

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) программы «Электроснабжение»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 2017 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Развитие системы электроснабжения поселка Моховая падь в Амурской области

Исполнитель

студент группы 342-зсб 1 _____ А.В.Велигорский

подпись, дата

Руководитель

доцент, к.т.н _____ Ю.В. Мясоедов

подпись, дата

Нормоконтроль

доцент, к.т.н _____ А.Н. Козлов

подпись, дата

Благовещенск 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования

АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина
« _____ » _____ 2017 г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента: Велигорского Алексея Владимировича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Развитие системы электроснабжения поселка Моховая падь в Амурской области

(утверждено приказом от _____ № _____)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) _____

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Схемы электрических соединений фидеров 10 кВ, схема ПС, нагрузка ПС, перечень оборудования на ПС и их характеристика.

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): расчет электрических нагрузок 10/0,4 кВ, выбор линий и ТП, расчет токов КЗ, выбор оборудования, выбор типов защит, оценка надежности схемы, расчет сети заземления, расчет экономических показателей.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): 6 листов графической части, 22 таблицы, программный продукт Mathcad.

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

7. Дата выдачи задания _____

Руководитель выпускной квалификационной работы: Мясоедов Ю.В. доцент, к.т.н.

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

Задание принял к исполнению (дата): _____

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 88 с., 6 рисунков, 22 таблицы, 110 формул, 20 источников. 9 приложений.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ЛИНИЯ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОР, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ИЗОЛЯТОР, ТРАНСФОРМАТОР ТОКА, ЗАЗЕМЛЯЮЩИЕ НОЖИ, САМОНЕСУЩИЙ ИЗОЛИРОВАННЫЙ ПРОВОД.

В рассматриваемой работе предлагается вариант развития системы электроснабжения поселка «Моховая Падь» в Амурской области с центром питания ПС «Астрахановка» в связи с реконструкцией и вводом новых потребителей. В процессе выполнения работы проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения комплектных трансформаторных подстанций районных электрических сетей, проведена проверка существующих сечений воздушных линий электропередачи по условиям увеличения нагрузки, определены мощности трансформаторов вновь вводимых КТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС кВ «Астрахановка». Произведен расчет токов короткого замыкания в низковольтных сетях 0,4 кВ и выбраны соответствующие защитные аппараты. Рассмотрен выбор защитных аппаратов для трансформаторов КТП. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации различного электрооборудования.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Климатическая характеристика Амурской области	8
2 Характеристика потребителей электроэнергии 0,4 кВ	9
3 Характеристика существующей схемы электроснабжения 10 кВ	11
4 Определение расчетных нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП РЭС	16
5 Выбор мощности трансформаторов ТП	21
6 Определение расчетных нагрузок на шинах 10 кВ ПС «Астрахановка»	25
7 Выбор компенсирующих устройств ПС «Астрахановка»	29
8 Выбор числа и мощности трансформаторов	31
9 Расчет токов короткого замыкания	33
10 Выбор оборудования РУ ПС «Астрахановка»	39
10.1 Выбор выключателей 35 кВ	39
10.2 Выбор выключателей 10 кВ	40
10.3 Выбор разъединителей 35 кВ	41
10.4 Выбор трансформаторов тока	42
10.5 Выбор трансформаторов напряжения	45
10.6 Выбор жестких шин 10 кВ	47
11 Выбор типа и сечений питающих линий 10 кВ	50
12 Проверка сечений ВЛ 10 кВ по термической стойкости и потере напряжения	53
12.1 Проверка линий 10 кВ по термической стойкости	53
12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения	56
13 Защита от прямых ударов молнии	58
14 Расчет сети заземления	60
15 Защита трансформаторов ПС «Астрахановка»	63
15.1 Дифференциальная защита	63
15.2 Защита от перегрузки	65

15.3 Максимальная токовая защита	66
15.4 Газовая защита	67
16 Защита понижающих трансформаторов 10/0,4 кВ	68
17 Безопасность и экологичность	69
17.1 Безопасность работы	69
17.2 Экологичность работы	69
17.3 Чрезвычайные ситуации	74
18 Расчет экономических показателей	74
Заключение	76
Библиографический список	77
Приложение А. Расчет нагрузок 0,4 кВ	79
Приложение Б. Выбор трансформаторов 10/0,4 кВ	81
Приложение В. Расчет нагрузок 10 кВ	82
Приложение Г. Схема электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Моховая Падь»	83
Приложение Д. Схема электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Моховая Падь»	84
Приложение Е. Подробная однолинейная схема ПС 35/10 кВ «Астрахановка»	85
Приложение Ж. План расстановки оборудования на ПС «Астрахановка» после реконструкции	86
Приложение З. Молниезащита и заземление ПС 35/10 кВ «Астрахановка»	87
Приложение И. Схема блока управления выключателем 10 кВ на базе БЭМП	88

ВВЕДЕНИЕ

Для должного соответствия электрических сетей увеличивающимся с каждым годом нагрузкам, требуется постоянный контроль за их состоянием, периодическое техническое перевооружение.

Актуальность данной работы заключается в том, что в настоящее время в Амурской области в частности в поселке «Моховая Падь» происходит планомерное увеличение нагрузок в сетях 10 кВ, отчасти это связано с введением в работу новых потребителей и трансформаторных ПС. При увеличении нагрузок требуется расчет всего вновь вводимого электротехнического оборудования и проверка существующего по условиям увеличения нагрузки.

Целью данной работы является разработка наиболее оптимального с технической и экономической точек зрения, варианта развития электрических сетей напряжением 10 кВ с центром питания ПС «Астрахановка», с учетом требований к качеству, надежности электроснабжения и всех нормативно – технических документов.

Для достижения поставленной цели в данной работе предусматривается решение следующих задач:

А) разработка варианта развития сети напряжением 10 кВ поселка «Моховая Падь» в связи с вводом новых потребителей,

Б) определение электрических нагрузок на стороне низкого напряжения КТП в РЭС, в соответствии с расчетными данными выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов на вновь вводимых и реконструируемых КТП; расчет сечений и выбор типа проводников в сети 10 кВ.

В) расчет нагрузок на отходящих фидерах ПС «Астрахановка» для проверки существующего оборудования по коэффициенту загрузки

Г) выбор основного электротехнического оборудования на ПС «Астрахановка» в связи с модернизацией, с последующей его проверкой по условиям стойкости к токам короткого замыкания.

К дополнительным задачам следует отнести расчет токов короткого замыкания в низковольтных сетях с последующим выбором коммутационного оборудования КТП. Расчет уставок защит уставок силовых трансформаторах ПС «Астрахановка» в связи с увеличением нагрузки. Расчет параметров надежности после реконструкции.

В процессе выполнения работы были использованы следующие программные продукты Word, Excel, Visio, Mathcad

1 КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АМУРСКОЙ ОБЛАСТИ

Выбор и проверка электротехнического оборудования в данной работе проводится с учетом климатической характеристики района в котором оно будет эксплуатироваться. Основные климатические данные по рассматриваемому району представлены в таблице 1

Таблица 1 – Климатические условия района проектирования

Климатические данные	Величина
Район по ветру	III
Максимальный скоростной напор, (Н/м ²)	650
Максимальная скорость ветра, (м/с)	32
Район по гололеду	III
Толщина стенки гололеда (с плотностью 0,9 г/см), (мм)	20
Температура воздуха высшая, (град С)	41
Температура воздуха низшая, (град С)	-45
Температура воздуха среднегодовая, (град С)	0
Число грозových часов	49
Степень загрязнения атмосферы	I
Сейсмичность района, (бал.)	6

Приведенные в таблице 1 данные используем в дальнейших расчетах и при выборе оборудования, как на самой ПС «Астрахановка» так и при выборе основного электротехнического оборудования в системе электроснабжения 10, 0,4 кВ. В Амурской области все разнообразие почв можно выделить в 9 основных групп: горно - тундровые, горно-буро-таежные, буро-таежные, бурые лесные, глеевые, бурые лесные, болотные, луговые, лугово-черноземовидные, пойменные. Условия формирования почв в Амурской области характеризуются рядом особенностей: холодная малоснежная зима способствует глубокому промерзанию почвы; холодная засушливая затяжная весна замедляет оттаивание почвы 3) теплое и дождливое лето приводит к переувлажнению. Средняя глубина промерзания грунтов составляет 2,5 метра

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ 0,4 кВ

В зависимости от технических параметров все потребители в рассматриваемом РЭС характеризуются следующими характеристиками:

По режимам работы электроприемники относятся к имеющим продолжительно неизменную нагрузку. В основном в рассматриваемом РЭС преобладающее значение имеют объекты жилищного назначения, такие как жилые дома (как одноэтажные так и многоэтажные), значительную долю потребителей составляют гаражи. В нагрузке так же имеются такие потребители как магазины аптеки, а так же различные организации и мелкие частные предприятия

По мощности и напряжению электроприемники относятся в большинстве своем к потребителям малой и средней мощности (менее 80 кВт) напряжением 220 – 380 В различные бытовые приборы, плиты, холодильное оборудование, освещение и электрическое отопление и т.д.

По роду тока электроприемники относятся к потребителям переменного тока промышленной частоты 50 (Гц).

По степени надежности электроснабжения электроприемников их категория устанавливается в зависимости от последствий, которые имеют место при внезапном перерыве в электроснабжении. В данной работе в основном составе нагрузки присутствуют потребители третьей категории порядка 90 %, остальная часть относится ко второй категории.

Перерыв в электроснабжении потребителей относящихся ко второй категории связан с массовым неотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов, промышленного транспорта. К потребителям, относящимся ко второй категории надежности относятся группы потребителей с общей нагрузкой от 300 до 1000 кВт. Рекомендуется питание таких потребителей от двух независимых источников питания. Допускается питание от одного источника питания и от одного трансформатора при наличии резерва на стороне низкого напряжения. Перерыв в электроснабжении потребителей вто-

рой категории допускается на время переключений по вводу резервного питания. Длительность ремонта системы электроснабжения не должна превышать одни сутки.

К электроприемникам второй категории относятся жилые дома с электроплитами, за исключением одно-восьмиквартирных домов, жилые дома высотой шесть этажей и выше с газовыми плитами или плитами на твердом топливе, общежития вместимостью 50 человек и более, здания учреждений высотой до 16 этажей с количеством работающих от 500 до 2000 человек, детские учреждения, медицинские учреждения: аптеки, предприятия общественного питания с количеством посадочных мест от 100 до 500; магазины с торговой площадью от 250 до 2000 м²; комбинаты бытового обслуживания; хозблоки; ателье с количеством рабочих мест более 50; парикмахерские с количеством рабочих мест более 15; учебные заведения с количеством учащихся от 200 до 1000 человек; гостиницы высотой до 16 этажей с количеством мест от 200 до 1000 человек; диспетчерские пункты жилых районов и микро-районов, районов электрических сетей; городские ЦП (РП) и ТП с суммарной нагрузкой от 0,4 до 10 МВА при отсутствии электроприемников первой категории и др.

3 ХАРАКТЕРИСТИКА СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10 КВ

На рисунке 1, 2 представлена однолинейная схема электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Моховая Падь», на рисунке 3 представлена подробная однолинейная схема ПС «Астрахановка» основного источника питания.

Рассмотрим подробно характеристику данного РЭС: питание всех КТП рассматриваемого района осуществляется от распределительного пункта РП-11 по двум фидерам, схема электрической сети по структуре относится к петлевой. При этом от основной петли так же есть радиальные ответвления.

Распределительный пункт РП-11в свою очередь получает питание по двум фидерам от распределительного устройства низкого напряжения ПС «Астрахановка».

Трансформаторные подстанции за номерами «5п», «1п», «4п», «2п», «323п», «Гаражи», «8п» образуют основную петлю, так же стоит отметить что от ТП «2п» получают питание по петлевой схеме следующие ТП «База «Россия», «324 «Динамо», «320бп Школа», «320п». Между ТП «Гаражи» и ТП «323п» находится радиальное ответвление на следующие ТП: 59 «ЖД», «320гп», «12п», «13п» «15п», «3п», «Насосная», «Песчаная», «Снежинка» «19 п» (Проектируемая), «16 п», «17п»

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

Основную часть ТП составляют одно трансформаторные: тип трансформаторов установленных на низ ТМ (трансформатор масляный с естественной циркуляцией воздуха и масла и наличием устройства регулирования напряжения без возбуждения ПБВ) номинальная мощность варьируется от 50 до 630 кВА. Двух трансформаторная ТП в данном районе только одна «8п», на ней установлено два трансформатора номинальной мощностью 630

кВА. К ВЛ все ТП подключаются через выключатели нагрузки с использованием высоковольтных предохранителей.

Воздушные линии электропередач в данном районе выполнены в основном голым проводом марки АС50/8, но так же часть линий переведена на самонесущий изолированный провод типа СИП сечением 70 мм². Следует отметить что порядка 30% опор ВЛ имеют дефекты такие например как подкос, на некоторых опорах установлены упоры предназначенный для сохранения устойчивости. Большинство опор введены в эксплуатацию 30 лет назад и требуют скорейшей замены.

На ПС «Астрахановка» имеется два распределительных устройства напряжением 35 и 10 кВ, выполненные по схеме «мостик с неавтоматической перемычкой в цепях линий» и «одна секционированная система шин». На ПС установлено два силовых трансформатора типа ТДН-16000/35/10, которые в свою очередь как и все оборудование ПС введены в эксплуатацию более 30 лет назад и требуют скорейшей замены.

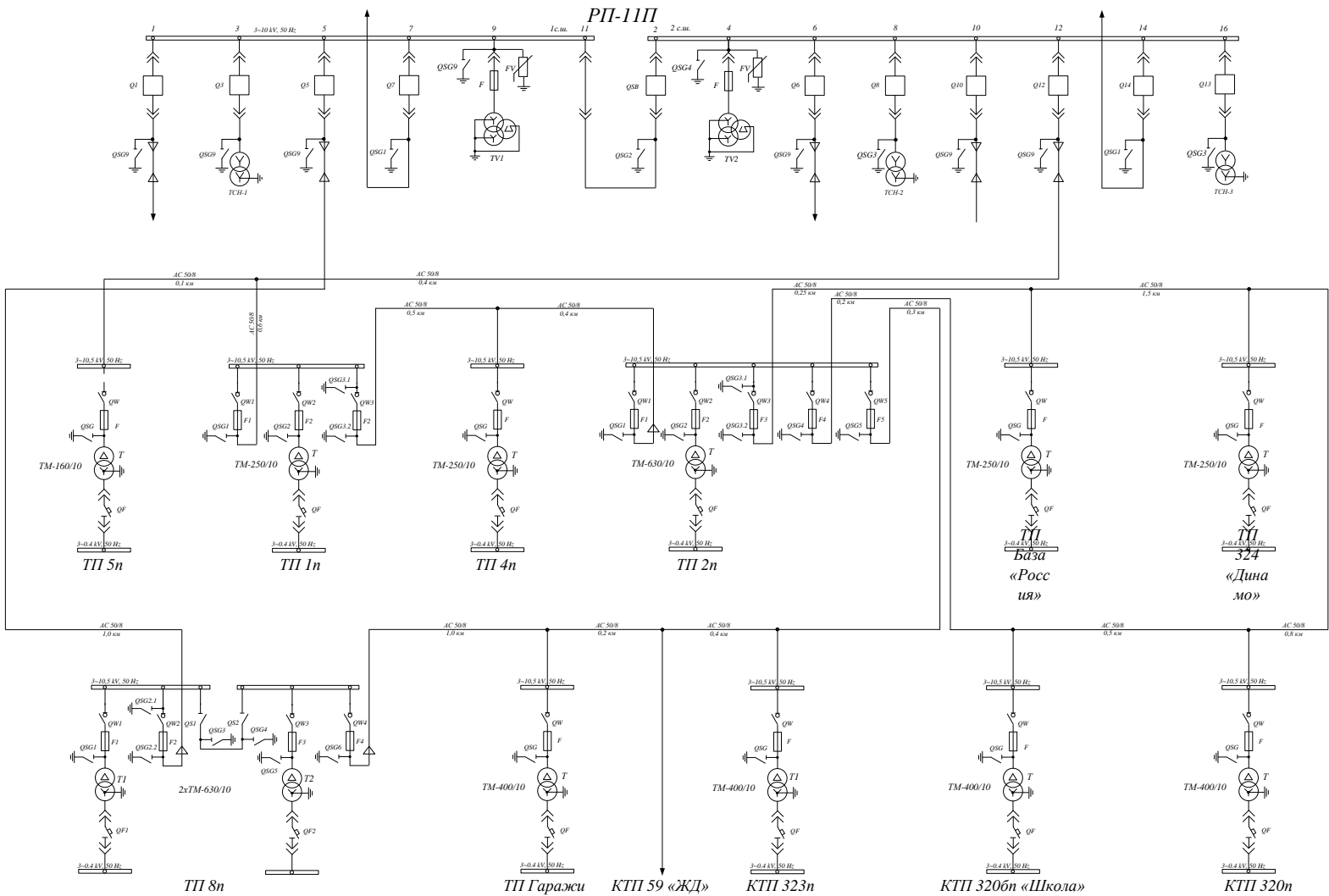


Рисунок 1 – Принципиальная схема электрических соединений рассматриваемого участка РЭС

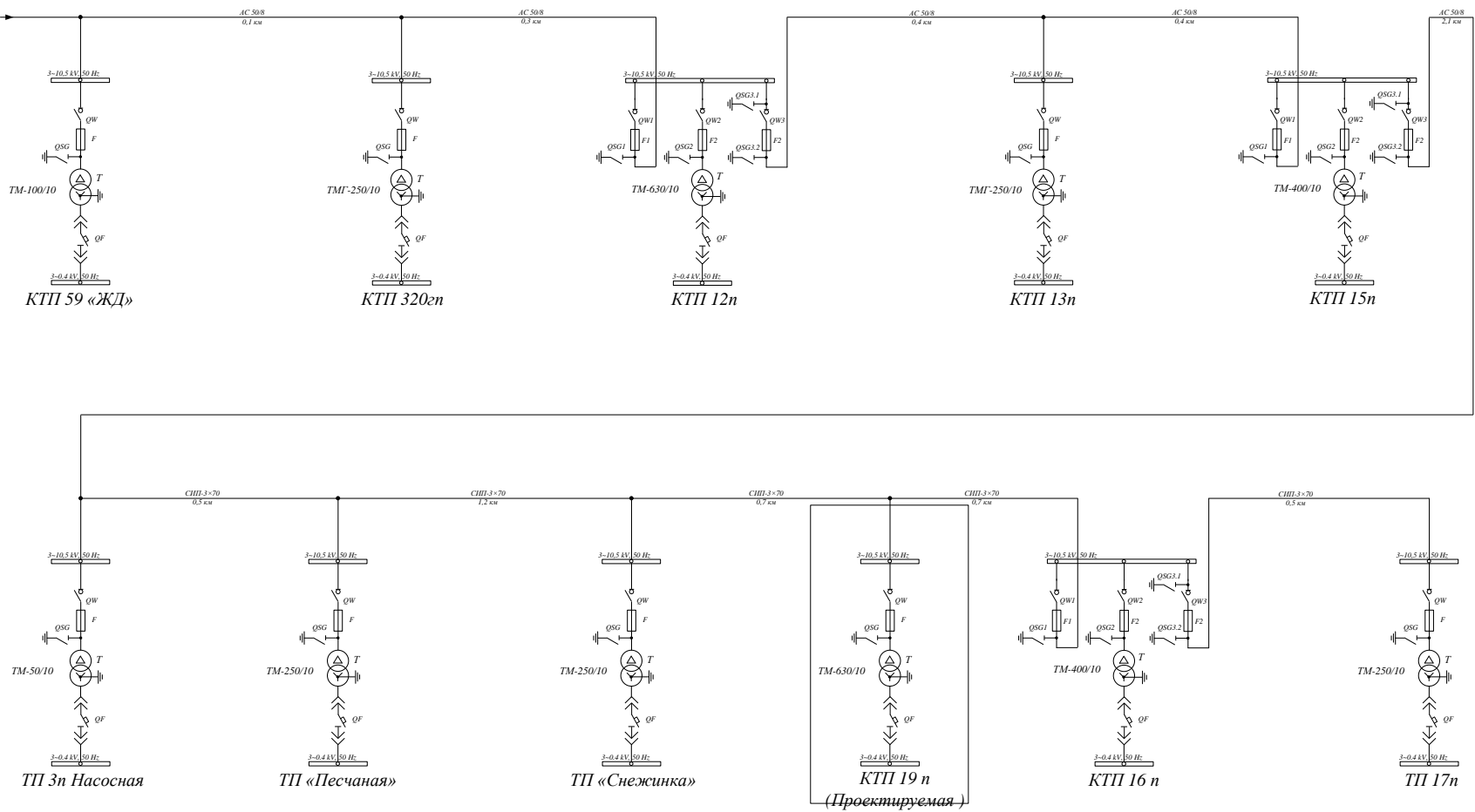


Рисунок 2 – Принципиальная схема электрических соединений рассматриваемого участка РЭС

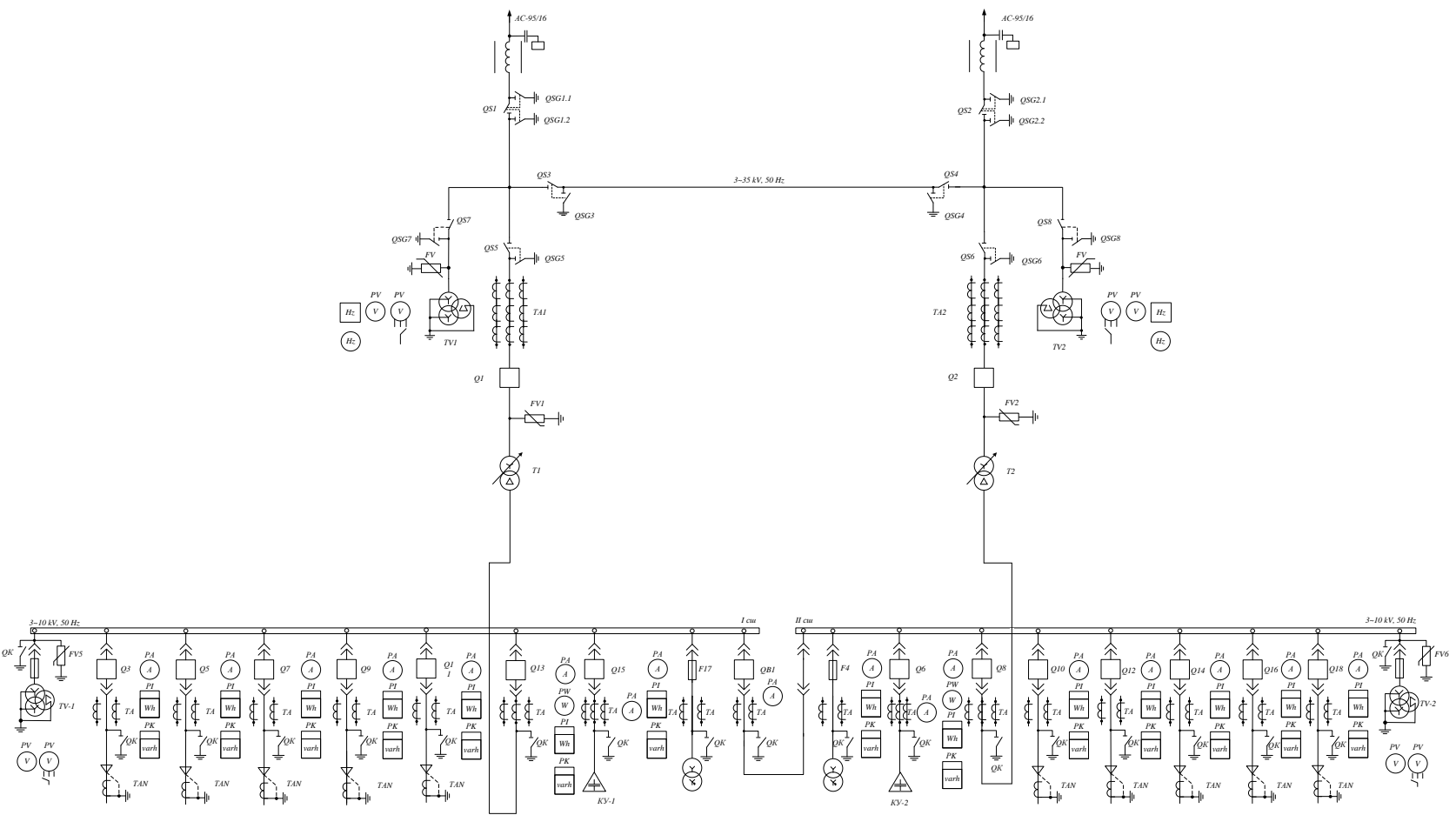


Рисунок 3 - Подробная однолинейная схема источника питания – ПС 35/10 кВ «Астрахановка»

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

В данном разделе рассматривается расчет расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения ТП 10/0,4 кВ в рассматриваемом районе электрических сетей с центром питания ПС «Астрахановка». Исходные данные для расчета представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Данные о потребителях электроэнергии

Наименование	Потребитель	Количество
1	2	3
ТП 5п	Частные дома	7
	Магазины	100 м ²
ТП 1п	Частные дома	20
	Магазины	80 м ²
ТП 4п	Частные дома	11
	Магазины	100 м ²
ТП 2п	Частные дома	12
	Магазины	50 м ²
ТП 323п	Частные дома	30
	Магазины	50 м ²
ТП Гаражи	Гаражи	200 ед.
ТП 8п	Жилой дом 1эт 1кв	6 ед.
	Жилой дом эт 45кв	2 ед.
	Административное здание	500 м. кв.
ТП База «Россия»	Административное здание	400 м ²
ТП База «Динамо»	Административное здание	500 м ²
ТП 320п	Частные дома	35
	Магазины	150 м ²
ТП 320бп «Школа»	Школа	1100 м. кв.
	Освещение территории	2000 м ²
ТП 59 «ЖД»	Административное здание	150 м. кв.
ТП 320гп	Частные дома	10
	Магазины	50 м ²
ТП 12п	Частные дома	30
	Магазины	150 м ²
ТП 13п	Административное здание	800 м ²

ТП 15п	Частные дома	20
	Магазины	120 м ²
ТП 3п Насосная	Освещение	20 м. кв.
	Насосы	2
ТП «Песчаная»	Частные дома	20
	Магазины	120 м ²
ТП «Снежинка»	Административное здание	350 м ²
ТП 19 п (Проектируемая)	Канатная дорога	
	Освещение территории	400 м. кв.
	Отопление	
ТП 16 п	Частные дома	30
ТП 17п	Частные дома	22

Но основании данных указанных в таблице производится расчет каждого отдельного потребителя, для примера рассмотрим определение расчетной мощности на шинах низкого напряжения одно трансформаторной ТП 8п.

При подсчете нагрузок на шинах 0,4 кВ данной трансформаторной подстанции воспользуемся приближенной формулой, которая имеет следующий вид [2]:

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

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

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

k_y – коэффициент участия в максимуме электрических нагрузок каждого отдельного потребителя.

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для жилых зданий по формуле:

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

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

$n_{кв}$ – количество квартир.

Общая расчетная мощность определяется суммой расчетных мощностей однотипных зданий:

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки по справочному коэффициенту мощности [2]:

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

Определяем расчетную мощность нагрузки отдельно для административных зданий по следующей формуле:

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

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

M – площадь здания (м^2).

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

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах ТП при смешанном питании через коэффициент совмещения максимумов нагрузки, в данном случае потребитель с наибольшей нагрузкой это жилые здания, следовательно коэффициент применяется для административного здания:

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

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

Определяем полную расчетную мощность нагрузки ТП 8п:

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

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

$$P_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} + P_{жсд.уд} \cdot n_{жсд} = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 + 8,6 \cdot 6 = 285,6 \text{ (кВт)} \quad (9)$$

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

$n_{кв}$ – количество жилых домов.

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

$$Q_{РЖД} = P_{кв.уд} \cdot n_{кв} \cdot \text{tg} \varphi + P_{жсд.уд} \cdot n_{жсд} \cdot \text{tg} \varphi = 45 \cdot 2 \cdot 2,6 \cdot 0,2 + 8,6 \cdot 6 \cdot 0,2 = 57,12 \text{ (квар)} \quad (10)$$

Определяем расчетную активную мощность нагрузки для административного здания по следующей формуле:

$$P_{Радм} = P_{адм.уд} \cdot M = 0,75 \cdot 500 = 125 \text{ (кВт)} \quad (11)$$

Определяем расчетную реактивную мощность нагрузки для административного здания по следующей формуле:

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

Определяем суммарные активную и реактивную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения ТП 8п по следующей формуле [2]:

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

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

Определяем полную расчетную мощность нагрузки:

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

Проводим расчет для остальных ТП, результаты расчета приведены в таблице 3. Расчет так же приведен в приложении А

Таблица 3 – Расчетные параметры нагрузки на стороне НН ТП

Наименование ТП	$P_{P0,4ТП}$ (кВт)	$Q_{P0,4ТП}$ (квар)	$S_{ТП}$ (кВА)
ТП 5п	75,20	23,29	78,72
ТП 1п	156,00	37,80	160,51
ТП 4п	94,20	27,09	98,02
ТП 2п	85,50	21,23	88,10
ТП 323п	181,50	40,43	185,95
ТП «Гаражи»	100,00	62,00	117,66
ТП 8п	352,00	111,65	378,0
ТП База «Россия»	100,00	38,00	106,98
ТП База «Динамо»	125,00	47,50	133,72
ТП 320п	250,00	62,38	257,66
ТП 320бп «Школа»	275,00	104,50	294,19
ТП 59 «ЖД»	37,50	14,25	40,12
КТП 320гп	79,50	20,03	81,98
КТП 12п	217,50	55,88	224,56
КТП 13п	200,00	76,00	213,95
КТП 15п	128,00	35,50	132,83
ТП 3п «Насосная»	31	15,98	34,87
ТП «Песчаная»	128,00	35,50	132,83
ТП «Снежинка»	87,50	33,25	93,60
КТП 19 п (Проектируемая)	495,5	172,8	524,77
КТП 16 п	237,60	47,52	242,31
ТП 17п	121,00	24,20	123,40

Полученные данные используем в дальнейших расчетах при выборе трансформаторов ТП рассматриваемого РЭС.

5 ВЫБОР ЧИСЛА МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТП

В данном разделе рассматривается вопрос выбора числа и мощности трансформаторов на ТП в рассматриваемом районе сетей, при этом необходимо учитывать тот факт что основные проблемы с электроснабжением в данном районе происходят из за выхода из строя устаревшего оборудования, а не из за схемной надежности. В частности на каждой существующей ТП количество трансформаторов соответствует категории потребителей, следовательно принимаем решение не изменять количества трансформаторов на ТП

Выбор мощности трансформаторов ТП осуществляется по расчетной мощности, определяется требуемая мощность трансформатора [4]:

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

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора

N – количество трансформаторов ТП

P_p, Q_p - расчетная мощность нагрузки ТП (кВА)

Для примера рассмотрим расчет мощности трансформатора устанавливаемого на ТП 8п , определяем требуемую мощность трансформатора по формуле:

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

Принимаем к установке на ТП трансформатор сухой с литой изоляцией в защитном исполнении типа ТЛСЗ 400/10 - У 1.

Данный тип силовых трансформаторов чрезвычайно востребован, поскольку с их помощью обеспечивается высокая степень пожаробезопасности.

Обмотка литых трансформаторов имеет высокую степень механической прочности, а так же значительную устойчивость к воздействию токов короткого замыкания. Более того она является пыленепроницаемой и абсолютно не пропускает влагу, благодаря чему исключается необходимость в предварительной сушке перед вводом проводки в эксплуатацию. Данный технический параметр выгодно отличает этот тип трансформаторов от подобных устройств, имеющих воздушно-барьерную изоляцию.

Трансформаторы ТЛСЗ, выполняются с медной обмоткой и имеют значительно меньшие габаритные размеры, чем трансформаторы с обмоткой из алюминия. Кроме того они более устойчивы к динамическим и термическим воздействиям тока короткого замыкания.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться [4]:

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

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

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформаторов на ТП 8п:

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

Определяем фактический коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме работы (только для двух трансформаторных ТП при отключении одного трансформатора) на примере ТП 8п:

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

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

Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не превышает предельного значения следовательно его мощность выбрана верно, аналогично проводится расчет для остальных ТП.

Таблица 4 - Расчет электрических нагрузок ТП и выбор трансформаторов

Наименование ТП	S_p (кВА)	$S_{треб}$ (кВА)	K_ϕ	K_a	N (шт)	$S_{ном}$ (кВА)
ТП 5п	78,72	87,47	0,79		1	100
ТП 1п	160,51	178,34	0,64		1	250
ТП 4п	98,02	108,91	0,61		1	160
ТП 2п	88,10	97,89	0,88		1	100
ТП 323п	185,95	206,61	0,74		1	250
ТП «Гаражи»	117,66	130,73	0,74		1	160
ТП 8п	378,0	263,77	0,46	0,92	2	2×400
ТП База «Россия»	106,98	118,87	0,67		1	160
ТП База «Динамо»	133,72	148,58	0,84		1	160
ТП 320п	257,66	286,29	0,64		1	400
ТП 320бп «Школа»	294,19	326,88	0,74		1	400
ТП 59 «ЖД»	40,12	44,58	0,64		1	63
КТП 320гп	81,98	91,09	0,82		1	100
КТП 12п	224,56	249,51	0,90		1	250
КТП 13п	213,95	237,72	0,86		1	250
КТП 15п	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП 3п «Насосная»	34,87	38,74	0,87		1	40
ТП «Песчаная»	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП «Снежинка»	93,60	104,00	0,59		1	160
КТП 19 п (Проектируемая)	524,77	583,08	0,83		1	630
КТП 16 п	242,31	269,23	0,61		1	400
ТП 17п	123,40	137,11	0,77		1	160

Расчет коэффициентов загрузки трансформаторов показывает что они находятся в допустимых пределах, в соответствии с количеством трансформаторов ТП.

Выбор трансформаторов окончен далее определяется расчетная мощность нагрузки на шинах высокого напряжения включающая в себя расчетную мощность нагрузки на шинах низкого напряжения и потери в трансформаторах данных ТП.

Параметры выбранных типов трансформаторов необходимые для дальнейших расчетов представлены в таблице 5.

Таблица 5 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

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

Указанные в данной таблице характеристики используются для расчета потерь в трансформаторах. Выбор трансформаторов так же приведен в приложении Б

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

Для выбора сечения и марки воздушной линии питающей ТП, расчета и выбора компенсирующих устройств, выбора силового трансформатора на ПС «Астрахановка», необходимо определить расчетные электрические нагрузки на стороне 10 кВ ТП.

Расчетные электрические нагрузки сетей 10 кВ определяются умножением суммы расчетных нагрузок на стороне низкого напряжения трансформаторов отдельных ТП, присоединенных к данному элементу сети, на коэффициент, учитывающий совмещение максимумов их нагрузок, принимаемый по справочным данным.

При определении расчетной нагрузки к ней прибавляются потери в трансформаторах. Потери в трансформаторах определяются по следующим формулам(кВА):

Потери активной мощности в трансформаторе определяются как (кВт):

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

Потери реактивной мощности в трансформаторе определяются как (квар):

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

где P_n - расчетная активная мощность нагрузки на стороне НН ТП (кВт)

Q_n - расчетная реактивная мощность нагрузки на стороне НН ТП (квар)

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

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

Для примера рассмотрим расчет потерь мощности в трансформаторе ТП 8п [1]:

$$\Delta P_m = \Delta P_\kappa \cdot K_3^2 + \Delta P_x = 2 \cdot 5,5 \cdot 0,46^2 + 2 \cdot 0,8 = 3,93 \quad (\text{кВт}) \quad (19)$$

$$\Delta Q_m = \frac{u_\kappa \cdot S_H^2}{100 \cdot S_{\text{тн.ом}}} + \frac{I_x \cdot S_{\text{тн.ом}}}{100} = 2 \cdot \frac{4,5 \cdot \left(\frac{369,28}{2}\right)^2}{100 \cdot 400} + 2 \cdot \frac{0,8 \cdot 400}{100} = 38,55 \quad (\text{квар})$$

Определяем полную мощность потерь по формуле (кВА):

$$\Delta S_m = \sqrt{\Delta P_m^2 + \Delta Q_m^2} = \sqrt{3,93^2 + 38,55^2} = 38,75 \quad (20)$$

Определяем расчетную мощность нагрузки на шинах высокого напряжения ТП 8п

$$S_{\text{ТП}} = \Delta S_m + S_{\text{ТП}} = 38,75 + 378,0 = 416,75 \quad (\text{кВА})$$

$$P_{\text{ТП}} = \Delta P_m + P_{\text{P0,4ТП}} = 3,93 + 352,0 = 355,93 \quad (\text{кВт})$$

$$Q_{\text{ТП}} = \Delta Q_m + Q_{\text{P0,4ТП}} = 38,55 + 111,65 = 150,2 \quad (\text{квар})$$

Результаты расчета потерь мощности в остальных трансформаторах приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Расчетная электрическая нагрузка на стороне 10 кВ ТП

Наименование ТП	$K_{эф}$	Потери в трансформаторах,			Расчетная нагрузка узла (кВА)		
		ΔP_m (кВт)	ΔQ_m (квар)	ΔS_m (кВА)	$P_{ТП}$ (кВт)	$Q_{ТП}$ (квар)	$S_{ТП}$ (кВА)
ТП 5п	0,79	1,50	5,39	5,59	76,70	28,68	84,31
ТП 1п	0,64	2,05	7,14	7,42	158,05	44,94	167,93
ТП 4п	0,61	1,38	5,10	5,28	95,58	32,19	103,30
ТП 2п	0,88	1,80	6,09	6,35	87,30	27,32	94,45
ТП 323п	0,74	2,56	8,72	9,09	184,06	49,15	195,04
ТП «Гаражи»	0,74	1,83	6,29	6,56	101,83	68,29	124,22
ТП 8п	0,46	3,93	38,55	38,75	355,93	150,20	416,75
ТП База «Россия»	0,67	1,58	5,62	5,84	101,58	43,62	112,82
ТП База «Динамо»	0,84	2,24	7,43	7,76	127,24	54,93	141,48
ТП 320п	0,64	3,05	10,67	11,10	253,05	73,05	268,76
ТП 320бп «Школа»	0,74	3,81	12,94	13,49	278,81	117,44	307,68
ТП 59 «ЖД»	0,64	0,62	6,56	6,59	38,12	20,81	46,71
ТП 320гп	0,82	1,59	25,29	25,34	81,09	45,32	107,32
ТП 12п	0,9	3,53	10,74	11,30	221,03	66,62	235,86
ТП 13п	0,86	3,27	5,68	6,55	203,27	81,68	220,50
ТП 15п	0,83	2,20	2,74	3,52	130,20	38,24	136,35
ТП 3п «Насосная»	0,87	0,82	21,05	21,07	31,82	37,03	55,94
ТП «Песчаная»	0,83	2,20	4,86	5,34	130,20	40,36	138,17
ТП «Снежинка»	0,59	1,32	79,85	79,86	88,82	113,10	173,46
ТП 19 п (Проектируемая)	0,83	6,48	8,91	11,01	501,98	181,71	535,78
ТП 16 п	0,61	2,85	4,91	5,68	240,45	52,43	247,99
ТП 17 п	0,77	1,95	2,40	3,09	122,95	26,60	126,49
Сумма					3610,3	1393,72	4041,31

Полученные данные используем для определения расчетной мощности нагрузки на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка»

Мощность нагрузки потребителей села «Моховая падь» определяем по следующей формуле [2]:

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

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

k_c - коэффициент совмещения максимумов нагрузки трансформаторов ТП, принимается в зависимости от количества трансформаторов подключенных к данному участку

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

Отдельно проводим расчет активной и реактивной мощности нагрузки.

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

Реактивная мощность на шинах НН ПС «Астрахановка» от потребителей села «Моховая Падь»

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

Далее при использовании полученных данных и данных о нагрузках на остальных фидерах ПС «Астрахановка» проводим расчет и выбор мощности компенсирующих устройств на данной ПС. Так же расчет приведен в приложении В

7 ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПС «АСТРАХАНОВКА»

Компенсирующие устройства на стороне низкого напряжения ПС используются для снижения перетоков мощности на стороне высокого напряжения т.е. реактивная мощность частично вырабатывается данными устройствам именно на самой ПС а не потребляется и сети

Расчёт требуемой мощности КУ проводится по коэффициенту мощности задаваемому энергосистемой (Мвар) [7]:

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

где $tg \varphi$ - предельный коэффициент мощности (согласно приказа министерства энергетики)

Q_P - расчетная реактивная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка» согласно расчетным данным (квар).

P_P - расчетная активная мощность потребителей на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка» согласно расчетным данным (кВт).

Требуемую мощность компенсирующих устройств устанавливаемых на одну секцию шин 10 кВ определяем по формуле (квар):

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

где Q_1 - мощность компенсирующих устройств необходимых к установке на одну секцию (квар)

Далее выбираем мощность компенсирующего устройства из стандартного ряда производимых промышленностью мощностей для данного типа устройств и определяем мощность которая будет потребляться из сети (некомпенсированная мощность) по следующей формуле:

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

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

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

$$Q_K = (1393,72 + 4223,4) - (2527,02 + 10530,8) \cdot 0,4 = 394,0 \text{ (квар):}$$

В данном случае при расчете требуемой реактивной мощности учитывается мощность потребителей как села «Моховая Падь» так и потребителей остальных фидеров ПС «Астрахановка»

Мощность КУ требуемая на одну секцию [7]:

$$Q_{k1} = \frac{394,0}{2} = 197,0 \text{ (квар)}$$

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

Принимаем по каталожным данным компенсирующее устройство типа УКРМ56-10,5-100-50У3 номинальной мощностью 100 квар по две шт. на каждую секцию 10 кВ (данное устройство имеет шаг регулирования 50 квар)

Реактивная мощность потребляемая из сети:

$$Q_{неск} = Q_P - Q_{ном} \tag{26}$$

$$Q_{неск} = (1393,72 + 4223,4) - 2 \cdot (100 + 100) = 5217,0 \text{ (квар)}$$

На основе полученных данных о расчетной активной мощности нагрузки и некомпенсированной реактивной мощности на шинах низкого напряжения производится выбор мощности и типа трансформаторов ПС «Астрахановка» в связи с ее реконструкцией

8 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вад» данной работе рассматривается развитие системы электроснабжения села «Моховая падь» в «Амурской Области», но реконструкции распределительных сетей недостаточно для повышения уровня надежности требуется дополнительно выполнить реконструкцию самой питающей ПС «Астрахановка» оборудование которой периодически выходит из строя требует замены. В данном разделе рассматривается выбор номинальной мощности силовых двух обмоточных трансформаторов на данной ПС.

Расчетная мощность трансформатора определяется по следующей формуле (кВА) [4]:

$$S_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot K_3} \quad (27)$$

где S_p – расчётная мощность трансформатора (кВА);

P_p – расчетная активная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка» (согласно расчетным данным) (кВт);

Q_p – расчетная реактивная мощность на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка» (квар);

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

K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов оптимальный.

Проверка выбранного типа трансформатора осуществляется по коэффициенту загрузки в нормальном и послеаварийном режиме работы [4]:

$$K_H = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{n_T \cdot S_{Тн\text{юм}}} \quad (28)$$

$$K_A = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{(n_T - 1) \cdot S_{ТЮМ}} \quad (29)$$

Определяем расчетную мощность трансформаторов устанавливаемых на подстанции «Астрахановка» в связи с реконструкцией:

$$S_p = \frac{\sqrt{13057,1^2 + 5217,0^2}}{2 \cdot 07} = 10400,25 \text{ (кВА)}$$

Принимаем к установке трансформатор типа ТДН - 16000/35/10 номинальной мощностью 16000 кВА, определяем коэффициенты загрузки:

$$K_H = \frac{\sqrt{13057,1^2 + 5217,0^2}}{2 \cdot 16000} = 0,439$$

$$K_A = \frac{\sqrt{13057,1^2 + 5217,0^2}}{16000} = 0,879$$

Мощность трансформатора принята с учетом запаса по пропускной способности на рост нагрузок в данном районе в будущем. В режиме наименьших нагрузок необходимо выполнять отключение одного трансформатора на холостой ход с целью сохранения его ресурса.

На основе данных о трансформаторах ПС «Астрахановка» и о нагрузках на ней проводится расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Перед выбором оборудования на ПС «Астрахановка» необходимо выполнить расчет токов короткого замыкания для последующей проверки данного оборудования на коммутационную, термическую, и динамическую стойкость.

Для расчета токов короткого замыкания существует два основных метода: расчет в именованных единицах, расчет в относительных единицах

При большом количестве трансформаций расчет лучше проводить в относительных единицах т.к. он позволяет избежать введения в расчеты точных коэффициентов трансформации что упрощает расчет. Однако при использовании метода именованных единиц отсутствует необходимость задания параметров таких как базисная мощность и базисное напряжение каждой ступени.

Каждый из данных из указанных методов может выполняться с использованием действительных коэффициентов трансформации трансформаторов либо с использованием напряжений из среднего ряда. Последний прием наиболее предпочтителен, он менее точен чем первый но получаемая в результате погрешность имеет приемлемое значение (менее 10% от действительного значения тока короткого замыкания).

Данный расчет будет выполняться методом именованных единиц с использованием среднего ряда напряжений. Расчетная схема замещения ПС «Астрахановка» представлены на рисунке 4.

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

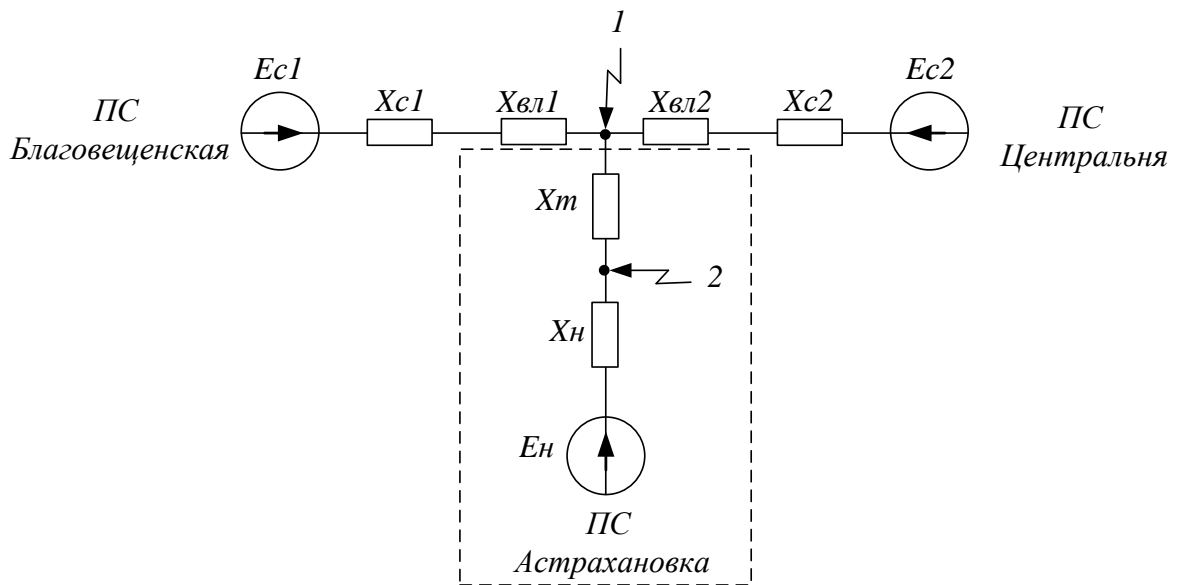


Рисунок 4 - Расчетная схема замещения ПС «Астрахановка»

Определяем мощность короткого замыкания на шинах 35 кВ ПС «Благовещенская» и «Центральная» по формуле:

$$S_{K31} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K31} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 7,6 = 487,05 \text{ (МВА)} \quad (30)$$

$$S_{K32} = \sqrt{3} \cdot U_{CP} \cdot I_{K32} = \sqrt{3} \cdot 37 \cdot 6,9 = 442,19 \text{ (МВА)}$$

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

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

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

Расчет проводим на примере точки №1 (шины 35 кВ ПС «Астрахановка»), все параметры приводятся к базисной ступени (РУ 35 кВ)

Сопротивление системы соответственно приведенное к базисной ступени:

$$X_{c1} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} = \frac{37^2}{487,05} = 2,81 \text{ (Ом)} \quad (31)$$

$$X_{c2} = \frac{U_{CP}^2}{S_{K3}} = \frac{37^2}{442,19} = 3,09 \text{ (Ом)} \quad (32)$$

Сопrotивление ВЛ (Благовещенская - Астрахановка, Центральная - Астрахановка):

$$X_{ВЛ1} = X_0 \cdot L1 = 0,4 \cdot 2,9 = 1,16 \text{ (Ом)} \quad (33)$$

$$X_{ВЛ2} = X_0 \cdot L2 = 0,4 \cdot 6,12 = 2,45 \text{ (Ом)} \quad (34)$$

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

L – длина соответствующего участка воздушной линии (км);

Сопrotивление трансформаторов ПС «Астрахановка», определяются по формуле (учитывается что оба трансформатора в работе) (Ом):

$$X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{НОМ}} \cdot \frac{1}{2} \quad (35)$$

$$X_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37^2}{16} \cdot \frac{1}{2} = 4,49 \text{ (Ом)}$$

Сопrotивление обобщенной нагрузки в относительных единицах определяется по следующей формуле:

$$X_H = \frac{x_{OH} U_{cp}^2}{S_H} \cdot K_{mp}^2 = \frac{0,35 \cdot 10,5^2}{\sqrt{13,06^2 + 5,22^2}} \cdot \frac{37^2}{10,5^2} = 34,07 \text{ (Ом)} \quad (36)$$

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

S_H – мощность нагрузки (МВА)

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

K_{mp} – коэффициент трансформации трансформатора

Определяем ЭДС системы как со стороны ПС «Благовещенская» так и со стороны ПС «Центральная» приведенное к базовой ступени (кВ):

$$E_C = E_{CO} \cdot U_C = 1 \cdot 37 = 37 \text{ (кВ)} \quad (37)$$

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

ЭДС обобщенной нагрузки приведенное к базовой ступени:

$$E_H = E_{HO} \cdot U_C = 0,85 \cdot 10,5 \cdot \frac{37}{10,5} = 31,45 \text{ (кВ)} \quad (38)$$

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

Выполним преобразование схемы замещения относительно точки КЗ 1

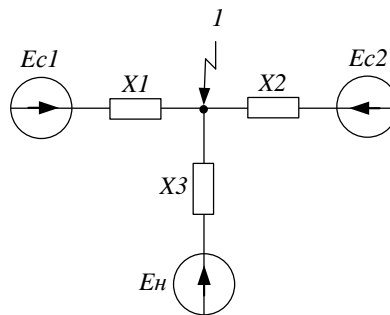


Рисунок 5 – Преобразование схемы замещения

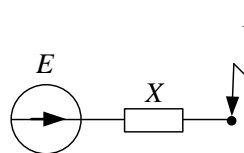


Рисунок 6 – Преобразование схемы замещения до эквивалентной схемы

Проводим расчет сопротивлений и ЭДС:

$$X_1 = X_{C1} + X_{БЛ1} = 2,81 + 1,16 = 3,97 \text{ (о.е.)}$$

$$X_2 = X_{C2} + X_{БЛ2} = 3,09 + 2,45 = 5,54 \text{ (о.е.)}$$

$$X_3 = X_H + X_T = 34,07 + 4,49 = 39,19 \text{ (о.е.)}$$

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

$$X = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3}} \quad (39)$$

$$X = \frac{1}{\frac{1}{3,97} + \frac{1}{5,54} + \frac{1}{39,19}} = 2,18$$

$$E = X \cdot \left(\frac{E_c}{X_1} + \frac{E_c}{X_2} + \frac{E_n}{X_3} \right) \quad (40)$$

$$E = 2,18 \cdot \left(\frac{37}{3,97} + \frac{37}{5,54} + \frac{31,45}{39,19} \right) = 36,62$$

Определяем начальное значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1:

$$I_{no} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot X} = \frac{36,62}{\sqrt{3} \cdot 2,18} = 9,69 \text{ (кА)} \quad (41)$$

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

Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется по следующей формуле:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{\frac{-T_{oe}}{T_a}} \quad (42)$$

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

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

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

T_a – постоянная времени.

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

$$T_a = 0,03$$

Апериодическая составляющая для точки 1:

$$I_{at} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot e^{\frac{-0,1}{0,03}} = 0,489 \text{ (кА)} \quad (43)$$

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

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}} \right) \quad (44)$$

$$I_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 9,69 \cdot \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,03}} \right) = 23,52 \text{ (кА)} \quad (45)$$

Проводим расчет интеграла Джоуля для точки 1 по следующей формуле:

$$B_{\kappa} = I_{no}^2 \cdot (T_{ov} + T_a) \quad (46)$$

где I_{no} - периодическая составляющая тока КЗ для точки 1 (кА);

t_{omk} - время отключения выключателя для РУ 35 кВ (сек);

T_a - постоянная времени в рассматриваемой точке.

$$B_{\kappa} = 9,69^2 \cdot (0,1 + 0,03) = 12,206$$

Результаты расчета токов короткого замыкания с учетом для всех точек короткого замыкания сведены в таблицу 7:

Таблица 7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка короткого замыкания	$I_{no}, \text{(кА)}$	$I_{at}, \text{(кА)}$	$I_{y\partial}, \text{(кА)}$	B_{κ}
1 (шины 35 кВ)	9,69	0,49	23,52	12,206
2 (шины 10 кВ)	13,8	0,65	33,5	24,76

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

10 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ РУ ПС «АСТРАХАНОВКА»

Данный раздел посвящен выбору всего основного силового электро-технического оборудования устанавливаемого на ПС 35 кВ «Астрахановка» в связи с реконструкцией. Выбор оборудования РУ ведется на основе данных расчета токов короткого замыкания, характера потребителей электроэнергии и климатических условий района размещения подстанции «Астрахановка». Значения наибольших рабочих токов указаны в таблице 8.

10.1 Выбор выключателей 35 кВ

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

Таблица 8 – Наибольшие рабочие токи в РУ

Номинальное напряжение РУ (кВ)	Наибольший рабочий ток (А)
35	527,8
10	1759,5

Выбираем выключатели на напряжении 35 кВ. Первоначально принимаем для установки вакуумный выключатель марки ВР35.

Выключатели вакуумные наружной установки серии ВР35 с кремнийорганической и воздушной изоляцией в полюсах и приводе с использованием принципа двухпозиционной защелки соответствуют техническим условиям, а также ГОСТ. Выключатели серии ВР35 предназначены для коммутации электрических высоковольтных цепей при нормальных и аварийных режимах сетей трехфазного переменного тока с изолированной или частично заземленной нейтралью с номинальным напряжением 35 кВ частотой 50 (60) Гц.

Вакуумные выключатели серии ВР35 разработаны на смену воздушным и масляным выключателям, обладая целым рядом преимуществ над ними.

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

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

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3	4
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 527,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 9,69 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения	$i_{вкл} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 9,69 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение апериодической составляющей, кА	$i_{ан} = 7,9 \text{ кА}$	$i_a = 0,49 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 31 \text{ кА}$	$i_{уд} = 23,52 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,02 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

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

10.2 Выбор выключателей 10 кВ.

Для РУ 10 кВ для ПС «Астрахановка» первоначально принимаем для установки выключатель вакуумные ВВ-TEL10-31,5- 2000

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

Таблица 10 – Выбор выключателя 10 кВ

Номинальные параметры выключателя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение (кВ)	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток (А)	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{макс} = 1759,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Номинальный ток включения (кА)	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{н0}$
Наибольший пик тока включения (кА)	$i_{вкл} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{вкл} \geq i_{уд}$
Номинальный ток отключения (кА)	$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{нт} = 13,8 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{нт}$
Номинальное значение аperiodической составляющей (кА)	$i_{ан} = 8,48 \text{ кА}$	$i_a = 0,65 \text{ кА}$	$i_{ан} \geq i_a$
Предельный сквозной ток (кА)	$i_{прскв} = 128 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24,76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

Данный тип выключателя предлагается к установке на все присоединения.

10.3 Выбор разъединителей 35 кВ

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

Сравнение параметров выбранного разъединителя со значениями, полученными при расчете токов КЗ показано в таблице 11.

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

Номинальные параметры разъединителя		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{макс} = 527,8 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 63 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33,5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 12,206 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$

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

10.4 Выбор трансформаторов тока.

Номинальный ток трансформатора тока принимаем как можно ближе к наибольшему рабочему току РУ, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

Трансформатор тока проверяется на электромеханическую и термическую стойкость и величину нагрузки в заданном классе точности.

Вторичная нагрузка трансформаторов тока состоит из сопротивления приборов подключенных ко вторичной обмотке, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} + r_{\text{к}} \quad (47)$$

Сопротивление контактов принимается равным $r_{\text{к}}=0,1$ Ом. Сопротивление соединительных проводов можно рассчитать по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{F} \quad (48)$$

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

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

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

Сопротивление соединительных проводов (для 35 и 10 кВ):

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

Сопротивление приборов подключенных ко вторичной обмотке определяется по формуле:

$$r_{\text{пров}} = \frac{S_{\text{ПП}}}{I_2^2} \quad (49)$$

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

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

Для измерения всех необходимых величин предлагается установить трехфазный измерительный комплекс РИМ 489.07. Счетчики электрической энергии трехфазные статические РИМ 489.07 являются многофункциональными приборами и предназначены для измерения активной и реактивной электрической энергии и мощности (активной, реактивной, полной) в трехфазных электрических цепях переменного тока промышленной частоты.

Счетчики РИМ 489.07 - трансформаторные универсальные счетчики. Счетчики имеют встроенный тарификатор и реализуют многотарифный учет активной электрической энергии. Счетчики выполняют измерение среднеквадратических значений фазных токов, фазных и линейных напряжений, частоту, удельную энергию потерь в цепях тока, коэффициент реактивной мощности цепи, коэффициент мощности, напряжение прямой последовательности и коэффициенты не симметрии напряжения по обратной и нулевой последовательностям. Счетчики измеряют комплексные параметры качества электрической энергии, продолжительность времени выхода напряжения и частоты за пределы нормальных норм качества электричества по установившемуся отклонению напряжения.

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

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

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А
Амперметр	Э-350	0,5
Счетчик АЭ	РИМ 489.07	0,12
Счетчик РЭ		

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

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

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

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

Принимаем трансформатор тока по стороне 35 кВ ТОЛ-35-III для ПС «Астрахановка» номинальным током 600 А. Сравнение параметров трансформатора тока 35 кВ приведено в таблице 13.

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

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{\text{ном}} = 35$ кВ	$U_{\text{номсети}} = 35$ кВ	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{номсети}}$
Номинальный ток	$I_{\text{ном}} = 600$ А	$I_{\text{макс}} = 527,8$ А	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{макс}}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{\text{прскв}} = 125$ кА	$i_{\text{уд}} = 23,52$ кА	$i_{\text{прскв}} \geq i_{\text{уд}}$
Термическая стойкость, кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7203$ кА ² с	$B_{\text{к}} = 12,206$ кА ² с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
Номинальная вторичная нагрузка Z ₂ ном (Ом)	30 Ом	1,15 Ом	$Z_{2\text{ном}} \geq Z_2$

Данный тип трансформатора тока проходит по всем параметрам, следовательно его оставляем.

Принимаем трансформатор тока по стороне 10 кВ для ПС «Астрахановка» ТПЛК-10/2000 с номинальным током первичной обмотки 2000 А. Сравнение параметров трансформатора тока 10 кВ приведено в таблице 14.

Таблица 14 – Проверка выбранного ТТ 10 кВ

Номинальные параметры трансформатора тока		Расчетные дан- ные	Условия выбора
Номинальное напряжение	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номсети} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{номсети}$
Номинальный ток	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{макс} = 1759.5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{макс}$
Условия проверки			
Предельный сквозной ток	$i_{прскв} = 140 \text{ кА}$	$i_{уд} = 33.5 \text{ кА}$	$i_{прскв} \geq i_{уд}$
Термическая стойкость, $\text{кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 58800 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_K = 24.76 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
Номинальная вторичная нагрузка Z_2 ном (Ом)	15 Ом	1,15 Ом	$Z_{2ном} \geq Z_2$

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

10.5 Выбор трансформаторов напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются по вторичной нагрузке (подключенных к ним приборов)

Расчет проводится при условии перевода всех приборов обеих секций 35 кВ и 10 кВ на один трансформатор напряжения при выводе второго в ремонт. Расчет вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведен в таблице.

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

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

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	2	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			10,24

Принимаем к установке трансформатор напряжения типа НАМИ 35 УХЛ1.

Трехфазный антирезонансный масляный трансформатор напряжения типа НАМИ-35 УХЛ1 предназначен для установки в электрических сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты с изолированной или с компенсированной нейтралью с целью передачи данных измерительной информации приборам измерения, устройствам автоматики, защиты, сигнализации и управления.

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

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

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

Трансформатор напряжения проходит по параметрам, следовательно его оставляем.

Выбираем трансформатор напряжения на стороне 10 кВ ПС «Астрахановка» НАЛИ 10 УХЛ1. Трехфазная анти резонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-10 кВ предназначен для установки в комплектные распределительные устройства внутренней и наружной установки (КРУ), а так же в сборные камеры одностороннего обслуживания (КСО), является комплектующим изделием. Трехфазная группа трансформаторов напряжения обеспечивает питание приборов учета электроэнергии, аппаратуры, релейных либо микропроцессорных защит и автоматики, а так же используется для контроля изоляции в сетях 10 кВ с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтраль.

Определяем мощность вторичной нагрузки. Данные представлены в таблице 17.

Таблица 17 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения 10 кВ

Тип прибора	Прибор	Количество приборов	Потребляемая мощность, В·А
Вольтметр	Э-335	2	2
Варметр	Д-335	2	1,5
Ваттметр	Д-335	2	1,5
Счетчик АЭ	РиМ 489.07	14	0,12
Счетчик РЭ			
Сумма			11,68

Таблица 18 – Проверка выбранного ТН 10 кВ

Номинальные параметры ТН		Расчетные данные	Условия выбора и проверки
Номинальная вторичная нагрузка в классе точности 0,2	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_2 = 11,68 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_2$

Трансформатор напряжения проходит по параметрам следовательно его оставляем.

10.6 Выбор жестких шин 10 кВ.

Проводим проверку жестких шин на стороне низкого напряжения. Максимальный рабочий ток в данном РУ 10 кВ ПС «Астрахановка» составляет 1759,5А. Принимаем сечение алюминиевой шины размерами 80×6 мм ($4,8 \text{ см}^2$) из которой изготовлены сборные шины РУ 10 кВ, длительно допустимый ток для данного сечения составляет 1850А. Шины установлены на изоляторах плашмя, расстояние между фазами принимаем 0,4м.

Проверяем шины на термическую стойкость, определяем минимальное сечение по условиям нагрева токами КЗ (см^2).

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C} = \frac{\sqrt{24,76}}{91} = 0,05 \quad (50)$$

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

C - коэффициент для алюминия 91

Проверяем шины на механическую прочность при коротком замыкании, определяем пролет с частотой собственных колебаний более 200 Гц

$$l \leq \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{J}{q}} = \sqrt{\frac{173,2}{200} \cdot \frac{25,6}{4,8}} = 0,95 \quad (51)$$

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

q - сечение проводника (см^2)

Момент инерции шины определяется по следующей формуле:

$$J = b \cdot h^3 \frac{1}{12} = 0,6 \cdot 8^3 \frac{1}{12} = 25,6 \quad (\text{см}^3 \times \text{см}) \quad (52)$$

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

Определяем максимальное удельное усилие при трехфазном коротком замыкании на шинах низкого напряжения ПС «Астрахановка».

$$f = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{y\delta}^2}{a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{33500^2}{0,4} = 48,59 \quad (\text{Н/м}) \quad (53)$$

где $i_{y\delta}$ – ударный ток короткого замыкания на шинах НН ПС «Астрахановка» согласно расчетным данным (А).

a - расстояние между шинами разноименных фаз (м).

Момент сопротивления шин определяем по формуле:

$$W = b \cdot h^2 \frac{1}{6} = 0,6 \cdot 8^2 \frac{1}{6} = 6,4 \quad (\text{см}^3) \quad (54)$$

Определяем расчетное напряжение в материале шин при протекании ударного тока короткого замыкания:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{y\delta}^2 \cdot l^2}{W \cdot a} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{73020^2 \cdot 0,9^2}{6,4 \cdot 0,4} = 29,22 \quad (\text{МПа}) \quad (55)$$

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

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

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

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

11 ВЫБОР ТИПА И СЕЧЕНИЙ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 10 КВ

В данном разделе проводится расчет и выбор проводников для линий электропередач 10 кВ, наиболее перспективным в данном случае является использование самонесущего изолированного провода напряжением 10 кВ применяемого для воздушных линий. Преимущества данного типа проводника очевидны перед обычным голым проводом типа АС который в настоящее время используется в рассматриваемом участке РЭС.

Сечения линий электропередачи выбираются по условиям нагрева токами нагрузки с последующей проверкой:

- по термической стойкости к токам короткого замыкания;
- по допустимой потере напряжения в нормальном режиме работы

Для выбора сечений линий ВЛ 10 кВ определяется расчетный ток и выбирается стандартное сечение соответствующее ближайшему большему длительно-допустимому току для данного типа СИП.

Выбор по длительно допустимому току сводится к неравенству:

$$I_p \leq I_{\text{дд}} \quad (56)$$

где I_p – расчетный ток в сечении, А;

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

В данной выпускной квалификационной работе рассматривается полная замена голого провода которым выполнены распределительные сети на самонесущий изолированный провод типа сип-3.

Расчетный ток в рассматриваемом сечении определяется по выражению:

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

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

Рассмотрим выбор СИП на примере участка РП-11 до ТП 8п. В данном случае рассматривается вариант когда все ТП рассматриваемого района запитаны от одного фидера (ремонтный режим работы сети), формула для расчета тока:

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

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

Для полученного значения подбираем соответствующее сечение СИП. Принимаем сечение 50 мм² с предельным значением тока 195 А. Далее проводится расчет на остальных участках при этом необходимо учитывать тот факт что для простоты монтажа и удобства эксплуатации применяется одно сечение СИП на протяжении всего фидера. Таким образом на участках РП-11 до ТП 8п, РП-11 до ТП 5п, РП-11 до РУНН ПС «Астрахановка», расчетный ток будет одинаковым. Отдельно только проводим расчет отпайки на ТП 59 «ЖД» расчетный ток в данном случае равен (количество трансформаторов в данном случае 10):

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

На данном участке принимаем провод сечением 35 мм²
 Результаты расчета приведены в таблице 19:

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

Участок	S_p (кВА)	I_p (А)	Сечение СИП	$I_{до}$ (А)
РУ 10 кВ «Астрахановка» - РП-11 1 цепь	2828,92	155,55	3×50	195
РУ 10 кВ «Астрахановка» - РП-11 2 цепь	2828,92	155,55	3×50	195
РП-11- ТП 8п	2828,92	155,55	3×50	195
РП-11- ТП 5п	2828,92	155,55	3×50	195
отп ТП 59 «ЖД» - ТП 59 «ЖД»	1623,65	89,27	3×35	160

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

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

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

12.1 Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

При расчете токов короткого замыкания при одинаковом сечении линии на протяжении всего участка определение токов выполняется в ближайших точках те на шинах высокого напряжения первых от РУ 10 кВ ТП.

Рассмотрим на примере расчет тока короткого замыкания на шинах высокого напряжения ТП 8п.

Сопrotивление системы определяется по формуле (Ом):

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

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

Активные и реактивные сопротивления участков сип (Ом):

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

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

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

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

$$I_{по} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_p^2 + X_p^2}} \quad (62)$$

Ток двухфазного короткого замыкания (кА):

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

Определяем сопротивление системы:

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

Сопротивления участков от РУ НН ПС «Астрахановка» до РП-11:

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

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

Сопротивления участков от ТП 8п до РП-11:

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

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

Результирующее индуктивное сопротивление до шин высокого напряжения ТП 8п

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

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

Результирующее активное сопротивление до шин высокого напряжения ТП 8п

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

Ток трехфазного КЗ:

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

Ток двухфазного короткого замыкания:

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

Постоянная затухания аperiodической составляющей:

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

Коэффициент затухания:

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

Ударный ток короткого замыкания:

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

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

Таблица 20 – Расчет токов КЗ в сети 10 кВ

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

По полученным данным проводятся дальнейшие расчеты термической стойкости

Термически стойкое к токам КЗ сечение СИП находим по формуле:

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

где $I_{\text{по}}$ - установившееся значение тока В расчетной точке;

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

K_T - температурный коэффициент.

Для примера рассчитывается термически стойкое к токам КЗ сечение для точки короткого замыкания на шинах РП-11 (в данном случае проверяется участок сип от РП-11 до РУ НН ПС «Астрахановка»:

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

Полученное значение меньше сечения принятого на данном участке СИП, следовательно, оно проходит проверку его принимаем к монтажу.

В расчете рассматриваем только головные участки сети тк они наиболее подвержены токам КЗ. Для остальных точек КЗ расчёт ведётся аналогично, результаты сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Проверка сечений по термической стойкости

Участок от источника питания до точки КЗ	$I_{по}$ (кА)	Термически стойкое сечение (мм ²)	Фактическое сечение (мм ²)
Шины РП-11	9,42	23,25	50
Шины ВН ТП 8п	4,19	10,34	50
Шины ВН ТП 5п	5,8	14,32	50
Шины ВН ТП 59 «ЖД»	2,51	6,19	35

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

12.2 Проверка линий 10 кВ по допустимой потере напряжения.

Потеря напряжения в участке СИП определяется по следующей формуле:

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

где r_0 – активное сопротивление СИП, Ом/км;

x_0 – реактивное сопротивление СИП, Ом/км.

Рассмотрим подробно пример расчета потери напряжения на участке РУНН 10 кВ «Астрахановка» - ТП 5п, при питании участка со стороны ТП8п:

Определяем потерю напряжения на данном участке:

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

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

13 ЗАЩИТА ОТ ПРЯМЫХ УДАРОВ МОЛНИИ

В данном разделе рассматривается расчет молниезащиты ПС «Астрахановка» в связи с реконструкцией и модернизацией

Согласно ПУЭ открытые подстанции и ОРУ 20-500 кВ должны быть защищены от прямых ударов молний. Защита подстанции от прямых ударов молний осуществляется стержневыми отдельностоящими молниеотводами.

Расчет молниезащиты поводится по следующим формулам :

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h \quad (69)$$

Эффективная высота молниеотвода (рассматриваются отдельно стоящие молниеотводы):

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

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

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

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 17,09$$

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

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

$$h_c = 14,45 - (0,17 + 0,0002 \cdot 17) \cdot (42,6 - 17) = 11,85 \text{ (м)}$$

где L - расстояние между молниеотводами.

Половина ширины внешней зоны на уровне защищаемого объекта:

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

Для линейного портала (высота 9,45 м):

$$r_x = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{14,45}\right) = 4,74 \text{ (м)}$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

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

где h_x - высота защищаемого объекта.

$$r_{cx} = 17,09 \cdot \left(1 - \frac{9,45}{11,85}\right) = 9,79 \text{ (м)}$$

Подробный расчет молниезащиты показан в графической части ВКР.

14 РАСЧЕТ СЕТИ ЗАЗЕМЛЕНИЯ

Сопротивление искусственного заземлителя не должно превышать 0,5 Ом.

Размеры ПС «Астрахановка» 55×40 (м)

Определяем общую площадь контура заземления:

$$S = (A + 3) \cdot (B + 3) = (55 + 3) \cdot (40 + 3) = 2716 \text{ (м}^2\text{)} \quad (74)$$

Принимаем диаметр вертикальных электродов с сети заземления $d = 0,022$ (м)

Сечение вертикальных электродов определяется как:

$$F = \frac{\pi \cdot d^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 0,022^2}{4} = 37,79 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (75)$$

Проверка сечения на термическую стойкость выполняется по следующей формуле:

$$F_{mc} = \sqrt{\frac{I_M^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{9690^2 \cdot 5}{400 \cdot 21}} = 0,8 \cdot 10^{-5} \text{ (м}^2\text{)} \quad (76)$$

где - I_M - максимальный ток короткого замыкания (кА)

T - наибольшее время работы защиты в РУ (сек)

β - коэффициент термической стойкости.

Сечение проходит проверку на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Проверка сечения на стойкость к коррозии:

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

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

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

$$F_{\text{кор}} = 3,14 \cdot S_{\text{сп}} \cdot (S_{\text{сп}} + d) = 3,14 \cdot 1 \cdot (1 + 0,022) \cdot 10^{-4} = 3,2 \cdot 10^{-4} \text{ (м}^2\text{)} \quad (78)$$

Принимаем первоначально расстояние между полосами в сети заземления:

$$l_{nn} = 5 \text{ (м)}$$

Общая длина полос в сети заземления:

$$L_n = \frac{(A+3)}{l_{nn}}(B+3) + \frac{(B+3)}{l_{nn}}(A+3) = \frac{(55+3)}{5}(40+3) + \frac{(40+3)}{5}(50+3) = 1086,4 \text{ (м)}$$

Число ячеек в сети заземления

$$m = \frac{L_n}{2 \cdot \sqrt{S}} = \frac{1086,4}{2 \cdot \sqrt{2716}} = 10,42 \quad (79)$$

Принимаем число ячеек:

$$m = 11$$

Длина стороны ячейки определяется как:

$$L_{\text{я}} = \frac{\sqrt{S}}{m} = \frac{\sqrt{2716}}{11} = 4,74 \text{ (м)} \quad (80)$$

Длина горизонтальных полос в сети заземления:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S}(m+1) = 2 \cdot \sqrt{2716}(11+1) = 1250,8 \text{ (м)} \quad (81)$$

Количество вертикальных электродов в сети заземления:

$$n_{\text{э}} = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{10 \cdot \sqrt{2}} = \frac{4 \cdot \sqrt{2716}}{10 \cdot \sqrt{2}} = 14,74 \quad (82)$$

Принимаем целое значение:

$$n_{\text{э}} = 15$$

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

Определяем стационарное сопротивление сети заземления:

$$R_C = \rho \cdot \left(A \frac{1}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + l_g \cdot n_g} \right) = 50 \cdot \left(0,42 \frac{1}{\sqrt{2716}} + \frac{1}{1250,8 + 4,0 \cdot 15} \right) = 0,442 \text{ (Ом)} \quad (83)$$

где - A - вспомогательный коэффициент.

Определяем коэффициент импульсного сопротивления:

$$\alpha_H = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\beta + 320) \cdot (I_M + 45)}} = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{2716}}{(21 + 320) \cdot (3,37 + 45)}} = 1,09 \quad (84)$$

Определяем импульсное сопротивление заземлителя окончательно:

$$R_H = R_C \cdot \alpha_H = 0,442 \cdot 1,09 = 0,482 \text{ (Ом)} \quad (85)$$

Полученное значение сопротивления не превышает предельного значения 0,5 Ом, следовательно расчет выполнен верно.

15 ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПС «АСТРАХАНОВКА»

В данном разделе рассматривается расчет всех защит устанавливаемых на трансформаторе ТДН 16000/35/10 ПС «Астрахановка».

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

15.1 Дифференциальная защита

Выбираем коэффициенты трансформации трансформаторов тока с учетом условия:

$$I_{1mn} \geq I_{тн\text{ю}m} \quad (86)$$

где $I_{тн\text{ю}m}$ – номинальный ток i стороны трансформатора, А. Принимаем ближайшее большее стандартное значение и определяем номинальный коэффициент трансформации ТТ $K_{та}$.

Находим вторичные токи трансформаторов тока в номинальном режиме, А:

$$I_{2nn} = \frac{I_{тн\text{ю}m i}}{K_{та}} \quad (87)$$

При внешних замыканиях дифференциальный ток срабатывания должен удовлетворять условию:

$$I_{dsp} \geq K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \quad (88)$$

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \mathcal{E} + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр} \quad (89)$$

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

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

\mathcal{E} – полная относительная погрешность ТТ, $\mathcal{E} = 0,1$ о.е.;

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

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

Требования к ТТ дифференциальной защиты трансформаторов можно сформулировать следующим образом:

$$K_{10} = \frac{I_{1номтт} \cdot K_{10}}{I_{тноми}} \geq \frac{I_{КЗВНмакс}}{I_{тноми}} \quad (90)$$

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

K_{10} – наибольшая кратность первичного тока ТТ;

Далее вычисляют коэффициент торможения:

$$K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_{НБрасч} \cdot I_{скв} - 0,7}{I_{скв} - I_{Трасч}} \quad (91)$$

Для силовых трансформаторов, со стороны НН которых подключены токоограничивающие реакторы принимают $I_{скв} = 3$, $K_{пер} = 1,5$, $K_{пер} = 2,5$

$$I_{Трасч} = 1,25 + \frac{0,7 - I_{d\min}}{K_{Т1}} \quad (92)$$

Значения $I_{d\min}$ и $K_{Т1}$ при начальном приближении принимается тормозная характеристика №3, из технического паспорта защиты.

Выбираем трансформаторы тока.

$$I_{ен} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 263,93 \text{ (А)}$$

$$I_{нн} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 879,77 \text{ (А)}$$

$$I_{2вн} = \frac{263,93 \cdot 5}{300} = 4,39 \text{ (A)}$$

$$I_{2вн} = \frac{879,77 \cdot 5}{1000} = 4,39 \text{ (A)}$$

Расчетный ток небаланса.

$$I_{НБрасч} = K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{pez} + \Delta f_{выр} = 2,5 \cdot 0,1 + 0,02 + 0,02 = 0,29$$

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

$$I_{d \min} = 1,25 \cdot K_{отс} \cdot (K_{пер} \cdot \varepsilon + \Delta U_{pez} + \Delta f_{выр}) = 0,261$$

Принимаем:

$$I_{d \min} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Производим выбор тормозной характеристики из набора стандартных, установленных для терминала. Параметры тормозных характеристик приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Тормозные характеристики защиты.

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

Задаемся значением $I_{Трасч*} = 2,58$ для характеристики №3 и находим:

$$K_{Т1} = \frac{1,1 \cdot 0,29 \cdot 2,89 - 0,7}{2,89 - 2,58} = 0,72$$

Так как полученное значение превышает 0,3, то принимаем характеристику №4.

15.2 Защита от перегрузки.

Перегрузка трансформаторов обычно является симметричной. Поэтому она выполняется с помощью максимальной токовой защиты, включенной на

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

Ток срабатывания защиты от перегрузки определяется следующим образом:

$$I_{CЗ} = \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 264 = 346 \text{ (А)} \quad (93)$$

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

k_{ϵ} – коэффициент возврата принятого токового реле;

Ток срабатывания защиты:

$$I_{СР} = \frac{\sqrt{3} \cdot 346}{(600/5)} = 4,99$$

Уставка на срабатывание реле времени принимаем равной 9 секунд.

15.3 Максимальная токовая защита.

Максимальная токовая защита устанавливается на всех трансформаторах, в том случае если для их защиты не используются высоковольтные плавкие вставки.

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

$$I_{CЗ} = \frac{k_n \cdot k_{сам}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{номВН} = \frac{1,2 \cdot 1,5}{0,8} \cdot 264 = 594 \text{ (А)} \quad (94)$$

где k_n – коэффициент надежности;

$k_{сам}$ – коэффициент само запуска;

$$k_n = \frac{I_{к.мин}^{(2)}}{I_{CЗ}} = \frac{11,95 \cdot 10^3 \cdot (10,5/35)}{594} = 6,03 \quad (95)$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{CP} = \frac{\sqrt{3} \cdot 594}{(600/5)} = 8,57 \text{ (A)}$$

Принятые уставки защиты принимаем для обоих трансформаторов ТДН 16000/35/10 ПС «Астрахановка»

15.4 Газовая защита.

Газовая защита трансформатора представляет собой газовое реле которое расположено в трубопроводе соединяющем основной бак трансформатора с расширительным баком. В случае повреждений в обмотках трансформатора (которые может не чувствовать любая другая из установленных защит) происходит газообразование, интенсивность которого пропорциональна степени повреждения. Газы постепенно проходят через трубопровод в котором расположено реле и попадают в расширительный бак. При незначительном газообразовании реле работает на сигнал, в таком случае трансформатор должен быть отключен от сети, отобран газ из реле и проведен его анализ, по результатам которого принимается решение о возможности ввода в работу трансформатора. При скоротечном образовании газов, (в случае сильного повреждения) через реле проходит большой поток газов, в таком случае оно работает на отключение трансформатора.

Различают газовые реле различного исполнения в данной работе принимаем к установке на трансформаторы ТДН 16000/35/10 реле конструкции Бухгольца.

16 ЗАЩИТА ПОНИЖАЮЩИХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 10/0,4 КВ

Силовые трансформаторы 10/0,4 кВ рассматриваемого участка сети необходимо защитить от аварийных ситуаций, вызванных возникновением сверхтоков (перегрузки) и коротких замыканий, путем установки различных типов защит.

К основным видам повреждения трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ можно отнести следующие: однофазные короткие замыкания между витками одной фазы; однофазные короткие замыкания на землю; междуфазные короткие замыкания в обмотках; междуфазные короткие замыкания на вводах; внутренние повреждения.

Расчет защиты трансформаторов от междуфазных коротких замыканий включает в себя выбор и проверку высоковольтных предохранителей 10 кВ.

Высоковольтных предохранителей 10 кВ предназначены для автоматического отключения трансформатора при превышении определенного значения тока (номинального тока). Одним из основных достоинств предохранителей является то, что они позволяют быстро отключать цепь при коротком замыкании, а так же ограничивать ток в цепи при перегрузке или коротком замыкании. Именно по этому их широко применяют для защиты силовых трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ, измерительных трансформаторов напряжения и электродвигателей.

На вновь вводимые трансформаторы РЭС устанавливаются высоковольтные предохранители типа ПКТ, которые встраиваются в выключатели нагрузки.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

17.1 Безопасность работы

При реконструкции ВЛ и монтаже новых проводов ВЛ должны соблюдаться требования государственных нормативных документов и локальных документов монтажных организаций:

1. Инструкций по охране труда для каждой профессии на отдельные виды работ.
2. Правил безопасности при строительстве линий электропередачи и производстве электромонтажных работ.
3. Правил устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов.
4. Межотраслевых правил по охране труда при погрузочно-разгрузочных работах и размещении грузов.
5. Инструктивные указания по технике безопасности при ремонтно-строительных работах вблизи действующего энергетического оборудования предприятий.
6. Инструкция по организации и производству работ повышенной опасности.

17.2 Экологичность работы

Для предотвращения растекания масла на ПС «Астрахановка» и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами предусматривается сооружение под трансформаторами масло сборных ям - маслоприемников.

На подстанции «Астрахановка» устанавливаются 2 трансформатора марки ТДН 16000/35 с размерами (м) 5,4×3,0×2,9 и массой масла 10,5 т.

Проводим подробно расчет геометрических размеров маслоприемника.

Определяем объем масла в трансформаторе по формуле:

$$V_{mpm} = \frac{M}{\rho} = \frac{10,5}{0,88} = 11,93 \text{ (м}^3\text{)} \quad (96)$$

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

ρ – плотность масла 0,88 (т/м³)

Определяем площадь маслоприемника по формуле:

$$S_{mn} = (A + 2 \cdot \Delta) \cdot (B + 2 \cdot \Delta) = (5,4 + 2 \cdot 1,5) \cdot (3,0 + 2 \cdot 1,5) = 50,4 \text{ (м}^2\text{)} \quad (97)$$

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

Δ – расстояние между боковой стенкой трансформатора и стенкой маслоприемника

Площадь боковой поверхности принятого трансформатора:

$$S_{\delta n} = (A + B) \cdot 2 \cdot H = (5,4 + 3,0) \cdot 2 \cdot 2,9 = 48,72 \text{ (м}^2\text{)} \quad (98)$$

где H – высота трансформатора (м)

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

Определяем объем воды необходимый для тушения пожара

$$V_{H_2O} = K_n \cdot t \cdot (S_{mn} + S_{\delta n}) \cdot 10^{-3} = 0,2 \cdot 1800 \cdot (50,4 + 48,72) \cdot 10^{-3} = 35,68 \quad (99)$$

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

t - нормативное время тушения t (сек)

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

$$V_{mmH_2O} = V_{mpm} + 0,8 \cdot V_{H_2O} = 11,93 + 0,8 \cdot 35,68 = 40,47 \text{ (м}^3\text{)} \quad (100)$$

Определяем глубину маслоприемника для приема всей жидкости при пожаротушении

$$H_{mn} = \frac{V_{mH2O}}{S_{mn}} = \frac{40,47}{50,4} = 0,8 \text{ (м)} \quad (101)$$

Полная высота маслоприемника определяется как:

$$H_{nmi} = H_{mi} + H_{en} + H_z = 0,88 + 0,05 + 0,25 = 1,1 \text{ (м)} \quad (102)$$

где H_z – Высота гравийной подушки (м)

H_{en} - высота воздушной прослойки (м)

17.3 Чрезвычайные ситуации

Рассмотрим защитные средства от следующих чрезвычайных ситуаций: пожар на ОРУ ПС «Астрахановка», удар молнии в ОРУ.

Пожарная безопасность. В связи с тем, что на ПС «Астрахановка» устанавливаются вакуумные выключатели, снижается уровень возникновения ЧС на ОРУ.

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

Основными системами пожарной безопасности в данном случае на ПС «Астрахановка» являются системы предотвращения пожара и противопожарной защиты, включая организационно-технические мероприятия.

Систему предотвращения пожара на ПС «Астрахановка» составляет комплекс организационных мероприятий и технических средств, направленных на исключение возможности возникновения пожара. Предотвращение пожара предусматривается устранением образования горючей среды; устранением образования в горючей среде источника тепла; поддержанием температуры горючей среды ниже предельно допустимой; поддержание в горючей среде давления ниже максимально допустимого и другими мерами.

Систему противопожарной защиты на ПС «Астрахановка» составляет комплекс организационных и технических средств, направленных на предот-

вращение воздействия на людей опасных факторов пожара и ограничение материального ущерба от него.

Большое значение в обеспечении пожарной безопасности в данной ВКР принадлежит противопожарным преградам и разрывам. Они предназначены для ограничения распространения пожара внутри здания. К ним относятся противопожарные стены, перекрытия, двери.

Виды пожарной техники, применяемые на ОРУ 35 кВ ПС «Астрахановка».

Пожарная техника, предназначенная для защиты открытого распределительного устройства 35 кВ ПС «Астрахановка», классифицируется на следующие группы: пожарные машины, средства пожарной и охранной сигнализации, огнетушители, пожарное оборудование, ручной инструмент, инвентарь и пожарные спасательные устройства.

На ПС «Астрахановка» широко применяют установки водяного, пенного, парового, газового и порошкового пожаротушения. Тушение пожара таким образом является наиболее дешевым и распространенным средством. Попадая в зону горения, вода нагревается и испаряется, отнимая большое количество теплоты от горящих веществ.

В качестве огнетушащих средств в данной работе предусматривается установка: в здании КРУ четырех огнетушителей типа ОУ-5 и один типа ОУ-25, возле каждого трансформатора также расположены два огнетушителя типа ОХП-10, два ОПС-5, один ящик с песком емкостью 0.5 м³

В РУ ПС «Астрахановка» определены места хранения защитных средств для пожарных подразделений при ликвидации пожара и их необходимое количество. Применение таких средств для других целей не допускается.

Огнетушители размещаются на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна обеспечивать доступ к нему.

Для размещения первичных средств тушения пожара в производственных и других помещениях, а также на территории ПС «Астрахановка», устанавливаются пожарные щиты (посты). Запорная арматура (краны, клапаны, крышки горловины) углекислотных, химических, воздушно-пенных, порошковых и других огнетушителей должна быть опломбирована.

С наступлением морозов пенные огнетушители переносятся в отапливаемые помещения в данном случае в КРУ 10 кВ.

18 РАСЧЕТ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Стоимость оборудования подстанции «Астрахановка» определяется согласно укрупненным стоимостным показателям, с учетом индексов изменения сметной стоимости оборудования, в том числе стоимости материалов, оплаты труда и эксплуатации машин и механизмов на I квартал 2017 года (индекс цен по отношению к ценам 2000 г. составляет 4,28 ед) (согласно приложению №1 к письму мин. регион России).

Определяем стоимость РУВН, НН по следующей формуле:

$$K_{py35} = N_{яч35} \cdot K_{яч35} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 2 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 22,26 \text{ (млн.руб)} \quad (103)$$

$$K_{py10} = N_{яч10} \cdot K_{яч10} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 15 \cdot 0,085 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 7,09 \text{ (млн.руб)} \quad (104)$$

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

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

$K_{яч}$ - стоимость ячейки выключателя:

K_p - районный коэффициент:

Определяем стоимость трансформаторов:

$$K_{мп} = N_{мп} \cdot K_{мп} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 2 \cdot 9,5 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 105,72 \text{ (млн.руб)} \quad (105)$$

где $N_{мп}$ - количество трансформаторов на ПС:

$K_{мп}$ - стоимость одного трансформатора ТДН-1600/35/10:

Определяем постоянную часть затрат по подстанции «Астрахановка»:

$$K_{пост} = K_{пост} \cdot K_{инф} \cdot K_p = 8 \cdot 4,28 \cdot 1,3 = 44,51 \text{ (млн.руб)} \quad (106)$$

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

Определяем капиталовложение на модернизацию и реконструкцию ПС «Молодежная»:

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

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

$$I_{\text{ЭКС}} = \alpha_{\text{ЭКС.ПС}} \cdot K_{\text{ПС}} \quad (107)$$

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

$$I_{\text{ЭКС}} = \frac{5,9}{100} \cdot 179,58 = 10,59 \text{ (млн.руб)} \quad (108)$$

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

$$I_{\text{АМ}} = \frac{K_{\text{ПС}}}{T_{\text{СЛПС}}} \quad (109)$$

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

$$I_{\text{АМ}} = \frac{179,58}{20} = 8,98 \text{ (млн.руб)} \quad (110)$$

Таким образом расчет капиталовложений в реконструкцию ПС «Астрахановка» показал что общая их сумма составляет 179,58 миллионов рублей, при этом величина эксплуатационных издержек составит 10,59 миллионов рублей в год, амортизации 8,98 миллионов рублей в год.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В представленной ВКР был предложен вариант модернизации системы электроснабжения с центром питания ПС «Астрахановка» Амурской области. В качестве технического решения обеспечивающего повышение надежности электроснабжения была предложена замена устаревшего оборудования на современное. В процессе выполнения данной работы был проведен расчет электрических нагрузок на стороне низкого и высокого напряжения трансформаторных подстанций 10/0,4 кВ, рассчитаны сечения воздушных линий электропередачи, определены мощности трансформаторов ТП. Рассчитаны токи короткого замыкания и произведен выбор основного электротехнического оборудования на ПС 35 кВ «Астрахановка». Рассчитаны зоны молниезащиты на РУ 35 кВ и выполнен расчет защитного заземления ПС. Выполнен расчет защиты силового трансформатора. Рассмотрены вопросы безопасной эксплуатации маслонаполненного оборудования.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Блок В.М. Электрические системы и сети. // В.М. Блок– М.: Высш.шк.,2008. – 430 с.

2 Блок В.М. Пособие к курсовому и дипломному проектированию для электроэнергетических специальностях вузов //В. М. Блок, Г. К. Обушев и др.; Под ред. В.М.Блок – М.:Высш.шк.,2011. – 383 с.

3 Герасимов В.Г. Электротехнический справочник Т.3 //В. Г. Герасимов, П. Г. Грудинский, В. А. Лабунцов и др. – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 880 с.

4 Идельчик В.И. Электрические системы и сети. // В.И. Идельчик – М.: Энергоатомиздат, 2007. – 592 с.

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

6 Неклепаев Б. Н., Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования// Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М.: Энергоатомиздат, 2006. – 608 с.

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

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

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

10 Базуткин В.В., Ларионов В.П., Пинталь Ю.С. Изоляция и перенапряжения в электрических системах: Учебник для вузов – М.: Энергоатомиздат, 2006.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Приложение А Расчет нагрузок 0,4 кВ

Наименование	Потребитель	Количество	Руд	tg	Колво
<i>ТП 5n</i>	Частные дома	7	8,60	0,20	7,00
	Магазины	100 м ²	0,25	0,75	100,00
<i>ТП 1n</i>	Частные дома	20	7,20	0,20	20,00
	Магазины	80 м ²	0,25	0,75	80,00
<i>ТП 4n</i>	Частные дома	11	7,20	0,20	11,00
	Магазины	100 м ²	0,25	0,75	100,00
<i>ТП 2n</i>	Частные дома	12	6,50	0,20	12,00
	Магазины	50 м ²	0,25	0,75	50,00
<i>КТП 323n</i>	Частные дома	30	5,80	0,20	30,00
	Магазины	50 м ²	0,25	0,75	50,00
<i>ТП Гаражи</i>	Гаражи	200 ед.	0,50	0,62	200,00
<i>ТП 8n</i>	Жилой дом 1эт 1кв	6 ед.	8,60	0,20	6,00
	Жилой дом эт 45кв	2 ед.	2,60	0,20	2,00
	Административное здание	500 м. кв.	0,25	0,75	500,00
<i>ТП База «Россия»</i>	Административное здание	400 м ²	0,25	0,38	400,00
<i>ТП База «Динамо»</i>	Административное здание	500 м ²	0,25	0,38	500,00
<i>КТП 320n</i>	Частные дома	35	6,50	0,20	35,00
	Магазины	150 м ²	0,25	0,75	150,00
<i>КТП 320бн «Школа»</i>	Школа	1100 м. кв.	0,25	0,38	1100,00
	Освещение территории	2000 м ²			
<i>КТП 59 «ЖД»</i>	Административное здание	150 м. кв.	0,25	0,38	150,00
<i>КТП 320гн</i>	Частные дома	10	7,20	0,20	10,00
	Магазины	50 м ²	0,25	0,75	50,00
<i>КТП 12n</i>	Частные дома	30	6,50	0,20	30,00
	Магазины	150 м ²	0,25	0,75	150,00
<i>КТП 13n</i>	Административное здание	800 м ²	0,25	0,38	800,00
<i>КТП 15n</i>	Частные дома	20	5,50	0,20	20,00
	Магазины	120 м ²	0,25	0,75	120,00
<i>ТП 3n Насосная</i>	Освещение	20 м. кв.	0,05	0,38	20
	Насосы	2			2
<i>ТП «Песчаная»</i>	Частные дома	20	5,50	0,20	20,00
	Магазины	120 м ²	0,25	0,75	120,00
<i>ТП «Снежинка»</i>	Административное здание	350 м ²	0,25	0,38	350,00
<i>КТП 19 n (Проектируемая)</i>	Канатная дорога				
	Освещение территории	400 м. кв.	0,05	0,38	400
	Отопление				
<i>КТП 16 n</i>	Частные дома	30	5,50	0,20	30,00
<i>ТП 17n</i>	Частные дома	22	5,50	0,20	22,00

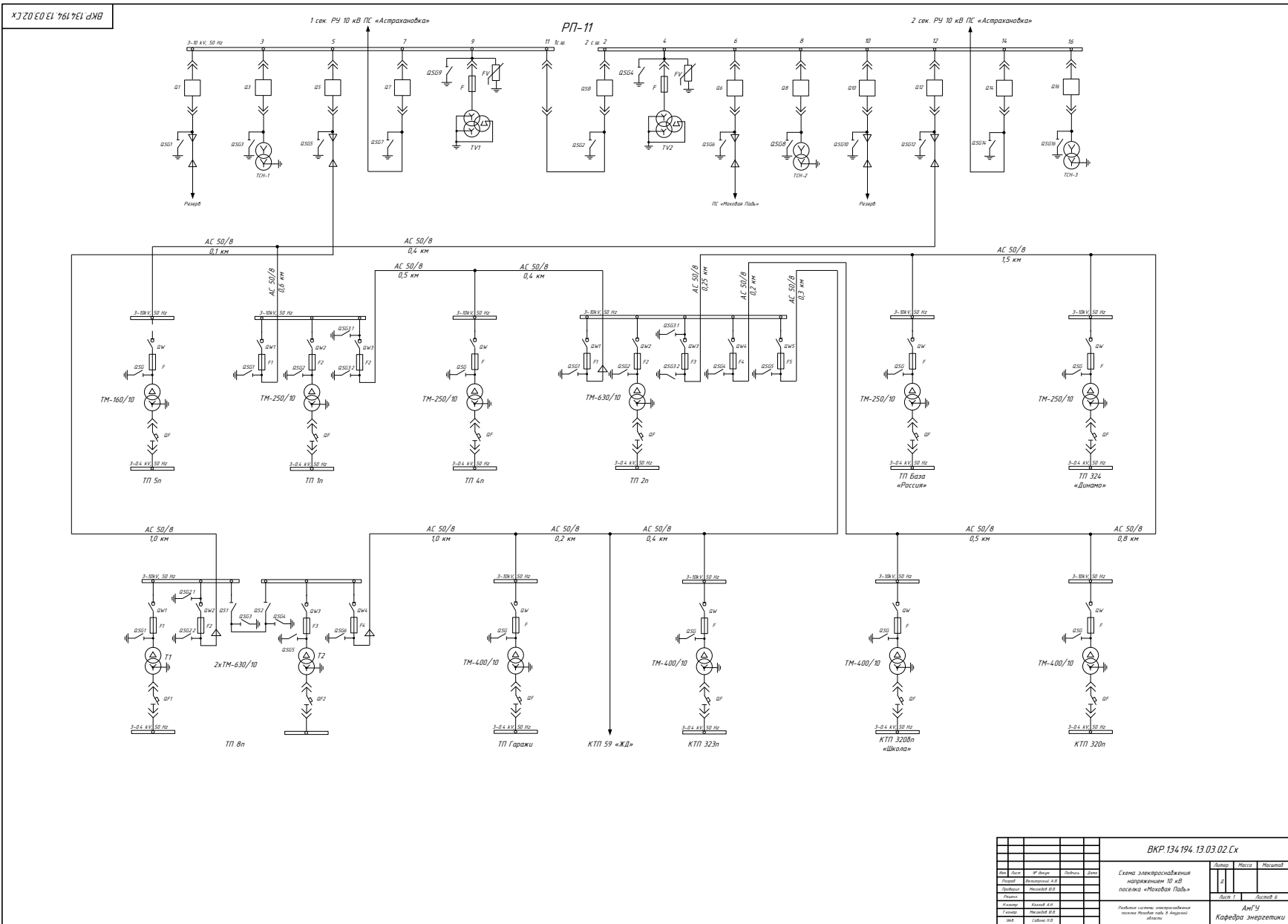
Наименование	Потребитель	Рсум	Qсум	Scум
<i>ТП 5n</i>	Частные дома	75,20	23,29	78,72
	Магазины			
<i>ТП 1n</i>	Частные дома	156,00	37,80	160,51
	Магазины			
<i>ТП 4n</i>	Частные дома	94,20	27,09	98,02
	Магазины			
<i>ТП 2n</i>	Частные дома	85,50	21,23	88,10
	Магазины			
<i>КТП 323n</i>	Частные дома	181,50	40,43	185,95
	Магазины			
<i>ТП Гаражи</i>	Гаражи	100,00	62,00	117,66
<i>ТП 8n</i>	Жилой дом 1эт 1кв	360,60	113,37	378,00
	Жилой дом эт 45кв			0,00
	Административное здание			0,00
<i>ТП База «Россия»</i>	Административное здание	100,00	38,00	106,98
<i>ТП База «Динамо»</i>	Административное здание	125,00	47,50	133,72
<i>КТП 320n</i>	Частные дома	250,00	62,38	257,66
	Магазины			0,00
<i>КТП 320бп «Школа»</i>	Школа	275,00	104,50	294,19
	Освещение территории	77,25	65,04	
<i>КТП 59 «ЖД»</i>	Административное здание	37,50	14,25	40,12
<i>КТП 320en</i>	Частные дома	79,50	20,03	81,98
	Магазины			
<i>КТП 12n</i>	Частные дома	217,50	55,88	224,56
	Магазины			
<i>КТП 13n</i>	Административное здание	200,00	76,00	213,95
<i>КТП 15n</i>	Частные дома	128,00	35,50	132,83
	Магазины			
<i>ТП 3п Насосная</i>	Освещение	31	15,98	34,876
	Насосы			0
<i>ТП «Песчаная»</i>	Частные дома	128,00	35,50	132,83
	Магазины			
<i>ТП «Снежинка»</i>	Административное здание	87,50	33,25	93,60
<i>КТП 19 n (Проектируемая)</i>	Канатная дорога	495,5	172,8	524,77
	Освещение территории	70	7,6	
	Отопление			
<i>КТП 16 n</i>	Частные дома	237,60	47,52	242,31
<i>ТП 17n</i>	Частные дома	121,00	24,20	123,40

Приложение Б Выбор трансформаторов

Наименование ТП	S_p (кВА)	$S_{треб}$ (кВА)	K_ϕ	K_a	N (шт)	$S_{ном}$ (кВА)
ТП 5п	78,72	87,47	0,79		1	100
ТП 1п	160,51	178,34	0,64		1	250
ТП 4п	98,02	108,91	0,61		1	160
ТП 2п	88,10	97,89	0,88		1	100
ТП 323п	185,95	206,61	0,74		1	250
ТП «Гаражи»	117,66	130,73	0,74		1	160
ТП 8п	378,0	263,77	0,46	0,92	2	2×400
ТП База «Россия»	106,98	118,87	0,67		1	160
ТП База «Дина- мо»	133,72	148,58	0,84		1	160
ТП 320п	257,66	286,29	0,64		1	400
ТП 320бп «Школа»	294,19	326,88	0,74		1	400
ТП 59 «ЖД»	40,12	44,58	0,64		1	63
КТП 320гп	81,98	91,09	0,82		1	100
КТП 12п	224,56	249,51	0,90		1	250
КТП 13п	213,95	237,72	0,86		1	250
КТП 15п	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП 3п «Насос- ная»	34,87	38,74	0,87		1	40
ТП «Песчаная»	132,83	147,59	0,83		1	160
ТП «Снежинка»	93,60	104,00	0,59		1	160
КТП 19 п (Проек- тируемая)	524,77	583,08	0,83		1	630
КТП 16 п	242,31	269,23	0,61		1	400
ТП 17п	123,40	137,11	0,77		1	160

Приложение В Расчет нагрузок 10 кВ

Наим КТП	Расч мощ S	Ншт	Сном	коэф з	S p
ТП 5п	78,72	1	100	0,79	84,31
ТП 1п	160,51	1	250	0,64	167,93
ТП 4п	98,02	1	160	0,61	103,30
ТП 2п	88,1	1	100	0,88	94,45
ТП 323п	185,95	1	250	0,74	195,04
ТП «Гаражи»	117,66	1	160	0,74	124,22
ТП База «Россия»	106,98	1	160	0,67	112,82
ТП База «Динамо»	133,72	1	160	0,84	141,48
ТП 320п	257,66	1	400	0,64	268,76
ТП 320бп	294,19	1	400	0,74	307,68
«Школа»					0,00
ТП 59 «ЖД»	40,12	1	63	0,64	46,71
КТП 320гп	81,98	1	100	0,82	107,32
КТП 12п	224,56	1	250	0,9	235,86
КТП 13п	213,95	1	250	0,86	220,50
КТП 15п	132,83	1	160	0,83	136,35
ТП 3п «Насосная»	34,87	1	40	0,87	55,94
ТП «Песчаная»	132,83	1	160	0,83	138,17
ТП «Снежинка»	93,6	1	160	0,59	173,46
КТП 19 п (Проектируемая)	524,77	1	630	0,83	535,78
КТП 16 п	242,31	1	400	0,61	247,99
ТП 17 п	123,4	1	160	0,77	126,49



ВКР 134.194.13.03.02.Сх				Лист 1		Листов 6	
№	Дата	Исполн.	Провер.	Длина	Масса	Новая	
1		Иванов И.И.	Петров П.П.				
2		Сидоров С.С.	Мухомов М.М.				
3		Климов К.К.	Новиков Н.Н.				
4		Григорьев Г.Г.	Морозов М.М.				
5		Савин С.С.	Шевелев Ш.Ш.				

Схема электроснабжения напряжением 10 кВ поселка «Моховая Падь»

Листов 6

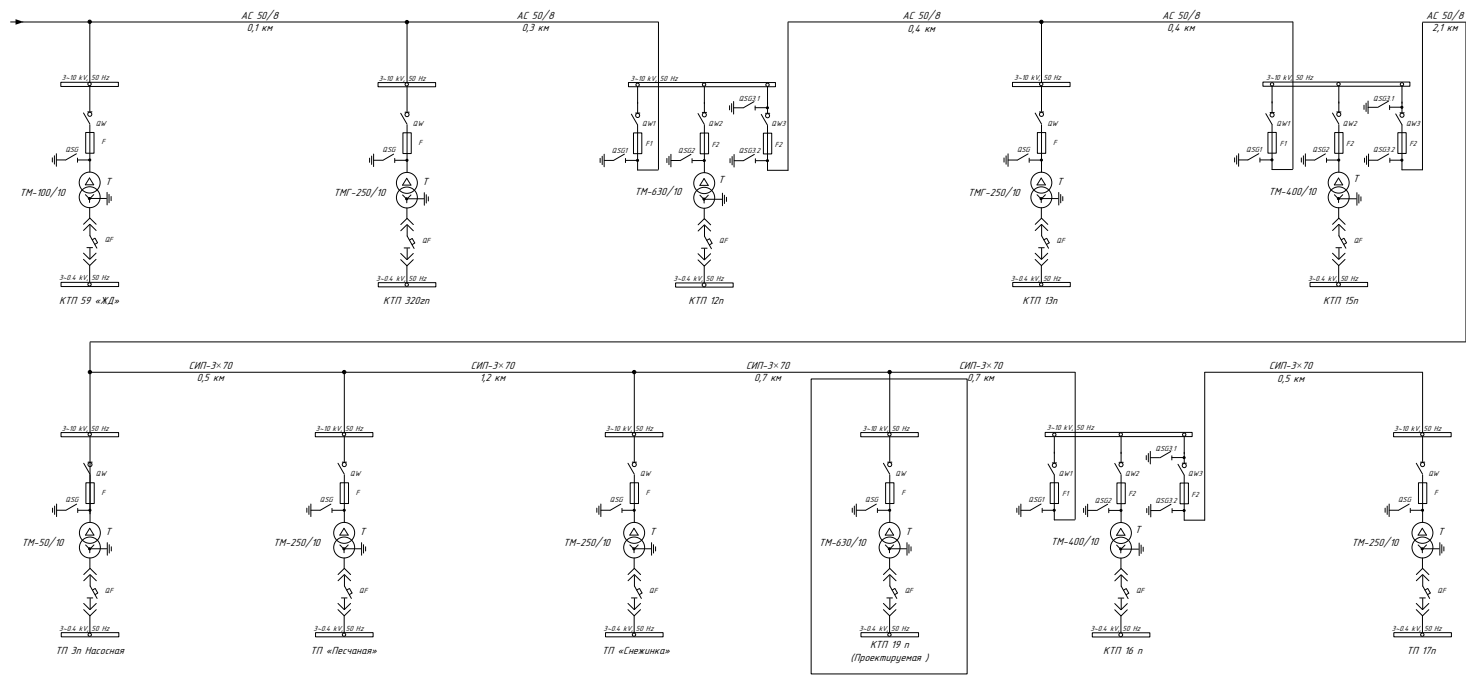
ИнГ Э

Листов 6

Кафедра энергетики

ВКР 134.194.13.03.02.Сх

ВКР 134.194.13.03.02.Сх



Основные данные по мощности нагрузки 0,4 кВ ТП

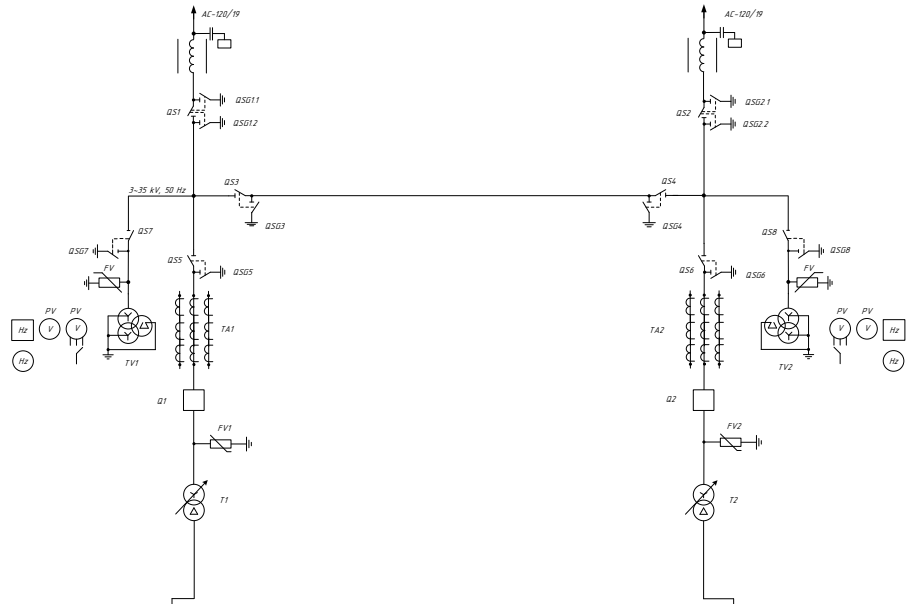
Наименование	Потребитель	Рсум (кВт)	Qсум (квар)	Scум (кВА)
ТП 5п	Частные дома	75,20	23,29	78,72
	Магазины			
ТП 1п	Частные дома	156,00	37,80	160,51
	Магазины			
ТП 4п	Частные дома	94,20	27,09	98,02
	Магазины			
ТП 2п	Частные дома	85,50	21,23	88,10
	Магазины			
КТП 323п	Частные дома	181,50	40,43	185,95
	Магазины			
ТП Гаражи	Гаражи	100,00	62,00	117,66
ТП 8п	Жилой дом эт 1кВ	360,60	113,37	378,00
	Жилой дом эт 45кВ			0,00
	Административное здание			0,00
ТП База «Россия»	Административное здание	100,00	38,00	106,98
ТП База «Динамо»	Административное здание	125,00	4,750	133,72
КТП 320п	Частные дома	250,00	62,38	257,66
	Магазины			0,00
КТП 3203п «Школа»	Школа	275,00	104,50	294,19
	Освещение территории	77,25	65,04	

Наименование	Потребитель	Рсум (кВт)	Qсум (квар)	Scум (кВА)
КТП 5п «ЖД»	Административное здание	37,50	14,25	40,12
КТП 320п	Частные дома	79,50	20,03	81,98
	Магазины			
КТП 12п	Частные дома	217,50	55,88	224,56
	Магазины			
КТП 13п	Административное здание	200,00	76,00	213,95
КТП 15п	Частные дома	128,00	35,50	132,83
	Магазины			
ТП 3п Насосная	Освещение	31,00	15,98	34,88
	Насосы			0,00
ТП «Песчаная»	Частные дома	128,00	35,50	132,83
	Магазины			
ТП «Снежинка»	Административное здание	87,50	33,25	93,60
КТП 19 п (Проектируемая)	Канатная дорога	495,50	172,80	524,77
	Освещение территории	70,00	7,60	
КТП 16 п	Частные дома	237,60	4,752	242,31
	ТП 17п	121,00	24,20	123,40

ВКР 134.194.13.03.02.Сх				
№ п/п	Дата	Исполнитель	Содержание	Подпись
1		Иванов А.В.	Схема электроснабжения	
2		Петров И.И.	напряжение 10 кВ	
3		Сидоров К.К.	поселка «Моховая Падь»	
4		Кузнецов Е.Е.		
5		Лебедев Г.Г.		
6		Новиков Д.Д.		
7		Орлов З.З.		
8		Смирнов Ф.Ф.		
9		Тихонов А.А.		
10		Федотов В.В.		
11		Харьков И.И.		
12		Цыганов Л.Л.		
13		Чайков П.П.		
14		Шаров С.С.		
15		Щербаков Т.Т.		
16		Юрьев У.У.		
17		Яковлев Ф.Ф.		
18		Зайцев В.В.		
19		Королев А.А.		
20		Соколов Г.Г.		
21		Селезнев З.З.		
22		Степанов И.И.		
23		Ткачев К.К.		
24		Трофимов Л.Л.		
25		Фролов М.М.		
26		Харьков Н.Н.		
27		Хохлов О.О.		
28		Цыганов П.П.		
29		Чайков Р.Р.		
30		Шаров С.С.		
31		Щербаков Т.Т.		
32		Юрьев У.У.		
33		Яковлев Ф.Ф.		
34		Зайцев В.В.		
35		Королев А.А.		
36		Соколов Г.Г.		
37		Селезнев З.З.		
38		Степанов И.И.		
39		Ткачев К.К.		
40		Трофимов Л.Л.		
41		Фролов М.М.		
42		Харьков Н.Н.		
43		Хохлов О.О.		
44		Цыганов П.П.		
45		Чайков Р.Р.		
46		Шаров С.С.		
47		Щербаков Т.Т.		
48		Юрьев У.У.		
49		Яковлев Ф.Ф.		
50		Зайцев В.В.		
51		Королев А.А.		
52		Соколов Г.Г.		
53		Селезнев З.З.		
54		Степанов И.И.		
55		Ткачев К.К.		
56		Трофимов Л.Л.		
57		Фролов М.М.		
58		Харьков Н.Н.		
59		Хохлов О.О.		
60		Цыганов П.П.		
61		Чайков Р.Р.		
62		Шаров С.С.		
63		Щербаков Т.Т.		
64		Юрьев У.У.		
65		Яковлев Ф.Ф.		
66		Зайцев В.В.		
67		Королев А.А.		
68		Соколов Г.Г.		
69		Селезнев З.З.		
70		Степанов И.И.		
71		Ткачев К.К.		
72		Трофимов Л.Л.		
73		Фролов М.М.		
74		Харьков Н.Н.		
75		Хохлов О.О.		
76		Цыганов П.П.		
77		Чайков Р.Р.		
78		Шаров С.С.		
79		Щербаков Т.Т.		
80		Юрьев У.У.		
81		Яковлев Ф.Ф.		
82		Зайцев В.В.		
83		Королев А.А.		
84		Соколов Г.Г.		
85		Селезнев З.З.		
86		Степанов И.И.		
87		Ткачев К.К.		
88		Трофимов Л.Л.		
89		Фролов М.М.		
90		Харьков Н.Н.		
91		Хохлов О.О.		
92		Цыганов П.П.		
93		Чайков Р.Р.		
94		Шаров С.С.		
95		Щербаков Т.Т.		
96		Юрьев У.У.		
97		Яковлев Ф.Ф.		
98		Зайцев В.В.		
99		Королев А.А.		
100		Соколов Г.Г.		

ВКР 134.194.13.03.02 Сх

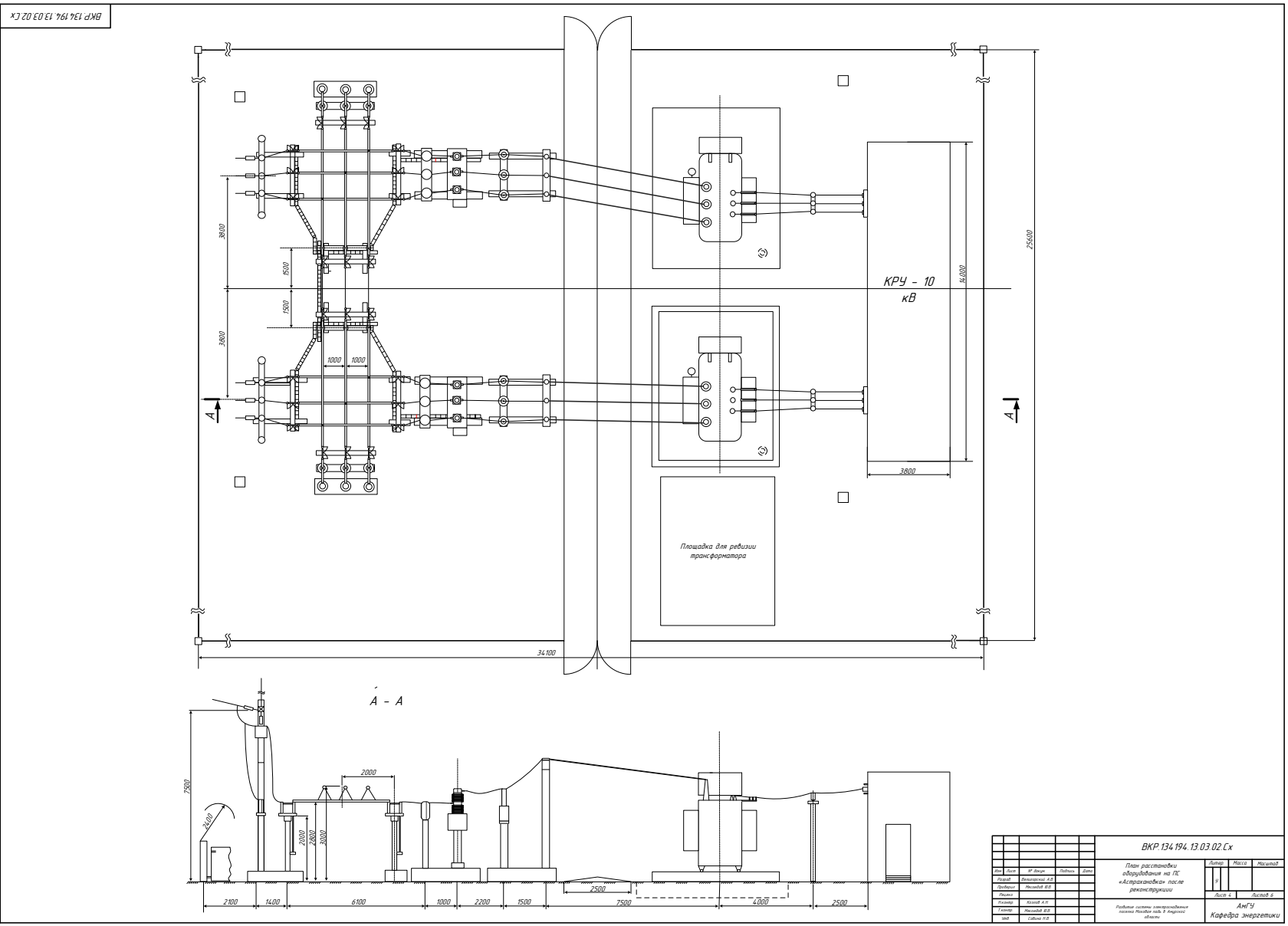
Конденсатор связи
Фильтр присоединения
Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1
Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1
Разъединитель РДЗ-35/1000 УХЛ1
Ограничитель перенапряжения ОПН-35 УХЛ1
Трансформатор напряжения НАМИ 35 УХЛ1
Трансформатор тока ТДЛ-35-И
Выключатель ВР35
Ограничитель перенапряжения ОПН-35 УХЛ1
Силовой трансформатор ТАН 16000/35/10



№ шифра	1	3	5	7	9	11	13	15	17	19	2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	
Стороны шты	2-10 кВ, 50 Гц										1 ш										3-10 кВ, 50 Гц
КРУ - 10 кВ	TV-1																				TV-2
Назначение	Трансформатор напряжения	Фидер 3	Фидер 5	Фидер 7	Фидер 9	Фидер 11	Ввод 10 кВ №1 трансформатор Т1	Комплектная конденсаторная установка	Трансформатор собственных нужд №1	Секцион-но-выключатель	Секцион-но-ввод	Трансформатор собственных нужд №2	Комплектная конденсаторная установка	Ввод 10 кВ №2 трансформатор Т2	Фидер 10	Фидер 12	Фидер 14	Фидер 16	Фидер 18	Трансформатор напряжения	
Выключатель, предохранитель, ОПН	ОПН-10 УХЛ1	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-2000	ВВ-TEL 10-315-630	ПКТ-10	ВВ-TEL 10-315-1600	ПКТ-10	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-2000	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ВВ-TEL 10-315-630	ОПН-10 УХЛ1
ТТ, ТН, БК и ТСН	НАМИ 10 УХЛ1	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/1600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/1600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/1600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	ТДЛК-10/600	НАМИ 10 УХЛ1

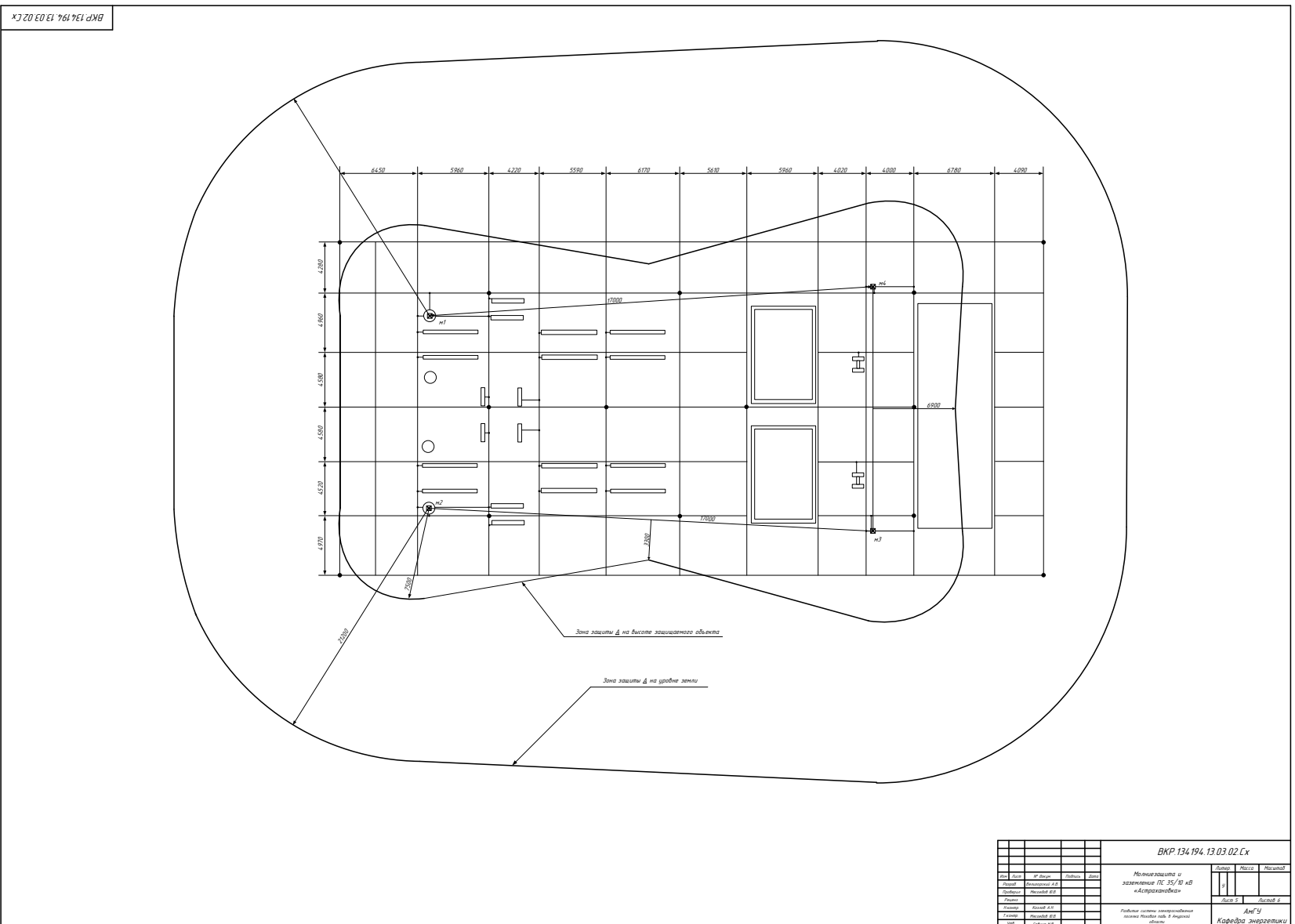
ВКР 134.194.13.03.02 Сх			
Исполн.	Утвержден	Дата	Масштаб
Проверен	Инженер П.И.		
Сметчик	Инженер В.В.		
Конструктор	Инженер А.И.		
Техник	Инженер В.В.		
Сметчик	Инженер В.В.		
Подробная однолинейная схема ПС 35/10 кВ «Астрахановка» Рабочий лист - утверждена листы №№ 1-10 всего 10			
			Лист 1
			Листов 10
ИнГЭ			
Кафедра энергетики			

Приложение Ж План расстановки оборудования на ПС «Астрахановка»
после реконструкции



ВКР 134.194.13.03.02.Сх

Приложение 3. Молниезащита и заземление ПС 35/10 кВ «Астрахановка»



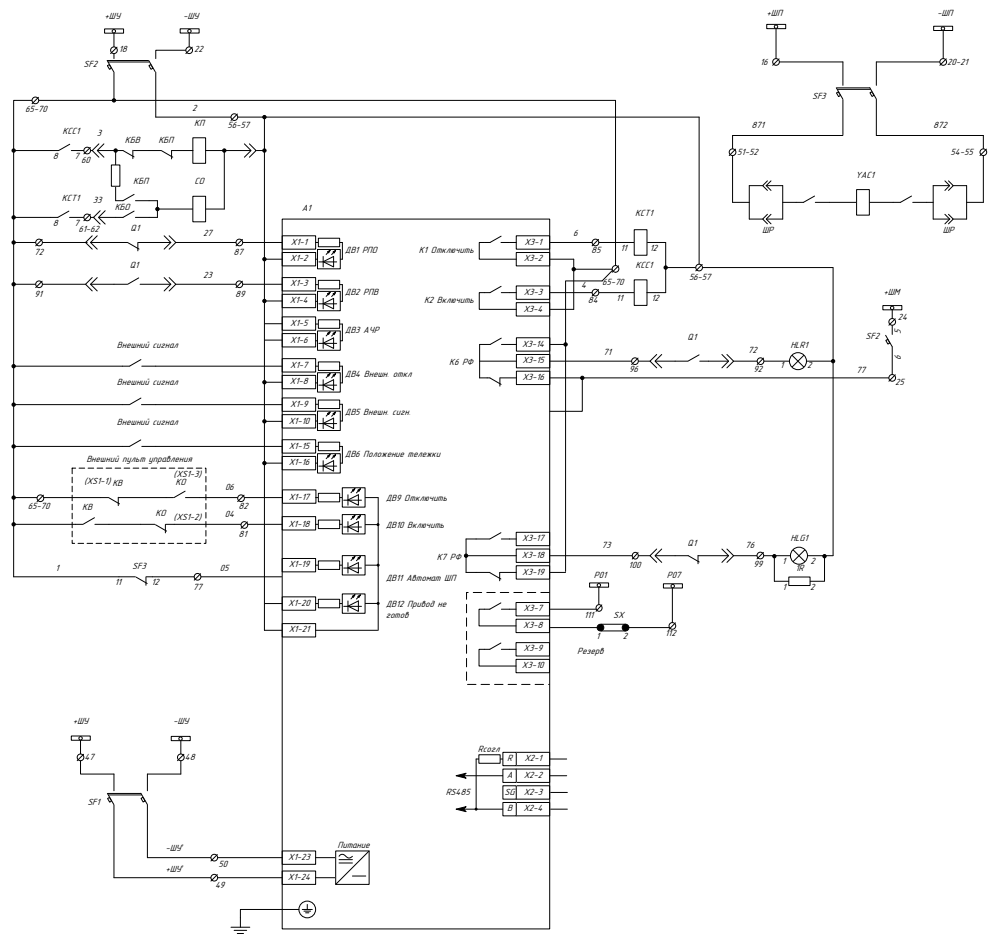
Приложение И. Схема блока управления выключателем 10 кВ на базе БЭМП

БЭМП

ВКР 134.194.13.03.02.Сх

Абсолют питания ШУ
Блокировка от многократного включения
Положение отключено
Положение включено
Резерв (Отключение от АЧР)
Резерв (Ввод «Внешнее отключение»)
Резерв (Ввод «Внешнее отключение»)
Резерв (Ввод «Внешнее отключение»)
Внешний путь управления (КС1-1) кв
Внешний путь управления (КС1-2) кв
Контроль целостности питания ШУ
Резерв

Абсолют питания устройства БЭМП РЭ-01



Абсолют питания ШУ
Цель сигнала Включения
Команда «Отключить»
Команда «Включить» (Резерв)
Лампа «Включено»
Лампа «Отключено»
SPDB
Резерв
Резерв

ВКР 134.194.13.03.02.Сх				
ИЗ	ДИА	В. ДИСТ.	Л. ДИСТ.	Д. ДИСТ.
Состав	В. ДИСТ.	Л. ДИСТ.	Д. ДИСТ.	
Исполн.	М. ДИСТ.			
Проект.	К. ДИСТ.			
Коррек.	М. ДИСТ.			
Техник.	М. ДИСТ.			
Изм.	С. ДИСТ.			

Схема блока управления выключателем 10 кВ на базе БЭМП

Лист 6 из 6

АНЭ

Рядовые системы электроснабжения объектов энергетики

Кафедра энергетики