K_n = 1,2$;

$K_е$ – коэффициент возврата, $K_е = 0,8$;

$K_{сам}$ – коэффициент самозапуска двигателей, $K_{сам} = 2,5$;

$I_{рmax}$ – максимальный рабочий ток трансформатора, кА.

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 2,5}{0,8} \cdot 93 = 349 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_ч = \frac{I_{min}^{(2)}}{I_{сз}} \geq 1,5$$

где $I_{min}^{(2)} - 3213 \text{ А}$ - ток КЗ за трансформатором на стороне НН, приведенный к ВН.

$$K_ч = \frac{3213}{349} = 9.2,$$

Условие по чувствительности выполняется.

В процентном соотношении, т.е. уставка, пересчитывается для терминала Сириус 2 Т:

$$I_{сз} = \frac{I_{сз} \cdot 100}{K_{mm} \cdot 5}, \quad (101)$$

$$I_{сз} = \frac{349 \cdot 100}{1000} = 34.9\%.$$

Наибольшая выдержка времени резервных защит отходящих присоединений принимаем $t_{np.max} = 1$ с.

$$t_{с.з.Т(р)} = t_{np.max} + \Delta t = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ с},$$

Защита от перегрузки.

Защита от перегрузки действует аналогично МТЗ, но с действием на сигнал или отключение при длительном протекании чрезмерных токов. Защиту реализуем с помощью функциональных блоков максимальной токовой защиты с выдержкой времени ТОС, действие защиты в этом случае осуществляется ступеню с низкой уставкой.

Ток срабатывания защиты от перегрузки (с действием на сигнал) определяется по выражению, А:

$$I_{сз} = \frac{K_{омс}}{K_{е}} \cdot I_{р.max}, \quad (102)$$

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

$$I_{сз} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 93 = 122.06 \text{ А}.$$

Переводим уставку для микропроцессорного терминала Сириус 2Т:

$$I_{ср} = \frac{122.06}{1000} \cdot 100\% = 12.2\%$$

Газовая защита трансформатора.

Газовая защита основана на использовании явления газообразования в баке поврежденного трансформатора. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Это дает возможность выполнить газовую защиту, способную различать степень повреждения и в зависимости от этого действовать на сигнал или отключение.

Дифференциальная токовая защита.

Уставки $I_{нн}$, $I_{вн}$ Размах РПН можно выбирать либо исходя из полного размаха РПН и его среднего ответвления, либо исходя из реально возможных

отклонений регулятора и некоторого оптимального напряжения $U_{опт}$. $U_{опт}$ характеризуется тем, что ему соответствуют равные по значению небалансы при крайних, реально возможных отклонениях регулятора в сторону увеличения ($+PO_{maxраб}$) и в сторону уменьшения ($-PO_{maxраб}$) напряжения регулируемой обмотки. Однако небалансы находятся для реле без торможения при расчетном внешнем КЗ. В случае защиты «Сириус-Т» небалансы следует стремиться снизить в пределах первого и второго участков тормозной характеристики, на относительно небольших сквозных токах. В этих условиях понятие оптимального ответвления сводится к понятию середины реально используемого диапазона регулирования РПН.

Рассчитаем дифференциальную токовую защиту на подстанции «Смелое». Трансформатор 37,5/10 кВ мощностью 4 МВА, трансформаторы тока на обеих сторонах собраны в звезду.

Таблица 25 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 96,9$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$
Схема соединения ТТ	-	У	У
Коэффициент схемы	$k_{сх}$	1	1
Коэффициент трансформации ТТ	k_I	100/5	400/5
		ТОЛ - 35	ТОЛ - 10
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_I}$	$\frac{96,6}{100/5} = 4,845$	$\frac{346,4}{400/5} = 4,33$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	9	

За реально возможный диапазон регулирования напряжения принят диапазон от 21,5 кВ до 51 кВ. в таком случае середина диапазона равна:

$$21,5 + (51 - 21,5) / 2 = 36,25 \text{ кВ}$$

Значение принимаем за $U_{опт}$. Дальнейший расчет сведем в таблицу 26.

Таблица 26 - Расчет дифференциальной токовой защиты

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение для стороны	
		35 кВ	10 кВ
Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, кА	$I_{ном} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{опт}}$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 36,25} = 100,34$	$\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 346,4$
Коэффициент трансформации ТТ	k_T	100/5	400/5
Вторичный ток в плечах защиты, А	$I_{номВ} = \frac{I_{ном} \cdot k_{сх}}{k_T}$	$\frac{100,3}{100/5} = 4,92$	$\frac{346,4}{400/5} = 4,33$
Принятые значения	$I_{номВН}, I_{номНН}$	4,9	4,4
Размах РПН, %	Размах РПН	$100 \times (51 - 21,5) / (2 \times 36,25) = 13$	

Группа ТТ ВН и группа ТТ НН и подбираются с учетом группы защищаемого трансформатора и групп сборки измерительных ТТ по таблицам, указанным в паспорте на устройство «Сириус-Т».

Дифференциальная отсечка (ДЗТ-1).

Выбору подлежит: $I_{диф} / I_{ном}$ - относительное значение уставки срабатывания отсечки.

Уставка должна выбираться из двух условий:

- отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора;
- отстройки от максимального первичного тока небаланса при переходном режиме расчетного внешнего КЗ.

- Отстройка от броска намагничивающего тока.

При включении силового трансформатора со стороны высшего напряжения отношение амплитуды броска тока намагничивания, к амплитуде номинального тока защищаемого трансформатора не превышает 5. Это соответствует отношению амплитуды броска тока намагничивания к действующему значению номинального тока первой гармоники, равному $5 \cdot \sqrt{2} = 7$. Отсечка реагирует на мгновенное значение дифференциального тока и на первую гармонику этого же тока. Уставка по мгновенному значению равна $2,5 I_{диф} / I_{ном}$. Минимально возможная уставка по первой гармонике $I_{диф} / I_{ном} = 4$,

что соответствует $2,5 \cdot 4 = 10$, по отношению амплитуды к действующему значению или $10 / \sqrt{2} = 7$ по отношению амплитуд. Сравнение полученных значений свидетельствует об отстроенности отсечки по мгновенным значениям от возможных бросков тока намагничивания.

Расчеты показывают, что действующее значение первой гармоники броска тока намагничивания не превышает $0,35$ от амплитуды броска. Если амплитуда равна 7 действующим значениям номинального тока, то действующее значение первой гармоники равно $7 \cdot 0,35 = 2,46$. Следовательно, даже при минимальной уставке в $4 \cdot I_{ном}$ отсечка отстроена от бросков тока намагничивания и при реагировании на первую гармонику дифференциального тока.

- Отстройка от тока небаланса при внешнем КЗ.

Выбираем уставку по условию:

$$I_{диф} / I_{ном} \geq K_{отс} \cdot K_{нб(1)} \cdot I_{кз.вн.макс}; \quad (103)$$

где $K_{нб(1)}$ - отношение амплитуды первой гармоники тока небаланса к приведенной амплитуде периодической составляющей тока внешнего КЗ;

$K_{отс}$ - коэффициент отстройки, принимается равным $1,2$.

$I_{кз.вн.макс}$ - отношение тока внешнего расчетного КЗ к номинальному току трансформатора.

Для рассмотренного выше трансформатора мощностью 4 МВА максимальный ток внешнего расчетного КЗ равен 20 кА. Относительное значение этого тока равно $I_{кз.вн.макс} = 20000 / 80,4 = 12,8$. Уставка отсечки равна:

$$I_{диф} / I_{ном} > 1,2 \cdot 0,7 \cdot 12,8 = 10,7. \quad (104)$$

Принимаем уставку 11 .

8.3 Автоматический ввод резерва

Большинство потребителей электрической энергии (I и II категории) должны быть запитаны от нескольких источников питания (ИП), для повышения надежности их электроснабжения. Это условие влечет за собой усложнение цепей устройств релейной защиты, так как в состав цепей

добавляется автоматическое устройство, которое осуществляет включение резервного питания (от резервного ИП), называемое АВР.

Требования, предъявляемые к АВР:

1. Включение резервного источника должно осуществляться только после отключения рабочего при наличии напряжения на резервном ИП.
2. АВР должно срабатывать при исчезновении питания от рабочего ИП по любым причинам.
3. АВР должно иметь минимальное время действия.
4. АВР не должно срабатывать при перегорании предохранителей в одной из фаз трансформатора напряжения.
5. АВР необходимо иметь устройства для ввода в работу и вывода из нее.
6. У АВР должен быть пусковой орган, контролирующий отсутствие и наличие напряжения.

В результате проектирования системы электроснабжения были приняты к установке автоматические устройства включения резервного питания (АВР) на вновь вводимых в эксплуатацию комплектных трансформаторных подстанциях.

8.4 Автоматическое повторное включение

Устройство автоматического повторного включения необходимо для автоматического восстановления питания потребителей электрической энергии в случае отключения питающей линии устройствами релейной защиты путем повторного включения.

Требования, предъявляемые к АПВ:

1. АПВ должно исключать возможность действия после отключения выключателя персоналом.
2. АПВ должно обеспечивать установленную кратность действия.
3. АПВ должно исключать возможность действия при аварийном отключении выключателя от устройств защиты сразу после его включения персоналом вручную, дистанционно или телемеханически.
4. АПВ обязательно должно быть снабжено устройством автоматического возврата.

В результате проведения реконструкции системы электроснабжения производим установку устройств автоматического повторного включения на выключателях всех линий электропередач напряжением 10 кВ.

8.5 Автоматическая частотная разгрузка

Для отключения части электроприемников при возникновении в питающей энергосистеме дефицита активной мощности сопровождающегося снижением частоты, в целях сохранения генерирующих источников и возможно быстрой ликвидации аварии.

На сегодняшний день существуют три категории частотной разгрузки:

1. АЧР 1 - быстродействующая, имеющая в пределах энергосистемы и отдельных ее узлов различные уставки по частоте срабатывания и предназначенная для прекращения снижения частоты до опасного уровня (47 Гц). Граничные уставки по частоте: верхний предел: не выше $f = 48,5$ Гц, нижний - не ниже 46,5 Гц. Время действия: 0,25 - 0,3 с.

2. АЧРП - с общей уставкой по частоте и различными уставками по времени, предназначенная для подъема частоты после действия АЧР 1 и для предотвращения ее «зависания» на уровне ниже 49 Гц. Единая уставка по частоте обычно принимается равной верхней уставке АЧР 1 или на 0,5 Гц больше. Верхний предел не выше $f = 48,8$ Гц, а в некоторых районах страны - 49,9 Гц.

3. III категория - дополнительная, действующая при возникновении местного глубинного дефицита активной мощности (например, при отделении от энергосистемы энергоемкого потребителя, питаемого местной электростанцией небольшой мощности) и предназначенная для ускорения и увеличения объема частотной разгрузки.

Каждая категория внутри себя имеет и отдельные очереди. Например, в АЧР 1 две последовательные очереди отличаются друг от друга уставками срабатывания очереди АЧР рабочей и резервной линий, блокировка действия устройств автоматического включения резервного питания на низкой стороне и т.д.

9 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТП И ПОДСТАНЦИИ «СМЕЛОЕ»

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным электрическим соединением с заземляющим устройством, которое представляет собой совокупность заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель – проводник или совокупность металлических соединенных между собой проводников, находящихся в соприкосновении с землей. Заземляющим проводником называется проводник, соединяющий заземляемые части заземлителя.

Сопротивление, которое оказывают току заземлитель и грунт, называют сопротивлением растеканию. В практике сопротивлению растекания соответствует термин «сопротивление заземлителя». Сопротивление заземлителя определяется отношением напряжения на заземлителе относительно точки нулевого потенциала к току, стекающему с заземлителя в землю.

Удельное сопротивление грунта зависит от его характера, температуры, содержания в нем влаги и электролитов. Геофизические изыскания верхних слоев земли показали, что электрическая структура грунта в большинстве случаев имеет вид выраженных слоев с различным сопротивлением и практически с горизонтальными границами. В горизонтальном направлении удельное сопротивление обычно изменяется незначительно. В верхнем слое до глубины примерно 3 м наблюдаются заметные сезонные изменения удельного сопротивления, вызываемые изменениями температуры, количества и интенсивности выпадающих осадков и другими факторами. Наибольшее сопротивление имеет место в зимнее время при промерзании грунта и в летнее время при его высыхании. Измерение удельного сопротивления грунта обязательно, чтобы не тратить лишние средства на сооружение заземлений и чтобы не пришлось после сооружения установки осуществлять дополнительные мероприятия по расширению заземляющих устройств. Для получения

достоверных результатов измерение удельного сопротивления следует производить для всех сезонов года. Чаще они проводятся в теплое время года, а увеличение сопротивления при высыхании или промерзании грунта учитывается повышающими коэффициентами.

Искусственные заземлители обычно выполняются из стальных вертикальных электродов (труб, уголков, стержней) с расположением верхнего конца у поверхности земли или ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. При этом способе сопротивление заземления относительно стабильно из-за малости изменения влажности и температуры грунта.

При выборе размеров вертикальных электродов исходят из обеспечения требуемого сопротивления заземлителя при наименьшем расходе металла, механической устойчивости электрода при погружении в грунт, устойчивости к коррозии электродов, расположенных в грунте.

Устойчивость к коррозии электрода в земле в основном определяется его толщиной и площадью поверхности на единицу его длины. Для этих условий наиболее оптимальными являются круглые стержни, имеющие при равных сечениях наибольшую толщину и наименьшую поверхность. Сопротивление растеканию электрода определяется в основном его длиной и мало зависит от поперечных размеров электрода. Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 – 5 м, а электродов из стального уголка 2,5 – 3 м. Применение электродов большей длины целесообразно при высоком сопротивлении грунта и малой площади, отводимой под устройство заземлителя.

Погруженные в грунт вертикальные электроды соединяют стальными полосами или круглой сталью на глубине 0,5 – 0,7 м, приваренными к верхним концам вертикальных электродов. Обычно заземлитель состоит из нескольких параллельно соединенных электродов, расположенных на относительно небольших расстояниях друг от друга.

Сложный заземлитель выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными электродами и сеткой продольных и поперечных заземляющих

проводников. Метод расчета допускает замену сложного заземлителя с примерно регулярным размещением электродов квадратной расчетной моделью при условии равенства площадей размещения заземлителя S_1 , общей длины L_T горизонтальных полос и глубины их заложения t , числа n и длины l_v вертикальных заземлителей.

Произведем расчет заземления подстанции «Смелое».

Определяем площадь используемую под заземлитель (m^2). Для того чтобы исключить возможность прикосновения человека находящегося за пределами подстанции к силовому оборудованию дополнительно вынесем сетку заземлителя на 1,5 метра /13/:

$$S = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot (B + 2 \cdot 1,5), \quad (105)$$

где A - ширина территории подстанции (36 м);

B - длина территории подстанции (45 м).

$$S = (36 + 2 \cdot 1,5) \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) = 1870 \text{ м}^2.$$

Проверка сечения горизонтальных проводников по условиям механической прочности:

$$F_{M.II} = \pi \cdot R^2, \quad (106)$$

где R - радиус провода, принимаем равным 6 мм².

$$F_{M.II} = 3,14 \cdot 6^2 = 113 \text{ мм}^2.$$

Проверка сечения проводников по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{(I_K^{(1)})^2 \cdot t_{P.3}}{400 \cdot \beta}}, \quad (107)$$

где $I_K^{(1)}$ - ток короткого однофазного замыкания (А);

$t_{P.3}$ - время протекания тока КЗ, равное суммарному времени срабатывания релейной защиты, и полного времени отключения выключателя (с);

β - коэффициент термической стойкости (для стали $\beta=21$).

$$F_{T.C} = \sqrt{\frac{720,5^2 \cdot 0,2}{400 \cdot 21}} = 3,52 \text{ мм}^2.$$

Выбранное сечение проверяется по условию коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{СР} \cdot (d_{ПР} + S_{СР}), \quad (108)$$

где $S_{СР}$ - средняя глубина коррозии (мм).

Средняя глубина коррозии определяется по формуле:

$$S_{СР} = a_K \cdot \ln^3 T + b_K \cdot \ln^2 T + c_K \cdot \ln T + d_K, \quad (109)$$

где T - расчетный срок службы заземлителя (240 мес.);

a_K, b_K, c_K, d_K - коэффициенты, зависящие от грунта.

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 7,11 \cdot (12 + 7,11) = 427 \text{ мм}^2.$$

Определим фактическое сечение прутка:

$$F_{\Phi} = F_{КОР} + F_{Т.С}. \quad (110)$$

$$F_{\Phi} = 427 + 3,52 = 430,5 \text{ мм}^2.$$

Из расчетов видно, что фактическое сечение больше сечения определенного по механической прочности. Значит необходимо уточнить радиус прутка:

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{F_{\Phi}}{\pi}}, \quad (111)$$

$$R_{\Phi} = \sqrt{\frac{430,5}{3,14}} = 11,7 \text{ мм.}$$

Фактический радиус принимаем равным 12 мм.

По ниже приведенной формуле произведем расчет общей длины полос заземлителя (м):

$$L_T = \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (B + 2 \cdot 1,5) + \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} \cdot (A + 2 \cdot 1,5). \quad (112)$$

где $l_{П-П}$ - расстояние между полосами, принимаем равным 6 м.

$$L_T = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (45 + 2 \cdot 1,5) + \frac{(45 + 2 \cdot 1,5)}{6} \cdot (36 + 2 \cdot 1,5) = 624 \text{ м.}$$

Определим число горизонтальных полос на стороне A :

$$\frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{П-П}} = \frac{(36 + 2 \cdot 1,5)}{6} = 7.$$

Определим число горизонтальных полос на стороне B :

$$\frac{(B+2 \cdot 1,5)}{l_{п-п}} = \frac{(45+2 \cdot 1,5)}{6} = 8.$$

Определяем длину горизонтальных полос (м), при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} . При этом количество ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1. \quad (113)$$

$$m = \frac{624}{2 \cdot \sqrt{1870}} - 1 = 6 \text{ м.} \quad \text{Определяем длину стороны ячейки (м):}$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{S}}{m}. \quad (114)$$

$$L_{я} = \frac{\sqrt{1870}}{6} = 6,97 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1). \quad (115)$$

$$L = 2 \cdot \sqrt{1870} \cdot (6+1) = 624 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}, \quad (116)$$

где a - расстояние между вертикальными электродами (м);

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{1870}}{12} = 28,83.$$

Принимаем количество вертикальных электродов равным 29.

Рассчитаем импульсное сопротивление заземлителя подстанции с учетом двухслойной модели грунта.

Т.к. место, где расположена подстанция, пойма реки грунты такие: песчанно-глинистые .

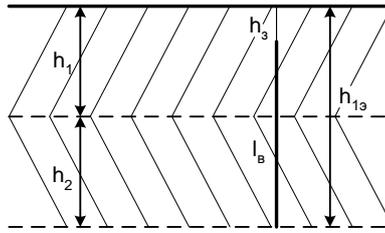


Рисунок 15 – Двухслойная модель грунта

Определяем эквивалентное сопротивление первого слоя (Ом*м):

$$\rho_{1Э} = \frac{h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (117)$$

где $h_{1Э} = l_B + h_3$ - граница разделения слоев двухслойной модели (м);

h_3 - глубина заложения электрода (0,5...0,7 м);

$$\rho_{1Э} = \frac{5+0,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 214,12 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Толщина второго слоя эквивалентной двухслойной модели (м) определяется расчетной глубиной:

$$H_{РАСЧ} = (1,3 \div 1,4) \cdot l_B, \quad (118)$$

$$H_{РАСЧ} = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}.$$

Эквивалентное сопротивление второго слоя (Ом*м):

$$\rho_{2Э} = \frac{H_{РАСЧ} - h_{1Э}}{\sum_1^h \frac{h_i}{\rho_i}}, \quad (119)$$

Эта формула используется при увеличении удельного сопротивления по глубине:

$$\rho_{2Э} = \frac{7-5,7}{\frac{1,3}{80} + \frac{2,7}{270}} = 48,8 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

Для определения эквивалентного удельного сопротивления двухслойного грунта необходимо вычислить:

$$\frac{h_{1Э} - h_3}{l_B} = \frac{5,7-0,7}{5} = 1;$$

$$\frac{\rho_{1Э}}{\rho_{2Э}} = \frac{214,12}{48,8} = 4,38.$$

Из результата расчета данных отношений определяем $\frac{\rho_{ЭКВ}}{\rho_{2Э}} = 3$, откуда

$$\rho_{ЭКВ} = 146,4 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Определим стационарное сопротивление одного вертикального электрода (Ом):

$$R_{ЭВ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot \pi \cdot l_B} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot l_B \cdot (2 \cdot h_3 + l_B)}{d \cdot (4 \cdot h_3 + l_B)}\right), \quad (120)$$

$$R_{ЭВ} = \frac{146,4}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \ln\left(\frac{4 \cdot 5 \cdot (2 \cdot 0,7 + 5)}{0,024 \cdot (4 \cdot 0,7 + 5)}\right) = 35,2 \text{ Ом}.$$

Аналогичная величина для горизонтального электрода:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{ЭКВ}}{2 \cdot l_G} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot l_G}{\sqrt{b \cdot h_3}}\right), \quad (121)$$

где $b = 2 \cdot d$ ширина полосы полосового заземлителя (м).

$$R_{ЭГ} = \frac{146,4}{2 \cdot 43,5} \cdot \ln\left(\frac{1,5 \cdot 43,5}{\sqrt{2 \cdot 0,024 \cdot 0,7}}\right) = 9,8 \text{ Ом}.$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{СТ} = \frac{R_{ЭВ} \cdot R_{ЭГ}}{\eta \cdot (n_B \cdot R_{ЭГ} + n_G \cdot R_{ЭВ})}, \quad (122)$$

где η - коэффициент использования сложного заземлителя учитывающий ухудшение растекание тока молнии из-за взаимного экранирования (0,75).

$$R_{СТ} = \frac{35,2 \cdot 9,8}{0,75 \cdot (29 \cdot 9,8 + 15 \cdot 35,2)} = 0,566 \text{ Ом}.$$

Импульсное сопротивление вертикальных электродов определяется:

$$R_{ИВ} = \alpha_{И} \cdot R_{ЭВ}, \quad (123)$$

где $\alpha_{И}$ - импульсный коэффициент (для одного вертикального электрода 1).

Сложный заземлитель, состоящий из n однотипных элементов (Ом):

$$R_{И} = \frac{R_0}{n \cdot \eta}, \quad (124)$$

где R_0 - сопротивление единичного заземлителя (вертикального или горизонтального);

$$R_{ИВ} = \frac{35,2 \cdot 1}{29 \cdot 0,75} = 1,618 \text{ Ом}.$$

Для горизонтального электрода импульсный коэффициент:

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{L_0 \cdot l_{\Gamma}}{3 \cdot \tau_{\phi} \cdot R_{\text{ЭГ}}}, \quad (125)$$

где τ_{ϕ} - длительность фронта тока молнии ($I_M = 60$ кА $\tau_{\phi} = 2$ мкс);

L_0 - индуктивность заземлителя на единицу длины (мкГн/м):

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{l_{\Gamma}}{r} - 0,31). \quad (126)$$

$$L_0 = 0,2 \cdot (\ln \frac{43,5}{0,01} - 0,31) = 1,61 \text{ мкГн/м};$$

$$\alpha_{II} = 1 + \frac{1,61 \cdot 43,5}{3 \cdot 2 \cdot 9,8} = 2,19;$$

$$R_{II\Gamma} = \frac{9,8 \cdot 2,19}{15 \cdot 0,75} = 1,908 \text{ Ом.}$$

Суммарное импульсное сопротивление заземлителя (Ом):

$$R_{II} = \frac{R_{II\Gamma} \cdot R_{II\text{В}}}{\eta \cdot (n_{\text{В}} \cdot R_{II\Gamma} + n_{\Gamma} \cdot R_{II\text{В}})}, \quad (127)$$

$$R_{II} = \frac{1,908 \cdot 1,618}{0,75 \cdot (29 \cdot 1,908 + 15 \cdot 1,618)} = 0,0517 \text{ Ом.}$$

Полученное значение R_{II} сравнивается с предельно допустимым сопротивлением 0,5 Ом, после чего делаем вывод о приемлемости данного вида заземления.

10 РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПОДСТАНЦИИ «СМЕЛОЕ»

Здания и сооружения или их части в зависимости от назначения, интенсивности грозовой деятельности в районе местонахождения, ожидаемого количества поражений молнией в год должны защищаться в соответствии с категориями устройства молниезащиты и типом зоны защиты. Защита от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов различных типов: стержневых, тросовых, сетчатых, комбинированных (например, тросово-стержневых). Наиболее часто применяют стержневые молниеотводы, тросовые используют в основном для защиты длинных и узких сооружений. Защитное действие молниеотвода в виде сетки, накладываемой на защищаемое сооружение, аналогично действию обычного молниеотвода.

Защитное действие молниеотвода основано на свойстве молнии, поражать наиболее высокие и хорошо заземленные металлические сооружения. Благодаря этому защищаемое здание, более низкое по сравнению с молниеотводом по высоте, практически не будет поражаться молнией, если всеми, своими частями оно будет входить в зону защиты молниеотвода. Зоной защиты молниеотвода считается часть пространства вокруг молниеотвода, обеспечивающая защиту зданий и сооружений от прямых ударов молнии с определенной степенью надежности. Наименьшей и постоянной по величине степенью надежности обладает поверхность зоны защиты; по мере продвижения внутрь зоны надежность защиты увеличивается. Зона защиты типа А обладает степенью надежности 99,5% и выше, а типа Б – 95 % и выше.

Здания и сооружения, относящиеся к I категории, подлежат обязательной молниезащите. Зона защиты должна обладать степенью надежности 99,5% и выше (зона А).

В зависимости от типа, количества и взаимного расположения молниеотводов зоны защиты могут иметь самые разнообразные геометрические формы. Оценка надежности молниезащиты на различных высотах производится проектировщиком, который в случае необходимости уточняет

параметры молниезащитного устройства и решает вопрос о необходимости дальнейшего расчета.

Для защиты подстанции «Смелое» от прямых ударов молнии на территории устанавливаются 4 отдельно стоящих молниеотвода высотой 15 м.

Определим эффективную высоту и радиус основания конической зоны защиты молниеотвода (м) /13/:

$$h_{\text{ЭФ}} = 0,85 \cdot h, \quad (128)$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h, \quad (129)$$

где h - высота молниеотвода (м).

$$h_{\text{ЭФ}1} = h_{\text{ЭФ}2} = h_{\text{ЭФ}3} = h_{\text{ЭФ}4} = 0,85 \cdot 15 = 12,75 \text{ м};$$

$$r_{01} = r_{02} = r_{03} = r_{04} = (1,1 - 0,002 \cdot 15) \cdot 15 = 16,05 \text{ м}.$$

Горизонтальные координаты точек боковой поверхности конуса на высоте защищаемого объекта (м):

$$r_i = r_0 \cdot \left(1 - \frac{h_i}{h_{\text{ЭФ}}}\right) \quad (130)$$

где h_i - высота защищаемого объекта (шинный портал 7 м).

$$r_{i1} = r_{i2} = r_{i3} = r_{i4} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{7}{12,75}\right) = 7,2 \text{ м}.$$

Расчет для молниеотводов одинаковой высоты:

Границы внутренней области защиты (м) определяется по формуле:

$$r_{ci} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cF} - h_i}{h_i}\right), \quad (131)$$

где h_{cF}, r_{c0} - высота и половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли в середине между совместно действующими молниеотводами одинаковой высоты. Определяются по формулам:

$$h_{cF} = h_{\text{ЭФ}} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h) \cdot (L_{M-M} - h). \quad (132)$$

Для расстояния между молниеотводами, лежащем в пределах $2h < L_{M-M} \leq 4h$, половина ширины внутренней зоны защиты на уровне земли между совместно действующими молниеотводами определяется равенством:

$$r_{c0} = r_0 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (L_{M-M} - 2 \cdot h)}{h}\right), \quad (133)$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 2, а также 3 и 4, расстояние между которыми одинаково и равно 36 м.

$$h_{CT} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (36 - 15) = 9,08 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (36 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 14,7 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 14,7 \cdot \left(\frac{9,08 - 7}{9,08}\right) = 3,37 \text{ м}.$$

Рассчитывается участок между молниеотводами 1 и 3, а также между 2 и 4, расстояние между которыми одинаково равно 45 м.

$$h_{CT} = 12,75 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 15) \cdot (45 - 15) = 7,5 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 16,05 \cdot \left(1 - \frac{0,2 \cdot (45 - 2 \cdot 15)}{15}\right) = 12,8 \text{ м};$$

$$r_{ci} = 12,8 \cdot \left(\frac{7,5 - 7}{7,5}\right) = 0,8 \text{ м}.$$

Т.е. была рассчитана зона молниезащиты на уровне земли и на уровне защищаемого объекта.

Все электрооборудование подстанции находится в зоне действия молниеотводов.

Построение зоны действия молниеотводов приведено на графической части дипломного проекта «Заземление и молниезащита ПС «Смелое».

11 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

Тема данной выпускной квалификационной работы электроснабжение села Смелое Амурской области. Т.к. электрические сети в данном случае находятся в заселенной зоне, то необходимо рассмотреть влияние сетей, возможные чрезвычайные ситуации и пути их устранения. В данном разделе проводится обоснование проекта с точки зрения безопасности.

Электроснабжение (СЭС) села Смелое по данному проекту будет осуществляться строительной-монтажной организацией. Поэтому существует необходимость рассмотреть требования к персоналу строительной-монтажных организаций.

Вновь возводимая система электроснабжения села Смелое будет выполнена полностью на основе воздушных линий электропередач. Реконструкция подразумевает: демонтаж существующей сети и монтаж спроектированной сети (монтаж опор, арматуры, изоляции и СИП). Данные работы связаны с подъемом рабочих на высоту, применением грузоподъемных механизмов, а значит эти работы повышенной опасности. В связи с этим ниже будут рассмотрены меры безопасности при монтаже и ремонте воздушных линий

11.1 Требования к персоналу строительной-монтажных организаций

Строительной-монтажные, ремонтные и наладочные работы на территории организации - владельца электроустановок должны производиться в соответствии с договором или иным письменным соглашением со строительной-монтажной (ремонтной, наладочной) организацией (СМО), в котором должны быть указаны сведения о содержании, объеме и сроках выполнения работ.

Перед началом работ СМО должна представить список работников, которые имеют право выдачи нарядов и быть руководителями работ, с указанием фамилии и инициалов, должности, группы по электробезопасности.

Работники электромонтажных организаций при поступлении на работу и периодически должны проходить медицинское освидетельствование.

Строительно-монтажные, ремонтные и наладочные работы на территории организации должны проводиться по наряду-допуску, выдаваемому ответственными работниками СМО.

Нахождение посторонних лиц, а также работников в нетрезвом состоянии на территории монтажной площадки запрещается.

Электромонтажные работы в электроустановках разрешается производить лицам не моложе восемнадцати лет, которые прошли:

- соответствующее медицинское освидетельствование;
- вводный инструктаж;
- обучение безопасным методам труда;
- проверку знаний с получением соответствующей группы по электробезопасности;
- первичный инструктаж;
- стажировку в течение первых трёх-десяти смен под наблюдением опытного специалиста. Эти лица должны получить допуск к самостоятельной работе.

Все лица, выполняющие электромонтажные работы, должны быть обеспечены спецодеждой, спецобувью и средствами индивидуальной защиты в соответствии с характером и условиями работы на основании типовых отраслевых норм.

Все лица, находящиеся на строительно-монтажной площадке, обязаны носить защитные каски и без них, а также других средств индивидуальной защиты к выполнению работ не допускаются.

На каждом объекте монтажа должны быть аптечка с медикаментами и другие средства для оказания доврачебной помощи пострадавшим от поражения электрическим током и при других несчастных случаях.

11.2 Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии

Безопасность при монтаже и ремонте воздушной линии электропередачи определены в соответствии /1/.

На территории села Смелое, где выполняются работы по монтажу и

ремонту воздушных линий электропередачи, опасные для окружающих, следует вывешивать предупредительные плакаты, устанавливая ограждения, назначать дежурных. Все рабочие места на строительной площадке должны быть в темное время достаточно освещены.

Все монтажные работы вблизи токоведущих частей (действующие ВЛ) должны производиться при снятом напряжении.

Работы по монтажу и ремонту воздушных линий электропередачи связаны с подъемом людей и материалов на значительную высоту, с применением грузоподъемных машин и механизмов, а так же приспособлений, облегчающих труд рабочих-монтажников и обеспечивающих безопасные условия работы. Кроме того, механизация электромонтажных работ играет важную роль в повышении производительности труда, в сокращении сроков монтажа, обеспечивает высокое качество работ. Отсюда возникает опасность травмирования в случаях падения с конструкций опор, ушибов и ранений, а также не исключено поражение током молнии при работе во время грозы или наведенным напряжением от соседних ВЛ.

Как правило, подъем и опускание одностоечных опор ВЛ производится с помощью стреловых грузоподъемных кранов.

ВЛ сооружаемые по данному проекту по всей длине проходят в населенной сельской местности, поэтому руководитель работ должен обеспечить охрану строительной-монтажной площадки таким образом, чтобы на участке производства работ никто из посторонних не находился.

При раскатке голого провода с барабана во избежание ранения рук необходимо надевать брезентовые рукавицы.

Т.к. линии электропередачи проходят по улицам села Смелое и будут пересекать проезжие части, не допускается проход людей и проезд транспортных средств во время подъема проводов на опоры ВЛ.

При указанных выше работах, когда требуется временно приостановить движение транспорта либо на время его движения приостановить работы на ВЛ, работник, выдающий наряд, должен вызвать на место работ представителя

службы движения транспортных магистралей. Этот представитель должен обеспечить остановку движения транспорта на необходимое время или предупредить линейную бригаду о приближающемся транспорте. Для пропуска транспорта провода, мешающие движению, должны быть подняты на безопасную высоту.

При работах на участках пересечения ВЛ автомобильных дорог для предупреждения водителей транспорта или для остановки, по согласованию с Государственной инспекцией по безопасности дорожного движения МВД России (ГИБДД), его движения производитель работ должен выставить на шоссе или дороге сигнальщиков.

При необходимости должен быть вызван представитель ГИБДД.

При монтажных и наладочных работах на ВЛ возникает необходимость расчистки трассы от деревьев. Ниже будут рассмотрены требования безопасности при расчистке трассы от деревьев. При этом трасса где будет производиться валка деревьев должна быть освобождена от посторонних лиц. Это особо актуально т.к. рассматриваемой местностью является село Смелое.

Работы по расчистке трассы ВЛ от деревьев выполняются по наряду или распоряжению.

Производитель работ должен перед началом работы предупредить всех членов бригады об опасности приближения сваливаемых деревьев, канатов и т.п. к проводам ВЛ.

Во избежание падения деревьев на провода до начала рубки должны быть применены оттяжки.

Не допускается валить деревья без подпила или подруба, а также делать сквозной пропил дерева. Наклоненные деревья следует валить в сторону их наклона, но при угрозе падения деревьев на ВЛ их валка не разрешается до отключения ВЛ.

Не допускается в случае падения дерева на провода приближаться к нему на расстояние менее 8 м до снятия напряжения с ВЛ.

О предстоящем падении сваливаемого дерева пильщики должны

предупредить других рабочих. Стоять со стороны падения дерева и с противоположной стороны не разрешается.

Перед валкой гнилых и сухостойных деревьев необходимо опробовать их прочность, а затем сделать подпил. Не допускается подрубать эти деревья.

Не допускается групповая валка деревьев с предварительным подпиливанием и валка с использованием падения одного дерева на другое. В первую очередь следует сваливать подгнившие и обгоревшие деревья.

Не допускается оставлять не поваленным подрубленное и подпиленное дерево на время перерыва в работе или при переходе к другим деревьям.

11.3 Меры безопасности при монтаже кабельных линий

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и тому подобное), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Разгрузку и перекачивание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и его прокладку необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекачивания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекачки прочно закрепить конец кабеля.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма – оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

Прокладку кабеля на высоте в кабельных галереях и эстакадах следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

- перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка огнем запрещается;
- открытый люк колодца ограждают или устанавливают возле него предупредительный знак;
- запрещается разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу – все эти операции следует делать только снаружи;

- расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых емкостях, прикрепляемых к стальному тросу на карабине.

Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных емкостях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

11.4 Чрезвычайные ситуации и пожарная безопасность

Категорийность помещений нормируется в соответствии с ГОСТом

Кабельные туннели галереи и эстакады относятся к категории В2. Здания ПДУ относятся к категории В1. Открытое распределительное устройство и трансформаторная площадка относятся к категории Б.

В состав сооружений, подлежащих противопожарной защите, входят:

- здания с электрооборудованием, электропомещениями, кабельными коридорами, помещениями маслоохладителей главных трансформаторов;
- трансформаторная площадка;
- блок монтажной и перегрузочной площадок с электропомещениями;
- открытые распределительные устройства напряжением 110 кВ со зданием щитового блока и зданием трансформаторной мастерской, маслохозяйства и компрессорной;
- кабельный туннель, состоящий из двух кабельных и одного общеподстанционного отсеков и вертикальная кабельная шахта, соединяющая здание подстанции с открытыми распределительными устройствами;

На указанных объектах предусмотрено наружное и внутреннее пожаротушение через гидранты и пожарные краны.

Кроме этого, предусмотрены установка автоматического пожаротушения, распыленной водой для основного электротехнического оборудования (трансформаторы, реакторы) и кабельных помещений (кабельные коридоры, тоннели и шахты, подпультное помещение, подщитовое помещение щитового блока ОРУ).

Во всех зданиях подстанции должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящих “Правил пожарной безопасности” и “Инструкции о мерах пожарной безопасности в административных и служебных зданиях АО “ЕЭС России”.

В зданиях ЗРУ и диспетчерском пункте предусматриваются два эвакуационных выхода, что соответствует требованиям СНиП 2.01.02-85 и СНиП 2.09.02-85. На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, должны быть установлены указатели для выхода персонала. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания.

Открытый склад масла выполнен в виде металлических баков на бетонных фундаментах. Склады масла огорожены несгораемым ограждением высотой 2м Согласно “Норм технологического проектирования станций и подстанций с высшим напряжением 35 – 750 кВ” (ОНТП – 78) для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии выполняются маслоприемники, молниеотводы, маслосборник. Бортовые ограждения маслоприемников выполняются по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой 150 мм над землей [8].

Разлившееся масло из баковых помещений отводится в специальную бетонную емкость с последующей откачкой насосами в цистерны. Разлившееся масло и вода при пожаротушении главных трансформаторов

отводятся в маслоуловитель, масло откачивается в передвижные цистерны насосом. Отвод масла и воды из-под маслonaполненного оборудования на площадке ОРУ производится в маслоуловитель, откуда вода сливается самотеком за пределы площадки, масло откачивается в автоцистерну.

В кабельных туннелях на площадке ОРУ для сбора воды предусмотрены приемники, из которых откачка производится переносными насосами.

Необходимость тушения пожара на элементах оборудования, находящегося под напряжением до 0,4 кВ, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы.

При возникновении пожара начальником смены станции выдается письменный допуск на тушение энергетического оборудования под напряжением до 0,4 кВ, которое рекомендуется оформлять заранее с учетом требований оперативных карточек пожаротушения и хранить на щите управления.

Оборудование, не защищенное автоматическими установками пожаротушения, допускается тушить с использованием имеющихся в наличии огнетушащих средств и принятием необходимых мер безопасности лицами, принимающими участие в тушении.

Оборудование подстанции, находящееся под напряжением выше 0,4 кВ перед допуском к тушению пожара, должно быть обесточено.

Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением, до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществить заземление

пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 27. Допускается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов-изготовителей.

Таблица 27 - Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением

Напряжение, кВ	Безопасное расстояние до электроустановки	Вид огнетушителей
до 10 кВ до 0,4 кВ	не менее 1 метра не менее 1 метра	углекислотные хладоновые

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персонал энергопредприятий обязан выполнять следующие требования:

- работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;

- находится на безопасном расстоянии до электроустановок;
- заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Запрещается:

- самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;
- осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;
- использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах

(тренажерах) для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением.

Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий, а затем заносятся в план пожаротушения (оперативные карточки) [23].

Неотъемлемой частью СЭС с. Смелое являются трансформаторные подстанции, которые являются объектами повышенной пожарной опасности. При этом они находятся на территории населенного пункта.

Наиболее опасной чрезвычайной ситуацией, случившейся в системе электроснабжения села Смелое, может быть пожар на ТП. На территории села расположены 9 ТП, значит грамотные и четкие действия работников организации владельца сетей и пожарной бригады при возникновении и тушении пожаров на трансформаторных подстанциях являются актуальной проблемой.

При возникновении и тушении пожаров на ТП рассматриваемой сети необходимо прибегнуть к следующим действиям /4/:

Первый, заметивший возгорание, обязан немедленно сообщить об этом в пожарную охрану с. Смелое и старшему по смене энергообъекта, после чего он должен приступить к тушению пожара имеющимися средствами.

Старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан определить место пожара, возможные пути его распространения, угрозу действующему электрооборудованию и участки электрической схемы, оказавшиеся в зоне пожара.

После определения очага пожара, старший по смене лично или с помощью дежурного персонала обязан проверить включение автоматической (стационарной) системы пожаротушения, создать безопасные условия персоналу и пожарным подразделениям для ликвидации пожара (отключение оборудования, снятие напряжения, слив масла), приступить к тушению пожара силами и средствами подстанции и выделить для встречи пожарных

подразделений лицо, хорошо знающее расположение подъездных путей и источников воды.

До прибытия первого пожарного подразделения руководителем тушения пожара является старший по смене энергопредприятия, руководитель объекта. Старший командир пожарного подразделения по прибытии на пожар принимает на себя руководство тушением пожара.

Отключать присоединения, на которых горит оборудование, может дежурный персонал без предварительного получения разрешения вышестоящего лица, осуществляющего оперативное руководство, но с последующим уведомлением его о произведенном отключении.

Пожарные подразделения могут приступить к тушению пожара после инструктажа, проведенного старшим из технического персонала, и получения от него письменного разрешения на тушение пожара.

11.5 Порядок приемок электроустановок в эксплуатацию

Смонтированное электрооборудование должно быть принято в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами /3/.

Вновь сооружаемые электроустановки и установленное в них электрооборудование должны быть подвергнуты приемо-сдаточным испытаниям и вводятся в промышленную эксплуатацию только после приемки их приемочными комиссиями согласно действующим положениям /3/ .

Перед приемкой в эксплуатацию электроустановок должны быть проведены:

- приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем электроустановок;
- в период строительства и монтажа зданий и сооружений - промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ.

Приемо-сдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны быть проведены подрядчиком (ген-подрядчиком) по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой электроустановке.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до приемки электроустановок в эксплуатацию.

Для принятия в эксплуатацию смонтированных ВЛ данной системы электроснабжения необходимо произвести:

- проверку изоляторов;
- проверку соединений проводов;
- измерение сопротивления заземления опор.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения выпускной квалификационной работы на тему электроснабжение села Смелое основные задачи, поставленные в задании, выполнены. Данный проект разработан на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранная схема распределительной сети обеспечивает надежную передачу потоков мощности и дает возможность обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей при выводе в ремонт любого из элементов, и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование ПС устойчиво к действию токов КЗ, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

Кроме того, были выбраны устройства релейной защиты и автоматики на ПС, что обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

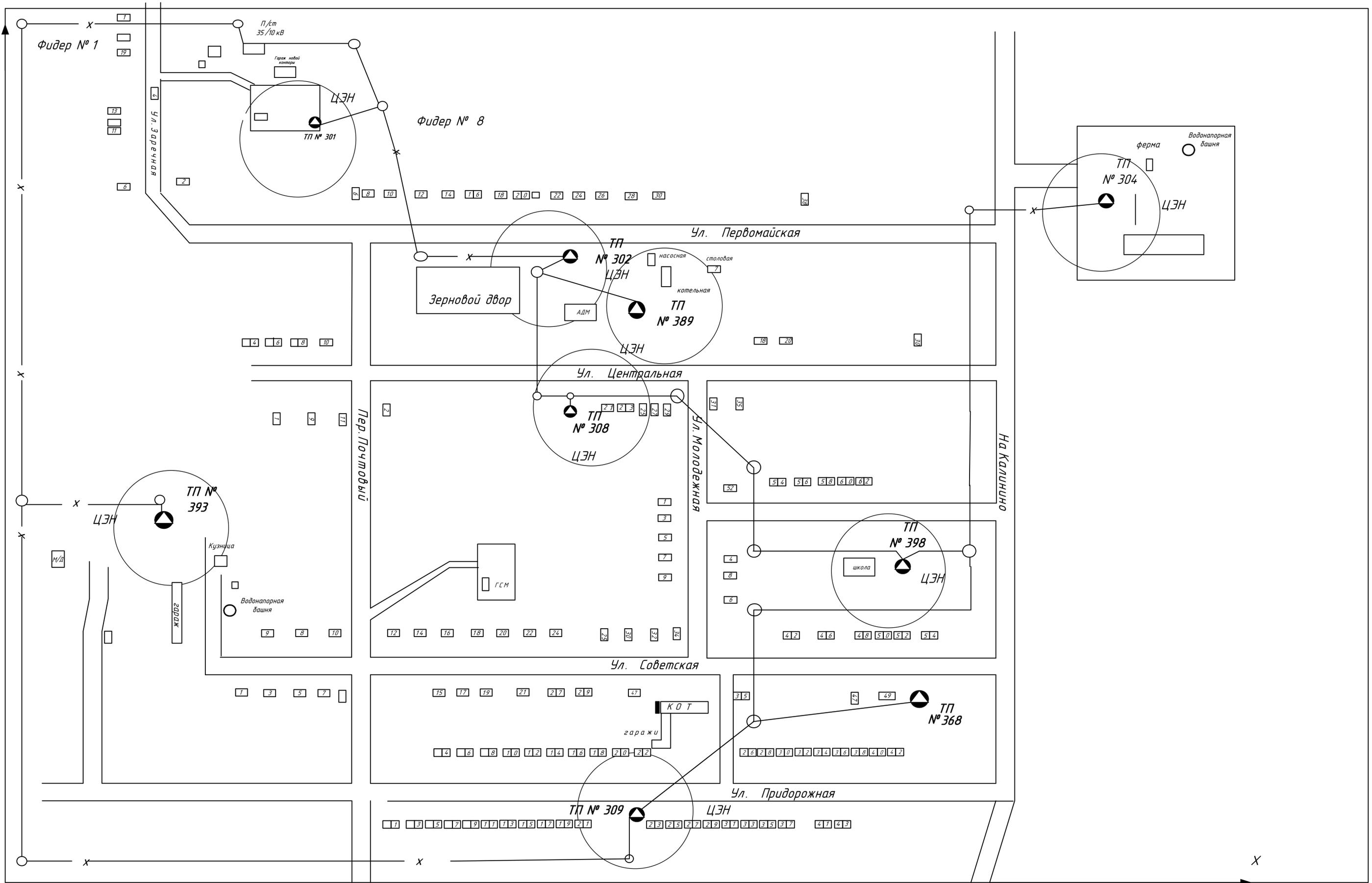
- 1 Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения / Ю.Г. Барыбин.- М.: Энергоатомиздат, 1990.
- 2 Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов/ В.И. Идельчик. М.: Энергоатомиздат.-1989.-587 с.
- 3 Козлов В. А.Электроснабжение городов/В.А.Козлов. -Ленинград.: Энергия, 1988/ - 264 С.
- 4 Козлов В.А. Справочник по проектированию электроснабжения городов/ В.А. Козлов, Н.И. Билик, Д.Л. Файбисович –Л.: Энергоатомиздат, 1986. - 256с
- 5 Кривошеин А.Д., Роев Н.Н. Экология и БЖД: Учеб. пособие для вузов. М.: ЮНИТИ-ДАНА, 2000.-447с.
6. Емельянцеv А. Релейная защита сетей. Ступени селективности // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 48-49.
7. Неклепаев Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Неклепаев Б.Н., Крючков И.П.- М.: 1989.-601 с.
- 8 Правила устройства электроустановок. – 7–е изд., с измен., дополн. – М.: НЦ ЭНАС, 2001.
9. Рожкова Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций /Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-648 с.
10. РД34.20.185-94. Инструкция по проектированию городских электрических сетей. - Взамен Инструкции по проектированию городских и поселковых электрических сетей, ВСН 97-83; Введ.с 01.01.95. с изменениями на 1999. – М.: Министерство топлива и энергетики Российской Федерации, 1995. – 25с
11. Староверов В. Самонесущая система изолированных проводов. Аналитический обзор рынка арматуры // Новости электротехники. – 2006. – №4. С. 81-84.

12. РД 153-34.3-35.125-99. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозовых и внутренних перенапряжений.- Л.: Издательство ПЭИПК, 1999.-353 с.
13. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. -М.: Издательство НЦЭНАС, 2001.-152 с.
14. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению. Т2. Электрооборудования /под. общ. ред. А. А. Федорова.: Энергоатомиздат, 1987.-592 с.
15. Федоров А.А. Учебное пособие для курсового дипломного проектирования /А.А. Федорова, Л.Е. Старкова.-М.: Энергоатомиздат, 1987.-368 с.
16. Электротехнический справочник. Т 3. Кн. 1. /В.Г.Герасимов, А.Ф. Дьяков, Н.Ф. Ильинский, А.И.Попова.- М.: МЭИ, 2002. – 964 с.
17. Экономика промышленности: Учеб. пособие для вузов. Кн. 1, 2, 3. РАО "ЕЭС России"/ Н.Н. Кожевников, Т.Ф. Басова, Н.С. Чинакаева и др. / Под ред. А.И. Барановского, Н.Н. Кожевникова, Н.В. Пирадовой. –М.: Издательство МЭИ, 1998 – 368 с
18. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебник для вузов. – М.:Энергоатомиздат, 1995. – 416 с.
19. СО 34.20.611 – 2003. Нормативы затрат на ремонт в процентах от балансовой стоимости конкретных видов основных средств электростанций. Введ. 01.03.04. – М.: РАО «ЕЭС России», 2003. – 65 с.
20. Нормативно – техническая документация на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно – промышленных ВЛ 0,38 кВ с проводами АМКА – М., АООТ «Фирма по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электростанций и сетей ОРГРЭС», 1998г.
21. Судаков Г.В., Т.А. Галушко. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем

электроснабжения объектов. Учебное пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006.

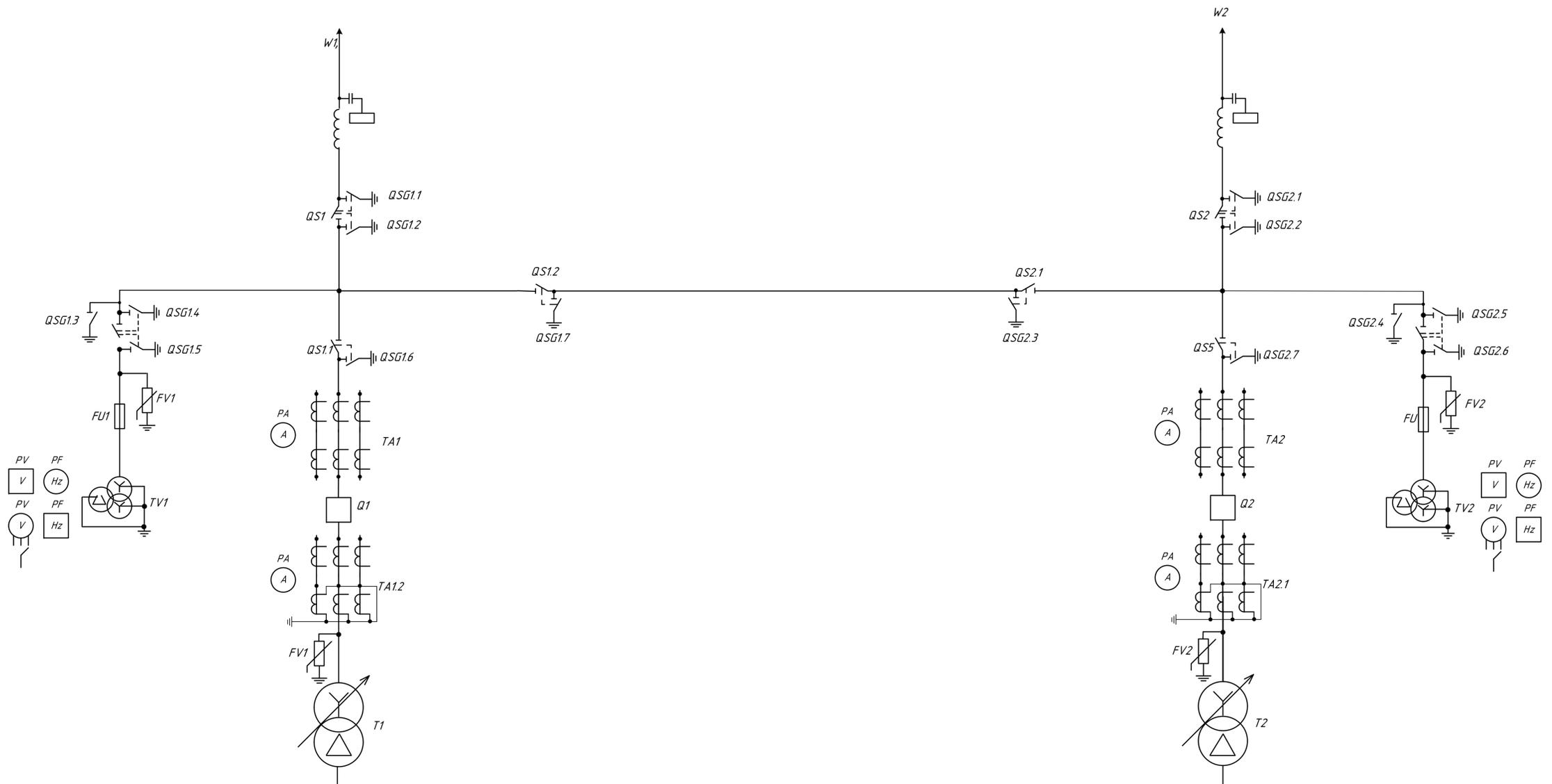
22. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. Справочник: учеб. пособие. – М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2006. – 480 с.

23. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.: ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.



				ВКР.124.023.13.03.02.СХ			
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	План электроснабжения и картограмма нагрузок с.Смелое		
Разраб.	СА	Бредникова					
Провер.	ПП	Проценка					
Н. Контр.	А.Г.	Ротачева			Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района Амурской области, с центром питания подстанция 35/10 кВ		
Утв.	Н.В.	Сабина					
					Лит	Масса	Масштаб
					АмГУ, кафедра энергетики		

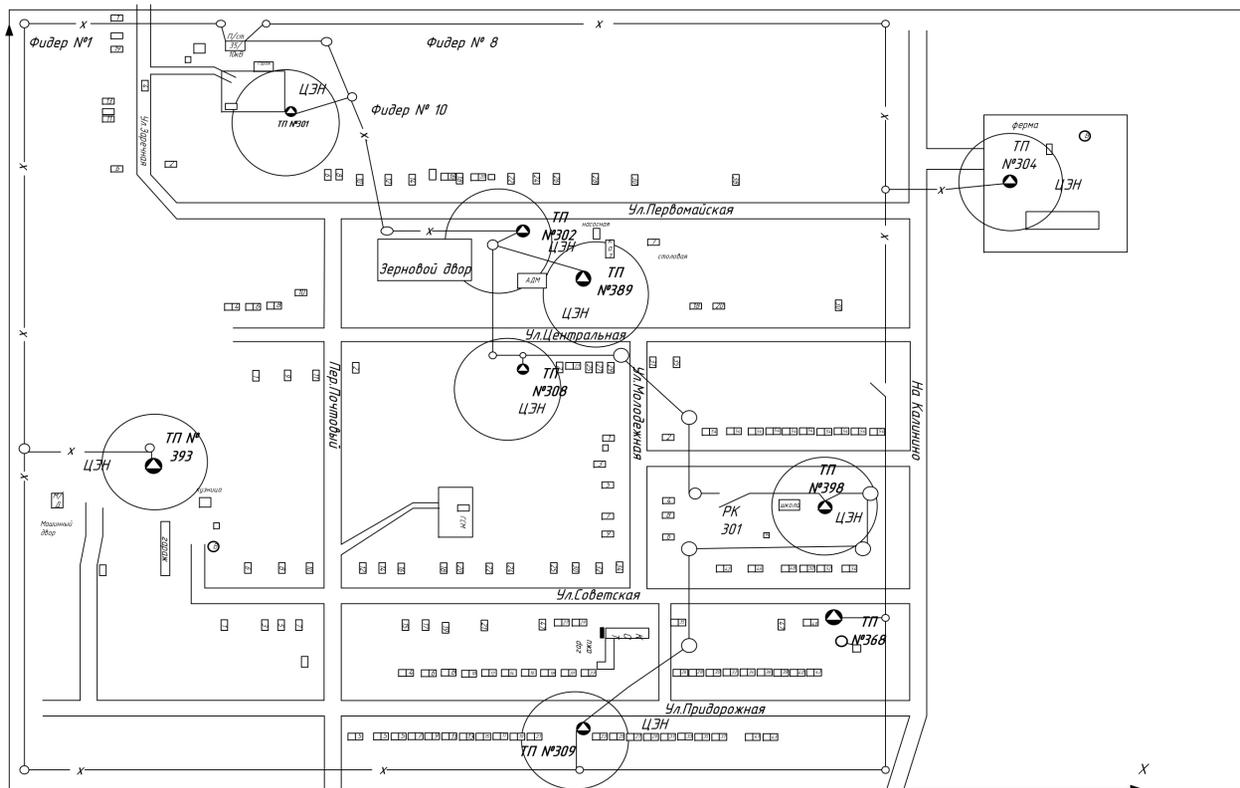
АС-50/8
Оборудование ВЧ связи
РНДЗ-1(2)-35/1000/П1Н-110-У1
РНДЗ-1(2)-35/1000/П1Н-110-У1
РНДЗ-1(2)-35/1000/П1Н-110-У1
ТОЛ 35 БИ
ЭНОМ-35
ВГБ-35/УХ/11
ТВ - 35 - II - 150/5
ОПН-П1-35/40,5/10/ЗУХ/11
Т-1 ТМН-4000/35/10
Т-2 ТМН-4000/35/10



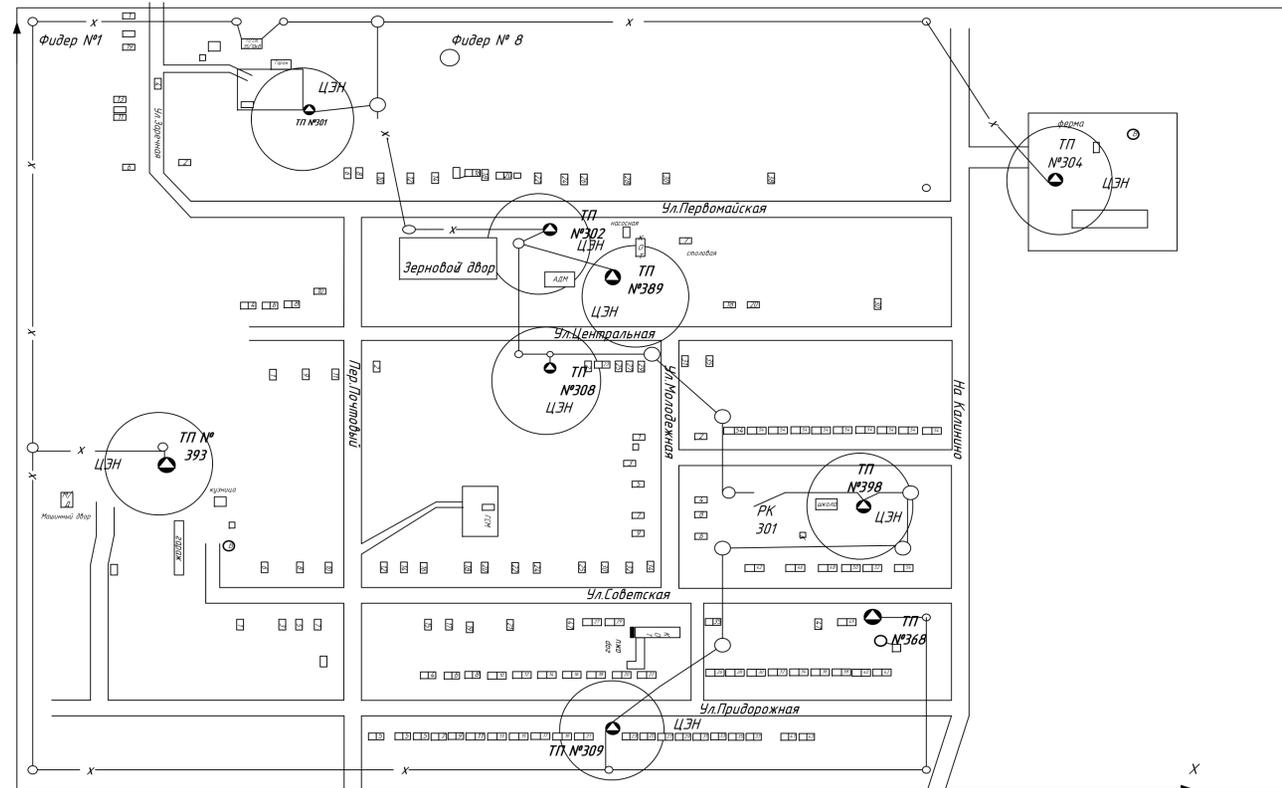
№ шкафа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СШ-10 кВ	1 секция								2 секция						
КРУН-10 кВ															
Назначение	ТП 309	ТП 398	ТП 368	Трансформатор собственных нужд №1	ТП 308	ТП 393	Трансформатор напряжения	Секционный выключатель		ТП 389	ТП 302	Трансформатор собственных нужд №2	ТП 304	ТП 301	Трансформатор напряжения
Выключатель, предохранитель	LF10 ПК-10/20	LF10 ПК-10/40	LF10 ПК-10/20	ПКТ101-10-5-12,5 УЗ	LF10 ПК-10/40	LF10 ПК-10/40	ПКН-10У3	LF10		LF10 ПК-10/20	LF10 ПК-10/40	ПКТ101-10-5-12,5 УЗ	LF10 ПК-10/20	LF10 ПК-10/20	ПКН-10У3
ТТ, ТН	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ЭНОЛ-09-10.02	ТОЛ-10-1-У2 30/5		ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У3	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ТОЛ-10-1-У2 30/5	ЭНОЛ-09-10.02

ВКР.124.023.13.03.02.СХ			
Изм.	Лист	№ докумен	Подп.
Разраб	Бревныков С.А.		
Провер	Проценка П.П.		
Н. Контр	Ротачева А.Г.		
Утвержд	Савина Н.В.		
Однoлинейная схема подстанции «Смелое» 35/10 кВ			
Литера	Масса	Масштаб	
Д			
Лист 2		Листов 6	
Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района Амурской области с изменением питания подстанции. Станция 35/10 кВ			
АМГУ Кафедра энергетики			

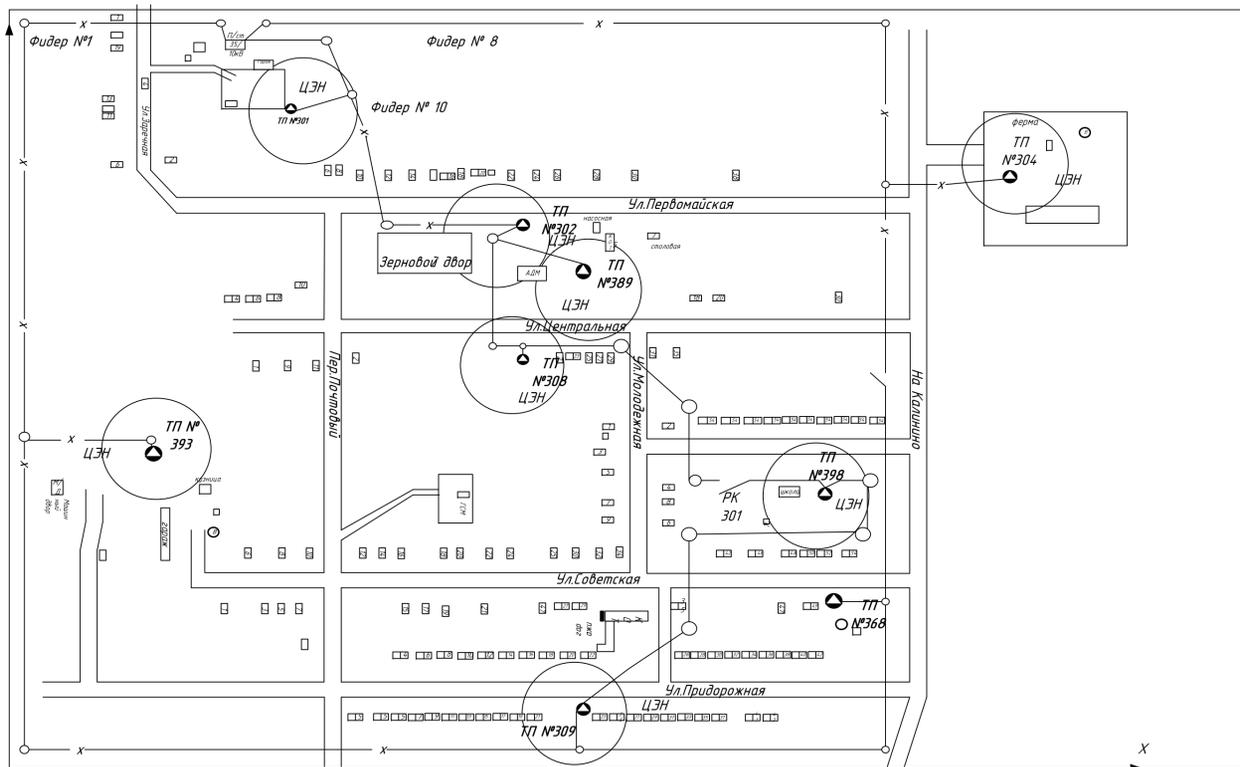
Вариант 1



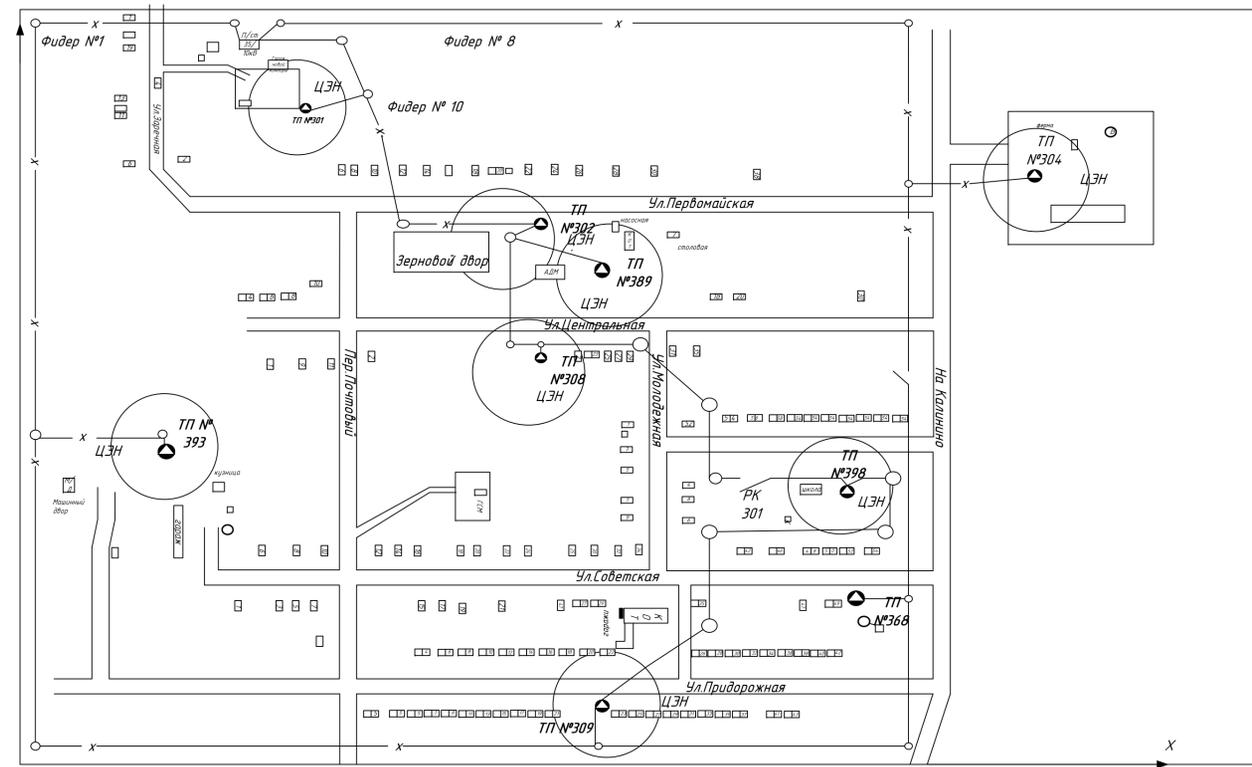
Вариант 2



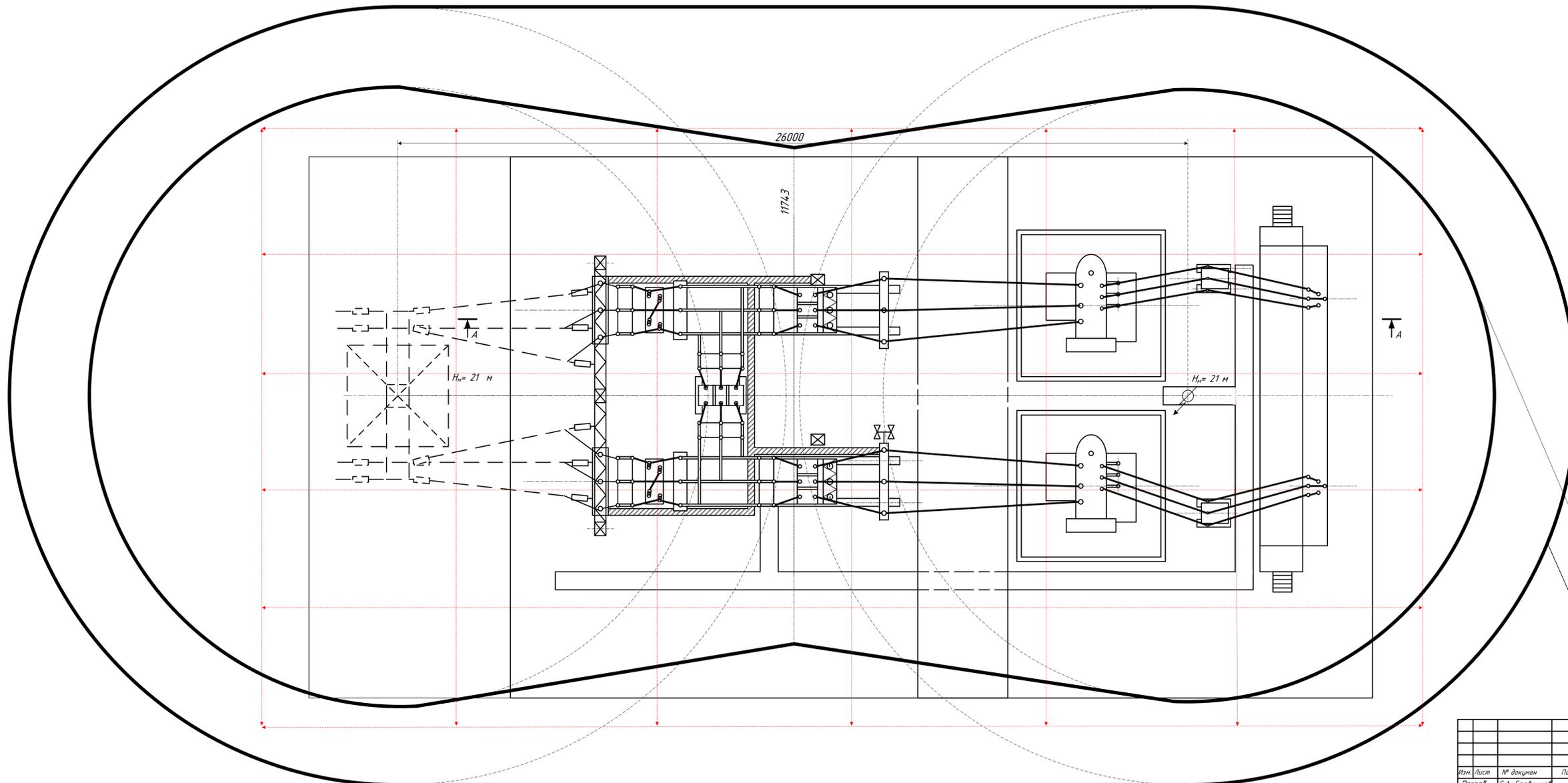
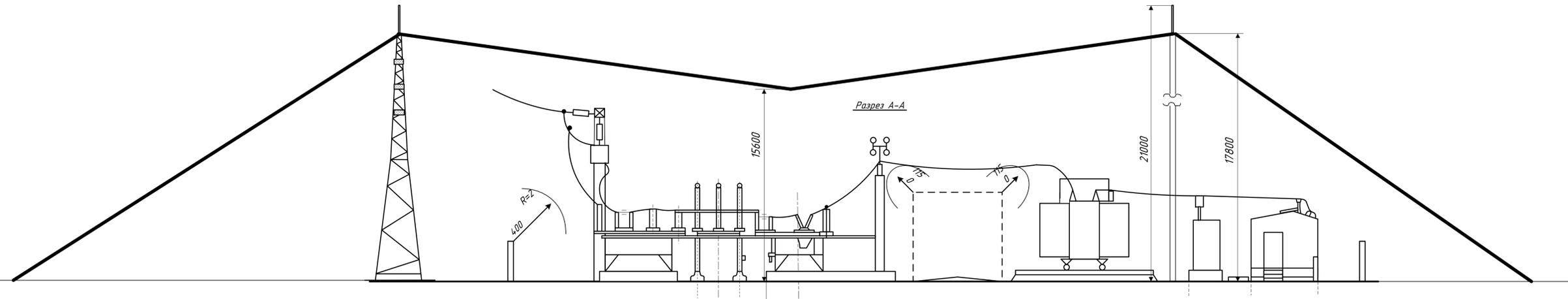
Вариант 3



Вариант 4



				ВКР.124.023.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Варианты электроснабжения поселка 10кВ	Лист	Масса	Масштаб
Разраб.	СА	Бредникова						1:750
Провер.	ПП	Проценко				Лист 3	Листов 6	
Т. Контр.								
Н. Контр.	А.Г.	Ротачева			Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района Амурской области, с центром питания подстанция «Енисей-35/10 кВ»			АМГУ Кафедра энергетики
Утв.	Н.В.	Сабина						



Зона защиты на высоте

Радиус зоны защиты на уровне земли

				ВКР.124.023.13.03.02.СХ		
Изм	Лист	№ докумен	Подп.	Дата	Лист	Масштаб
Разраб	С.А. Бревнико				4	1:100
Провер	П.П. Проценко				Лист 4	Листов 6
И. Контр.	А.Г. Ротачева				АМГУ	
Утв.	Н.В. Савина				Кафедра Энергетики	
				Реконструкция системы электропитания Октябрьского района Амурской области, с центром питания подстанции «Смелое» 35/10 кВ		

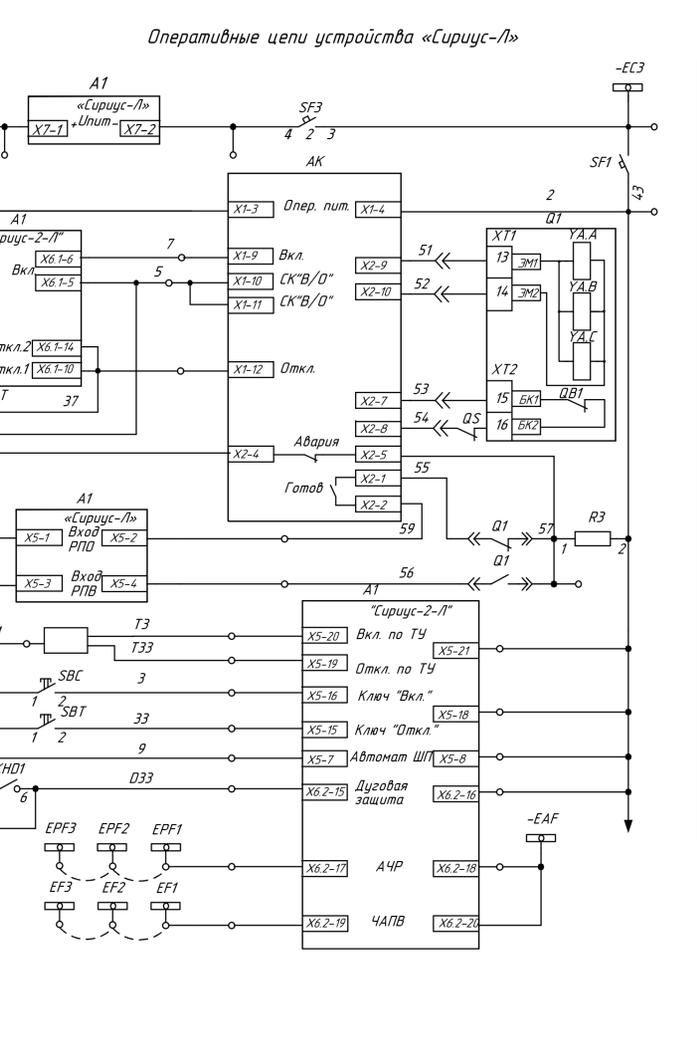
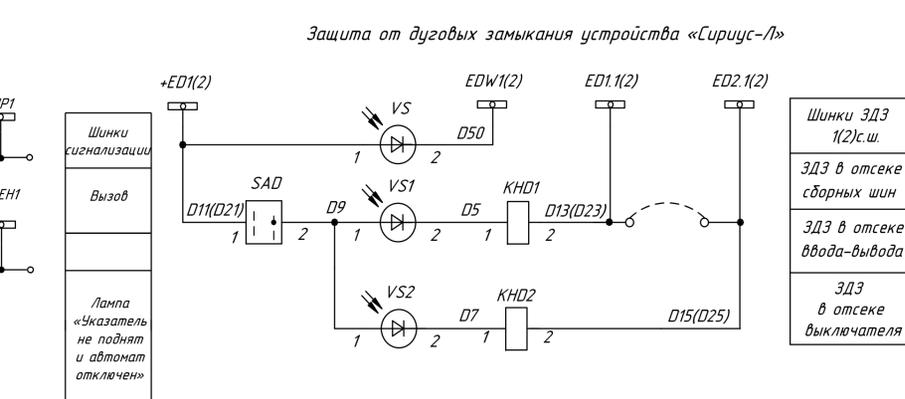
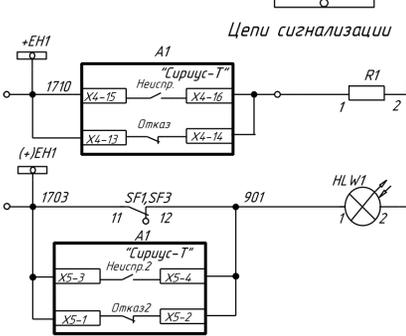
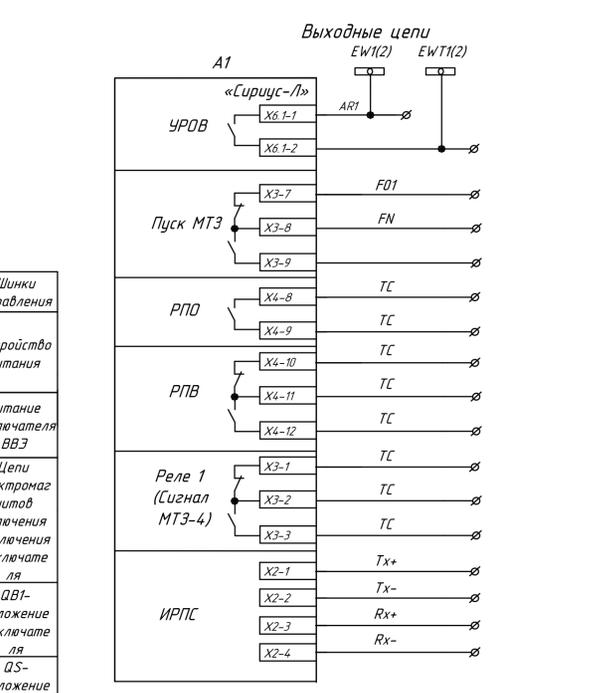
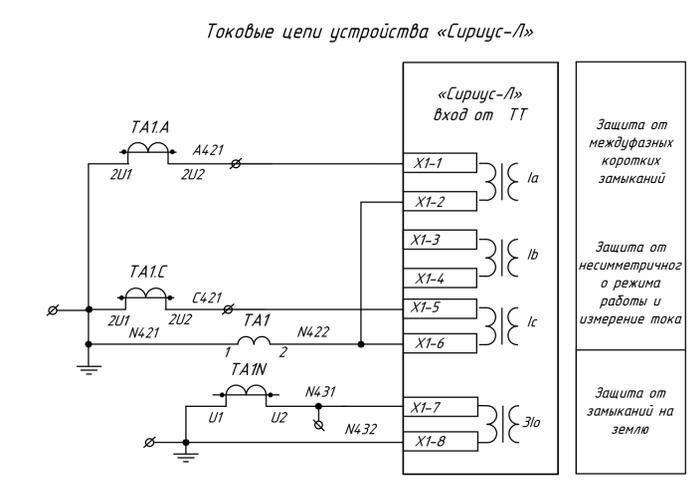
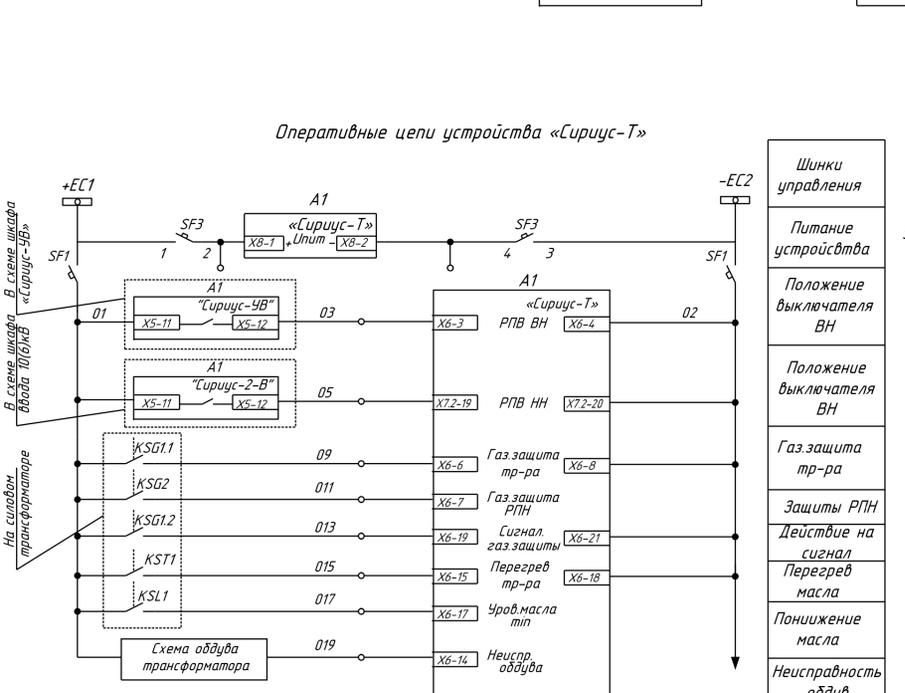
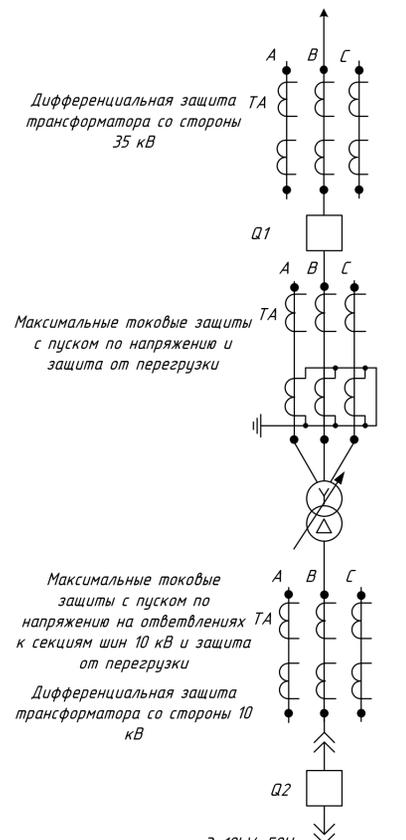
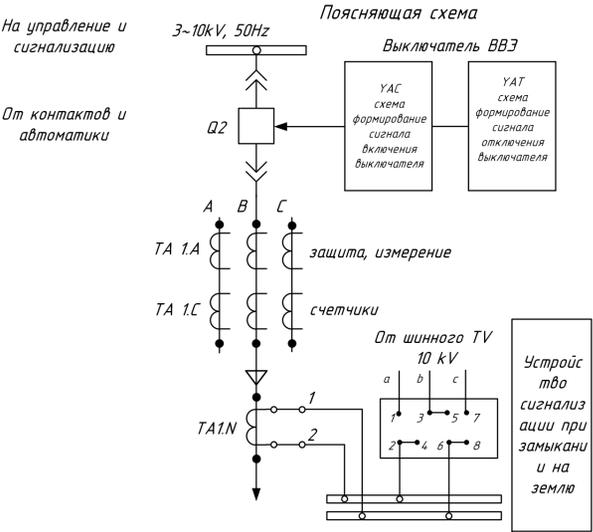
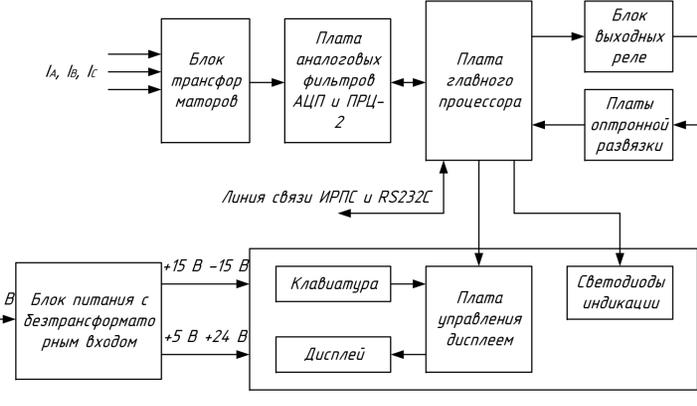
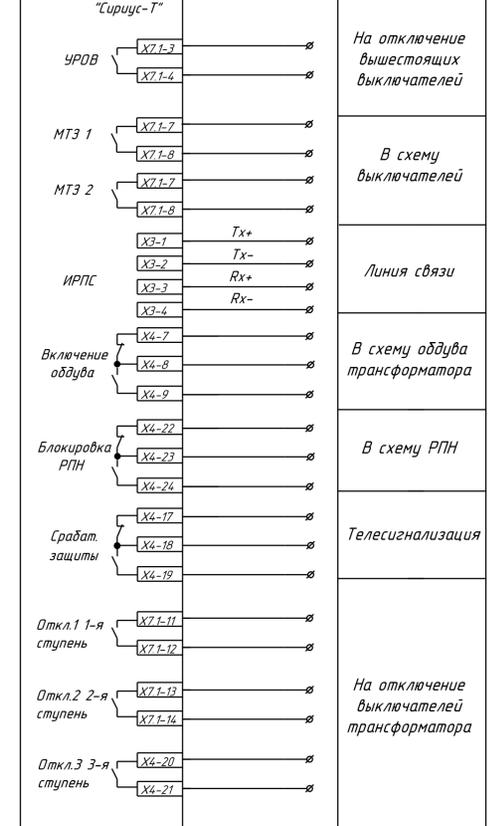
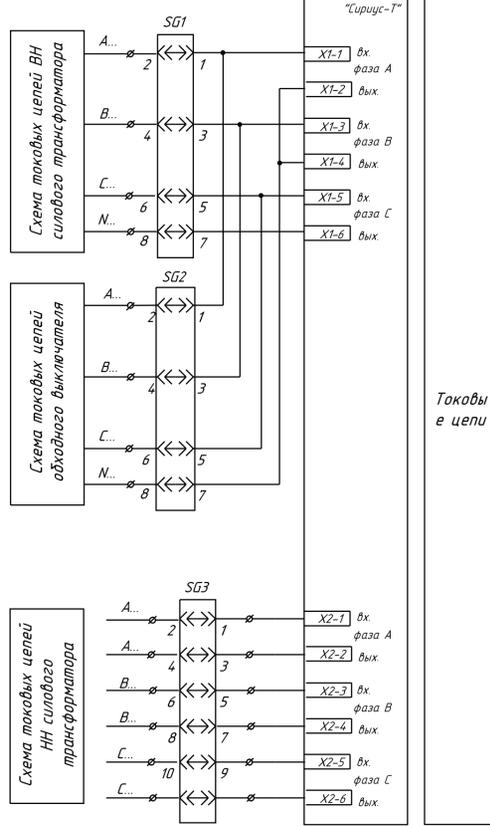
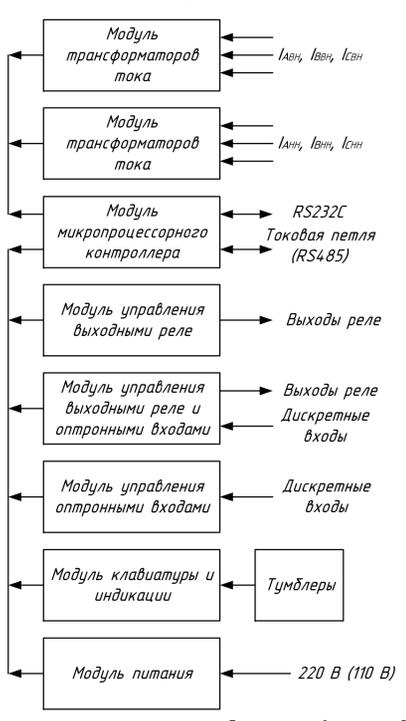
Структурная схема устройства «Сириус-Т»

Токовые цепи устройства «Сириус-Т»

Выходные цепи устройства «Сириус-Т»

Структурная схема устройства «Сириус-Л»

Поясняющая схема



- Шинки управления
- Устройство питания
- Питание выключателя ВВЭ
- Цепи электромагнитов включения выключателя
- Положение выключателя
- РПН
- РПВ
- Реле 1 (Сигнал МТЗ-4)
- ИРПС
- Команда
- Контроль автомата
- Действие линии
- Команды АЧР
- Команды ЧАПВ

АЧР – автоматическая частотная разгрузка
 АПВ – автоматическое повторное включение
 ЗДЗ – защита от дуговых замыканий
 МТЗ – максимальная токовая защита
 РПВ – реле положения выключателя «включено»
 РПО – реле положения выключателя «отключено»
 УРОВ – устройство резервирования отката выключателя
 ЧАПВ – частотное автоматическое повторное включение
 ИРПС – линия связи, цифровой интерфейс токовая петля, для последовательной передачи данных

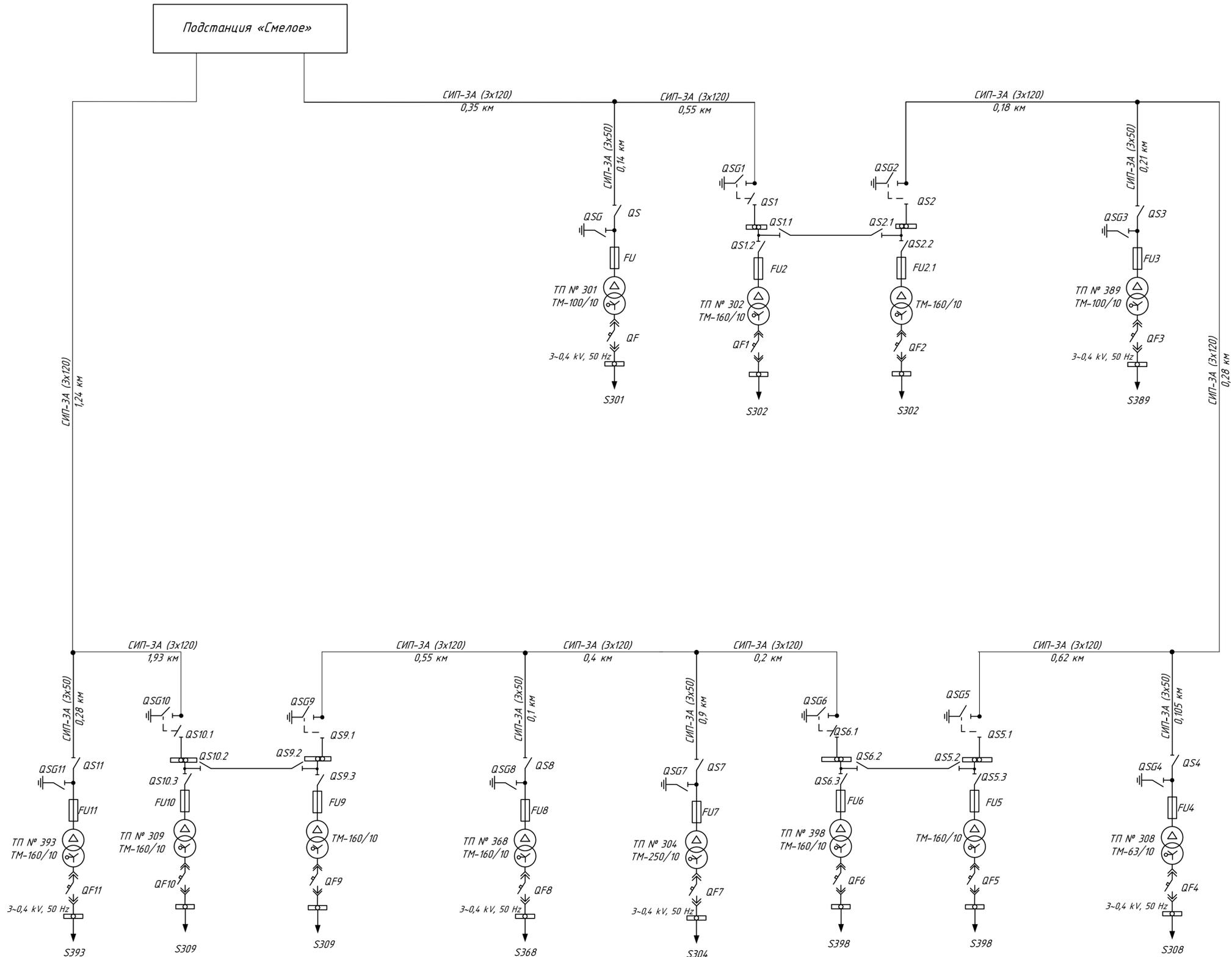
				ВКР.124.023.13.03.02.СХ				
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	Защита трансформатора 35/10 кВ и линии 10 кВ на основе микропроцессорной защиты «Сириус»	Литера	Масса	Масштаб
Разраб.	С.А. Бредникова					Лист 5	Листов 6	
Провер.	Л.П. Проценко							
Рецензент					Реконструкция системы электроснабжения Октябрьского района Анжурской области, с центром питания подстанции Сметлево 35/10 кВ	АМГУ Кафедра энергетики		
Н. Контр.	А.Г. Ротачева							
Утвержд.	Н.В. Сабина							

Выбранный вариант сети

Адрес линии	Марка провода	Сечение мм ²	Длина км	Ip А	г Ом/км	ΔP кВт
1	2	3	4	5	6	7
Ф № 1 ЛС-Отпайка к ТП № 393	СИП-3А	3x35+1x50	1,24	21,8	0,85	1,50
Ф № 1 Отпайка к ТП № 393	СИП-3А	3x35+1x50	0,28	6,1	0,85	0,03
Ф № 1 Отпайка к ТП №393 - ТП №309	СИП-3А	3x35+1x50	1,93	15,7	0,85	1,21
Ф №1 ТП №309-ТП№368	СИП-3А	3x35+1x50	0,55	5,8	0,85	0,05
Ф № 8 ЛС- Отпайка к ТП № 301	СИП-3А	3x35+1x50	0,35	45,6	0,85	1,86
Ф № 8 Отпайка к ТП №301	СИП-3А	3x35+1x50	0,14	4,4	0,85	0,01
Ф №8 Отпайка к ТП № 301-ТП№ 302	СИП-3А	3x35+1x50	0,55	41,2	0,85	2,38
Ф № 8 Отпайка к ТП №389	СИП-3А	3x35+1x50	0,21	5,6	0,85	0,02
Ф № 8 ТП №302-ТП № 308	СИП-3А	3x35+1x50	0,28	23,7	0,85	0,4
Ф №8 ТП №308-ТП №398	СИП-3А	3x35+1x50	0,62	21	0,85	0,70
Ф № 8 ТП №398-ТП № 304	СИП-3А	3x35+1x50	1,10	12,2	0,85	0,42
Всего по варианту Э						8,58

Использованные трансформаторы 10/0,4 кВ

№ ТП	Pp кВт	Qp квар	Pос кВт	Qос квар	Sp кВА	Sp.m кВА	N тр.	Тип тр-ров	K заг норм.	K загр авар.
309	169,4	18	4,5	3,4	174	124,5	2	ТМ-160	0,55	1,1
398	150,8	9	5,7	4,3	156	111,7	2	ТМ-160	0,49	0,98
368	96	16	4,5	3,6	102	102	1	ТМ-160	0,64	0,64
308	46,5	0	5,2	3,9	51,8	51,8	1	ТМ-63	0,82	0,82
393	104	9	12	9	117,3	117,3	1	ТМ-160	0,74	0,74
389	96	0	1,5	1,1	97,7	97,7	1	ТМ-100	0,98	0,98
302	199	57	6,7	5	215	153,6	2	ТМ-160	0,67	1,34
304	208	10	15	11,3	224	224	1	ТМ-250	0,9	0,9
301	76	0	0,9	0,7	77	77	1	ТМ-100	0,77	0,77



ВКР.124.023.13.03.02.СХ			
Изм./лист	№ докумен	Подпись	Дата
Разработ	С.А. Бревникова		
Провер	ПП. Проценко		
Реценз			
Н. Контр.	А.Г. Ротачева		
Утв.	Н.В. Сабина		
Однoliniная схема СЭС после реконструкции			
Лист	Масса	Масштаб	
6			
Лист 6 / Листов 6			
АМГУ Кафедра Энергетики			