

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

**АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
(ФГБОУ ВО «АмГУ»)**

Факультет энергетический
Кафедра энергетика
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: Проектирование системы электроснабжения 10/0,4 кВ. временного посёлка Амурского газоперерабатывающего завода.

Исполнитель

студент группы 342-зсб1

подпись, дата

А.А. Леонов

Руководитель

профессор, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

Нормоконтроль

доцент, к.т.н

подпись, дата

А.Н. Козлов

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 бакалаврской работе студента Леонова Андрея Алексеевича

1. Тема бакалаврской работы: Проектирование системы электроснабжения 10-0,4 кВ временного посёлка Амурского газоперерабатывающего завода.

(утверждено приказом от 23.11.2016 № 2584 - уч.)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 24.01.2017 г.

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы преддипломной практики, данные собранные из научной литературы и технических документов исследуемого предприятия.

4. Содержание бакалаврской работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Исходные данные для анализа нагрузок и их расчет, анализ разработанной схемы электроснабжения выбор и обоснование своей схемы, расчет и выбор трансформаторов для ТП, расчет токов К.З. и выбор основной и защитной аппаратуры.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.): Выпускная квалификационная работа содержит 10 рисунков, 51 таблица и 6 листов графической части.

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

7. Дата выдачи задания: 04 октября 2016г.

Руководитель выпускной квалификационной работы: Козлов А.Н., доцент, к.т.н.

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

Задание принял к исполнению (дата): 04 октября 2016г.

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 109 с, 10 рисунков, 51 таблица, 1 приложение, 30 источников.

РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, СИЛОВЫЕ ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКИ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ЗАЩИТНОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ, ПЕТЛЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ДВУХЛУЧЕВАЯ СХЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, КОМПЛЕКТНАЯ ТРАНСФОРМАТОРНАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ВСТРОЕННЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ, КОЭФФИЦИЕНТ ОДНОВРЕМЕННОСТИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, НАДЁЖНОСТЬ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.

Объект разработки - распределительные электрические сети напряжением 10-0,4 кВ временного поселка Амурского газоперерабатывающего завода. Цель работы - спроектировать систему электроснабжения временного поселка Амурского газоперерабатывающего завода. Метод выполнения работы - технический расчёт параметров распределительной сети. В результате определены рабочие токи и токи короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор силовых трансформаторов и основного электротехнического оборудования. Выбраны и рассчитаны устройства релейной защиты и автоматики. В бакалаврской работе разработана система электроснабжения временного поселка Амурского газоперерабатывающего завода. Результаты расчётов могут применяться при проектировании с учётом окончательных планировочных решений микрорайона. Выполнено обоснование варианта проектирования электрической части, произведен технико-экономический расчет.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	6
1 Характеристика проектируемого района	9
1.1 Климат	9
1.2 Проектируемая застройка	10
1.3 Источники питания района	12
2 Определение нагрузки сети 0,4 кВ	14
2.1 Определение нагрузки жилых зданий	14
2.2 Определение нагрузки общественных зданий	17
2.3 Определение нагрузки промышленных потребителей	19
2.4 Определение нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ	21
2.5 Определение сечения и марки кабелей 0,4 кВ	28
2.6 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП	30
2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП	33
3 Определение нагрузки сети 10 кВ	35
3.1 Определение нагрузки линий 10 кВ	35
3.2 Определение сечения и марки кабелей 10 кВ	40
3.3 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ	42
4 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10-0,4 кВ	44
4.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ	44
4.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ	46
5 Выбор аппаратов в сети 0,4 кВ	51
5.1 Выбор автоматических выключателей	51
5.2 Выбор рубильников 0,4 кВ	54
5.3 Выбор кабелей 0,4 кВ	54
6 Выбор аппаратов в сети 10 кВ	57
6.1 Выбор предохранителей 10 кВ	57

6.2	Выбор выключателей нагрузки 10 кВ	57
6.3	Выбор кабелей 10 кВ	59
7	Выбор оборудования в центре питания	60
7.1	Нагрузка подключаемая к центру питания	60
7.2	Компенсация реактивной мощности	60
7.3	Компенсация емкостных токов	61
7.4	Установка КРУ	61
7.5	Установка выключателей 10 кВ	65
7.6	Установка трансформаторов тока 10 кВ	67
7.7	Установка трансформаторов напряжения 10 кВ	69
7.8	Выбор предохранителей для защиты ТН	70
7.9	Выбор изоляторов	71
7.10	Выбор и проверка токоведущих частей КРУ	72
8	Надёжность проектируемой сети 10 кВ	74
9	Релейная защита и автоматика	80
9.1	Токовая отсечка без выдержки времени.	80
9.2	Максимальная токовая защита линий	81
9.3	Защита от однофазных замыканий на землю	83
9.4	Устройства автоматического включения резерва	84
10	Заземление	85
10.1	Расчёт заземления	87
10.2	Выбор ОПН	90
11	Техника безопасности	92
11.1	Защитное заземление	92
11.2	Пожарная безопасность	99
11.3	Противопожарные мероприятия	101
	Заключение	106
	Список использованных источников	107
	Приложение А. Надёжность сети 10 кВ	110

ВВЕДЕНИЕ

Амурский газоперерабатывающий завод станет крупнейшим в России и одним из самых больших в мире предприятий по переработке природного газа. Его проектная мощность составит до 49 млрд куб. м газа в год. В состав ГПЗ также войдет крупнейшее в мире производство гелия - до 60 млн куб. м год. Для создания завода будут использованы технологии немецкой компании Linde, [1].

Амурский ГПЗ - важное звено технологической цепочки поставки природного газа в Китай по «восточному» маршруту в рамках крупнейшего в истории контракта. На завод по газопроводу «Сила Сибири» будет поступать многокомпонентный газ Якутского и Иркутского центров газодобычи, которые «Газпром» создает в рамках Восточной газовой программы. На ГПЗ из газа будут выделяться этан, пропан, бутан, пентан-гексановая фракция и гелий - ценные компоненты для газохимической и других отраслей промышленности. Переработанный газ будет поставляться в Китай.

В сентябре 2015 года «Газпром» и Министерство РФ по развитию Дальнего Востока подписали Соглашение о намерениях при реализации проекта строительства Амурского ГПЗ. В соответствии с Соглашением, при создании в Свободненском районе Амурской области территории опережающего социально-экономического развития министерство окажет ООО «Газпром переработка Благовещенск» содействие в получении статуса ее резидента.

Вахтовый поселок, включая объекты инфраструктуры, общежития для строителей и складские помещения, планируется сдать в эксплуатацию в 2017 году.

Цель работы - спроектировать систему электроснабжения временного поселка Амурского газоперерабатывающего завода. Для этого выполняется:

1. Расчёт электрических нагрузок потребителей жилых зданий по удельной нагрузке в зависимости от количества мест в общежитиях;

2. Расчёт электрических нагрузок потребителей общественных зданий по удельной нагрузке в зависимости от площади помещений и количества посещений с учётом нагрузки силовых потребителей электродвигателей вентиляции и кондиционирования, а также с учётом нагрузки встроенных потребителей;

3. Выбор конфигурации сети 0,4 кВ по двухлучевой схеме с учётом условий прокладки кабелей в соответствии с требованиями по надёжности, а также с учётом проверки по допустимой потере напряжения;

4. Расчёт токов КЗ и выбор защитных аппаратов в сети - расчёт однофазных и трёхфазных токов КЗ в сети 0,4 кВ; расчёт двухфазных и трёхфазных токов КЗ в сети 10 кВ; выбор аппаратов по расчётному току и напряжению, проверка по чувствительности и стойкости к токам КЗ;

5. Выбор уставок срабатывания релейной защиты КЛ - трёхступенчатая токовая защита, защита от замыканий на землю;

6. Расчёт надёжности сети 10 кВ;

7. Расчёт заземления КТП.

В процессе разработки бакалаврской работы широко использовалась ПЭВМ с лицензионным ПО серии Microsoft Office, приложение Mathtype, ПО серии Mathcad.

Ожидаемые результаты:

1. Оптимальная по критерию приведенных затрат сеть 10 кВ временного поселка;

2. Проверенные аппараты и проводники сети 10-0,4 кВ по стойкости к токам КЗ;

3. Проверенные по чувствительности и селективности средства РЗА;

4. Надёжность системы электроснабжения 10 кВ в течении срока её эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АВР - автоматическое включение резерва;

ВРУ - вводное распределительное устройство;

ЗНЗ - защита от замыкания на землю;

КЗ - короткое замыкание;

КРУ - комплектное распределительное устройство;

КЛ - кабельная линия;

МТЗ - максимальная токовая защита;

ОАО - открытое акционерное общество;

РЗ - релейная защита;

ТО - токовая отсечка;

ТП - трансформаторная подстанция.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА ПРОЕКТИРУЕМОГО РАЙОНА

1.1 Климат

Город Свободный был основан в 1912 году. Город состоит из следующих районов: Центральный, Восточный, Северный, Залинейный, М. Чесноковский. Численность населения составляет 62,4 тыс. человек. Площадь города Свободного 134 км². Климатическая характеристика Свободненского района проектирования показана в таблице 1, [2].

Таблица 1 - Климатическая характеристика

Климатические условия	Расчетные величины	Дополнительные условия
Низшая температура воздуха, °С	-45	
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-38	
Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-34 -36	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
Среднегодовая темп-ра воздуха, °С	0.0	
Высшая температура воздуха, °С	41	
Температура гололедообразования, °С	-10	
Расчетная температура самых холодных суток, °С	-37 -38	Обесп.- 0.92 Обесп. -0.98
Продолжительность отопительного периода, сутки	212	
Район по ветру 25 летней повторяемости	III	
Нормативное ветровое давление, Па	650	32м/сек
Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-38	
Количество ветреных дней в зимнем периоде с силой ветра более 10 м/сек (до 10, от 10 до 30, болес30%)	от 10 до 30	
Степень загрязнения атмосферы	II	
Среднегодовая скорость ветра, м/с	2.6	
Район по гололеду 25 летней повторяемости	III	
Нормативная стенка гололеда, мм	20	
Годовое количество осадков, мм	575	
Число грозочасов в год	49	Максим.- 69
Высота снежного покрова, макс/средняя, см	33/17	
Температура гололедообразования, °С	-10	

Вес снегового покрова, кгс/м ²	80	I район
Сейсмичность района, баллы (группа В)	7	Группа В
Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м	0.4	

В Свободном резко-континентальный климат с муссонными чертами, что выражается в больших годовых (45-50°) и суточных (до 20°) колебаниях температур воздуха и резком преобладании летних осадков. Лето жаркое, дождливое, но со значительным количеством солнечного сияния. Зима холодная, сухая, с маломощным снежным покровом [2]. Температурный рекорд был зафиксирован 25 июня 2010 года, когда температура воздуха в городе поднялась до отметки +39,4 °С, [2].

1.2 Проектируемая застройка

Вахтовый поселок рассчитан на 5 тыс. человек - сотрудников подрядных и субподрядных организаций, занятых в строительстве Амурского ГПЗ, и будет состоять из блочно-модульных зданий. На территории временного поселка будут построены: общежития, столовые, административное здание, медпункт, баня, гостиница на 30 мест, прачечный и физкультурно-оздоровительный комплексы, объекты инфраструктуры - водоочистные сооружения, внутриплощадочные сети водопровода и канализации, трансформаторные подстанции, котельная и пожарное депо. Всего 35 зданий хозяйственно-бытового назначения общей площадью 72 тыс. кв. м.

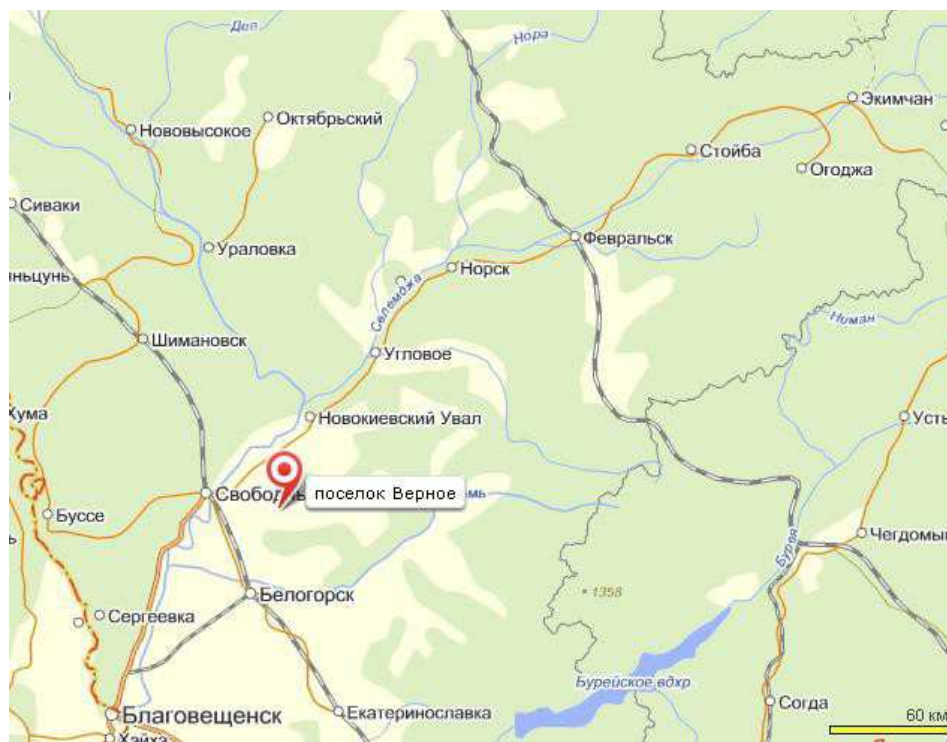


Рисунок 1 - Расположение Амурского ГПЗ

Кроме того, будут построены 10 каркасно-модульных зданий складского комплекса площадью более 33 тыс. кв. м, предназначенные для хранения грузов с соблюдением температурного режима, [3].

Географическое расположение Амурского ГПЗ показано на рисунке 1.

Временный поселок Амурского ГПЗ показан ниже (рисунок 2).

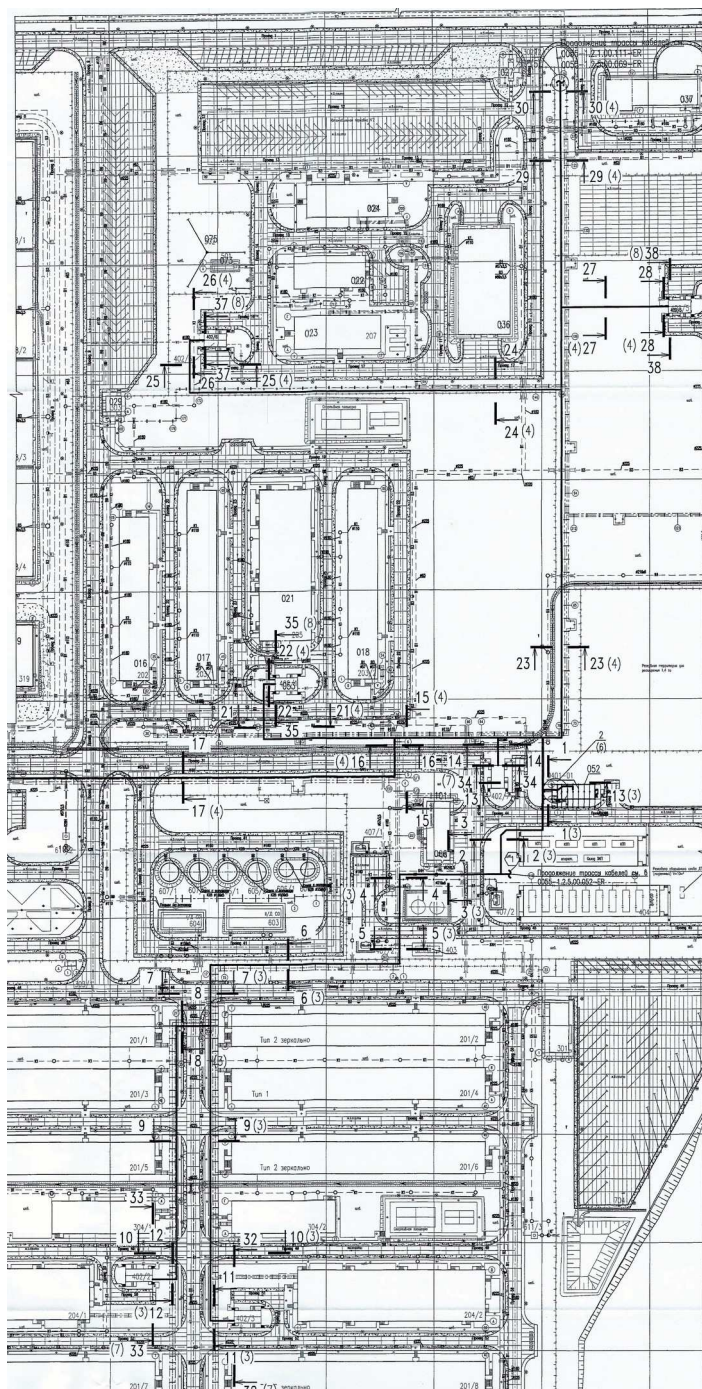


Рисунок 2 - Временный поселок Амурского ГПЗ

Экспликация объектов временного поселка приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Объекты временного поселка

Объект	№ на листе	Кол-во объектов	у.е.	кол-во уд ед. осн ЭП	Р на у. е.
общежитие ИТР	1--2	2	кв	80	2,4
общежитие ИТР	3--7	5	кв	130	1,92
гостиница	8,9	2	мест	30	4,2
столовая	10,11	2	мест	250	1,04

столовая	12	1	мест	50	1,04
зал совещаний	13	1	мест	70	0,46
КПП	14-16	1	ампер	30	21
прачечный комплекс	17	1	ампер	262	181
мастерская	18	1	ампер	64	44
склад	19	1	ампер	164	113
пожарное депо	20	1	ампер	117	81
котельная	21	1	ампер	380	263
блок связи	22	1	ампер	28	19
склад	23	1	ампер	80	55
склад дизтоплива	24-25	2	ампер	86	60
медпункт	26	1	ампер	33	23
КНС бытовых стоков	27-30	4	ампер	27	19
Очистные сооружения бытовых стоков	31	1	ампер	360	249
Очистные сооружения произв. стоков	32	1	ампер	48	33
склад	33-40	8	ампер	154	107
склад	41-42	2	ампер	51	35
склад	43-44	2	ампер	160	111

Часть перечисленных в таблице 2 объектов функционирует (склады, КНС) и подключена по временной схеме электроснабжения. Данные сооружения учитываем при проектировании системы электроснабжения 0,4 кВ.

1.3 Источники питания района

Ближайшим источником питания проектируемого района является ПС «Заводская» 35/10 кВ. ПС «Заводская» 35/10 кВ выполнена по мостиковой схеме, мощность силовых трансформаторов 2x16МВА. Подстанция проектируемая, планируемый год ввода в эксплуатацию - 2017, является центром питания для силовых потребителей завода. Загрузка подстанции на начальном этапе функционирования завода - 30%. Таким образом, имеется резерв мощности для подключения нагрузки временного поселка.

Существующая система электроснабжения 110-35 кВ района города Свободный показана на рисунке 3.

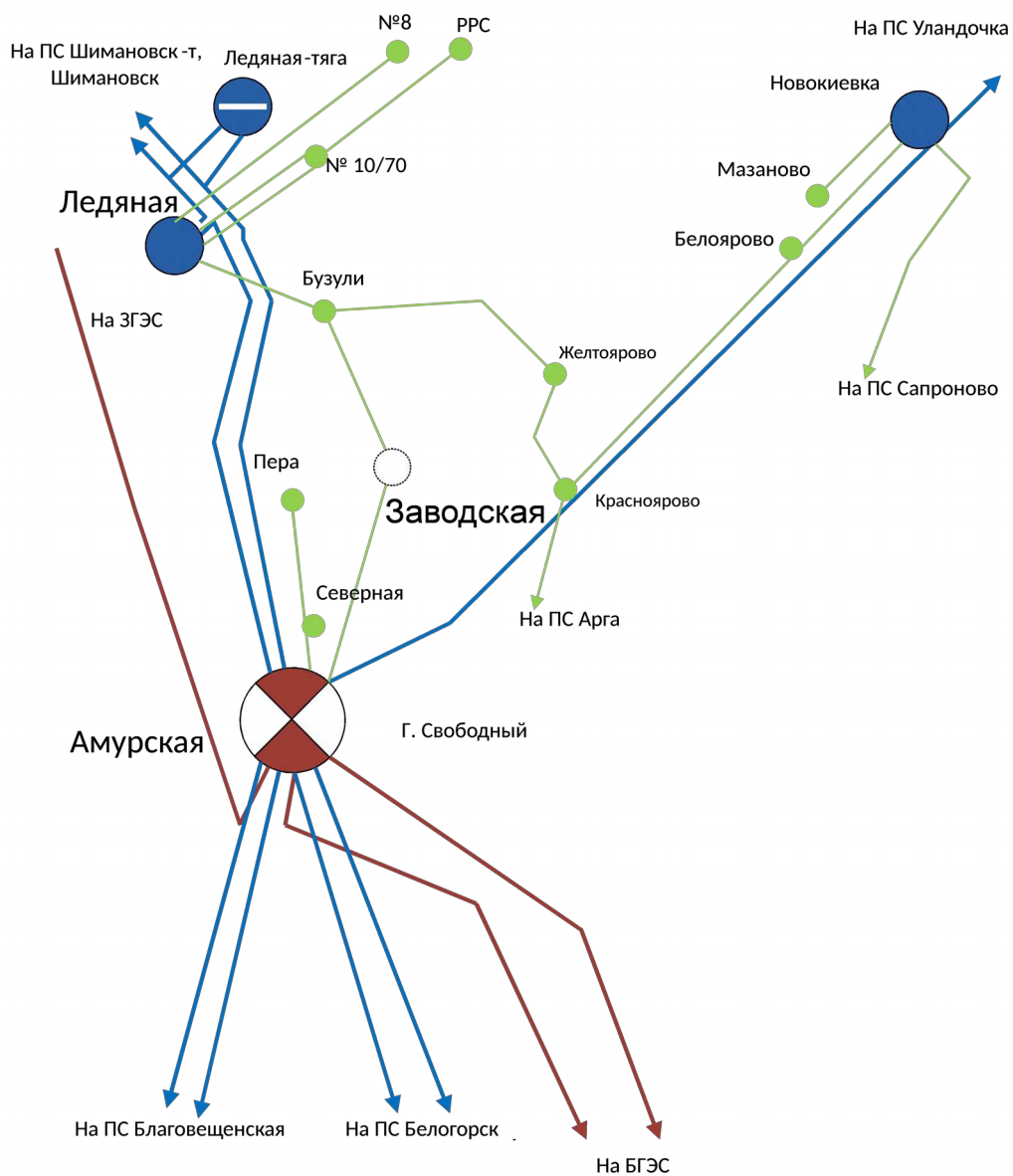


Рисунок 3 – Система электроснабжения 110-35 кВ

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 0,4 КВ

Расчет нагрузок городской сети включает определение нагрузок отдельных потребителей (жилых домов, общественных зданий, коммунально-бытовых предприятия и т. д.) и элементов системы электроснабжения (распределительных линий, трансформаторных подстанций, распределительных пунктов, центров питания и т. д.).

Если кроме нагрузок городской сети источник питает промышленные предприятия или сельскохозяйственные районы, то суммируются все нагрузки на шинах этого источника с учетом коэффициента совмещения максимумов.

Так как в бакалаврской работе рассматривается проектирование вновь сооружаемого поселка, то используем Инструкцию по проектированию городских электрических сетей [3].

2.1 Определение нагрузки жилых зданий

В соответствии с [3], в жилых зданиях, помимо силовой нагрузки электроприёмников квартир (линии от ввода в помещение), необходимо учитывать нагрузку электроприемников общедомового назначения (лифты, насосы, домофоны, блоки питания кабельного телевидения, интернета, противопожарных систем, общедомовое освещение, системы вентиляции, питающиеся от ввода в здание).

При определении нагрузок жилых зданий необходимо скомпоновать таблицу 3, содержащую нумерацию жилых зданий района.

Таблица 3 - Характеристика жилых зданий района

Объект	№ на листе	Кол-во объектов
общежитие ИТР	1--2	2
общежитие ИТР	3--7	5

Расчётная электрическая нагрузка общежитий принимается в зависимости от числа квартир, [3]. Коэффициент участия силовой нагрузки в максимуме нагрузке квартир указан в [3]. Таким образом, для примера, по объекту 1 на плане определяем характеристику:

Модульное общежитие ИТР, 80 кв, 2 этажа.

Мощность лифтовых установок определяется по формуле $P_{л}$:

$$P_{л} = k'_c \sum_1^n P_{л_i}, \quad (1)$$

где k'_c - коэффициент спроса лифтовых установок, [3];

n - количество лифтовых установок;

$P_{л_i}$ - установленная мощность электродвигателя лифта, [4], кВт.

Для данного общежития использование лифтовых установок не предусматривается, поэтому нагрузку лифтов не учитываем.

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения $P_{нас}$, кВт, определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса k_c :

$$P_{нас} = k''_c \sum_1^n P_{нас_i}, \quad (2)$$

$$P_{нас} = 0$$

где k''_c - коэффициент спроса санитарно-технических устройств;

n - количество санитарно-технических устройств;

$P_{нас_i}$ - установленная мощность насосов, [5], кВт.

Для данного общежития использование насосов водоснабжения не предусматривается, так как имеются насосные станции, нагрузка которых рассчитывается отдельно по техническому проекту посёлка.

Расчётная силовая нагрузка:

$$P_c = P_{нас} + P_{л}, \quad (3)$$

$$P_c = 0 + 0 = 0$$

Силовая нагрузка учитывается в общей нагрузке общежития при помощи коэффициента 0,9, [3]. Составляем таблицу 4 с нагрузкой жилых зданий района.

Таблица 4 - Нагрузка жилых зданий

Объект	№ на листе	Обозн.	кол-во ед	$P_{уд}$, кВт/уд	$N_{насос}$	$P_{насос}$, кВт	K_c насос	$P_{силЭП}$, кВт	K_y
общежитие ИТР	1--2	кв	80	2,4	1	5	1	5	0,9
общежитие ИТР	3--7	кв	130	1,92	1	5	1	5	0,9

Совместно с питанием основных и силовых электроприёмников от ввода 0,4 кВ в здание, к вводу подключаются электроприёмники встраиваемых объектов таких как, магазины, столовые. Данные потребители по [3] учитываются с помощью коэффициентов участия в максимуме нагрузки основного потребителя.

Встраиваемых объектов во временном поселке не предусмотрено, поэтому считается, что вся необходимая информация для определения нагрузки, приведенной к вводу в здание 0,4 кВ (расчётная нагрузка) собрана.

Нагрузка квартир $P_{кв}$ для общежития 1:

$$P_{кв} = P_{кв. уд} \cdot n, \quad (4)$$

$$P_{кв} = 80 \times 2,4 = 192 \text{ кВт} ,$$

где $P_{кв. уд}$ - удельная расчетная электрическая нагрузка электроприемников квартир, зависит от числа квартир в здании, кВт/кв;

n - количество квартир.

Нагрузка жилого дома без встроенных потребителей $P_{р.ж.д}$:

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

$$P_{р.ж.д} = 192 + 0,9 \times 5 = 196,5 \text{ кВт} ,$$

где $P_{кв}$ - расчетная электрическая нагрузка квартир, кВт;

P_c - расчетная нагрузка силовых электроприемников жилого дома, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников.

Расчётная реактивная мощность находится через коэффициент мощности:

$$Q_{p.ж.д} = P_{p.ж.д} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (8)$$

$$Q_{p.ж.д} = 196,5 \times 0,2 = 39,5 \text{ квар},$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - коэффициент мощности, принимаем по [3].

Для всех жилых зданий расчёт нагрузки ведётся аналогично, результаты сведём в таблицу 5.

Таблица 5 - Расчётная нагрузка жилых зданий

Объект	№ на листе	cos φ	Расчётная нагрузка на вводе		
			Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
общежитие ИТР	1--2	0,98	196,5	39,5	200
общежитие ИТР	3--7	0,98	254,1	51,1	259
гостиница	8,9	0,98	126	25,3	129

2.2 Определение нагрузки общественных зданий

К общественным зданиям относятся

- различные учреждения и организации управления, финансирования, кредитования, госстраха, просвещения, дошкольные;
- библиотеки, архивы;
- предприятия торговли, бытового обслуживания населения;
- столовые и учреждения общественного питания;
- лечебные учреждения, музеи;
- гостиницы;
- зрелищные предприятия и спортивные сооружения.

В таблице 6 покажем информацию по общественным зданиям.

Таблица 6 - Данные по общественным зданиям

Объект	№ на листе	Кол-во объектов
гостиница	8,9	2
столовая	10,11	2
столовая	12	1
зал совещаний	13	1

По [3], к вводам в общественные помещения приводится нагрузка всех электроприёмников: силовая нагрузка, кондиционеры, вентиляционные двигатели и т.д.

Нагрузка общественных зданий определяется аналогично нагрузке жилых домов. В качестве удельных единиц выступает количество посещений здания, площадь здания, количество мест.

Для примера определяем нагрузку гостиницы 8 на 30 мест.

Нагрузка основного потребителя здания:

$$P_{\text{общ зд}} = P_{\text{общ зд уд}} \times n_{\text{мест}}, \quad (9)$$

$$P_{\text{общ зд}} = 30 \times 4,2 = 126 \text{ кВт},$$

где $P_{\text{общ зд уд}}$ - удельная расчётная нагрузка для гостиницы, 4,2 кВт/место, [3], кВт;

$n_{\text{мест}}$ - количество мест гостиницы.

Встроенных в общественные здания потребителей во временном поселке нет. Составляем таблицу 7 с нагрузкой общественных зданий района.

Таблица 7 - Нагрузка общественных зданий района

Объект	№ на листе	Кол-во	УЕ	кол-во УЕ	Мощность, кВт/УЕ.
гостиница	8,9	2	мест	30	4,2
столовая	10,11	2	мест	250	1,04

столовая	12	1	мест	50	1,04
зал совещаний	13	1	мест	70	0,46

Расчётная реактивная нагрузка общественного здания определяется аналогично нагрузке жилых зданий. Результаты расчёта нагрузок общественных зданий сведём в таблицу 8.

Таблица 8 - Расчётные нагрузки общественных зданий

Объект	№ на листе	cosφ	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
гостиница	8,9	0,98	126	25,3	129
столовая	10,11	0,98	260	52,3	265
столовая	12	0,98	52	10,5	53
зал совещаний	13	0,92	32,2	13,2	35

2.3 Определение нагрузки промышленных потребителей

Так как во временном поселке Амурского ГПЗ предусматривается наличие различных складских помещений для строительства самого поселка и сооружений технического назначения завода, а также насосных станций водоснабжения и водоотведения, то необходимо произвести расчёт подобной нагрузки в системе электроснабжения 0,4 кВ поселка.

Согласно [4], при отсутствии удельных нагрузок по рассчитываемому потребителю, допускается использование данных техно-рабочей документации на потребителей поселка. В качестве исходных данных для расчёта нагрузок используются токовые нагрузки на вводах различных промышленных потребителей, перечень потребителей указан в таблице 9.

Таблица 9 - Токовые нагрузки промышленных зданий

Объект	№ на листе	Кол-во объектов	нагрузка, А
КПП	14-16	1	30
прачечный комплекс	17	1	262
мастерская	18	1	64

склад	19	1	164
пожарное депо	20	1	117
котельная	21	1	380
блок связи	22	1	28
склад	23	1	80
склад дизтоплива	24-25	2	86
медпункт	26	1	33
КНС бытовых стоков	27-30	4	27
Очистные сооружения бытовых стоков	31	1	360
Очистные сооружения произв. стоков	32	1	48
склад	33-40	8	154
склад	41-42	2	51
склад	43-44	2	160

Для определения расчётной мощности воспользуемся приближенной формулой для определения полной мощности в условиях отсутствия данных о коэффициенте мощности, кВт:

$$P_p = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot U_{ном}; \quad (10)$$

где I_p - расчётный ток на вводе потребителя, принимается по таблице 9, А;
 $U_{ном}$ - номинальное напряжение на вводе потребителя, 0,4 кВ.

Для примера определим нагрузку КПП, кВт:

$$P_p = \sqrt{3} \cdot 30 \cdot 0,4 = 21.$$

Реактивная нагрузка производственных потребителей рассчитывается исходя из коэффициента мощности, аналогично нагрузке жилых зданий, таблица 10.

Таблица 10 - Расчётные нагрузки промышленных зданий

Объект	№ на листе	cos φ	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА
--------	------------	-------	---------	----------	---------

КПП	14-16	0,98	21	4,2	21
прачечный комплекс	17	0,80	181	121,6	218
мастерская	18	0,90	44	20,3	49
склад	19	0,98	113	22,8	116
пожарное депо	20	0,98	81	16,3	83
котельная	21	0,98	263	52,9	268
блок связи	22	0,95	19	6,2	20
склад	23	0,98	55	11,1	56
склад дизтоплива	24-25	0,80	60	39,9	72
медпункт	26	0,95	23	7,3	24
КНС бытовых стоков	27-30	0,80	19	12,5	22
Очистные сооружения бытовых стоков	31	0,90	249	114,5	274
Очистные сооружения произв. стоков	32	0,90	33	15,3	37
склад	33-40	0,98	107	21,4	109
склад	41-42	0,98	35	7,1	36
склад	43-44	0,98	111	22,3	113

2.4 Определение нагрузки питающих кабелей 0,4 кВ

Согласно описанию потребителей поселка, присутствует 1-3 категория по надёжности электроснабжения потребителей. Таким образом, перерыв в электроснабжении не должен превышать 2 часа. В соответствии с [3], допускается применение автоматизированных схем (двухлучевых) для питания потребителей 0,4 кВ, таблица 11.

Таблица 11 - Категорийность потребителей временного поселка

Объект	№ на листе	Sp, кВА	категория по бесперебойности электроснабжения
общежитие ИТР	1--2	200	3
общежитие ИТР	3--7	259	3
гостиница	8,9	129	3

столовая	10,11	265	3
столовая	12	53	3
зал совещаний	13	35	3
КПП	14-16	21	3
прачечный комплекс	17	218	3
мастерская	18	49	3
склад	19	116	3
пожарное депо	20	83	1
котельная	21	268	2
блок связи	22	20	2
склад	23	56	3
склад дизтоплива	24-25	72	2
медпункт	26	24	3
КНС бытовых стоков	27-30	22	2
Очистные сооружения бытовых стоков	31	274	2
Очистные сооружения произв. стоков	32	37	2
склад	33-40	109	3
склад	41-42	36	3
склад	43-44	113	3

Используя план поселка, проведём разработку конфигурации сети 0,4 кВ. Сводные данные о линиях 0,4 кВ по каждой ТП покажем в таблице 12.

Таблица 12 - Сводные данные о линиях 0,4 кВ по каждой ТП

тип нагрузки	Наименование потребителей по линии 0,4 кВ	$P_{зд макс}$, кВт	$Q_{зд макс}$, кВар	$P_{зді}$, кВт	$Q_{зді}$, кВар	Ky
1	2	3	4	5	6	7
ТП-1						
производственная нагрузка	19,14,20	113,49	22,81	101,72	20,45	0,50

Нагрузка жилых домов	6	254,10	51,08			
Нагрузка общественных зданий	8,12,13,22	126,00	25,33	103,58	29,82	0,60
Нагрузка жилых домов	7	254,10	51,08			
Нагрузка общественных зданий	9,15	126,00	25,33	20,76	4,17	0,50
ТП-2						
Нагрузка общественных зданий	11,29	260,00	52,26	18,68	12,53	0,80
Нагрузка жилых домов	1	196,50	39,50			
Нагрузка жилых домов	3	254,10	51,08			
Нагрузка общественных зданий	10	260,00	52,26			
Нагрузка жилых домов	4	254,10	51,08			
Нагрузка жилых домов	2	196,50	39,50			
Нагрузка жилых домов	5	254,10	51,08			
ТП-3						
производственная нагрузка	31,30	249,12	114,46	18,68	12,53	0,80
производственная нагрузка	21	262,96	52,86			
производственная нагрузка	40,32,16	106,57	21,42	53,98	19,43	0,80
производственная нагрузка	23,24,25	59,51	39,92	114,87	51,05	0,80
производственная нагрузка	26,27	22,84	7,32	18,68	12,53	0,70
ТП-4						
Нагрузка общественных зданий	17,18,28	181,30	121,62	62,97	32,88	0,80
производственная нагрузка	23	55,36	11,13			
производственная нагрузка	33	106,57	21,42			
Продолжение таблицы 12						
1	2	3	4	5	6	7
ТП-5						
производственная нагрузка	34	106,57	21,42			
производственная нагрузка	35,41	106,57	21,42	35,29	7,09	0,90
производственная нагрузка	43	110,72	22,26			

производственная нагрузка	36	106,57	21,42			
ТП-6						
производственная нагрузка	39	106,57	21,42			
производственная нагрузка	38,42	106,57	21,42	35,29	7,09	0,90
производственная нагрузка	44	110,72	22,26			
производственная нагрузка	37	106,57	21,42			

Расчёт нагрузки по линии 0,4 кВ ведётся по формуле, аналогичной (6). Для примера определяем нагрузку линии 1 от ТП-1. Потребители по линии – КПП 14, склад 19, пожарное депо 20.

Расчётная активная нагрузка по линии:

$$P_{p\ 0,4кВ} = P_{наиб\ зд} + k_y \times P_{ост\ зд}, \quad (11)$$

$$P_{p\ 0,4кВ} = 113,5 + 0,5 \times 01,72 = 164,4\ кВт,$$

где $P_{наиб\ зд}$ - наибольшая нагрузка здания из числа подключенных к линии, кВт;

k_y - коэффициент участия в максимуме электрической нагрузки здания с наибольшей нагрузкой, [3];

$P_{ост\ зд}$ - расчетные нагрузки остальных зданий.

Расчётная реактивная нагрузка по линии:

$$Q_{p\ 0,4кВ}^P = tg\varphi_{0,4кВ} \times P_{0,4кВ}, \quad (12)$$

$$Q_{p\ 0,4кВ}^{реар} = 164,4 \times 0,2 = 33,$$

где $tg\varphi_{0,4кВ}$ - коэффициент мощности нагрузки по линии, принимается как среднее из коэффициентов каждого потребителя по линии.

Согласно [3], при определении расчетной электрической нагрузки линий 0,4 кВ должны учитываться потери мощности в питающих линиях 0,4 кВ. Потери мощности для линии 1 от ТП-1 определяются по формуле:

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{P_{рл0,4кВ}^2 + Q_{рл0,4кВ}^2}{U_n^2} \times R_{л0,4кВ\ уд} \times L_{л0,4кВ}, \quad (13)$$

$$\Delta P_{л0,4кВ} = \frac{164,4^2 + 33^2}{0,4^2} \times 0,447 \times 0,3 / 2 = 2 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{P_{рл0,4кВ}^2 + Q_{рл0,4кВ}^2}{U_n^2} \times X_{л0,4кВ\ уд} \times L_{л0,4кВ}, \quad (14)$$

$$\Delta Q_{л0,4кВ} = \frac{164,4^2 + 33^2}{0,4^2} \times 0,06 \times 0,3 / 2 = 6,$$

где $P_{рл0,4кВ}$, $Q_{рл0,4кВ}$ - расчетная активная и реактивная нагрузка по линии, кВт;

U_n - номинальное напряжение сети, $U_n = 0,4$;

$R_{л0,4кВ\ уд}$, $X_{л0,4кВ\ уд}$ - удельное активное и реактивное сопротивление линии, Ом/км, [6];

$L_{л0,4кВ}$ - длина линии 0,4 кВ, км.

Приведенная нагрузка по линии определяется по формуле:

$$P_{привл0,4кВ} = P_{рл0,4кВ} + \Delta P_{л0,4кВ}, \quad (15)$$

$$P_{привл0,4кВ} = 164,4 + 12 = 176,1 \text{ кВт}.$$

Приведенная реактивная нагрузка определяется аналогично.

Для фидера 1 от ТП-1 определяем расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{\sqrt{P_{привл0,4кВ}^2 + Q_{привл0,4кВ}^2}}{\sqrt{3} \times U_H}, \quad (16)$$

$$I_p = \frac{\sqrt{176,1^2 + 34,6^2}}{\sqrt{3} \times 0,4} = 130.$$

Расчётный ток показан для двухлучевой схемы.

Результаты расчёта расчётной, приведенной нагрузки и расчётного тока сводим в таблицу 13.

Таблица 13 - Расчётные нагрузки фидеров 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$P_{р.л.}$, кВт	$Q_{р.л.}$, кВАр	$S_{расч}$ линии, кВА	$\Delta P_{л.}$, кВт	$\Delta Q_{л.}$, кВАр	$P_{прив.л.}$, кВт	$Q_{прив.л.}$, кВАр	$S_{прив.л.}$, кВА	$I_{расч}$, А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
ТП-1										
производственная нагрузка	19,14,20	164,4	33,0	167,6	12	1,6	176,1	34,6	179,5	130
Нагрузка жилых домов	6	254,1	51,1	259,2	14	1,9	268,2	53,0	273,4	198
Нагрузка общественных зданий	8,12,13,22	188,1	43,2	193,0	16	1,1	203,8	44,3	208,5	151
Нагрузка жилых домов	7	254,1	51,1	259,2	14	1,9	268,2	53,0	273,4	198
Нагрузка общественных зданий	9,15	136,4	27,4	139,1	8	0,4	143,9	27,8	146,6	106
ТП-2										
Нагрузка общественных зданий	11,29	274,9	62,3	281,9	22	3,0	297,2	65,3	304,2	220
Нагрузка жилых домов	1	196,5	39,5	200,4	12	1,2	208,3	40,7	212,2	153
Нагрузка жилых домов	3	254,1	51,1	259,2	9	1,3	263,5	52,4	268,6	194

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Нагрузка общественных зданий	10	260,0	52,3	265,2	7	0,9	266,9	53,2	272,1	197

Нагрузка жилых домов	4	254,1	51,1	259,2	11	1,5	265,4	52,6	270,5	195
Нагрузка жилых домов	2	196,5	39,5	200,4	9	0,9	205,9	40,4	209,8	152
Нагрузка жилых домов	5	254,1	51,1	259,2	19	2,6	272,9	53,6	278,1	201
ТП-3										
производственная нагрузка	31,30	264,1	124,5	291,9	22	4,0	286,0	128,5	313,5	227
производственная нагрузка	21	263,0	52,9	268,2	7	1,0	270,0	53,8	275,3	199
производственная нагрузка	40,32,16	149,7	37,0	154,2	9	0,9	159,0	37,9	163,5	118
производственная нагрузка	23,24,25	151,4	80,8	171,6	13	1,3	164,6	82,1	184,0	133
производственная нагрузка	26,27	35,9	16,1	39,4	1	0,0	36,7	16,1	40,1	29
ТП-4										
Нагрузка общественных зданий	17,18,28	231,7	147,9	274,9	21	2,9	252,8	150,8	294,4	213
производственная нагрузка	23	55,4	11,1	56,5	1	0,0	56,2	11,2	57,3	41
производственная нагрузка	33	106,6	21,4	108,7	8	0,4	114,9	21,9	116,9	84
ТП-5										
производственная нагрузка	34	106,6	21,4	108,7	12	0,3	118,1	21,7	120,1	87
производственная нагрузка	35,41	138,3	27,8	141,1	12	0,3	150,0	28,1	152,6	110

Продолжение таблицы 13

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
производственная нагрузка	43	110,7	22,3	112,9	3	0,2	114,2	22,4	116,4	84

производственная нагрузка	36	106,6	21,4	108,7	3	0,1	109,8	21,5	111,9	81
ТП-6										
производственная нагрузка	39	106,6	21,4	108,7	12	0,6	118,1	22,0	120,1	87
производственная нагрузка	38,42	138,3	27,8	141,1	12	0,6	150,0	28,4	152,7	110
производственная нагрузка	44	110,7	22,3	112,9	3	0,2	114,2	22,4	116,4	84
производственная нагрузка	37	106,6	21,4	108,7	3	0,2	109,8	21,6	111,9	81

2.5 Определение сечения и марки кабелей 0,4 кВ

Кабельные линии 0,4 кВ, учитывая специфику застройки временного поселка, прокладываются в траншеях. Используется кабель АВББШвнг (А - алюминиевые жилы, изоляция из ПВХ пластиката, поясная изоляция из ПВХ лент, броня из двух стальных лент, обмотка из полиэтилентерефталатной пленки, шланг из ПВХ пластиката)

Исходя из условий прокладки и работы кабелей 0,4 кВ, применяются поправочные коэффициенты.

Допустимый ток кабельной линии 1 от ТП-1 сечением 70 мм² с поправкой на условия прокладки определяется по формуле:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп справ}} K_{\text{сниж}} K_{\text{перегр}} \times_{t^{\circ}}, \quad (17)$$

$$I_{\text{доп}} = 210 \times 0.92 \times 25 \times 1 \times 1.42$$

где $I_{\text{доп справ}}$ - справочная величина, [7],

$K_{\text{сниж}}$ - коэффициент снижения токовой нагрузки, для двух кабелей в траншее при двухлучевой схеме принимается равный 0,92;

$K_{перезр}$ - для кабелей 0,4 кВ предварительно загруженных на 80% при прокладке в земле с учётом 6-ти часового промежутка времени на ликвидацию аварии принимается 1.25;

K_t - температурный коэффициент равный 1 для температуры окружающего воздуха 25° С.

В таблице 14 приведены результаты расчёта по (16).

Таблица 14 - Справочные данные кабелей с учётом условий прокладки

F, мм ²	$I_{доп\ справ}$, А	$I_{доп}$, А	$\Gamma_{уд}$, Ом/км	$\chi_{уд}$, Ом/км
25	115	132	1,250	0,0662
35	140	161	0,894	0,0637
50	175	201	0,625	0,0625
70	210	242	0,447	0,0612
95	255	293	0,329	0,0602
120	295	339	0,261	0,0602
150	335	385	0,208	0,0596
185	385	443	0,190	0,0596
240	440	506	0,129	0,077

Согласно [8], кабели до 1 кВ выбираются по нагреву длительно допустимым током:

$$I_p \leq I_{доп} .$$

Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ покажем в таблице 15.

Таблица 15 - Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч}$, А	$I_{доп}$, А	F, мм ²
1	2	3	4	5
ТП-1				
производственная нагрузка	19,14,20	130	242	70
Нагрузка жилых домов	6	198	242	70
Нагрузка общественных зданий	8,12,13,22	151	161	35
Нагрузка жилых домов	7	198	242	70

Продолжение таблицы 15

1	2	3	4	5
Нагрузка общественных зданий	9,15	106	132	25

ТП-2				
Нагрузка общественных зданий	11,29	220	242	70
Нагрузка жилых домов	1	153	201	50
Нагрузка жилых домов	3	194	242	70
Нагрузка общественных зданий	10	197	242	70
Нагрузка жилых домов	4	195	242	70
Нагрузка жилых домов	2	152	201	50
Нагрузка жилых домов	5	201	242	70
ТП-3				
производственная нагрузка	31,30	227	293	95
производственная нагрузка	21	199	242	70
производственная нагрузка	40,32,16	118	201	50
производственная нагрузка	23,24,25	133	201	50
производственная нагрузка	26,27	29	132	25
ТП-4				
Нагрузка общественных зданий	17,18,28	213	242	70
производственная нагрузка	23	41	132	25
производственная нагрузка	33	84	132	25
ТП-5				
производственная нагрузка	34	87	132	25
производственная нагрузка	35,41	110	132	25
производственная нагрузка	43	84	132	25
производственная нагрузка	36	81	132	25
ТП-6				
производственная нагрузка	39	87	132	25
производственная нагрузка	38,42	110	132	25
производственная нагрузка	44	84	132	25
производственная нагрузка	37	81	132	25

2.6 Нагрузки на шинах 0,4 кВ ТП

По [3], нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП определяется по формуле (10), учитывая некоторые особенности:

- Определяется суммарное количество квартир во всех зданиях, питаемых от данной ТП;

- Учитываются суммарные потери во всех линиях 0,4 кВ питаемых данной ТП;

- Учитывается нагрузка освещения улиц.

Для примера, проводится расчёт по ТП-1. От данной ТП в совокупности по всем жилым домам питается 320 квартир. По [3], удельная нагрузка для квартир принимается 1,76 кВт/кВ. Силовая нагрузка - 2 насоса по 5 кВт. Нагрузка уличного освещения приближенно определяется по формуле:

$$P_{осв} = P_{осв\ уд} \times L_{тер}, \quad (18)$$

$$P_{осв} = 10 \times 0,85 = 8,5 \text{ кВт},$$

где $P_{осв\ уд}$ – удельная мощность уличного освещения, принимаем 10 кВт/км;

$L_{тер}$ – длина освещаемой территории, 0,85 км.

Потери в линиях 0,4 кВ составляют $\Delta P_{л0,4кВ} = 63$, $\Delta Q_{л0,4кВ} = 7$:

- Линия к потребителю 19,14,20 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 12$, $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,6$,
- Линия к потребителю 6 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 14$, $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,9$,
- Линия к потребителю 8,12,13,22 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 16$, $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,1$,
- Линия к потребителю 7 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 14$, $\Delta Q_{л0,4кВ} = 1,9$,
- Линия к потребителю 9,15 - $\Delta P_{л0,4кВ} = 8$, $\Delta Q_{л0,4кВ} = 0,4$,

Расчётная активная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$P_{расч\ ТП-1} = P_{кв\ уд} \times n_{кв} + (k_c'' \times R_{нас} \times n_{нас}) \times k_y + P_{зд} \times k_y + P_{осв} \quad P_{л0,4кВ}, \quad (19)$$

$$P_{расч\ ТП-1} = 1,76 \times 320 + (1 \times 2) \times 0,9 \times 340 + 0,6 \times 8,5 + 63 + 84 = 847,5 \text{ кВт}.$$

Расчётная реактивная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$Q_{расч\ ТП-1} = Q_{кв} + Q_{зд} \times k_y + Q_{л0,4кВ}, \quad (20)$$

$$Q_{расч\ ТП-1} = 112,64 + 77 \times 0,6 + 7 = 166 \text{ .}$$

Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$SP_{расч\ ТП-1} = \sqrt{Q_{расч\ ТП-1}^2 + P_{расч\ ТП-1}^2}, \quad (21)$$

$$S_{кВА}_{ТП-1} = \sqrt{847,5^2 + 166^2} = 863,6$$

Подробные данные для расчета по ТП сведены в таблицу 16.

Расчётные нагрузки по ТП сведены в таблицу 17.

Таблица 16 - Подробный расчёт нагрузок на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	N _{кв}	P _{кв уд,} кВт/кв	P _{кв,} кВт	Q _{кв,} кВар	P _{силЭП}	K _y	L _{тер,} км	P _{осв уд,} кВт/км	P _{осв,} кВт	ΔP _{л,} кВт	ΔQ _{л,} кВар
ТП-1	320	1,76	563,2	112,64	10	0,9	0,85	10	8,5	63	7
ТП-2	550	1,7	935	187	20	0,9	0,96	10	9,6	90	11
ТП-3			262,96*	52,86*			0,88	10	8,8	52	7
ТП-4			181,30*	121,62*			0,45	10	4,5	30	3
ТП-5			106,57*	21,42*			0,54	10	5,4	30	1
ТП-6			106,57*	21,42*			0,54	10	5,4	30	2

* - приведена нагрузка здания с наибольшей нагрузкой, подключенной к ТП

Для ТП-1 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий P_{зд i} = 340 кВт, Q_{зд i} = 77 кВар, K_y = 0,6.

Для ТП-2 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий P_{зд i} = 539 кВт, Q_{зд i} = 117 кВар, K_y = 0,6.

Для ТП-3 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий P_{зд i} = 644 кВт, Q_{зд i} = 279 кВар, K_y = 0,8.

Для ТП-4 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий P_{зд i} = 225 кВт, Q_{зд i} = 65 кВар, K_y = 0,8.

Для ТП-5 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий P_{зд i} = 359 кВт, Q_{зд i} = 72 кВар, K_y = 0,9.

Для ТП-6 дополнительно учитывается нагрузка прочих зданий P_{зд i} = 359 кВт, Q_{зд i} = 72 кВар, K_y = 0,9.

Таблица 17 - Расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП

№	$P_{p\ 0,4\ \text{кВ}}, \text{ кВт}$	$Q_{p\ 0,4\ \text{кВ}}, \text{ кВар}$	$S_{p\ 0,4\ \text{кВ}}, \text{ кВА}$
ТП-1	847,5	166,0	863,6
ТП-2	1375,5	268,7	1401,5
ТП-3	839,4	283,1	885,9
ТП-4	396,0	177,3	433,9
ТП-5	465,1	87,3	473,2
ТП-6	465,1	88,0	473,4

2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ ТП

Согласно приказу №380 Минэнерго, на шинах 0,4 кВ подстанций допустимый коэффициент реактивной мощности рекомендуется выдерживать не более $tg\varphi = 0.35$. Проверим значение $tg\varphi$ на шинах 0,4 кВ ТП-1:

$$tg\varphi = \frac{Q_{расч\ ТП-1}}{P_{расч\ ТП-1}} \quad (22)$$

$$tg\varphi = \frac{166}{847,5} = 0.2.$$

Для остальных ТП расчёт покажем в таблице 18.

Таблица 18 - $tg\varphi$ на шинах 0,4 кВ ТП

№ ТП	$P_{p\ 0,4\ \text{кВ}}, \text{ кВт}$	$Q_{p\ 0,4\ \text{кВ}}, \text{ кВар}$	$tg\varphi_{расч}$	$tg\varphi_{пред}$
ТП-1	847,5	166,0	0,20	0,35
ТП-2	1375,5	268,7	0,20	0,35
ТП-3	839,4	283,1	0,34	0,35
ТП-4	396,0	177,3	0,45	0,35
ТП-5	465,1	87,3	0,19	0,35
ТП-6	465,1	88,0	0,19	0,35

Из таблицы 18 видно, что для ТП-4 необходимо скомпенсировать реактивную мощность. Требуемая мощность компенсирующих устройств, квар:

$$Q_{KV \text{ треб}} = Q_{расч}^P - tg_{расч} \times \varphi_{ПД} ; \quad (23)$$

)

$$Q_{KV \text{ треб}} = 177,3 - 396 \times 0,35 = 38,7$$

где $tg\varphi_{ПД}$ - предельно допустимый коэффициент мощности, принимаемый 0,35 по [13];

На шинах ТП-4 устанавливаем 2 батареи конденсаторов УКРМ - 10 - 25У3 настроенные на 25 кВар.

Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ остальных ТП не требуется.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАГРУЗКИ СЕТИ 10 КВ

3.1 Определение нагрузки линий 10 кВ

Для более точного определения нагрузок линий 10 кВ по [3], необходимо пересчитать нагрузку на шины 10 кВ ТП, предварительно выбрав мощность трансформаторов ТП по нагрузке на стороне 0,4 кВ. Расчётная мощность трансформаторов 10/0,4 кВ для ТП-1:

$$S_{p\ CT\ ТП-1} = \frac{S_{расч\ ТП-1}}{n_T \times K_3^{ОПТ}}, \quad (24)$$

$$S_{кВА\ ТП-1} = \frac{863,6}{2 \times 0,7} = 617,$$

где $S_{расч\ ТП-1}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 14, кВА;

n_T - количество устанавливаемых трансформаторов, зависящее от категоричности потребителей ТП, принимается 2 для потребителей 2 категории;

$K_3^{ОПТ}$ - коэффициент загрузки, принимаем 0,7.

Ближайшая большая мощность заводского ряда выпускаемых трансформаторов 630 кВА типа ТМГ (масляные герметичные). Проверим её по загрузке в нормальном и послеаварийном режиме для ТП-1:

$$K_{загр\ норм} = \frac{S_{p\ CT\ ТП-1}}{S_{ф\ CT\ ТП-1} \times n_T}; \quad (25)$$

$$K_{загр\ норм} = \frac{863,6}{630 \times 2} = 0,69.$$

Значение коэффициента в нормальном режиме больше 0,5.

$$K_{загр\ послеав} = \frac{S_{p\ CT\ ТП-1}}{S_{ф\ CT\ ТП-1} \times (n_T - 1)}, \quad (26)$$

$$K_{загр\ послеав} = \frac{863,6}{630 \times (2 - 1)} = 1,37.$$

Значение коэффициента в нормальном режиме меньше 1,4-1,5.

По другим ТП результаты расчёта сводим в таблицу 19.

Таблица 19 - Значения выбираемых трансформаторов ТП

№ ТП	$S_{p\ 0,4\ кВ},\ кВА$	$N_{тр}$	$K_{доп}$	$S_{тр\ расч},\ кВА$	$S_{тр\ ном},\ кВА$	$K_{з\ норм}$	$K_{з\ послеав}$
ТП-1	863,6	2	0,7	617	630	0,69	1,37
ТП-2	1401,5	2	0,7	1001	1000	0,70	1,40
ТП-3	885,9	2	0,7	633	630	0,70	1,41
ТП-4	433,9	2	0,7	310	400	0,54	1,08
ТП-5	473,2	2	0,7	338	400	0,59	1,18
ТП-6	473,4	2	0,7	338	400	0,59	1,18

Расчёт потерь мощности в трансформаторах проводим по формулам для ТП-1:

$$\Delta P_T = \frac{P_{p\ CT\ ТП-1}^2 + Q_{p\ CT\ ТП-1}^2}{U_H^2} \times \frac{R_T}{2} + \Delta P_{XX} \quad \text{ж}, \quad (27)$$

$$\Delta P_T = \frac{847,5^2 + 166^2}{10^2} \times \frac{0,0019}{2} + 1,56 \quad \text{ж} \quad \approx 0,26\ кВт,$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_{p\ CT\ ТП-1}^2 + Q_{p\ CT\ ТП-1}^2}{U_H^2} \times \frac{X_T}{2} + \left(\frac{I_{xx}}{100} \times S_{ф\ CT\ ТП-1} \right) \quad \text{ж}, \quad (28)$$

$$\Delta Q_{квар} = \frac{847,5^2 + 166^2}{10^2} \times \frac{0,0085}{2} + \left(\frac{1,3}{100} \times 30 \right) \quad \text{ж} \quad \approx 57 \quad ,$$

где ΔP_{XX} - активные потери холостого хода трансформатора, [7];

I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %, [7];

$S_{ф\ CT\ ТП-1}$ - фактическая мощность трансформатора, кВА;

$P_{p\ CT\ ТП-1}, Q_{p\ CT\ ТП-1}$ - расчётная нагрузка на шинах 0,4 кВ ТП-1, по таблице 14, кВт, кВар;

$U_{H\ ВН}$ - номинальное напряжение стороны ВН трансформатора, принимается 10 кВ;

R_T, X_T - активное и реактивное сопротивление трансформатора, [9];

$$R_T = \frac{\Delta P_K \times U_{H BH}^2}{S_{\phi CT TП-1}^2}, \quad (29)$$

$$R_{T \text{ Ом}} = \frac{7,6 \times 10^2}{630} = 0,0019 \quad ,$$

$$X_T = \sqrt{\left(\frac{U_K \times U_{H BH}^2}{100 \times S_{\phi CT TП-1}}\right)^2 - R_T^2}, \quad (30)$$

$$X_{T \text{ Ом}} = \sqrt{\left(\frac{5,5 \times 10^2}{100 \times 630}\right)^2 - 0,0019^2} = 0,0085 \quad ,$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания трансформатора, кВт, [9];

U_K - напряжение короткого замыкания трансформатора, %, [9];

Приведенная к стороне 10 кВ ТП нагрузка определяется по выражению:

$$S_{p10кВ TП-1} = \sqrt{(P_{p CT TП-1} \Delta T)^2 + (Q_{CT TП-1} + \Delta_{TП})^2}, \quad (31)$$

$$S_{кВА p10кВ TП-1} = \sqrt{(847,5 + 10,26)^2 + (166 + 57)^2} = 886,3 \quad .$$

По остальным ТП результат приведения нагрузки показан в таблице 21.

Таблица 20 - Справочные данные трансформаторов ТП

№ ТП	$S_{тр \text{ ном}}$, кВА	ΔP_x , кВт	ΔP_K , кВт	U_K , %	I_x , %
ТП-1	630	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-2	1000	2,45	12,20	5,50	1,40
ТП-3	630	1,56	7,60	5,50	2,00
ТП-4	400	1,05	5,50	4,50	2,10
ТП-5	400	1,05	5,50	4,50	2,10
ТП-6	400	1,05	5,50	4,50	2,10

Таблица 21 - Приведение нагрузки к стороне ВН ТП

№ ТП	$P_{p 0,4 \text{ кВ}}$, кВт	$Q_{p 0,4 \text{ кВ}}$, кВар	$N_{тр}$	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВТ	$P_{p 10 \text{ кВ}}$, кВт	$Q_{p 10 \text{ кВ}}$, кВар	$S_{p 10 \text{ кВ}}$, кВА
ТП-1	847,5	166,0	2	0,0019	0,0085	10,26	57,0	857,8	222,9	886,3
ТП-2	1375,5	268,7	2	0,0012	0,0054	16,88	80,7	1392,4	349,4	1435,5

ТП-3	839,4	283,1	2	0,0019	0,0085	10,63	58,6	850,0	341,7	916,1
ТП-4	396,0	177,3	2	0,0034	0,0107	5,34	26,9	401,3	204,2	450,3
ТП-5	465,1	87,3	2	0,0034	0,0107	5,95	28,8	471,1	116,1	485,2
ТП-6	465,1	88,0	2	0,0034	0,0107	5,95	28,8	471,1	116,8	485,3

Для соблюдения категории по надёжности электроснабжения потребителей на стороне НН ТП необходимо чтобы требования по категорийности соблюдались на стороне ВН ТП. Это достигается следующими способами:

- подключение вводов ТП к стороне ВН от разных центров питания (с двух сторон по петлевой схеме);
- подключение вводов ТП к стороне ВН от одного центра питания, но от разных секций шин (двухлучевая схема сети 10 кВ питающаяся от ПС 110-35 кВ с секционированием по стороне НН);
- подключение потребителей ТП к стороне НН (резервирование по стороне НН).

Напряжение питания принимается 10 кВ как приоритетного при проектировании и подключении новых потребителей, учитывая проектные уровни напряжения на ПС «Заводская».

Рассматриваются 2 варианта подключения ТП, оба по резервированной магистральной схеме, но различной конфигурации.

Расчетные нагрузки на шинах 10 кВ ЦП определяются с учетом несовпадения максимумов нагрузок потребителей городских распределительных сетей и сетей промышленных предприятий (питающихся от ЦП по самостоятельным линиям) путем умножения суммы их расчетных нагрузок на коэффициент совмещения максимумов $k_{сов. макс}$.

Для варианта 1 схемы участка сети 10 кВ включающей ТП 6-5-4 расчётная нагрузка участка схемы находится как:

$$\begin{aligned}
 P_{расч\ лин10кВ} &= k_{сов\ макс} \times P_{сумм\ нагр\ ТП}, \\
 Q_{расч\ лин10кВ} &= k_{сов\ макс} \times Q_{сумм\ нагр\ ТП}, \\
 S_{расч\ лин10кВ} &= \sqrt{P_{расч\ лин10кВ}^2 + Q_{расч\ лин10кВ}^2} \\
 P_{кВт}_{расч\ лин10кВ} &= 0,9 \times 343 = 1209, \\
 Q_{квар}_{расч\ лин10кВ} &= 0,9 \times 437 = 393, \\
 S_{кВА}_{расч\ лин10кВ} &= \sqrt{1209^2 + 393^2} = 1279
 \end{aligned}
 \tag{32}$$

где $k_{сов\ макс} = 0,9$ - коэффициент совмещения максимумов нагрузок трансформаторов, [3];

$S_{сумм\ нагр\ ТП}, Q_{сумм\ нагр\ ТП}, P_{сумм\ нагр\ ТП}$ - суммарная нагрузка ТП 6-5-4, используя данные таблицы 21, находится как сумма:

$$P_{сумм\ нагр\ ТП} = 401,3 + 471,1 + 471,1 = 1209 \text{ кВт.}$$

$$Q_{сумм\ нагр\ ТП} = 204,2 + 116,1 + 116,8 = 393 \text{ квар}$$

Токовая нагрузка по линии:

$$I_{расч\ лин10кВ} = \frac{S_{расч\ лин10кВ}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \tag{33}$$

$$I_{расч\ лин10кВ} = \frac{1279}{\sqrt{3} \times 10} = 74.$$

Результаты расчёта показаны в таблице 22.

Таблица 22 - Расчёт нагрузки кабелей 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$P_{сум\ кл,}$ кВт	$Q_{сумм\ кл,}$ кВар	$S_{сумм\ кл,}$ кВА	$K_{совм}$	$P_{р\ кл,}$ кВт	$Q_{р\ кл,}$ кВар	$S_{р\ кл,}$ кВА	$I_{р\ кл,}$ А
ПС - ТП 6-5-4 (вариант 1)	1343	437	1421	0,9	1209	393	1279	74

ПС - ТП 3-2-1 (вариант 1)	3100	914	3238	0,9	2790	823	2914	168
ПС - ТП 2-1-4 (вариант 2)	2652	777	2772	0,9	2386	699	2495	144
ПС - ТП 3-6-5 (вариант 2)	1792	575	1887	0,9	1613	517	1698	98

3.2 Определение сечения и марки кабелей 10 кВ

Для увеличения надёжности пропускной способности сети 10 кВ применяем кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена АПВВнг (А - алюминиевая жила; Пв - изоляция из сшитого полиэтилена; Внг - оболочка из ПВХ пластиката).

Согласно [9], сечение кабелей 10 кВ выбирается по нескольким условиям.

1. Нагрев длительно допустимым током. Допустимый ток кабелей 10 кВ приведён в таблице [9].

Таблица 23 - Допустимый ток кабелей 10 кВ

F, мм ²	I _{доп} , А
50	195
70	240
95	247
120	298
150	329
185	371
240	426

Согласно таблице 23, сечение кабеля для линии ТП 6-5-4 варианта №1 сети 50 мм².

2. Допустимое падение напряжения. По [10] допустимое падение напряжение принимается 10% в нормальном режиме работы схемы сети. Пренебрегаем реактивной составляющей сопротивления кабеля, тогда сечение равно, мм²:

$$F_{расч\ лин10кВ} = \frac{P_{расч\ лин10кВ} \times L_{лин10кВ} \times \rho_{уд}}{U_{ном} \times \Delta U_{доп}}, \quad (34)$$

$$F_{расч\ лин10кВ} = \frac{1209 \times 0,5 \times 28}{10 \times 1000} = 4,$$

где $P_{расч\ лин10кВ}$ - расчётная активная нагрузка по линии;

$L_{лин10кВ}$ - длина линии, км;

$\rho_{уд}$ - удельное активное сопротивление для выбранного материала проводника, $28 \text{ Ом} \times \text{мм}^2$;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение сети, 10 кВ;

$\Delta U_{доп}$ - допустимое падение напряжение, принято 10% от номинала – 1000 В.

Принимается сечение удовлетворяющее всем требованиям - 50 мм².

Для сравнения вариантов по эффективности определим потери энергии в сети:

$$\Delta W_{лин10кВ} = \frac{P_{расч\ лин10кВ}^2 + Q_{расч\ лин10кВ}^2}{U_{ном}^2} \times \frac{R_{лин10кВ}}{n_{ц}} \times \mathcal{E}, \quad (35)$$

$$\Delta W_{лин10кВ} = \frac{1209^2 + 393^2}{10^2} \times \frac{0,46}{2} \times 000 = 8595 \text{ кВт} \cdot \mathcal{E}$$

где $P_{расч\ лин10кВ}$ - активная нагрузка по линии, МВт;

$Q_{расч\ лин10кВ}$ - реактивная нагрузка по линии, Мвар;

$n_{ц}$ - количество цепей линии;

$R_{лин10кВ}$ - активное сопротивление линии:

$$R_{лин10кВ} = L_{лин10кВ} \times \rho_{пог\ уд}, \quad (36)$$

$$R_{ОМ\ лин10кВ} = 0,5 \times 0,868 = 0,46,$$

где $\rho_{\text{пог уд}}$ - удельное погонное сопротивление линии 10 кВ, Ом/км;

T - число часов максимума нагрузки, для городских сетей принято 5000

ч.

Результаты расчётов покажем в таблице 24.

Таблица 24 - Выбор сечения кабелей 10 кВ

Наименование фидера 10 кВ	$P_{\text{Р КЛ}}$, кВт	$Q_{\text{Р КЛ}}$, кВар	$S_{\text{Р КЛ}}$, кВА	$I_{\text{Р КЛ}}$, А	$I_{\text{Доп КЛ}}$, А	L , км	$F_{\text{КЛ ДУ}}$, мм ²	$F_{\text{КЛ ФАКТ}}$, мм ³	$R_{\text{КЛ}}$, Ом/км	$\Delta W_{\text{КЛ}}$, кВт*ч
ПС - ТП 6-5-4 (вариант 1)	1209	393	1279	74	188	0,5	4	50	0,868	18595
ПС - ТП 3-2-1 (вариант 1)	2790	823	2914	168	188	0,92	14	50	0,868	168932
ПС - ТП 2-1-4 (вариант 2)	2386	699	2495	144	188	1,04	14	50	0,868	139542
ПС - ТП 3-6-5 (вариант 2)	1613	517	1698	98	188	0,6	5	50	0,868	37355

3.3 Технико-экономическое сравнение вариантов сети 10 кВ

Конфигурация сети 10 кВ принята ранее при расчёте нагрузок.

Упрощённо допускается принимать оптимальную конфигурацию по приведенным затратам на сооружение и эксплуатацию сети:

$$Z = E \times K + II = E (K_{\text{лин}} + K_{\text{выкл}}) (A_{\text{лин}} + K_{\text{лин}} + A_{\text{выкл}} + K_{\text{выкл}}) C_{\text{б}} \times \Delta_{\text{лин}10\text{кВ}}, \quad (37)$$

$$Z_1 = 0,1 \times (2117 + 2000) + (0,004 \times 2117 + 0,059 \times 2000) + 1,56 \times (187527) = 934 \text{ тыс.руб.},$$

$$Z_2 = 0,1 \times (2394 + 2000) + (0,004 \times 2394 + 0,059 \times 2000) + 1,56 \times (176897) = 953 \text{ тыс.руб.},$$

где E - норматив дисконтирования, принимается по [11] 0,1;

$K_{\text{лин}}$ - стоимость кабелей КЛ, для варианта 1 и 2 соответственно:

$$K_{\text{лин}} = L_{\text{лин}} \times C_{\text{лин}},$$

$$K_{\text{лин}1} = 2,9 \times 730 = 2117 \text{ тыс.руб.},$$

$$K_{\text{лин}2} = 3,3 \times 730 = 2394 \text{ тыс.руб.},$$

где $L_{лин}$ - протяженность линий выполненной кабелем сечением 35 мм², км;
 $C_{лин}$ - стоимость кабеля сечением 50 мм², принимается по [12] 730 тыс. руб./км;

$K_{выкл}$ - стоимость выключателей 10 кВ установленных в центре питания - 500 тыс. руб, принимается по [12].

$$K_{выкл1} = 4 \times 500 = 2000 \text{ тыс.руб. ,}$$

$$K_{выкл2} = 4 \times 500 = 2000 \text{ тыс.руб. ,}$$

A - ежегодные отчисления на амортизацию, ремонт и обслуживание
 $A_{выкл} = 5,9\%$, $A_{лин} = 0,4\%$;

$\Delta W_{лин10кВ}$ - потери электроэнергии в ВЛ, кВтч;

C_0 - удельная стоимость потерь электроэнергии, принимается 1,56 руб/кВтч.

Разница в затратах составляет 19 тыс.руб., по отношению к большей величине это:

$$\frac{19}{953} \times 100\% = 2\%$$

Вариант 2 оптимальный для проектирования по минимуму потерь электроэнергии.

4 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ 10-0,4 КВ

Расчеты токов КЗ производятся для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора и проверки уставок релейной защиты и автоматики, [14].

4.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 10 кВ

Для оценки, расчет проводим для ближней и дальней ТП по каждому лучу из схем. Для определения максимальных токов КЗ используем отключающую способность выключателя в ЦП.

Периодическая составляющая тока короткого замыкания в начальный момент времени, кА:

$$I_{ПО}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times Z_{\Sigma}}, \quad (38)$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение на ЦП, принимается 10,5 кВ;

R_{Σ} - суммарное активное сопротивление до точки КЗ, по рисунку 3 -

$$R_{\Sigma} = R_{лин 10кВ} = R_{уд лин 10кВ} \times L, \text{ Ом};$$

L - длина участка до точки КЗ, км.

X_{Σ} - суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ по рисунку 3:

$$X_{\Sigma} = X_c = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times I_{выкл}^{(3)}},$$

где $I_{выкл}^{(3)}$ - номинальный ток отключения выключателя, установленного на центре питания согласно п 6.2.3 РД 153-34.0-20.527-98, для выключателя ВВ/Тел принимается 12,5 кА.

$$X_{\Sigma} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \times 12,5} = 0,485 \text{ Ом},$$

Ток двухфазного короткого замыкания, кА:

$$I_{ПО}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times I_{ПО}^{(3)}. \quad (39)$$

Постоянная затухания аperiodической составляющей, сек:

$$T_a = \frac{X_\Sigma}{R_\Sigma \times 314} \quad (40)$$

Коэффициент затухания аperiodической составляющей:

$$K_{y\delta} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}} \quad (41)$$

Ударный ток короткого замыкания, кА:

$$iK_{y\delta} = K_{y\delta} \times \sqrt{2} \times I_{ПО} \quad (42)$$

Результаты расчёта приведены в таблице 25.

Таблица 25 - **Результаты расчетов токов КЗ в сети 10 кВ**

точка	L, км	R _Σ , Ом	X _Σ , Ом	Z _Σ , Ом	I ⁽³⁾ _{ПО} , кА	I ⁽²⁾ _{ПО} , кА	T, с	K _{yδ}	i _{yδ} , кА
ТП 2	0,2	0,10	0,495	0,50	12,26	10,66	0,015	1,5	26,4
ТП 4	1,0	0,45	0,530	0,66	9,16	7,97	0,003	1,1	13,7
ТП 3	0,1	0,04	0,489	0,49	12,47	10,85	0,040	1,8	31,3
ТП 5	0,6	0,26	0,511	0,55	11,03	9,59	0,006	1,2	18,5

4.2 Расчёт токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ

Уровни токов КЗ в сети 0,4 кВ так же оценочно находятся на ближайшем и дальнейшем потребителе по кабельной линии 0,4 кВ. Сопротивления кабельных линий принимаются на основе выбранных ранее КЛ 0,4 кВ, [14]. Сопротивления трансформаторов принимаются на основе выбранных трансформаторов 10/0,4 кВ, [9].

Для магистралей ПС - ТП 2-1-4 и ПС - ТП 3-6-5 составляются схемы замещения с указанием сопротивлений элементов схемы замещения (рисунок 4, 5).

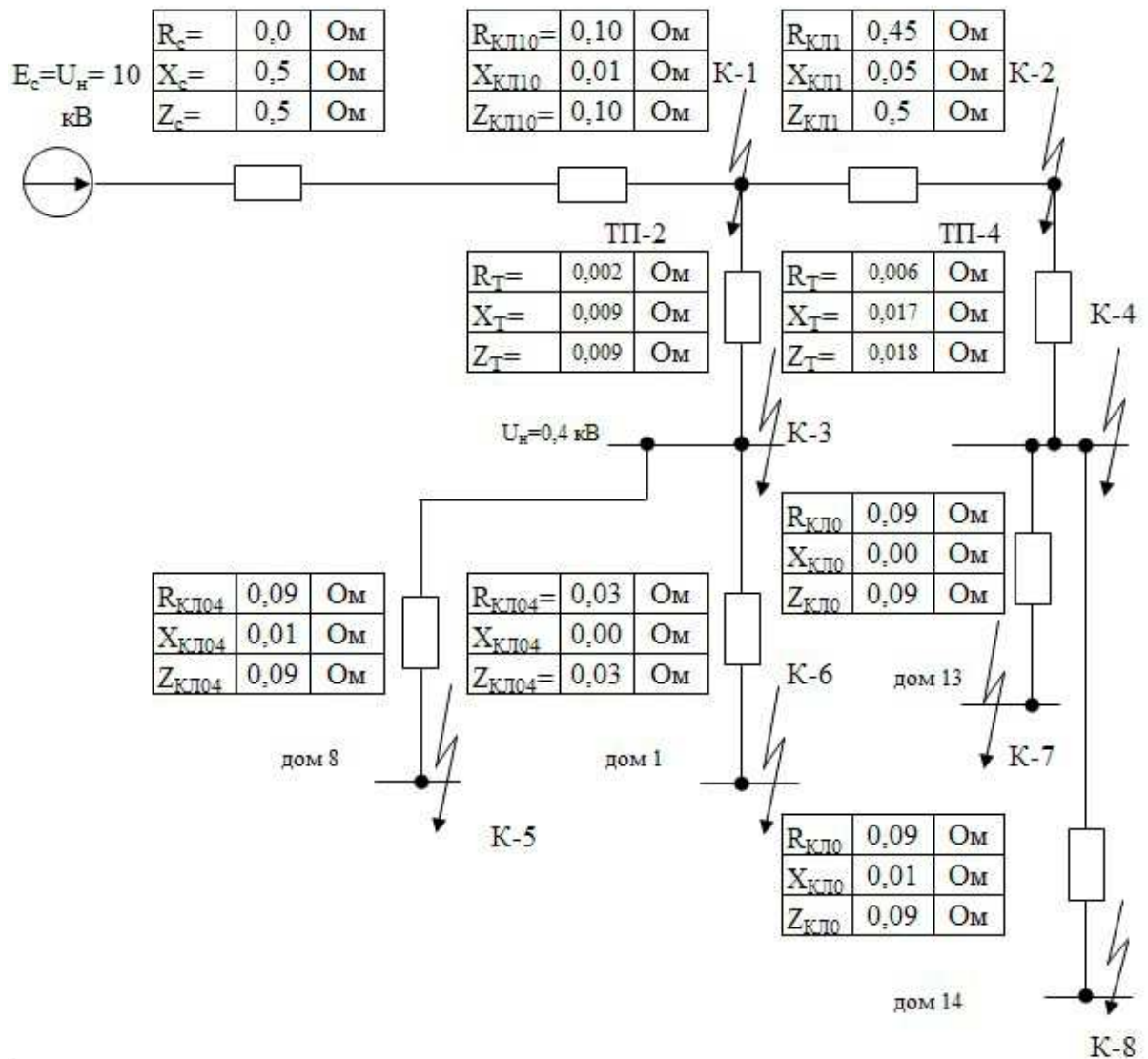


Рисунок 4 - Схема замещения ПС - ТП 2-1-4 до шин 0,4 кВ потребителя

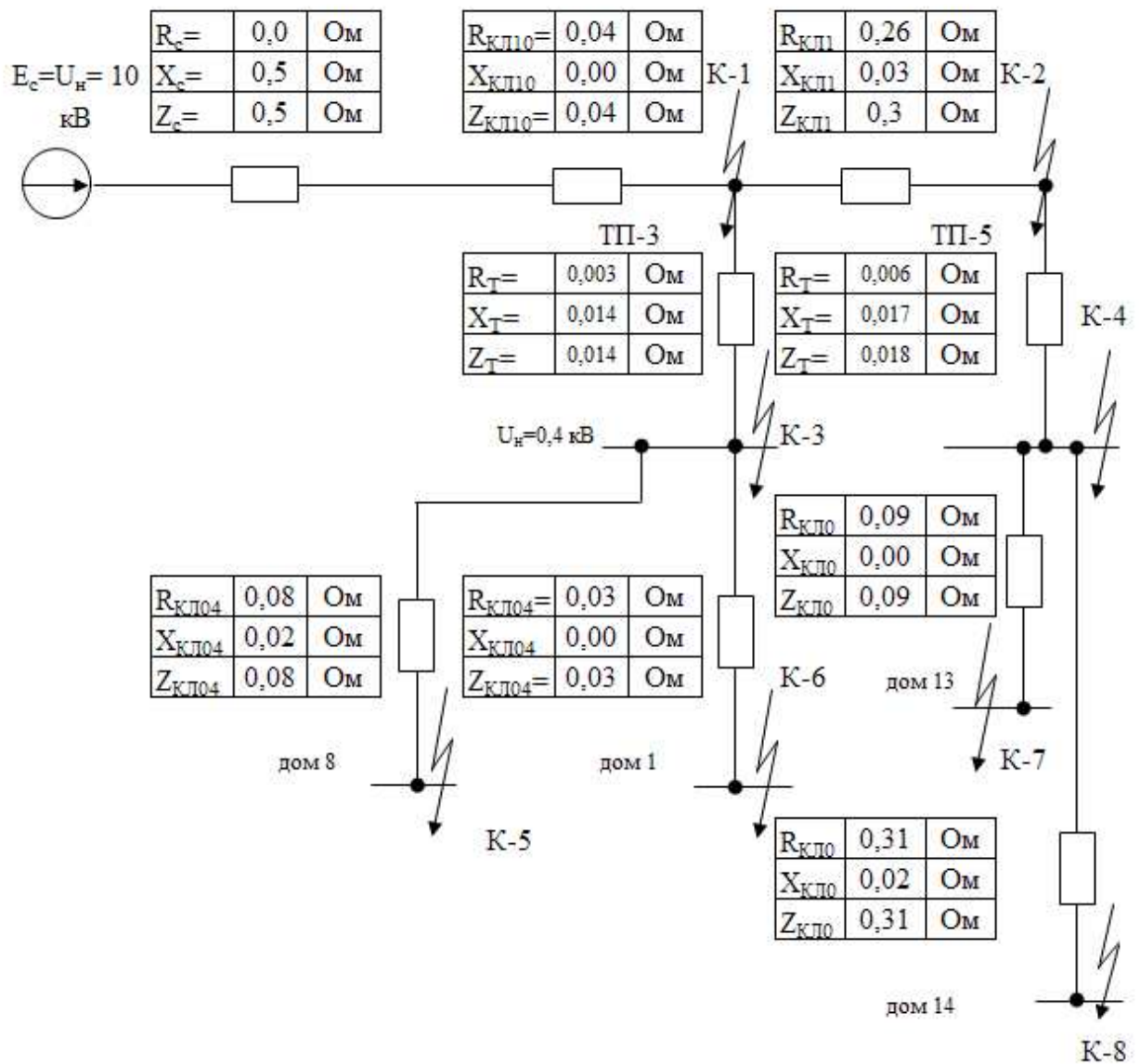


Рисунок 5 - Схема замещения ПС - ТП 3-6-5 до шин 0,4 кВ потребителя

Токи КЗ на стороне 10 кВ были посчитаны ранее. На стороне НН ТП-3 периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ находится как:

$$I_{по}^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times \sqrt{R_{\Sigma}^2 + X_{\Sigma}^2}}, \quad (43)$$

$$I_{по}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \times \sqrt{0,03^2 + 0,014^2}} = 14,7 \text{ ,}$$

где $U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне НН ТП, принимается 0,4 кВ;

R_{Σ} - суммарное активное сопротивление до точки КЗ, по рисунку 4 -

$$R_{\Sigma} = R_T = 0,003 \text{ Ом};$$

X_{Σ} - суммарное реактивное сопротивление до точки КЗ по рисунку 4:

$$X_{\Sigma} = X_T + X_c = X_T + \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times I_{ПО ВН}^{(3)}} \times \left(\frac{1}{K_T} \right)^2, \quad (44)$$

$$X_{\Sigma} = 0,014 + \frac{10}{\sqrt{3} \times 12,26} \times \left(\frac{1}{0,4} \right)^2 = 0,014 \quad ,$$

где X_T - реактивное сопротивление трансформатора 0,0135 Ом, [9];

$U_{ном}$ - номинальное напряжение на стороне ВН ТП, принимается 10 кВ;

$I_{ПО ВН}^{(3)}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ на стороне ВН ТП, рассчитана ранее, 12,26 кА;

K_T - коэффициент трансформации со стороны ВН на НН, определяется

как $\frac{10}{0,4}$.

На стороне НН ТП периодическая составляющая тока однофазного КЗ находится как:

$$I_{ПО}^{(1)} = \frac{U_{ном} \times \sqrt{3}}{\sqrt{(2 \times R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (2 \times X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (45)$$

$$I_{ПО}^{(1)} = \frac{0,4 \times \sqrt{3}}{\sqrt{(3 \times 0,003 + 0,003)^2 + (3 \times 0,014 + 0,014)^2}} = 16,6 \quad ,$$

где $R_{1\Sigma}, X_{1\Sigma}$ - сопротивления элементов прямой последовательности, Ом;

$R_{0\Sigma}, X_{0\Sigma}$ - сопротивления элементов нулевой последовательности, для системы равняется нулю; для кабельных линий упрощённо принимаются

$X_{0л} = 3-5 \times X_{1л}$, $R_{0л} = 10 \times R_{1л}$; для трансформаторов определяется схемой соединения обмоток, для принятой схемы треугольник-звезда с нейтралью равно сопротивлению прямой последовательности при учёте элементов за трансформатором Ом.

Для наглядности результаты расчёта покажем на рисунке 6.

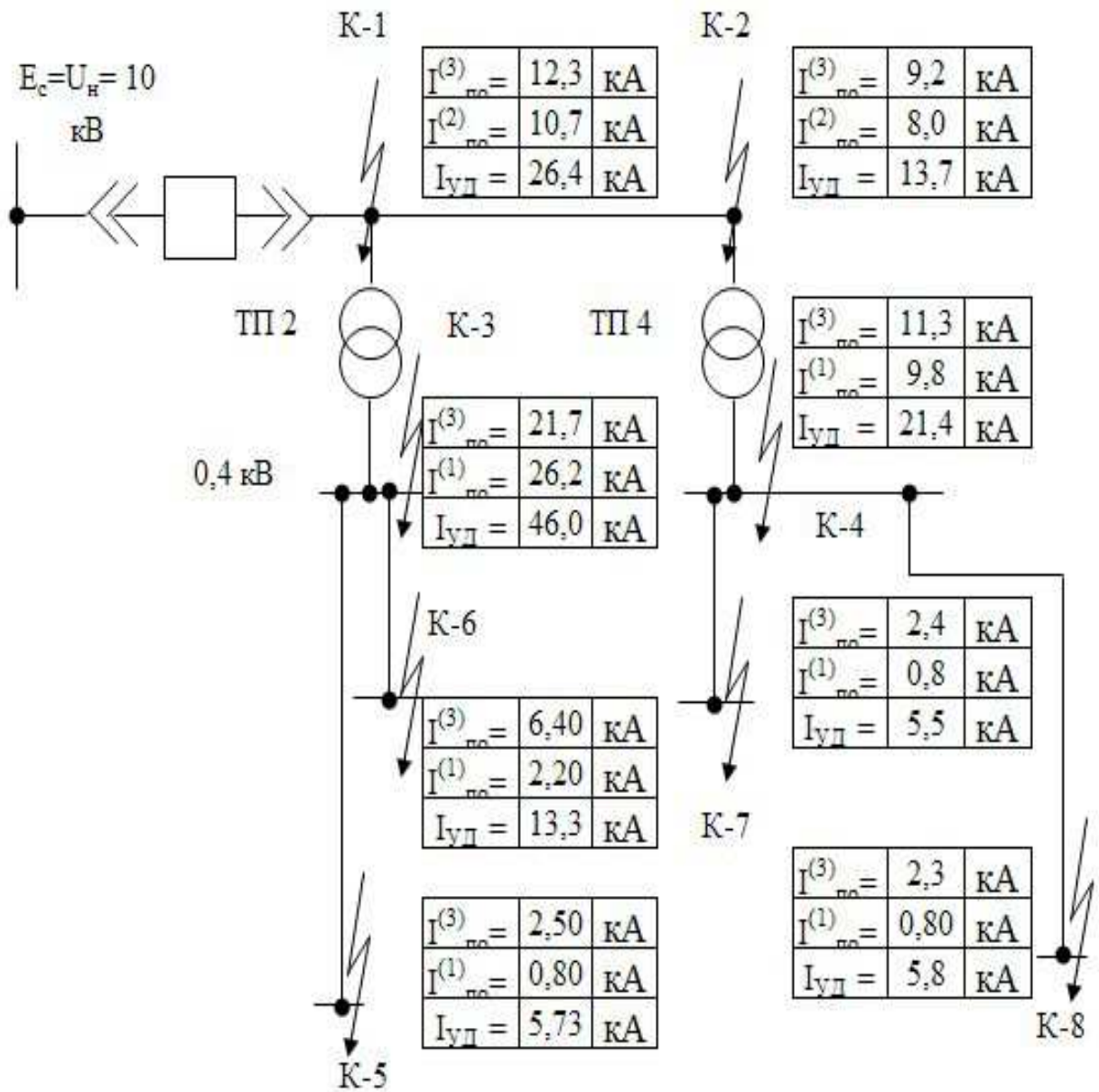


Рисунок 6 - Токи КЗ сети 0,4 кВ для ТП 2 и ТП 4

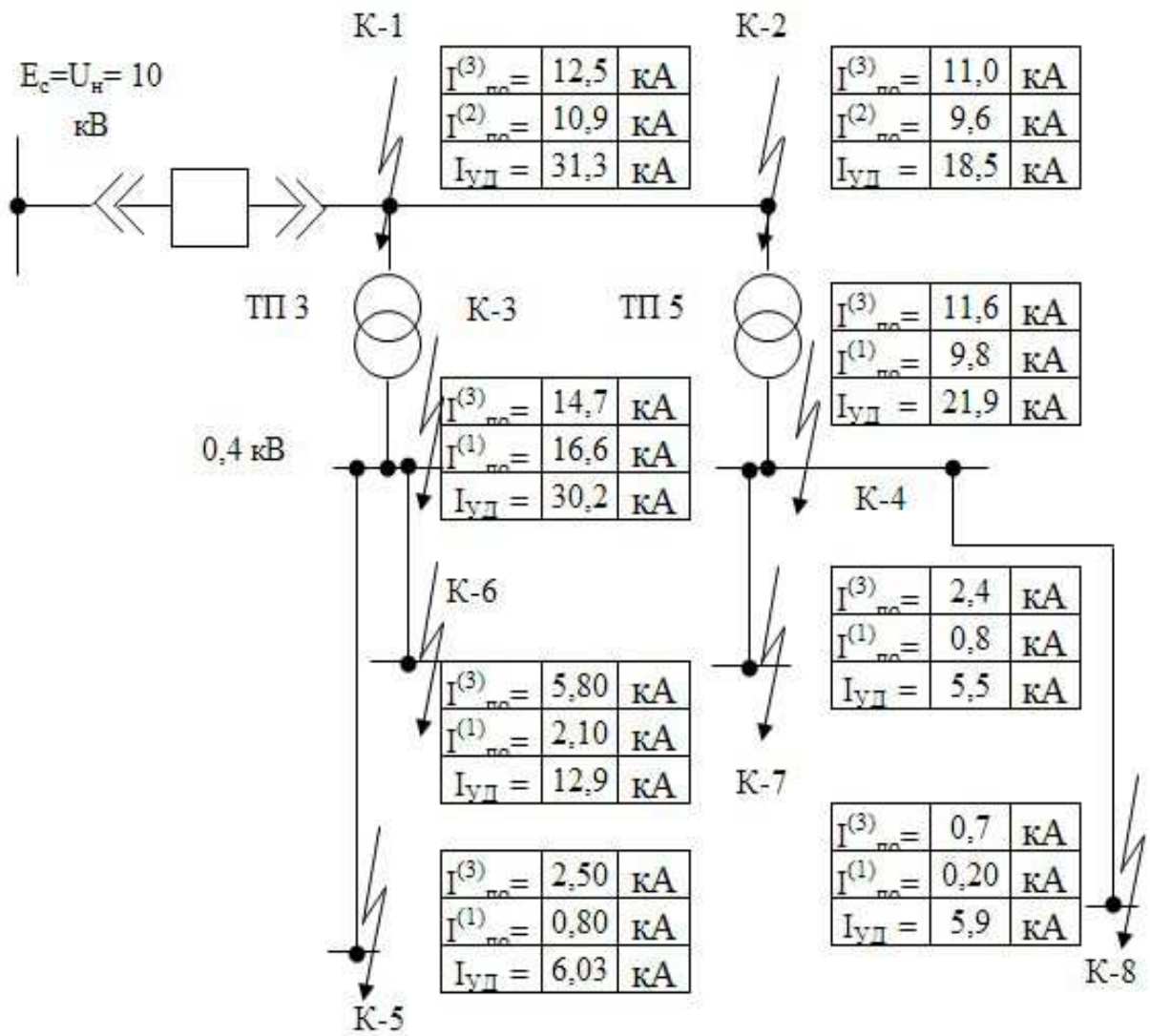


Рисунок 7 - Токи КЗ сети 0,4 кВ для ТП 3 и ТП 5

5 ВЫБОР АППАРАТОВ В СЕТИ 0,4 КВ

5.1 Выбор автоматических выключателей

Для защиты шин НН ТП и линий 0,4 кВ выбираются автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем типа ВА, [9]. Выбор автоматических выключателей производится по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_{номВА} , \quad (46)$$

Результаты выбора сведены в таблицу 26.

Таблица 26 - Выбор вводных автоматических выключателей 0,4 кВ

№ ТП	$I_{расч}$, А	$I_{номВА}$, А	Марка выключателя
ТП-1	624	1000	ВА54-41
ТП-2	1013	1600	ВА54-41
ТП-3	640	1000	ВА54-41
ТП-4	314	400	ВА54-41
ТП-5	342	400	ВА54-47
ТП-6	342	400	ВА54-41

Таблица 27 - Предварительный выбор кабелей 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{расч}$, А	$I_{расц}$, А	Тип АВ
1	2	3	4	5
ТП-1				
производственная нагрузка	19,14,20	130	160	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	6	198	250	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	8,12,13,22	151	160	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	7	198	250	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	9,15	106	160	ВА 88-35
ТП-2				
Нагрузка общественных зданий	11,29	220	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	1	153	160	ВА 88-35

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
Нагрузка жилых домов	3	194	250	ВА 88-35
Нагрузка общественных зданий	10	197	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	4	195	250	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	2	152	160	ВА 88-35
Нагрузка жилых домов	5	201	250	ВА 88-35
ТП-3				
производственная нагрузка	31,30	227	250	ВА 88-35
производственная нагрузка	21	199	250	ВА 88-35
производственная нагрузка	40,32,16	118	160	ВА 88-35
производственная нагрузка	23,24,25	133	160	ВА 88-35
производственная нагрузка	26,27	29	100	ВА 88-35
ТП-4				
Нагрузка общественных зданий	17,18,28	213	250	ВА 88-35
производственная нагрузка	23	41	100	ВА 88-35
производственная нагрузка	33	84	100	ВА 88-35
ТП-5				
производственная нагрузка	34	87	100	ВА 88-35
производственная нагрузка	35,41	110	160	ВА 88-35
производственная нагрузка	43	84	100	ВА 88-35
производственная нагрузка	36	81	100	ВА 88-35
ТП-6				
производственная нагрузка	39	87	100	ВА 88-35
производственная нагрузка	38,42	110	160	ВА 88-35
производственная нагрузка	44	84	100	ВА 88-35
производственная нагрузка	37	81	100	ВА 88-35

Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ проводится для ближайшего и удаленного потребителя от соответствующих ТП. Условия проверки и результаты приведены в таблице 28.

Таблица 28 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ для ТП 4 - ТП 2

Условие	Формула	Потребители	Выполнение
---------	---------	-------------	------------

ВВОДНЫЕ			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	ТП2	40 > 21,7
		ТП4	40 > 11,3
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	ТП2	20 < 26,2
		ТП4	5 < 9,8
линейные			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	10 от ТП2	20 > 6,4
		11 от ТП2	20 > 2,5
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	10 от ТП2	1,25 < 2,2
		11 от ТП2	0,625 < 0,8
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	25 от ТП4	20 > 2,4
		17 от ТП4	20 > 2,3
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	25 от ТП4	0,5 < 0,8
		17 от ТП4	0,625 < 0,8

Таблица 29 - Проверка автоматических выключателей 0,4 кВ для ТП 3 - ТП 5

Условие	Формула	Потребители	Выполнение
ВВОДНЫЕ			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	ТП3	40 > 14,7
		ТП5	40 > 11,6
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	ТП3	12,5 < 16,6
		ТП5	5 < 9,8
линейные			
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	21 от ТП3	20 > 5,8
		31 от ТП3	20 > 2,5
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	21 от ТП3	1,25 < 2,1
		31 от ТП3	0,625 < 0,8
по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I_{по}^{(3)}$	43 от ТП5	20 > 2,4
		34 от ТП5	20 > 0,7
по чувствительности к токам КЗ	$1,25I_{расц} < I_{по}^{(1)}$	43 от ТП5	0,5 < 0,8

Все автоматические выключатели проверку проходят.

5.2 Выбор рубильников 0,4 кВ

Рубильники 0,4 кВ предназначены для нечастых неавтоматических коммутаций электрических цепей без нагрузки переменного тока частотой 50 Гц напряжением 380В, [15]

Выбор рубильников производится по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_{ном руб} , \quad (47)$$

Результаты выбора сведены в таблицу 30.

Таблица 30 - Выбор рубильников 0,4 кВ

№ ТП	$I_{расч}$, А	$I_{ном руб}$, А	Марка рубильника
ТП-1	624	630	РЕ-1939
ТП-2	1013	1600	РЕ-1941
ТП-3	640	1000	РЕ-1941
ТП-4	314	400	РЕ-1937
ТП-5	342	400	РЕ-1937
ТП-6	342	400	РЕ-1937

Проверка рубильников 0,4 кВ проводится для ТП. Условия проверки и результаты приведены в таблице 31.

Таблица 31 - Проверка рубильников 0,4 кВ для ТП

по разрушающему действию трёхфазных токов КЗ	$I_{отк} > I^{(3)}_{по}$	ТП2	40 > 21,7
		ТП4	40 > 11,3
		ТП3	40 > 14,7
		ТП5	40 > 11,6

5.3 Выбор кабелей 0,4 кВ

Предварительно кабели 0,4 кВ выбраны ранее в п. 2.4. Проверка кабелей проводится из условий соблюдения [9], а именно не превышение потери напряжения в пределах 10% по формуле для линии 1 ТП-1:

$$\Delta U_{факт} = \frac{\sqrt{3} \times I_{расч} \times (x_0 \cos(\varphi) + x_{\uparrow} \sin(\varphi))}{U_{ном}} \times 100\%, \quad (48)$$

$$\Delta U_{\text{факт}} = \frac{\sqrt{3} \times 30 / 2 \times 0,3 (0,447 \times 0,98 \times 0,06 \times 0,8)}{0,4} \times 100\% = 8\%,$$

где $\cos(\varphi)$ и $\sin(\varphi)$ - коэффициента мощности, определённые как средние из всех потребителей по линии;

$U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение КЛ, 0,4 кВ;

L - длина кабельной линии 0,4 кВ, км;

$I_{\text{расч}}$ - расчетный ток по кабельной линии 0,4 кВ, А;

r_0, x_0 - удельные сопротивления ранее выбранных кабелей, Ом/км.

В нормальном режиме условие выполняется, так как медленное изменение напряжения менее 10% [10]. Результаты расчёта по всем линиям 0,4 кВ показаны в таблице 32.

Таблица 32 - Потери напряжения в сети 0,4 кВ

тип нагрузки	Наим. потр.	$I_{\text{расч}}$, А	L, км	cosφ	sinφ	R, Ом/км	X, Ом/км	ΔU , %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
ТП-1								
производственная нагрузка	19,14,20	130	0,30	0,98	0,20	0,447	0,061	8,0
Нагрузка жилых домов	6	198	0,15	0,98	0,20	0,447	0,061	6,1
Нагрузка общественных зданий	8,12,13,22	151	0,15	0,98	0,20	0,894	0,064	9,1
Нагрузка жилых домов	7	198	0,15	0,98	0,20	0,447	0,061	6,1
Нагрузка общественных зданий	9,15	106	0,10	0,98	0,20	1,250	0,066	6,0
ТП-2								
Нагрузка общественных зданий	11,29	220	0,20	0,98	0,20	0,447	0,061	9,0
Нагрузка жилых домов	1	153	0,15	0,98	0,20	0,625	0,063	6,5
Нагрузка жилых домов	3	194	0,10	0,98	0,20	0,447	0,061	4,0
Нагрузка общественных зданий	10	197	0,07	0,98	0,20	0,447	0,061	2,8

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Нагрузка жилых домов	4	195	0,12	0,98	0,20	0,447	0,061	4,8
Нагрузка жилых домов	2	152	0,12	0,98	0,20	0,625	0,063	5,2
Нагрузка жилых домов	5	201	0,20	0,98	0,20	0,447	0,061	8,2
ТП-3								
производственная нагрузка	31,30	227	0,25	0,90	0,44	0,329	0,060	8,3
производственная нагрузка	21	199	0,07	0,98	0,20	0,447	0,061	2,9
производственная нагрузка	40,32,16	118	0,20	0,98	0,20	0,625	0,063	6,7
производственная нагрузка	23,24,25	133	0,23	0,80	0,60	0,625	0,063	7,5
производственная нагрузка	26,27	29	0,13	0,95	0,31	1,250	0,066	2,1
ТП-4								
Нагрузка общественных зданий	17,18,28	213	0,20	0,80	0,60	0,447	0,061	7,6
производственная нагрузка	23	41	0,07	0,98	0,20	1,250	0,066	1,6
производственная нагрузка	33	84	0,18	0,98	0,20	1,250	0,066	8,6
ТП-5								
производственная нагрузка	34	87	0,25	0,98	0,20	1,250	0,066	12,2
производственная нагрузка	35,41	110	0,15	0,98	0,20	1,250	0,066	9,3
производственная нагрузка	43	84	0,07	0,98	0,20	1,250	0,066	3,3
производственная нагрузка	36	81	0,07	0,98	0,20	1,250	0,066	3,2
ТП-6								
производственная нагрузка	39	87	0,25	0,98	0,20	1,250	0,066	12,2
производственная нагрузка	38,42	110	0,15	0,98	0,20	1,250	0,066	9,3
производственная нагрузка	44	84	0,07	0,98	0,20	1,250	0,066	3,3
производственная нагрузка	37	81	0,07	0,98	0,20	1,250	0,066	3,2

6 ВЫБОР АППАРАТОВ В СЕТИ 10 КВ

6.1 Выбор предохранителей 10 кВ

Для защиты трансформаторов 10 кВ от токов КЗ со стороны ВН применяются кварцевые предохранители ПК. Выбор проводится по формуле для ТП-1:

$$I_{РАСЧ} = \frac{S_{тр\ ном} \times 1,4}{\sqrt{3} \times U_{ном}}, \quad (49)$$

$$I_{РАСЧ} = \frac{630 \times 1,4}{\sqrt{3} \times 10} = 51 \text{ ,}$$

где $S_{тр\ ном}$ - ранее выбранная мощность трансформатора, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение ВН, 10 кВ.

Выбирается предохранитель марки ПК4-80-80-10У3 на ток 80 А, [9].
Результаты выбора для остальных ТП сведём в таблицу 33.

Таблица 33 - Выбор предохранителей 10 кВ

№ ТП	$S_{тр\ ном}$, кВА	$I_{РАСЧ}$, А	$I_{номПР}$, А	$I_{вст}$, А	Тип предохранителя
ТП-1	630	51	80	80	ПК4– 10У3
ТП-2	1000	81	160	160	ПК4– 10У3
ТП-3	630	51	80	80	ПК4– 10У3
ТП-4	400	32	80	50	ПК4– 10У3
ТП-5	400	32	80	50	ПК4– 10У3
ТП-6	400	32	80	50	ПК4– 10У3

6.2 Выбор выключателей нагрузки 10 кВ

Защита трансформаторов от токов КЗ осуществляется выключателями нагрузки ВНП-16 в состав которых входят ранее выбранные предохранители ПК. Для выключателя нагрузки ВНП-16 предусмотрено применение привода типа ПРА-17 (привод ручной автоматический).

Выбор проводится по расчётному току выключателя нагрузки, проверка проводится по термической стойкости для ТП-1:

$$B_{к\ расч} = I_{ПО}^{(3)2} \times (t_{отк} + T_a + \Delta), \quad (50)$$

$$B_{к\ расч} = 12,26^2 \times (1 + 0.006 \cdot 1) = 303 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \times t_{терм} = 12,5^2 \cdot 625, \quad (51)$$

где $t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя 1с;

T_a - постоянная затухания аperiodической составляющей

$$T_a = \frac{X_{\Sigma}}{R_{\Sigma} \times 314} = \frac{0,485}{0,1 \times 314} = 0,015 \text{ с};$$

Δt - степень селективности по магистрали, увеличивается от головного участка магистрали на 0,5 с.

Проверка по электродинамической стойкости:

$$I_{уд} \leq I_{дин},$$

26,4 ≤ 40 - выключатель проверку проходит.

Выключатель проходит по всем условиям проверки. По остальным ТП результаты проверки сводим в таблицу 34.

Таблица 34 - Выключатели нагрузки

№ ТП	$I_{расч}$, А	I_H , А	$B_{к\ расч}$, кА ² с	$B_{к\ ном}$, кА ² с	$I_{уд}$, кА	$I_{дин}$, кА
ТП-1	51	400	303	625	26,4	40
ТП-2	81	400	228	625	26,4	40
ТП-3	51	400	240	625	31,3	40
ТП-4	32	400	210	625	13,7	40
ТП-5	32	400	305	625	18,5	40
ТП-6	32	400	317	625	31,3	40

Для всех ТП выключатели выбраны правильно.

6.3 Выбор кабелей 10 кВ

Предварительно кабели 10 кВ выбраны ранее в п. 3.2. Проверка по допустимой потере напряжения выполняется аналогично кабелям 0,4 кВ. Результат показан в таблице 35.

Таблица 35 - Проверка кабелей 10 кВ по потере напряжения

Наименование линии 10 кВ	$I_{p\text{кЛ}}$, А	L, км	$\cos(\varphi)$	$R_{\text{кЛ}}$, Ом/км	$\Delta U_{\text{кЛ}}$, %	$\Delta U_{\text{кЛ}}$, %
ПС - ТП 2-1-4 (вариант 2)	144	1,04	0,96	0,868	1,1	допустимая потеря напряжения 10%
ПС - ТП 3-6-5 (вариант 2)	98	0,6	0,95	0,868	0,4	

Все кабели проверку проходят.

Проверка на воздействие токов КЗ проводится по формуле термически стойкого сечения, мм²:

$$S_{T\text{ расч}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к расч}}}}{C} = \frac{\sqrt{I_{\text{ПО}}^{(3)2} \cdot t_{\text{возд}}}}{C}, \quad (52)$$

где $I_{\text{ПО}}^{(3)}$ - ток КЗ по линии, кА;

$t_{\text{возд}}$ - время воздействия тока КЗ, равно $t_{\text{отк}} + t_{\text{и}} + \Delta$ при выборе предохранителей 10 кВ, с;

C - температурный коэффициент, равный 95.

Результаты расчёта сводим в таблицу 36.

Таблица 36 - Проверка линий 10 кВ по термической стойкости

Линия	$I_{\text{ПО}}^{(3)}$, кА	$S_{T\text{ расч}}$, мм ²	$S_{\text{факт}}$, мм ²
ТП 2	12,26	30,3	50
ТП 4	9,16	38,0	50
ТП 3	12,47	30,8	50
ТП 5	11,03	45,7	50

Все предварительно выбранные сечения линий 10 кВ проверки проходят.

7 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ В ЦЕНТРЕ ПИТАНИЯ

При расчете вариантов сети 10 кВ оптимальным оказался вариант подключения КЛ 10 кВ к ПС «Заводская».

7.1 Нагрузка подключаемая к центру питания

Расчётная нагрузка, подключаемая к центру питания по [3] определяется с учётом коэффициента совмещения $k_{сов. макс} = 0,8$ при количестве трансформаторов 12 шт. в сети:

$$P_{расч ЦП} = k_{сов. макс} \times P_{сумм нагр ТП}, \quad (53)$$

$$P_{расч ЦП} = 0,8 \times 4444 = 3555 \text{ кВт},$$

$$S_{расч ЦП} = \frac{P_{расч ЦП}}{\cos \varphi}, \quad (54)$$

$$S_{расч ЦП} = \frac{3555}{0.95} = 3736,1 \text{ кВА},$$

$$Q_{расч ЦП} = \sqrt{S_{расч ЦП}^2 - P_{расч ЦП}^2}, \quad (55)$$

$$Q_{расч ЦП} = \sqrt{3736,1^2 - 3555^2} = 1149 \text{ кВар},$$

где $P_{сумм нагр ТП}$ - суммарная активная нагрузка всех ТП района проектирования, кВт;

$\cos \varphi$ - средний коэффициент мощности по всем ТП, равен 0,95.

Токовая нагрузка ЦП:

$$I_{A_{расч ЦП}} = \frac{3736,1}{\sqrt{3} \times 10} = 216 \text{ .} \quad (56)$$

7.2 Компенсация реактивной мощности

Для увеличения пропускной способности питающих линий и уменьшения потерь электроэнергии рассчитаем необходимую мощность батарей конденсаторов:

$$Q_{\text{треб БК}} = Q_{\text{расч ЦП}} - P_{\text{расч ЦП}} \times \text{tg}\varphi_{\text{пред}}$$

$$Q_{\text{квар}}^{\text{треб БК}} = 1149 - 3555 \times 0,4 = 272,7$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{пред}}$ - предельное значение коэффициента реактивной мощности при подключении потребителя к шинам 10 кВ ПС, равно 0,4 по [13] для напряжения 6-20 кВ.

Компенсация реактивной мощности не требуется.

7.3 Компенсация емкостных токов

Оценочно величина ёмкостного тока определяется по формуле:

$$I_c = \frac{1,35 \times U_{\text{ном}} \times \epsilon_{\text{лин}}}{10}, \quad (57)$$

$$I_c = \frac{1,35 \times 10 \times 28}{10} = 4,4$$

где $U_{\text{ном}}$ - номинальное напряжение сети, 10 кВ;

По ПУЭ $I_{\text{свон}} = 20$ для сети 10 кВ. Установка дугогасящего реактора не требуется.

7.4 Установка КРУ

В ЗРУ-10 кВ ПС «Заводская» установлены ячейки КРУН СЭЩ-59, [12], (рисунок 8). Ячейки оснащены вакуумными выключателями ВВ/Тел-10.

Комплектные распределительные устройства 6(10) кВ наружной установки серии КРУ-СЭЩ-59 предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц и 60 Гц напряжением 6(10) кВ, номинальным током 630-1600 А, изготавливается в исполнении У1, У3 - умеренного и ХЛ1 - холодного климата, представляет собой отдельно стоящий блок высоковольтных ячеек с коридором управления.



Рисунок 8 - Общий вид ячейки КРУН СЭЩ-59

КРУ К-59У1 (ХЛ1) гибкой ошиновкой с различным взаимным расположением с КРУ К-59У1 (ХЛ1) Коридор управления КРУ-СЭЩ-59 исполнения У1 выполнен сборным из отдельных элементов: рамы основания, стоек, ферм, торцевых стенок с дверьми, передних стенок, крыши и продольных элементов. Коридор управления КРУ-СЭЩ-59 исполнения ХЛ1 имеет оболочку с теплоизоляцией. Секции передних стенок и крыш унифицированы и крепятся к стойкам и фермам с помощью прижимов. Коридор управления имеет общее освещение из расчета один светильник на одну ячейку по одному из вариантов:

- с использованием закрытых полугерметичных светильников с лампами накаливания мощностью 60 Вт, не более, напряжением 220 В;
- с использованием люминесцентных светильников. Цепи питания выполнены по трехпроводной схеме.

Высоковольтная часть блока разделена вертикальными перегородками на шкафы, которые могут иметь следующие исполнения:

- шкаф ввода (вывода) (ввод воздушный или кабельный, наибольшее количество кабелей - 4 шт. сечением не более, чем $3 \times 185 \text{ мм}^2$);
- то же с трансформаторами напряжения;
- шкаф с воздушным вводом (выводом) и кабельным выводом (вводом);

- шкаф трансформаторов напряжения;
- шкаф конденсаторов;
- шкаф с трансформаторами напряжения и разрядниками;
- шкаф секционного выключателя (с трансформаторами тока в двух или трех фазах);
- шкаф секционного разъединителя;
- шкаф секционирования;

Шкафы воздушного и кабельного ввода (вывода) на токи до 1600 А могут иметь панель со вторым комплектом трансформаторов тока. В шкафах КРУН размещено высоковольтное оборудование и шкафы с аппаратурой вспомогательных цепей.

Технические данные приведены в таблице 37.

Таблица 37 - Технические данные КРУ К-59

Наименование параметра	Величина
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей при частоте 50Гц, А	630; 1000; 1600
Номинальный ток сборных шин, А	1000; 1600; 2500
Номинальный ток электродинамической стойкости главных цепей, кА	51; 81

Выбор ячейки КРУ производят по напряжению установки и длительному току. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле:

$$B_{к\ расч\ ввод} = I_{ПО\ откл}^{(3)2} \times (t_{отк} + T_a + \Delta_{сел}), \quad (58)$$

$$B_{к\ расч\ ввод} = 12,5^2 \times (0,03 + 0,01 + 1,5) = 240,6 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к\ ном} = I_{терм}^2 \times \Delta_{терм};$$

$$B_{к\ ном} = 20^2 \times 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{ПО\ откл}^{(3)}$ - максимально возможное по условию отключения выключателем значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ, кА;

$t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, по каталожным данным принимаем 0.03с;

T_a - время затухания аperiodической составляющей, упрощённо принимается 0,01 с;

$\Delta t_{сел}$ - степень селективности, с учётом задержки выключателя НН и ВН принимается 1,5с,

$t_{терм}$ - время допустимого термического воздействия на шины КРУ, по каталожным данным 3 с;

$I_{терм}$ - ток допустимого термического воздействия на шины КРУ, по каталожным данным 20 кА.

Допустимое значение аperiodической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times \beta \times I_{ном\ откл} \quad (59)$$

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times 0.4 \times 20 = 11.31 \text{ кА},$$

где $\beta_{Н}$ – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, по каталожным данным 0,4;

$I_{ном\ откл}$ - номинальный ток отключения, кА.

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \times I_{ПО\ откл}^{(3)} + i_{атПС} \leq \sqrt{2} \times I_{ном\ откл}^{(3)} (\times \beta_{Н}); \quad (60)$$

$$\sqrt{2} \times I_{ПО\ откл}^{(3)} + I_{ПО\ откл}^{(3)} (\times \beta_{Н}) \leq \sqrt{2} \times I_{ном\ откл}^{(3)} (\times \beta_{Н})$$

$$\sqrt{2} \times 2,5 + 2,5 (\times 0,4) \leq \sqrt{2} \times 20 (\times 0,4);$$

$$25,25 \leq 39,2 \text{ кА}.$$

Результат расчёта в таблице 38. Линейные ячейки КРУ проверку проходят.

Таблица 38 - Выбор и проверка КРУ 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$
$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{рmax} = 216 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$i_{скв} = 32 \text{ кА}$	$i_{уд} = 19,2 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к,ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к} = 240,6 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к,ном} \geq B_{к}$
$i_{а,ном} = 11,31 \text{ кА}$	$i_{ат} = 5 \text{ кА}$	$i_{а,ном} \geq i_{ат}$

7.5 Установка выключателей 10 кВ

Применяем вакуумные выключатели ВВ/TEL - 10 - 20/630 УХЛ1. Условия выбора и проверки показаны в таблице 36. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле:

$$B_{к \text{ расч}} = 12,26^2 \times (0,03 + 0,01 + 1,5) = 228 \text{ кА}^2\text{с},$$

$$B_{к \text{ ном}} = 20^2 \times 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

где $I_{ПО \text{ макс}}^{(3)}$ - периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ, максимальное значение из всех присоединений к шинам ПС, кА;

$t_{отк}$ - собственное время отключения выключателя, по каталожным данным принимаем 0.03с;

T_a - время затухания апериодической составляющей, упрощённо принимается 0,01 с;

$\Delta t_{сел}$ - степень селективности, для ввода – 0,5 с, для секционного выключателя - 1 с, для отходящих – 1,5 с.

$t_{терм}$ - время допустимого термического воздействия на контакты выключателя, по каталожным данным 3 с;

$I_{терм}$ - ток допустимого термического воздействия на контакты выключателя, по каталожным данным 20 кА.

Допустимое значение аperiodической составляющей:

$$i_{а.ном} = \sqrt{2} \times 0.4 \times I_{ном} \approx 1.31 \text{ кА},$$

где β_n - номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, по каталожным данным 0,4;

$I_{ном откл}$ - номинальный ток отключения, кА.

Полный ток КЗ:

$$\sqrt{2} \times I_{ПО макс}^{(3)} + i_{аПС} \leq \sqrt{2} \times I_{ном откл}^{(3)} (\times \beta_n);$$

$$\sqrt{2} \times I_{ПО макс}^{(3)} + I_{ПО макс}^{(3)} (1 - \beta_n) \leq \sqrt{2} \times I_{ном откл}^{(3)} (\times \beta_n)$$

$$\sqrt{2} \times 2,26 + 2,26 \times 0,4 \leq \sqrt{2} \times 20 (\times 0,4);$$

$$24,6 \leq 39,2 \text{ кА}.$$

Результат расчёта в таблице 39. Все выключатели проверку проходят.

Таблица 39 - Выбор и проверка линейных выключателей 10 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
1	2	3
Линия ПС - ТП 2-1-4		
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 144 \text{ А}$ $i_{уд} = 26,4 \text{ кА}$ $В_{к расч.} = 228 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 12,26 \text{ кА}$ $I_{пт} = 12,26 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,5 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$ $I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$U_{уст} = 12,5 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 630 \text{ А}$ $i_{скв} = 32 \text{ кА}$ $В_{к.ном} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{вкл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 98 \text{ А}$ $i_{уд} = 31,3 \text{ кА}$ $В_{к расч.} = 240 \text{ кА}^2\text{с}$ $I_{по} = 12,47 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $i_{скв} \geq i_{уд}$ $В_{к.ном} \geq В_{к}$ $I_{вкл} \geq I_{по}$

$I_{откл} = 20 \text{ кА}$ $i_{а.ном} = 11,31 \text{ кА}$	$I_{пт} = 12,47 \text{ кА}$ $i_{ат} = 5,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{пт}$ $i_{а.ном} \geq i_{ат}$
--	--	---

7.6 Установка трансформаторов тока 10 кВ

Применяем трансформаторы тока ТОЛ-10-1, встраиваемые в КРУ. Условия выбора и проверки показаны в таблице 37. Проверку по термической устойчивости проводим по формуле (62). Величина теплового импульса равна значениям, посчитанным для выключателей 10 кВ.

Проверка по нагрузке вторичной обмотки проводится по формуле, [16]:

$$Z_2 \leq Z_{2НОМ} , \quad (61)$$

где Z_2 - вторичная нагрузка трансформатора тока, Ом;

$Z_{2НОМ}$ - номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока для обеспечения класса точности, Ом.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Вторичная нагрузка R_2 состоит из сопротивления приборов $r_{приб}$, соединительных проводов $r_{пр}$ и переходного сопротивления контактов $r_{к}$:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_{конт}. \quad (62)$$

В качестве соединительных проводов применяют многожильные контрольные кабели с бумажной, резиновой, полихлорвиниловой или специальной теплостойкой оболочке. Согласно ПУЭ, по условию прочности сечение не должно быть меньше 4 мм^2 и для алюминиевых жил и $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил.

Предусмотрена установка счётчиков электроэнергии Меркурий 230 ART для возможности создания АИИС КУЭ.

Данные по вторичной нагрузке сводим в таблицу 40.

Таблица 40 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка, В*А, фазы		
		А	В	С
Амперметр	Э-335		0.5	

Счетчик АЭ и РЭ	Меркурий 230 ART	0.15		0.15
Ватметр	Д-335	0.5		0.5
Варметр	Д-335	0.5		0.5
Итого		1.15	0.5	1.15

Наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С.

Мощность вторичной обмотки $S_{2Н}=12.5$ ВА.

Определяем номинальное сопротивление вторичной обмотки:

$$Z_{2Н} = \frac{S_{2Н}}{I_2^2}, \quad (63)$$

$$Z_{2Н} = \frac{12.5}{5^2} = 0.5 \text{ Ом.}$$

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (64)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1.15}{5^2} = 0.046 \text{ Ом.}$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, равный 5 А.

Выбираем провод сечением $q=4$ мм² АКРВГ с алюминиевыми жилами и удельным сопротивлением $\rho=0,0283$. Длину проводов примем $l=10$ м.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l}{q}, \quad (65)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0.0283 \cdot 10}{4} = 0.07 \text{ Ом,}$$

где $r_{\text{КОНТ}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{КОНТ}} = 0.1$ Ом).

$$r_{2\text{конт}} = r_{\text{пров}} + r_{\text{приб}} ,$$

$$r_2 = 0.1 + 0.07 + 0.046 = 0.216 \text{ Ом.}$$

Результаты проверки сведём в таблицу 41. Все трансформаторы тока подходят по условиям проверки.

Таблица 41 - Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия
Линия ПС - ТП 2-1-4		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 200 \text{ А}$	$I_P = 144 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 228 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 26,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
0,5	0,5	Класс точности
Линия ПС - ТП 3-6-5		
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_P$
$I_H = 400 \text{ А}$	$I_P = 98 \text{ А}$	$I_H \geq I_{P\text{max}}$
$Z_{2H} = 0.4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0.216 \text{ Ом}$	$Z_{2H} \geq Z_{HP}$
$B_{KH} = 400 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 240 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KH} \geq B_{KP}$
$I_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 31,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд}}$
0,5	0,5	Класс точности

7.7 Установка трансформаторов напряжения 10 кВ

Трансформаторы напряжения НАМИ-10 класс точности 0,5 выбираются аналогично трансформаторам тока. Вторичная нагрузка ТН измеряется в ВА:

$$S_{\text{втор ТН}} \leq S_{\text{ном втор}}, \quad (66)$$

где $S_{\text{ном втор}}$ - номинальная мощность вторичной обмотки, ВА;

$S_{\text{втор ТН}}$ - нагрузка подключенная ко вторичной обмотке, ВА.

Для упрощения расчетов нагрузку приборов можно не разделять по фазам:

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{P_{\text{втор ТН}}^2 + Q_{\text{втор ТН}}^2}, \quad (67)$$

$$S_{\text{втор ТН}} = \sqrt{24^2 + 46^2} = 52 .$$

Трансформаторы напряжения устанавливаются в отсеке КРУ совместно с ОПН для питания обмоток приборов учета и контроля, аппаратов релейной защиты и подстанционной автоматики.

Определяем расчетную нагрузку $S_{втор ТН}$ по таблице 42.

Таблица 42 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ

Прибор	Марка	$P_{номр}$, ВА	$N_{кат}$	cosφ	sinφ	$P_{втор ТН}$, Вт	$Q_{втор ТН}$, ВА
Вольтметр	Э-335	2	1	1	0	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	3	-
Счетчик АЭ	Меркурий 230 ART	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Счетчик РЭ	Меркурий 230 ART	5 ВА	5	0.38	0.925	9,5	23
Итого	-	-	-	-	-	24	46

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице 43.

Таблица 43 - Выбор и проварка трансформатора напряжения 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_H = 10$ кВ	$U_{HT} = 10$ кВ	$U_{HT} \geq U_H$
$S_P = 52$ ВА	$S_H = 75$ ВА	$S_H \geq S_P$

На каждой секции шин выбранные ТН проходят проверку.

7.8 Выбор предохранителей для защиты ТН

Выбор предохранителей производится по напряжению установки и длительному току:

$$I_{ТН макс} = \frac{S_{ТН}}{\sqrt{3} \times U_{ном}}$$

$$I_{ТН макс} = \frac{75}{\sqrt{3} \times 10} = 4,3$$

Принимается предохранитель типа с током плавкой вставки 6А ПКТ101-10-6-20У1. Проверка осуществляется по отключающей способности, согласно таблице 44.

Таблица 44 - Выбор предохранителей ТСН

Справочные данные	Расчётные данные	Условия
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$ $I_{ном} = 6 \text{ А}$ $I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$ $I_{рmax} = 4,3 \text{ А}$ $I_{по} = 12,5 \text{ кА}$	$U_{уст} \geq U_{ном}$ $I_{ном} \geq I_{рmax}$ $I_{откл} \geq I_{по}$

Данный тип предохранителя подходит.

7.9 Выбор изоляторов

Выбираем опорные изоляторы марки ОНШП-10-20 УХЛ1 с $F_{разр} = 3000 \text{ Н}$.

Проверяем изоляторы на механическую прочность при изгибе:

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{расч} = \sqrt{3} \frac{i_{уд}^2 \times l}{a} \times 10^{-7}, \quad (68)$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \times \frac{26400^2 \times 0,9}{0,8} \times 10^{-7} \approx 36 \text{ ,}$$

где a - ширина полосы шины, для выбранного КРУН 0,8 м;

l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,7 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУН расстояние 0,9 м.

Допустимая нагрузка на головку изолятора определяется как:

$$F_{доп} = 0,6 \times F_{разр},$$

$$F_{доп} = 0,6 \times 3000 \approx 1800 \text{ .}$$

Таблица 45 – Выбор и проверка опорных изоляторов

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$F_{расч} = 136 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

$F_{\text{расч}} = 191 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$
-----------------------------------	-----------------------------------	---------------------------------------

Выбранные тип изоляторов проверку проходит.

7.10 Выбор и проверка токоведущих частей КРУ

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные алюминиевые шины прямоугольного сечения $60 \times 10 \text{ мм}^2$, марки АДО - из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные;
 $I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:
 $I_{\text{макс}} = 216 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 1025$.

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{Bk}}{C},$$

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{228 \times 10^3}}{91} = 5 \text{ }^2$$

Определяется пролёт l при условии, что частота собственных колебаний будет больше 200 Гц:

$$l^2 \leq \frac{173.2}{200} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad l \leq 1,2 \text{ м.}$$

где l - длина пролёта между осями опорных изоляторов, должна быть меньше 1,2 м условия недопустимости резонанса, в выбранном типе КРУН расстояние 0,9 м;

$$J = \frac{b \times h^3}{12} - \text{момент инерции шины};$$

$$J = \frac{0.8 \times 6^3}{12} = 14.4 \text{ см}^4$$

q - поперечное сечение шины, равное 480 мм^2 .

Механический расчет однополосных шин:

Напряжение в материале шины при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{i_{\text{уд}}^2 \times l^2}{W \times a}, \quad (69)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times 10^{-8} \times \frac{26400^2 \times 0.9^2}{0.64 \times 0.45} \approx 34 \text{ МПа},$$

где $W = \frac{0.8^2 \times 6}{6} = 0.64$ - момент сопротивления шины относительно оси,

перпендикулярной действию усилия, см^3 ,

a - расстояние между фазами, для выбранной КРУ равно $0,45 \text{ м}$;

l - длина пролета между опорными изоляторами, м .

Шины механически прочны, если $\sigma_{\text{расч}} < \sigma_{\text{доп}}$, т. е. $34 < 75 \text{ МПа}$, а также $\sigma_{\text{доп}} \leq 0.7\sigma_{\text{разр}}$, т. е. $34 \leq 0.7 \times 30 \approx 91$. Условия механической прочности соблюдены.

Таблица 46 - Выбор жёстких шин 10 кВ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\text{max}} = 216 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 1025 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{max}}$
$\sigma_{\text{расч}} = 34 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 75 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$
$q_{\text{min}} = 5 \text{ мм}^2$	$q = 480 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\text{min}}$

8 НАДЁЖНОСТЬ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ 10 КВ

К основным элементам, которые оказывают основное влияние на надёжность электроснабжения потребителей, являются: линии

электропередачи, силовые трансформаторы, ячейки распределительных устройств с коммутационными аппаратами и другим оборудованием, [17].

Основной причиной повреждений кабельных линий электропередачи является нарушение их механической прочности строительными машинами и механизмами при проведении земляных работ. По этой причине в городских электрических сетях происходит 60-70% всех повреждений КЛ различных классов напряжений.

Другими, наиболее важными причинами являются: старение межфазной и поясной изоляции, интенсивная (электрическая и химическая) коррозия покрытия кабеля, попадания влаги в кабель, пересыхание бумажной изоляции, нарушение изоляции грызунами и пр.

Наиболее слабые места КЛ - это кабельные муфты, концевые воронки и разделки, вертикальные участки кабеля.

Интенсивность повреждаемости КЛ зависит от способа прокладки кабеля - в земле, блоках, трубах, коллекторах и тоннелях, разности горизонтальных уровней участков одной КЛ (при больших перепадах высот происходит стекание масла и осушение изоляции), агрессивности окружающей среды, величины блуждающих токов и наличия защиты от них, срока эксплуатации, режима работы КЛ, а также от интенсивности ведения строительных работ в зоне прокладки кабеля.

Силовые трансформаторы повреждаются значительно реже воздушных и кабельных линий. Основные причины повреждения трансформаторов:

- повреждения изоляции обмоток трансформатора из-за дефектов конструкции и изготовления, под воздействием внешних перенапряжений, токов коротких замыканий;
- повреждения переключателей, в основном, регулируемых под нагрузкой, а также вызванные конструктивными и технологическими дефектами;
- повреждение вводов, в основном при воздействии внешних перенапряжений в сети - перекрытие внешней или внутренней изоляции, механические повреждения, некачественные контактные соединения;

- ухудшение качества изолирующе-охлаждающей среды (трансформаторного масла), а так же нарушение условий его охлаждения.

Ячейки распределительных устройств - относительно надежный элемент сети, однако отказ ячейки, как правило, приводит к тяжелым последствиям для системы электроснабжения.

Статистика отказов в электрических сетях показывает, что повреждаемость ячеек наружной и внутренней установки существенно отличается: в ячейках наружной установки она в 5-7 раз выше. Это поясняется тем, что внешние факторы - температура, попадание влаги и пр. оказывают на надежность функционирования ячеек весьма большое влияние. Бывают случаи перекрытия изоляционных расстояний мелкими грызунами, проникающими внутрь ячеек.

Основные причины повреждений ячеек и установленного внутри них электрооборудования - механические повреждения, вызванные несовершенством конструкции, нарушением технологии изготовления, правил монтажа и условий эксплуатации, прохождением больших токов короткого замыкания и пр. Электрические повреждения обусловлены перекрытием изоляции при внешних и внутренних перенапряжениях, пробоем внутри-баковой изоляции, отключением токов КЗ выше расчетных величин.

Расчет надежности сетей электроснабжения проводим аналитическим методом, [17]. Данный метод позволяет количественно оценить надежность электрической схемы любой сложности. Он основан на композиции системного анализа и теории вероятностей. Его сущность заключается в определении количественных вероятностных значений показателей надежности для расчета случаев надежности, к которым относятся: полное погашение схемы (состояние полного отказа), разрыв транзита; оценка возможных недоотпусков электроэнергии при частичных отказах схемы.

Поток отказов для последовательно соединенных элементов определим как:

$$\omega = \sum \omega_i + \omega_{\text{пр.наиб}}, \quad (70)$$

где $\omega_{\text{пр.наиб}}$ - наибольшая частота преднамеренных отключений, 1/год.

$\omega_{\text{пр.наиб}}$ определяется по [18], исходя из максимального значения частоты капитальных ремонтов.

Поток отказов для двух параллельно соединенных элементов определим как:

$$\omega_{\text{II,III}} = \omega_{\text{II}} \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{III}} \cdot q_{\text{II}} + \omega_{\text{IIпр}}^* \cdot q_{\text{III}} + \omega_{\text{IIIпр}}^* \cdot q_{\text{II}}, \quad (71)$$

где $q_{\text{пр}}$ - вероятность преднамеренного отключения цепочки определяемая по формуле:

$$q_{\text{пр}} = \frac{\omega \times T_B}{T_z}. \quad (72)$$

ω^* находим по формуле:

$$\omega^* = \omega_c - \omega_{\text{пр.наиб}}. \quad (73)$$

Средняя вероятность состояния отказа системы или коэффициент простоя системы определяется по формуле:

$$q_c = K_{\text{ПС}} = q_1 \cdot q_2 + K_{\text{пр1}} \cdot \lambda_{\text{пр1}} \cdot q_2 + K_{\text{пр2}} \cdot \lambda_{\text{пр2}} \cdot q_1, \quad (74)$$

где $K_{\text{пр}i}$ - коэффициент, учитывающий фактор уменьшения вероятности преднамеренного отключения одного элемента и аварийного отключения другого, который определяется по выражению:

$$K_{npi} = 1 - e^{\frac{-t_{npi}}{t_{Bэкв}}} \cdot \quad (75)$$

Определяем вероятность отказа системы с учетом АВР. Учет АВР осуществляем по формуле полной вероятности при этом вероятность отказа системы равна:

$$q_{сАВР} = q(S / A_1 A_2) \cdot p(A_1) \cdot p(A_2) + q(S / A_1' A_2) \cdot q(A_1') \cdot p(A_2) + q(S / A_1 A_2') \cdot p(A_1) \cdot q(A_2') + q(S / A_1' A_2') \cdot q(A_1') \cdot q(A_2') \quad , \quad (76)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствие отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1' A_2)$ - условная вероятность отказа, при условии не успешного отключения поврежденного элемента и отсутствия отказа во включении резервного элемента;

$q(S / A_1 A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии успешного автоматического отключения поврежденного элемента и отказа при включении резервного;

$q(S / A_1' A_2')$ - условная вероятность отказа, при условии неуспешного автоматического отключения поврежденного элемента и не успешного автоматического включения резервного элемента;

$p(A_1)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом отключении поврежденного элемента;

$p(A_2)$ - вероятность того, что не произошел отказ в автоматическом включении резервного элемента;

$q(A_1')$ - вероятность того, что произошел отказ при автоматическом отключении поврежденного элемента;

$q(A_2')$ - вероятность того, что произойдет отказ в автоматическом включении резервного элемента.

Расчеты надежности по формулам (70) - (76) ввиду их сложности проводятся в программе Mathcad и показаны в приложении А.

Схемы замещения приведены на рисунках 9 - 10.

Результаты расчёта показаны в таблице 47.

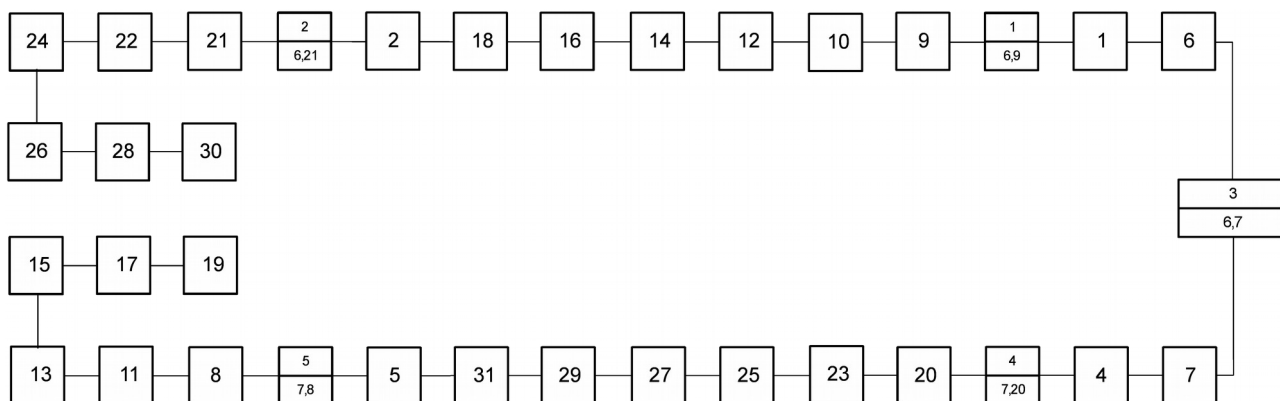


Рисунок 9 - Схема замещения для расчёта надёжности

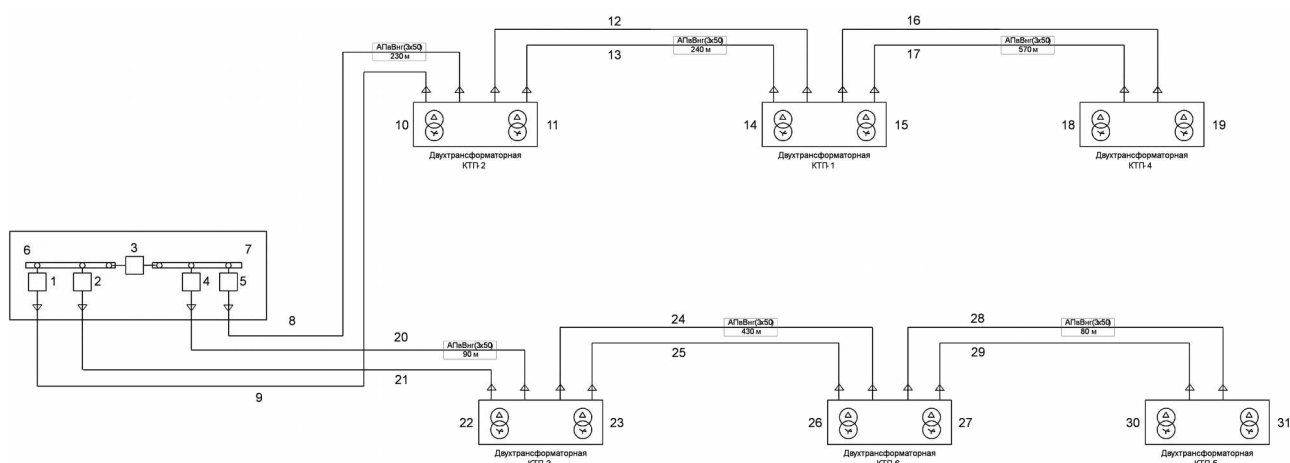


Рисунок 10 - Схема сети для расчёта надёжности

Таблица 47 - Расчёт показателей надёжности сети

Показатель	Обозн.	Формула расчёта	Расчёт	Результат
Время восстановления, с	t_{BC}	$t_{BC} = \frac{q_c}{\omega_c}$	$\frac{0,00006}{0,03}$	0,73
Расчётное время безотказной работы, лет	T_p	$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\omega_c}$	$0,105 \times \frac{1}{0,03}$	3,5

Среднее время безотказной работы, лет	T_c	$T_c = \frac{1}{\omega_c}$	$\frac{1}{0,03}$	33,1
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	$W_{нед}$	$W_{нед} = P_{деф} \cdot q_c \cdot 8760$	$3555 \cdot 0,00006 \cdot 8760$	1906
Ограничения мощности, кВт	$P_{нед}$	$P_{нед} = P_p \cdot q_c$	$3555 \cdot 0,00006$	217
Ущерб от недоотпуска за год, руб	$У$	$У = C \cdot W_{нед} \cdot 8760$	$2,2 \cdot 1906 \cdot 8760$	4193

9 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

В данном проекте городские сети напряжением 10 кВ выполняются, кабельными линиями сравнительно небольшой протяженности (несколько километров). ТП, питающиеся по одной рабочей линии, обеспечиваются автоматически включаемым резервным источником питания (АВР).

Устройства релейной защиты должны обеспечивать наименьшее возможное время отключения КЗ в целях сохранения бесперебойной работы неповрежденной части системы (устойчивая работа электрической системы и электроустановок потребителей, обеспечение возможности восстановления нормальной работы. Релейная защита, действующая на отключение, как правило, должна обеспечивать селективность действия, с тем, чтобы при повреждении какого-либо элемента электроустановки отключался только этот поврежденный элемент, [19].

Для питающих и разделительных сетей 10 кВ в качестве основной служит максимальная токовая защита. От междуфазных замыканий, защиту выполняют в двухфазном исполнении (фазы А и С – в предположении, что трансформаторы тока защит других элементов сети установлены в тех же фазах). Также для кабельной линии 10 кВ устанавливается защита от замыкания на землю.

На стороне 10 кВ ПС Заводская планируется включение мощных двигателей 10 кВ, являющихся источником электромагнитных помех, к которым электромеханическая защита более устойчива.

Проведём расчёт времени и уставок комплектов защит линии ПС - ТП 2-1-4 по порядку [19].

9.1 Токовая отсечка без выдержки времени Первичный ток срабатывания токовой отсечки:

$$I_{ср\ TO} = I_{\text{ПО макс}}^{(3)} \times K_n, \quad (77)$$

$$I_{ср\ TO} = 12,26 \times 1,1 = 13,48 \text{ ,}$$

где K_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1;

$I_{\text{ПО макс}}^{(3)}$ - максимальный ток в фазе линии при КЗ на шинах противоположной ТП.

Проверяем чувствительность защиты:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ПО макс}}^{(2)}}{I_{\text{ср ТО}}}, \quad (78)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7,97}{13,48} = 0,6,$$

где $I_{\text{ПО макс}}^{(2)}$ - значение тока КЗ, протекающего через место установки защиты при двухфазном КЗ в конце основной зоны защиты, кА.

Вторичный ток срабатывания ТО:

$$I_{\text{ср ТО реле}} = k_{\text{СХ}} \frac{I_{\text{ср ТО}}}{n_{\text{T}}}, \quad (79)$$

$$I_{\text{ср ТО реле}} = 1 \times \frac{13483}{\frac{200}{5}} = 337 \text{ A},$$

где $k_{\text{СХ}}$ - коэффициент схемы, принимается 1;

n_{T} - коэффициент трансформации при токе вторичной обмотки 5А.

Выдержка времени ТО: $t_{\text{ср ТО реле}} = 0 \text{ с}$.

9.2 Максимальная токовая защита линий

Ток срабатывания защиты определяется по выражению:

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{I_{\text{р макс}} K_{\text{н}} \times K_{\text{с-з}}}{K_{\text{в}}}, \quad (80)$$

$$I_{\text{ср МТЗ}} = \frac{188 \times 1,1 \times 1}{0,95} = 218 \text{ A},$$

где $K_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, 1,1;

$K_{\text{с-з}}$ - коэффициент запуска двигателей, 1;

$K_{\text{в}}$ - коэффициент возврата, 0,95;

$I_{\text{р макс}}$ - максимальный рабочий ток защищаемой линии, для кабеля сечением 95 мм² - 263А.

Ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{cp \text{ МТЗ реле}} = k_{CX} \frac{I_{cp \text{ МТЗ}}}{n_T}, \quad (81)$$

$$I_{cp \text{ МТЗ реле}} = 1 \times \frac{218}{\frac{200}{5}} = 5.$$

Чувствительность защиты определяется по выражению:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{ПО макс}}^{(2)}}{I_{cp \text{ МТЗ}}}, \quad (82)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{7970}{218} = 37.$$

Чувствительность превышает 1,5. Выдержка времени МТЗ определяется с учетом ступени селективности $\Delta t = 0,5$ с.

Таким образом, время срабатывания защиты определяется по выражению:

$$t_{cp \text{ МТЗ реле}} = t_{cp \text{ ТО реле}} + t_{cp \text{ РЗ}} + 0,5, \quad (83)$$

$$t_{cp \text{ МТЗ реле}} = 0 + 0,1 + 0,5 = 0,6,$$

где $t_{cp \text{ ТО реле}}$ - время срабатывания токовой отсечки, 0 с;

$t_{cp \text{ РЗ}}$ - время срабатывания релейной защиты 0,1 с.

9.3 Защита от однофазных замыканий на землю

В сетях 10 кВ такая защита выполняется в виде: селективной токовой защиты, действующей на сигнал; селективной токовой защиты, действующей на отключение, если это необходимо по требованиям безопасности; устройства контроля изоляции, [20].

Ток срабатывания защиты определяется по заданному коэффициенту чувствительности, который для КЛ равен 1,5 по выражению:

$$I_{ср\ зНЗ} = \frac{I_{ТНП\ повр\ лин}}{K_{\chi}}, \quad (84)$$

$$IA_{ср\ зНЗ} = \frac{3}{1,5} = 2 \text{ ,}$$

где $I_{ТНП\ повр\ лин}$ - ток, протекающий через трансформатор тока нулевой последовательности, в сетях с изолированной нейтралью определяется по формуле:

$$I_{ТНП\ повр\ лин} = I_{емк\ сумм} - I_{повр\ лин} \text{ ,} \quad (85)$$

$$IA_{ТНП\ повр\ лин} = 4,4 - 1,4 = 3 \text{ ,}$$

где $I_{емк\ сумм}$ - суммарный емкостной ток сети, рассчитан ранее и составляет 4,4 А;

$I_{повр\ лин}$ - ток замыкания на землю линии ПС - ТП 2-1-4, А:

$$I_{повр\ лин} = \frac{1,35 \times U_{ном} \times \chi_{лин}}{10} \text{ ,}$$

$$IA_{повр\ лин} = \frac{1,35 \times 10 \times 0,06}{10} = 1,4 \text{ .}$$

9.4 Устройства автоматического включения резерва

Устройства автоматического включения резерва (АВР) быстро восстанавливают электроснабжение потребителей при отключении рабочего источника питания, [20].

Выбираем напряжение срабатывания пусковых реле:

$$U_{с.з.} = (0,25 \div 0,40) \cdot U_{ном} \quad (86)$$

$$U_{c.з} = 0,4 \cdot 10000 = 400 \text{ В.}$$

Выдержка времени АВР $t_{\text{АВР}} = 0,6 + 0,5 = 1,1$ с отстроена от наибольшего времени срабатывания защит отходящих от шин присоединений (от МТЗ). Выдержка времени АВР выбрана таким образом, чтобы обеспечить недействие устройства при кратковременном исчезновении или снижении напряжения на резервируемом элементе из-за возникновения КЗ в сети, до отключения этих повреждений.

10 ЗАЗЕМЛЕНИЕ

Заземление электроустановок осуществляется преднамеренным соединением их с заземляющим устройством.

Заземляющие устройства являются составной частью электроустановок и служат для обеспечения необходимого уровня электробезопасности в зоне обслуживания электроустановки и за ее пределами, для отвода в землю

импульсных токов с молниеотводов и разрядников, для создания цепи при работе защиты от замыканий на землю.

Заземляющее устройство представляет собой сложную систему. Линейные размеры и общая форма этой системы определяется компоновкой электрооборудования.

Различают следующие виды заземлений: защитное - выполняют с целью обеспечения электробезопасности при замыкании токоведущих частей на землю; рабочее - предназначено для обеспечения нормальных режимов работы установки.

Также различают естественные и искусственные заземлители. Естественные - это различные конструкции и устройства, которые по своим свойствам могут одновременно выполнять функции заземлителей: водопроводные и другие металлические трубопроводы, металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, имеющие надежное соединение с землей. Под искусственными заземлителями понимают закладываемые в землю металлические электроды, специально предназначенные для устройства заземлений. В качестве искусственных заземлителей применяют: для вертикального погружения в землю – стальные стержни диаметром 12 - 16 мм, угловую сталь с толщиной стенки не менее 4 мм или стальные трубы с толщиной стенки не менее 3,5 мм; для горизонтальной укладки - стальные полосы толщиной не менее 4 мм или круглую сталь диаметром 6 мм.

Рекомендуется принимать длину вертикальных стержневых электродов 2 - 5 м, а электродов из угловой стали 2,5 - 3 м. Верхний конец вертикального заземлителя целесообразно заглублять на 0,5 - 0,7 м от поверхности земли. Горизонтальные заземлители применяют для связи между собой вертикальных заземлителей как самостоятельные заземлители.

Заземляющие проводники служат для присоединения частей электроустановки с заземлителем. Помимо обычных проводов

соответствующего сечения, заземляющими проводниками могут служить металлические конструкции зданий и сооружений.

Необходимо рассчитать заземление двухтрансформаторной подстанции КТП-2 2×1000 (10/0,4 кВ).

Расчет заземляющих устройств сводится к расчету заземлителя, так как заземляющие проводники в большинстве случаев принимают по условиям механической прочности и стойкости к коррозии по [21].

В соответствии с [21] устанавливается допустимое сопротивление заземляющего устройства. Если заземляющее устройство является общим для установок на различное напряжение, то расчетное сопротивление заземляющего устройства принимают наименьшее из допустимых.

Предварительно с учетом отведенной территории намечают расположение заземлителей - в ряд, по контуру.

Предполагается сооружение заземлителя с внешней стороны здания с расположением вертикальных электродов по периметру.

В качестве вертикальных заземлителей принимаются стальные стержни диаметром 15 мм и длиной 2 м, которые погружают в грунт методом ввертывания. Верхние концы электродов располагают на глубине 0,7 м от поверхности земли. К ним приваривают горизонтальные электроды стержневого типа из той же стали, что и вертикальные электроды.

10.1 Расчёт заземления

Определяем стационарное сопротивление одного вертикального электрода, Ом:

$$R_{эВ} = \frac{\rho_{\text{грунт}}}{\pi \times 2 \times k_{B3}} \times n \left[\frac{4 \times A_{B3} \times (2 \times h \times l)}{d \times (h \times l)} \right], \quad (87)$$

где l_B - длина вертикального электрода, м;
 h_3 - глубина заложения заземлителя, м;
 $\rho_{грунт}$ - удельное сопротивление грунта, по [22] для неводоносных песков с примесью глины берём из диапазона 80-200 Ом·м (принимаем 100 Ом·м);
 d - диаметр электродов, м.

Определяем стационарное сопротивление одного горизонтального электрода, Ом:

$$R_{ЭГ} = \frac{\rho_{грунт}}{\pi \lambda} \lambda n \left[\frac{1,5 \lambda}{\sqrt{2 \times d \times h_3}} \right], \quad (88)$$

где l - длина горизонтальной полосы, м.

$$l = (A + B + 3) / 2 \quad (89)$$

где A - длина сооружения, м;
 B - ширина сооружения, м.

$$l = (A + B + 3) / 2 = (6,8 + 6,9 + 3) / 2 = 8,35 \text{ м}$$

Общее стационарное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R = \frac{R_{ЭВ} \times R_{ЭГ}}{\eta \times (n_{ВЭГ} R_{Г} + n_{ЭВ} R_{ЭВ})}, \quad (90)$$

где $\eta = 0,75$ - коэффициент использования сложного заземлителя, учитывающий ухудшение растекания тока молнии из-за взаимного экранирования;

n_B - число вертикальных электродов;

n_G - число горизонтальных электродов.

$$R = \frac{50 \times 9}{0,75 \times (6 \times 4 + 50)} = 2,3.$$

Импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом:

$$R_{uB} = \frac{\alpha_{uB} \times R_{ЭВ}}{\eta \times n_B}, \quad (91)$$

где $\alpha_{uB} = 1$ - импульсный коэффициент вертикального электрода.

$$R_{uB} = \frac{1 \times 50}{0,75 \times 6} = 11 \text{ Ом.}$$

Удельная индуктивность на единицу длины горизонтального заземлителя, мкГн/м:

$$L_0 = 0,2 \times \left(\ln \frac{l}{r} - 0,31 \right) \quad (92)$$

$$L_0 = 0,2 \times \left(\ln \frac{8,35}{0,01} - 0,31 \right) = 1,42 \text{ мкГн/м}$$

Импульсный коэффициент протяженного заземлителя:

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_0 \times l}{3 \times \tau_\phi \times R_{ЭГ}}, \quad (93)$$

где $\tau_\phi = 2 \text{ мкс}$ - длительность фронта тока молнии.

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{L_0 \times l}{3 \times \tau_\phi \times R_{ЭГ}},$$

$$\alpha_{uГ} = 1 + \frac{1,42 \times 8,35}{3 \times 2} = 1,22.$$

$$R_{uГ} = \alpha_u \times R_{гГ}, \quad (94)$$

$$R_{uГ} = 1,22 \times 9 = 11 \text{ Ом.}$$

Общее импульсное сопротивление заземлителя, Ом:

$$R_u = \frac{R_{uГ} \times R_{uB}}{\eta_u \times (n_B \times R_{uГ} + n_{ГГ} \times R_{uB})}, \quad (95)$$

$$R_u = \frac{11 \times 1}{0,75 \times (6 \times 1 + 4 \times 1)} = 1,5.$$

В соответствии с [23], импульсное сопротивление должно быть менее 4 Ом, условие выполняется.

В соответствии с [21], защита РУ ПС от прямых ударов молнии осуществляется установкой молниеотводов. Установка молниеотводов на зданиях ТП не является обязательной. В случае выполнения кровли здания полностью из металла или применения металлических несущих конструкций достаточно заземлить металлические части кровли. Плоскую неметаллическую или железобетонную кровлю защищают наложением молниеприемной сварной сетки из стальной проволоки непосредственно на кровлю или под слой негорючего утеплителя или гидроизоляции. При этом для предотвращения нежелательной разности потенциалов между различными металлическими элементами здания (трубы, вентиляционные устройства, заземляющие спуски и пр.) они должны быть соединены между собой.

10.2 Выбор ОПН

ОПН - предназначен для защиты изоляции электрооборудования в энергетических системах и сетях от грозových и внутренних перенапряжений

Энергия поглощения ОПН, кДж:

$$\mathcal{E} = \frac{U - U_{ост}}{z} \times U_{ост} \times T \times n,$$

где U - величина неограниченного перенапряжения, определяемая в процентном соотношении от пятидесятипроцентного напряжения, принимается равной 60 кВ в соответствии с [22].

$U_{ост}$ - остающееся напряжение ОПН, 43 кВ в соответствии с каталожными данными;

z - волновое сопротивление провода, 100 Ом;

n - количество последовательных токовых импульсов;

T - время распространения волны:

$$T = \frac{l}{v},$$

где l и v - длина защищенного подхода и скорость распространения волны соответственно.

$$T = \frac{2500}{3,15 \times 10^8} \times 10^6 = 7,94 \text{ мкс};$$

В линейных ячейках КРУ ПС «Заводская» и на КТП приняты ОПН марки ОПН – РВ/TEL У1 с классом напряжения 10 кВ, для которых $U_{ост} = 43$ кВ, $U = 60$ кВ, далее по приводимой выше формуле рассчитывается энергия поглощения и удельная энергоёмкость ОПН 10 кВ:

$$\mathcal{E} = \frac{60-43}{485} \times 100 \times 7,94 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \times 10^3 \text{ кВт.}$$

Далее определяется удельная энергоёмкость ОПН:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{\text{номОПН}}},$$

$$\mathcal{E}^* = \frac{11,3}{10} = 1,13 \text{ кВт/кВ.}$$

Выбирается ОПН-10 кВ с классом 2 энергоёмкости (до 2,3 кДж/кВ), [22].

11 ТЕХНИКА БЕЗОПАСНОСТИ

В данной работе разрабатывается система электроснабжения временного поселка Амурского ГПЗ, при этом осуществляется прокладка кабельных линий

0,4 кВ и установка подстанций 10/0,4 кВ, поэтому необходимо рассмотреть вопросы техники безопасности.

11.1 Защитное заземление

Сооружение системы электроснабжения предусматривает работу в электроустановках напряжением до и выше 1 кВ. При этом, необходимо соблюдать требования безопасности. Чтобы защитить обслуживающий персонал от опасных потенциалов, выполняют защитные заземления, т. е. металлические части установки, находящиеся вблизи токоведущих частей, соединяют проводниками с землей. Устройство, соединяющее металлические части установок с землей, называется заземляющим устройством, а соединение с ним какой-либо части установки - заземлением этой установки.

Согласно [23], в нормальных условиях, при отсутствии каких-либо повреждений корпуса оборудования не находятся под напряжением. Однако повреждение изоляции в оборудовании или на участке сети, приводящее к замыканию на землю, вызывает опасность поражения обслуживающего персонала электрическим током. Электрический ток при прохождении через тело человека может вызвать тяжелые травмы и даже смерть. Установлено, что ток 15-25 мА является опасным, а ток 60-100 мА при достаточной длительности его прохождения через тело человека вызывает смерть.

Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющих проводников. Заземлитель - металлический проводник или группа проводников, соприкасающихся с землей. Заземляющие проводники - металлические проводники, соединяющие заземляемые части электроустановки с заземлителем.

Заземляют следующие металлические части электроустановок:

- корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, светильников и т.п.;
- приводы электрических аппаратов;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов;
- каркасы распределительных щитов, щитов управления, щитков и шкафов;

- металлические конструкции РУ - металлические кабельные конструкции, металлические корпуса кабельных муфт, металлические оболочки силовых и контрольных кабелей и проводов, стальные трубы электропроводки и т. п.

Не заземляют:

- оборудование, установленное на заземленных металлических конструкциях (на опорных поверхностях должны быть зачищенные и незакрашенные места для обеспечения электрического контакта);

- корпуса электроизмерительных приборов, реле и т.п., установленных на щитах, в шкафах, а также на стенах камер РУ;

- съемные или открывающиеся части ограждений, шкафов и камер РУ, установленных на металлических заземляющих каркасах.

Для заземления электроустановок различных напряжений используют общее заземляющее устройство. Сопротивление заземляющего устройства складывается из сопротивления заземлителя и сопротивления заземляющих проводников.

Правила устройства электроустановок [23] устанавливают допустимые значения сопротивлений заземляющих устройств.

В электроустановках выше 1000 В с большими токами замыкания на землю (более 500 А), в которых нейтрали заземлены наглухо через малое сопротивление, при всех замыканиях на землю срабатывает соответствующая релейная защита, отключающая поврежденную часть установки. Поэтому в таких установках потенциал на заземляющих устройствах может появиться лишь I кратковременно, и маловероятно, чтобы в этот момент персонал прикоснулся к частям установки, оказавшимся под напряжением, равным U_3 . Для указанных установок согласно [23] сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом, а допустимая величина U_3 не устанавливается.

В связи с ростом токов КЗ в электрических сетях выше 1000 В с глухим заземлением нейтрали и в целях выполнения экономичных заземляющих

устройств с 1977 г. введены временные нормы на напряжение прикосновения для РУ и ТП в этих сетях в зависимости от длительности воздействия тока. Данные показаны в таблице 48.

Таблица 48 – Временные нормы для напряжения прикосновения

Длительность воздействия тока, с	до 0,1	0,2	0,5	0,7	1	более 1
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения, В	500	400	200	130	100	65

За длительность воздействия принимается сумма времени действия релейной защиты и времени отключения выключателя.

При выполнении заземляющих устройств по этим нормам требования [23] к сопротивлению заземляющего устройства (0,5 Ом) не применяются.

В электроустановках выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю, в которых нейтрали не заземлены или заземлены через большое сопротивление, при замыкании на землю отключения поврежденного участка не произойдет, вследствие чего заземляющее устройство будет длительно находиться под напряжением и увеличится вероятность прикосновения обслуживающего персонала к частям установки, оказавшимся под напряжением U_3 . При использовании заземляющего устройства одновременно для заземления электроустановок до и выше 1000 В напряжение заземления U_3 не должно превышать 125 В, а при использовании заземляющего устройства только для заземления электроустановок выше 1000 В напряжение U_a не должно превышать 250 В.

Таким образом, сопротивление заземляющего устройства, Ом, в установке выше 1000 В с малыми токами замыкания на землю, если заземляющее устройство используется также для электроустановок до 1000 В, должно быть: В сетях с компенсацией емкостных токов расчетным током является остаточный ток замыкания на землю, который может возникнуть в

данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов, но не менее 30 А. В обоих указанных выше случаях R_3 не должно превышать 10 Ом.

В электроустановках до 1000 В R_a должно быть для сети 660/380 В не более 2 Ом, 380/220 В - не более 4 Ом, 220/127 В - не более 8 Ом.

В электроустановках с глухозаземленной нейтралью при замыкании между фазой и заземляющими проводниками должно быть обеспечено быстрое и надежное автоматическое отключение поврежденного участка. Поэтому в электроустановках до 1000 В обязательно соединение корпуса электрооборудования с заземленной нейтралью установки. При нарушении изоляции, т. е. электрическом соединении одной фазы с корпусом, при глухозаземленной нейтрали произойдет КЗ и поврежденный участок от действия максимальной токовой защиты будет отключен автоматическим выключателем или предохранителем.

Глухое заземление нейтрали выполняют в четырехпроводных сетях переменного тока. Нулевые выводы силовых трансформаторов в этом случае заземляют наглухо и все части, подлежащие заземлению, непосредственно соединяют с заземленным нулевым выводом. Провод сети, соединенный с заземленной нейтралью трансформатора, называют нулевым проводом. В цепи нулевого провода не должно быть предохранителей или разъединяющих приспособлений.

В установках с изолированной нейтралью или нейтралью, заземленной через большое сопротивление, на нулевых выводах силовых трансформаторов устанавливают пробивные предохранители, исключая опасность поражения током, возникающую при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжения.

Пробивной предохранитель представляет собой фарфоровый патрон с двумя медными пластинами, между которыми проложена слюдяная прокладка с отверстиями. Одна пластина предохранителя присоединяется к нулевому выводу трансформатора, другая — к магистральной шине заземления. При

повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжения трансформатора происходит переход потенциала с обмотки высшего напряжения на обмотку низшего, и в случае возникновения напряжения на нулевом выводе трансформатора более 500 В воздушный промежуток в слюдяной прокладке между пластинами предохранителя пробивается и происходит соединение нулевого вывода с землей.

Заземлители могут быть естественные и искусственные. Естественными заземлителями являются металлические конструкции зданий и сооружений, соединенные с землей; проложенные в земле металлические трубопроводы -(за исключением трубопроводов горючих жидкостей и горючих газов); свинцовые оболочки кабелей, проложенных в земле, если их не менее двух.

В том случае, когда сопротивление заземляющего устройства при использовании естественных заземлителей будет удовлетворять требованиям ПУЭ, устраивать дополнительное искусственное заземление не требуется.

В качестве искусственных заземлителей применяют вертикально забитые стальные трубы с толщиной стенок не менее 3,5 мм, угловую сталь, стальные стержни диаметром не менее 6 мм, горизонтально проложенные стальные полосы толщиной не менее 4 мм, общим сечением не менее 48 мм² и т. п. Сопротивление заземления заземлителей определяется в основном удельным сопротивлением грунта, размером и формой заземлителя, глубиной заложения его в грунте. Удельное сопротивление грунта зависит от его состава, плотности, влажности и температуры и колеблется от 0,3·10⁴ до 1,3·10⁴ Ом*см.

Внутреннюю сеть заземления в помещениях РУ выполняют в виде магистралей заземления и ответвлений от них к отдельным корпусам аппаратов. Последовательное присоединение заземляемых корпусов электрооборудования к магистрали заземления не допускается. Магистральную заземляющую шину соединяют с заземлителем не менее чем двумя ответвлениями, присоединяемыми к заземлителю в разных местах.

Магистральную заземляющую шину и ответвления к заземляемым частям прокладывают открыто. Открыто проложенные заземляющие

проводники окрашивают в черный цвет. При окраске их в иной цвет в местах присоединений и ответвлений необходимо прочертить две полосы черного цвета на расстоянии 150 мм друг от друга.

Сечения заземляющих проводников выбирают таким образом, чтобы при прохождении токов однофазных замыканий на землю температура заземляющих проводников в установках выше 1000 В с большими токами замыкания на землю не превышала 400 °С, в установках с малыми токами замыкания на землю сечение заземляющих проводников выбирают не менее 1/3 сечения фазных проводников, но и не менее указанных в таблицах 49 - 50.

Таблица 49 - Минимальные размеры стальных заземлителей и заземляющих проводников

Место прокладки заземлителей и заземляющих проводников	Диаметр круглых проводников и заземлителей, мм	Прямоугольные проводники и заземлители		Заземлители	
		Сечение, мм ²	Толщина, мм	из угловой стали с толщиной полок, мм	из стальных труб с толщиной стенок, мм
В зданиях	5	24	3	2	1,5
В наружных установках	6	48	4	2,5	2,5
В земле	6	48	4	4	3,5

Таблица 50 - Минимальные сечения медных и алюминиевых заземляющих проводников в электроустановках до 1000 В

Наименование	Сечение проводников, мм ²	
	медных	алюминиевых
Неизолированные проводники при открытой прокладке	4	6
Изолированные провода	1.5	2,5
Заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов в общей защитной оболочке с фазными жилами	1	1.5

Заземляющие проводники соединяют друг с другом сваркой. К заземляемым конструкциям их присоединяют тоже сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и т.п. - сваркой или болтами. Пайкой присоединяют заземляющие проводники к металлическим оболочкам кабелей и проводов.

Проходы заземляющих проводников сквозь стены и перекрытия выполняют в трубах, стальных обоймах или открытых проемах. После окончания монтажа заземляющего устройства его схема и исполнительные чертежи, а также протоколы измерения удельного сопротивления грунта и сопротивления заземления передаются эксплуатационной организации.

На каждое заземляющее устройство составляют паспорт, в котором указывают схему и дают описание устройства. Кроме того, в паспорте указывают дату включения в эксплуатацию и значения сопротивлений заземляющего устройства при вводе в эксплуатацию и последующих измерениях, даты осмотров и ремонтов.

В процессе эксплуатации периодически измеряют сопротивление заземляющих устройств с выборочным вскрытием грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящегося в земле. Согласно Правилам технической эксплуатации измерения и вскрытие грунта на РП и ТП проводят через год после включения в эксплуатацию и в последующем - не реже 1 раза в 6 лет. При производстве текущего и капитального ремонтов оборудования проверяют надежность присоединения заземляющих проводников к корпусам оборудования и прочность мест сварки, а также окрашивают заземляющие проводники.

Прочность мест сварки заземляющих проводников и ответвлений от них проверяют путем простукивания слесарным молотком. Надежность присоединения заземляющих проводников к корпусам электрооборудования проверяют подтягиванием гаек болтового соединения ключом; при обнаружении ржавчины контактные поверхности соединения зачищают стальной щеткой.

В электроустановках до 1000 В с изолированной нейтралью периодически проводят проверку исправности пробивных предохранителей, установленных на трансформаторах. Проверку совмещают с осмотром электроустановок.

11.2 Пожарная безопасность

В качестве чрезвычайной ситуации в электроустановках рассматриваем пожар и мероприятия по предотвращению пожаров.

Основной причиной пожаров в электроустановках (до 70 % от общего числа электропожаров) являются короткие замыкания и развивающиеся токи утечки через изоляцию электропроводок. При этом наиболее пожароопасным видом электротехнических изделий являются электропроводки, на долю которых приходится до 45% пожаров.

Низкий уровень пожаробезопасности объясняется рядом факторов: неудовлетворительным техническим состоянием, находящихся в эксплуатации электрических сетей низкого напряжения, низким качеством электроприборов и несоответствием их стандартам безопасности, отсутствием эффективных служб контроля безопасной эксплуатации электроустановок, несоблюдением правил пожарной безопасности при эксплуатации бытовой техники и весьма низкой эффективностью электрической защиты от аварийных режимов.

Как показывает практика, во многих случаях электрические сети, несмотря на формальное наличие защиты - автоматических выключателей и предохранителей, по существу, от пожароопасных режимов не защищены.

Рассмотрим основные причины этого явления.

В соответствии с действующими методиками выбора защиты от коротких замыканий необходимая чувствительность защиты обеспечивается, если величина тока КЗ не менее чем в 3 раза превышает номинальный ток плавкой вставки предохранителя или теплового расцепителя автоматического выключателя. Таким образом, для предохранителей, например, ПН-2 на 100 А (часто применяемых в распределительных электрических щитах) условие надежного срабатывания при к.з. достигается при токе в 300 А. Действительно,

при таком значении тока предохранитель сработает, но, только, в соответствии с его характеристикой, через 10 с. Учитывая возможный и допустимый для предохранителя разброс характеристик, это время может быть увеличено в несколько раз. Аналогично работают и автоматические выключатели. Их электромагнитные расцепители «мгновенного» действия часто вообще не реагируют на токи КЗ малой величины, а тепловые расцепители могут сработать только через десятки секунд.

Результаты около 3000 измерений токов однофазного КЗ показали, что их значения в электроустановках зданий находятся, как правило, в диапазоне: 150...550 А. При этом не обеспечивается высокая кратность токов по отношению к параметрам защиты, что приводит к возможности длительного существования пожароопасных режимов.

Другой причиной низкой эффективности электрической защиты является не учитываемый действующими методиками пережигаящий эффект электрической дуги, как правило, возникающей при коротких замыканиях. Температура в месте воздействия дуги достигает 5... 8 тыс. градусов, что аналогично воздействию электросварки. При этом провода могут пережигаться быстрее, чем сработает защита, что эквивалентно ее отсутствию и неконтролируемому протеканию пожароопасных процессов, связанных с развитием электрической дуги, искрообразованием, воспламенением изоляции и других горючих материалов и т.п.

Кроме того, воспламенение изоляции электропроводки может произойти под действием токов утечки, вызванных старением изоляционных материалов, их механическими повреждениями или разрушением под действием температуры и агрессивной среды. Под действием возникшего тока утечки температура изоляции повышается, причем из-за отрицательного температурного коэффициента твердых диэлектриков этот процесс сопровождается уменьшением сопротивления изоляции, что приводит к дальнейшему росту тока утечки. Нагрев изоляции приводит к ее разложению с выделением легко воспламеняющих продуктов и воспламенению при

достижении температуры 220 С - для резиновой изоляции и 560 С - для поливинилхлоридной. При этом воспламенение изоляции может произойти при весьма малых значениях токов утечки.

Необходимо отметить, что статистика пожаров не выделяет токи утечки в качестве самостоятельной причины пожаров, что обусловлено, во-первых, проблемой контроля токов утечки в сетях, а также сложностью определения первопричины пожара при экспертизе, поскольку пожар может быть вызван непосредственно током утечки и привести КЗ, а также развитие тока утечки может привести к короткому замыканию и последующему пожару.

Предохранители и автоматические выключатели на токи утечки через изоляцию не реагируют, что также является одной из причин пожаров.

Кроме того, учитывая, что при эксплуатации электроустановок часто допускается произвольная замена защитной аппаратуры, может быть сделан общий вывод о весьма низкой противопожарной эффективности предохранителей и автоматических выключателей и необходимости нового подхода к проектированию защиты.

Однако до последнего времени действующими Правилами устройства электроустановок УЗО рассматриваются только в качестве средства защиты людей от электропоражений. Очевидно, что необходимо расширение концепции функционального назначения УЗО, предусматривающее не только обеспечение электробезопасности людей, но и исключение электро-и-пожароопасного состояния электроустановок.

Для решения этой проблемы необходим переход к новой системе проектирования электрической защиты систем электроснабжения от аварийных режимов, а также проведение массовой ревизии и реконструкция существующей защиты от коротких замыканий электрических сетей напряжением 380/220 В.

В данной работе, выбранные предохранители и автоматические выключатели проверены на отключающую способность, по условиям проверки все типы защитных аппаратов проходят.

11.3 Противопожарные мероприятия

Согласно [24-29], руководители предприятий организуют изучение и выполнение правил пожарной безопасности производственным персоналом, организуют проведение противопожарного инструктажа и занятий по пожарнотехническому минимуму. Первичный противопожарный инструктаж проводят при приеме на работу, вторичный - на рабочем месте. Пожар на подстанциях может возникнуть при повреждении действующего оборудования и воспламенении горючих материалов (кабельной массы, трансформаторного масла), а также во время ремонтных работ при пользовании открытым огнем.

Во избежание пожара следят за исправностью маслонаполненных аппаратов, за нормальным уровнем масла в них и отсутствием течи его. Запрещается хранить на подстанциях горючие материалы. Разжигать паяльные лампы и разогревать мастику следует вне РУ. Места проведения огневых работ необходимо обеспечить средствами тушения пожара (огнетушителем, ящиком с песком, асбестовой тканью); если вблизи этих работ находятся возгораемые конструкции, последние должны быть защищены от огня. Запрещается пользоваться открытым огнем при работе с лаками и красками, содержащими в своем составе огнеопасные и взрывоопасные летучие растворители и разбавители (ацетон, бензин и др.).

К проведению огневых работ допускаются лица, знающие «Правила пожарной безопасности при проведении огневых работ» и усвоившие программу противопожарного минимума. При загорании бригада должна немедленно приступить к тушению пожара всеми имеющимися средствами. Если ликвидировать пожар собственными силами не удастся, необходимо вызвать пожарную команду.

Тушение пожара электрооборудования производят при снятом напряжении, не допуская перехода огня на рядом расположенные установки. При загорании маслонаполненной аппаратуры можно пользоваться любыми средствами пожаротушения: воздушно-механической пеной, распыленной

водой, огнетушителями. Тушить компактными струями воды горящее масло не рекомендуется во избежание увеличения площади пожара.

При тушении горящих кабелей, проводов, аппаратуры применяют углекислотные или углекислотно-бромэтиловые огнетушители, а также распыленную воду. Если напряжение снять невозможно, допускается тушение пожара компактными и распыленными водяными струями. При этом ствол пожарного рукава должен быть заземлен, а работать следует в диэлектрических ботах и перчатках на расстояния не менее указанного в таблице 51. В электроустановках до 0,4 кВ можно использовать углекислотные или углекислотно-бромэтиловые огнетушители.

Таблица 51 - Наименьшие расстояния от насадки ствола пожарного рукава до горящих электроустановок и кабелей, находящихся под напряжением

Номинальное напряжение кВ	Расстояние, м, от насадки ствола до горящих электроустановок и кабелей при диаметре sprыска, мм	
	13	19
До I включительно	3,5	4,0
От 1 до 3	4,0	6,5
От 3 до 10	4,5	8,0

Рассмотрим порядок действий по тушению пожаров в трансформаторах КТП 10 кВ временного поселка Амурского ГПЗ. Весь начальствующий состав электрических сетей (обслуживающих сети 10-0,4 кВ), привлекаемый к тушению пожаров на этих объектах, должен не реже одного раза в год

проходить специальный инструктаж под руководством инженерно-технического персонала по заранее разработанной программе.

Дежурный персонал электрических сетей при пожаре немедленно сообщает в пожарную охрану, руководству АО «ДРСК» и диспетчеру энергосистемы. Старший по смене электрических сетей определяет место пожара, возможные пути его распространения, а также угрозу электрооборудованию, установкам и конструкциям здания, находящимся в зоне пожара. Он проверяет включение автоматических установок пожаротушения, производит действия по аварийному режиму, своими силами приступает к тушению пожара, выделяет представителя для встречи пожарных подразделений и до их прибытия руководит тушением пожара.

Старший начальник, возглавляющий пожарные подразделения, по прибытии на пожар немедленно связывается со старшим по смене и получает от него необходимые сведения о пожаре. Старший из числа технического персонала или оперативной выездной бригады (ОВБ) проводит с личным составом пожарных подразделений тщательный инструктаж и выдает письменное разрешение на проведение работ по тушению пожара. При этом на месте пожара представитель электрических сетей устанавливает и обозначает указателями зону, где могут проводить пожарные подразделения боевые действия по тушению.

В разрешении на проведение тушения пожара указывают наименование объекта (КТП), место проведения тушения пожара, какие установки разрешается тушить, обесточенные и не обесточенные электроустановки и кабели, места их расположения и максимальное напряжение, а также дату, часы и минуты, когда выдано разрешение.

По прибытии на пожар пожарных подразделений независимо от их количества во всех случаях организуют штаб пожаротушения, в состав которого обязательно включают старшего представителя электрических сетей.

В процессе тушения пожара все боевые действия подразделений осуществляют с учетом указаний старших руководителей администрации или оперативно-выездной бригады.

В свою очередь, старший из числа инженерно-технического персонала или оперативно-выездной бригады согласовывает свои действия с РТП и информирует его об изменениях в работе электроустановки и другого оборудования.

Разведку пожара на КТП 10 кВ временного поселка Амурского ГПЗ организуют и проводят несколькими разведывательными группами в различных направлениях. Группы разведки газодымозащитников целесообразно создавать в составе 4 - 5 чел. под руководством лиц начальствующего состава. В обязательном порядке организуются контрольно-пропускные пункты и резервные звенья.

При разведке пожара необходимо постоянно поддерживать связь со старшим по смене электрических сетей. Кроме общих задач в разведке пожара определяют: какие стационарные системы целесообразно привести в действие, возможность взрыва и растекания горючих жидкостей; участки и помещения, где невозможно пребывание и действия пожарных; работа каких агрегатов может способствовать распространению огня и продуктов сгорания; какие установки и аппараты будут опасны для пожарных в процессе тушения; наличие и горение жидкометаллического теплоносителя, а также опасных уровней радиации и какие меры безопасности необходимо соблюдать личному составу при тушении и др.

В ходе разведки пожара личному составу входить в помещения, где есть установки под высоким напряжением, разрешается только по согласованию с дежурным персоналом. В процессе тушения разведку необходимо проводить в помещениях главного пункта управления и релейных пунктов.

При тушении пожаров на КТП 10 кВ временного поселка Амурского ГПЗ необходимо строго соблюдать требование: если об отключении

электрооборудования или кабелей не указано в разрешении на проведение тушения, то их считают под напряжением.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В соответствии с заданием выполнены необходимые расчёты с использованием специальной и нормативной литературы. В ходе выполнения работы проведены расчёты нагрузки в сетях с низкого напряжения, с помощью приведения нагрузки проведен расчёт в сети высокого напряжения. В результате технико-экономического сравнения обоснована и выбрана сеть 10 кВ временного поселка. Проведен выбор по нагреву длительно допустимым током кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, далее проведена их проверка по термической стойкости и потере напряжения. При выполнении работы определены уровни токов короткого замыкания и по ним выбраны уставки срабатывания устройств релейной защиты и проведена проверка выбранного оборудования. Рассмотрены мероприятия по электробезопасности и рассчитано заземление КТП.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Под Свободным появится вахтовый посёлок для 5 тысяч строителей Амурского ГПЗ. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gzt-sv.ru/2016/08/15/pod-svobodnym-rojavitsya-vahtovuj-posyolok.html> (доступ от 20.01.2017)
2. Климат Амурской области. [Электронный ресурс]. URL: [http://www.amurobl.ru/wps/portal/Main/amurobl/geography/climate!/ut/p/c5/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3gTAwN_RydDRwOLQFdDA0_HME8_T7MQI38fY30v_ajMpFy98uRcPQM9AyMjExMjUwNjSyMLE2NTC2N9P4_83FT9guxARQB3We1r/dl3/d3/L2dJQSEvUUt3QS9ZQnZ3LzZfN-DAwT0FCMUEwMEhFMTBJOUYzOTBWT TNHRjY!/\(доступ от 20.01.2017\)](http://www.amurobl.ru/wps/portal/Main/amurobl/geography/climate!/ut/p/c5/04_SB8K8xLLM9MSSzPy8xBz9CP0os3gTAwN_RydDRwOLQFdDA0_HME8_T7MQI38fY30v_ajMpFy98uRcPQM9AyMjExMjUwNjSyMLE2NTC2N9P4_83FT9guxARQB3We1r/dl3/d3/L2dJQSEvUUt3QS9ZQnZ3LzZfN-DAwT0FCMUEwMEhFMTBJOUYzOTBWT TNHRjY!/)
3. Амурский газоперерабатывающий завод. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/amur-gpp/> (доступ от 20.01.2017)
4. Инструкция по проектированию городских электрических сетей РД 34.20.385-94.

5. Электродвигатели для привода. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.mnz1.ru/prod/261/index.html> (доступ от 22.01.2017)
6. Эффективные технологии. [Электронный ресурс]. URL: http://ef-tehno.ru/nasosy_dlya_vodosnabzheniya (доступ от 20.01.2017)
7. Кабель силовой АБВГ, АБВГнг. [Электронный ресурс]. URL: xpre.com.ua/silovyyiekabeli-avvgavvgng.html (доступ от 01.02.2017)
8. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения. Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
9. Фёдоров А.А. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования/ А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова.- М.: Энергоатомиздат, 2007. – 369 с.
10. Киреева Э.А., Цырук С.А. Электроснабжение жилых и общественных зданий. – М.:НТФ «Энергопресс», 2005. – 96 с.; ил.
11. ГОСТ 32144-2013 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»
12. Судаков Г.В., Галушко Т.А. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2006.
13. Электрощит самара. [Электронный ресурс]. URL: <http://www.electroshield.ru/catalog/properties/3/689/> (доступ от 01.02.2017)
14. Порядок расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. Утвержден приказом Минэнерго России от 23 июня 2015 г. № 380.
15. Эрнст А.Д. Расчёт токов короткого замыкания в электрических системах. Учебное пособие. — Нижневартовск: Изд-во НГГУ, 2012. — 86 с.

16. Электротехническая продукция г. Санкт-Петербург [Электронный ресурс]. URL: http://www.rill.ru/Products/Distributive_equipment/high_voltage/ok/rubilnik (доступ от 1.02.2017)
17. Электротехнический справочник: В 4 т. Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии. Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др., - 8-е изд., испр. и доп. — М.: Издательство МЭИ, 2002. — 964 с.
18. Савина Н.В. Теория надежности в электроэнергетике: Учебное пособие. - Амурский гос. ун-т. 2007.
19. Трубицын В.И. Надежность электростанций: Учебник для вузов. Энергоатомиздат, 2006. — 240 с: ил.
20. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: Монография. М.А. Шабад. - СПб.: ПЭИПК, 2003. - 4-е изд., перераб. и доп. - 350 стр.. ил.
21. Беляков Ю.П. Козлов А.Н. Мясоедов Ю.В. Релейная защита и автоматика электрических систем: Учебное пособие. - Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2004.— 132 с.
22. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций
23. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений. С.-П.: Издательство ПЭИПК, 1999.
24. Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Введено в действие с 1 ноября 2003 г.
25. Технический регламент о требованиях пожарной безопасности. - Федеральный закон РФ от 22.07.2008 г. №123.
26. РД 153-34.0-49.101-2003. Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий. – утв. ОАО РАО «ЕЭС России» от 21.05.2003 г.

27. РД 34.20.501-95. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ. - утв. зам. министра топлива и энергетики РФ от 11.02.2000 г.

28. РД 34.49.503-94. Типовая инструкция по содержанию и применению первичных средств пожаротушения на объектах энергетической отрасли. – утв. департаментом Генеральной инспекции по эксплуатации электростанций и сетей РАО «ЕЭС России» от 14.03.94 г.

29. РД 153-34.0-03.150-00. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. - утв. Министерством энергетики РФ приказом от 27 декабря 2000 г. № 163.

30. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации ППБ-01-93. – Зарегистрировано в Минюсте РФ 27 декабря 1993 г., № 445.

Приложение А

Надёжность сети 10 кВ

Вакуумные выключатели 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_B := 0.004$
- среднее время восстановления $T_{в.в}$, ч	$T_{в.в} := 8$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_B := 0.083$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р.в}$, ч	$T_{р.в} := 4$
- параметр отказа выключателей при отключении КЗ $a_{кз}$	$a_{кз} := 0.0027$
- относительная частота отказов выключателей $a_{о.п}$	$a_{о.п} := 0.0022$

Кабельные линии 10 кВ:

- средний параметр потока отказов на 1 км w , 1/год	$\omega_{л} := 0.076$
- среднее время восстановления $T_{в.л}$, ч	$T_{в.л} := 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{л} := 0.17$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р.л}$, ч	$T_{р.л} := 5$

Система шин 10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{сш} := 0.03 \cdot 2$
- среднее время восстановления $T_{в.сш}$, ч	$T_{в.сш} := 7 \cdot 2$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{сш} := 0.166 \cdot 2$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р.сш}$, ч	$T_{р.сш} := 5 \cdot 2$

ТП 6-10 кВ:

- средний параметр потока отказов w , 1/год	$\omega_{ТП} := 0.03$
- среднее время восстановления $T_{в.ТП}$, ч	$T_{в.ТП} := 10$
- частота текущих ремонтов m , 1/год	$\mu_{ТП} := 0.4$
- продолжительность текущего ремонта $T_{р.ТП}$, ч	$T_{р.ТП} := 4$

Вероятности отказа элементов схемы

$$q_{л} := \frac{\omega_{л} \cdot T_{в.л}}{8760} \quad q_{л} = 1.735 \times 10^{-5} \quad q_{ТП} := \frac{\omega_{ТП} \cdot T_{в.ТП}}{8760} \cdot q_{ТП} = 3.425 \times 10^{-5}$$

$$q_{вст} := \frac{\omega_{в} \cdot T_{в.в}}{8760} \quad q_{сш} := \frac{\omega_{сш} \cdot T_{в.сш}}{8760} \cdot q_{сш} = 9.589 \times 10^{-5}$$

$$q_{рзшин} := 0.002$$

$$q_{p3\text{лин}} := 0.0012$$

$$q_{p3\text{тр}} := 0.0012 \quad \omega_{p3B} := 0.0012$$

$$q_{B1} := q_{B\text{ст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} (1 + 0) \left[1 - (1 - q_{p3\text{шин}}) (1 - q_{p3\text{лин}}) \right] \left[1 - (1 - q_{\text{сш}}) (1 - q_{\text{л}} \cdot 1.04) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \frac{\mu_{\text{сш}} + 3.3 \mu_{\text{л}}}{8760}$$

$$q_{B1} = 3.878 \times 10^{-6}$$

$$q_{B2} := q_{B\text{ст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} (1 + 0) \left[1 - (1 - q_{p3\text{шин}}) (1 - q_{p3\text{лин}}) \right] \left[1 - (1 - q_{\text{сш}}) (1 - q_{\text{сш}}) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \frac{\mu_{\text{сш}} + \mu_{\text{сш}}}{8760}$$

$$q_{B2} = 3.822 \times 10^{-6}$$

$$q_{B3} := q_{B\text{ст}} \dots \\ + a_{\text{кз}} (1 + 0) \left[1 - (1 - q_{p3\text{шин}}) (1 - q_{p3\text{лин}}) \right] \left[1 - (1 - q_{\text{сш}}) (1 - q_{\text{л}} \cdot 0.6) \right] \dots \\ + a_{\text{о.п}} \frac{\mu_{\text{сш}} + 3.3 \mu_{\text{л}}}{8760}$$

Вероятности отказа цепочки

$$q_1 := q_{B1} + q_{\text{л}} \cdot 1.04 + q_{\text{сш}}^2 + q_{\text{тп}}^6$$

$$q_1 = 4.192 \times 10^{-4}$$

$$q_2 := q_{B1} + q_{\text{л}} \cdot 0.6 + q_{\text{сш}}^2 + q_{\text{тп}}^6$$

$$q_2 = 4.115 \times 10^{-4}$$

Параметр потока отказов для цепочек:

$$\omega_{B3} := \omega_B + \omega_{p3B} \omega_{\text{л}} (\omega_{\text{сш}}) + a_{\text{о.п}} (\mu_{\text{сш}} + \mu_{\text{л}}) \quad \omega_{B3} = 5.109872 \times 10^{-3}$$

$$\omega_{B1} := \omega_{B3}$$

$$\omega_{B2} := \omega_B + \omega_{p3B} \omega_L (\omega_{сш} + \omega_{сш}) + a_{o.п} (\mu_{сш} + \mu_{сш}) \quad \omega_{B2} = 5.472 \times 10^{-3}$$

$$\omega_1 := \omega_{B1} + \omega_{сш} + \frac{1.04}{100} \omega_L + 6\omega_{тп}$$

$$\omega_1 = 0.246$$

$$\omega_2 := \omega_{B3} + \omega_{сш} + \frac{0.6}{100} \omega_L + 6\omega_{тп}$$

$$\omega_2 = 0.246$$

Параметр потока отказов для системы:

$$\omega_{сист} := \omega_1 \omega_2 0.5$$

$$\omega_{сист} = 0.03019$$

$$K_{пр1} := 1 - e^{-\frac{T_{р.п}}{T_{в.п}}} \quad K_{пр1} = 0.33$$

$$K_{пр2} := 1 - e^{-\frac{T_{р.п}}{T_{в.п}}} \quad K_{пр2} = 0.33$$

Вероятность отказа системы без учёта АВР:

$$q_{сбезАВР} := q_1 q_2 + K_{пр1} \omega_1 q_2 + K_{пр2} \omega_2 q_1$$

$$q_{сбезАВР} = 0.00007$$

Вероятность отказа системы с учётом АВР:

$$p1 := (1 - q_{B1}) [(1 - q_{рзшин}) (1 - q_{рзлин})]$$

$$p2 := (1 - q_{B2} q_{B2}) (0.91)$$

$$q_{сАВР} := q_{сбезАВР} p1 p2$$

$$q_{сАВР} = 0.0000612$$

Коэффициент вынужденного простоя системы

$$K_{ПС} := q_{сАВР}$$

$$K_{ПС} = 0.0000612$$

Коэффициент готовности

$$K_{ГС} := 1 - K_{ПС}$$

$$K_{ГС} = 0.99994$$

Время восстановления

$$t_{\text{вс}} := \frac{K_{\text{ПС}} \cdot 360}{\omega_{\text{сист}}} \quad t_{\text{вс}} = 0.73$$

Расчётное время безотказной работы

$$T_{\text{р}} := \frac{0.105}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{р}} = 3.5 \quad \text{лет}$$

Среднее время безотказной работы

$$T_{\text{с}} := \frac{1}{\omega_{\text{сист}}} \quad T_{\text{с}} = 33.1 \quad \text{лет}$$

Недоотпуск ЭЭ, при передаваемой мощности 3555 КВт за год

$$W_{\text{нед}} := 3555 \cdot 8760 K_{\text{ПС}} \quad W_{\text{нед}} = 1906 \quad \text{КВт*ч}$$

Ограничения мощности

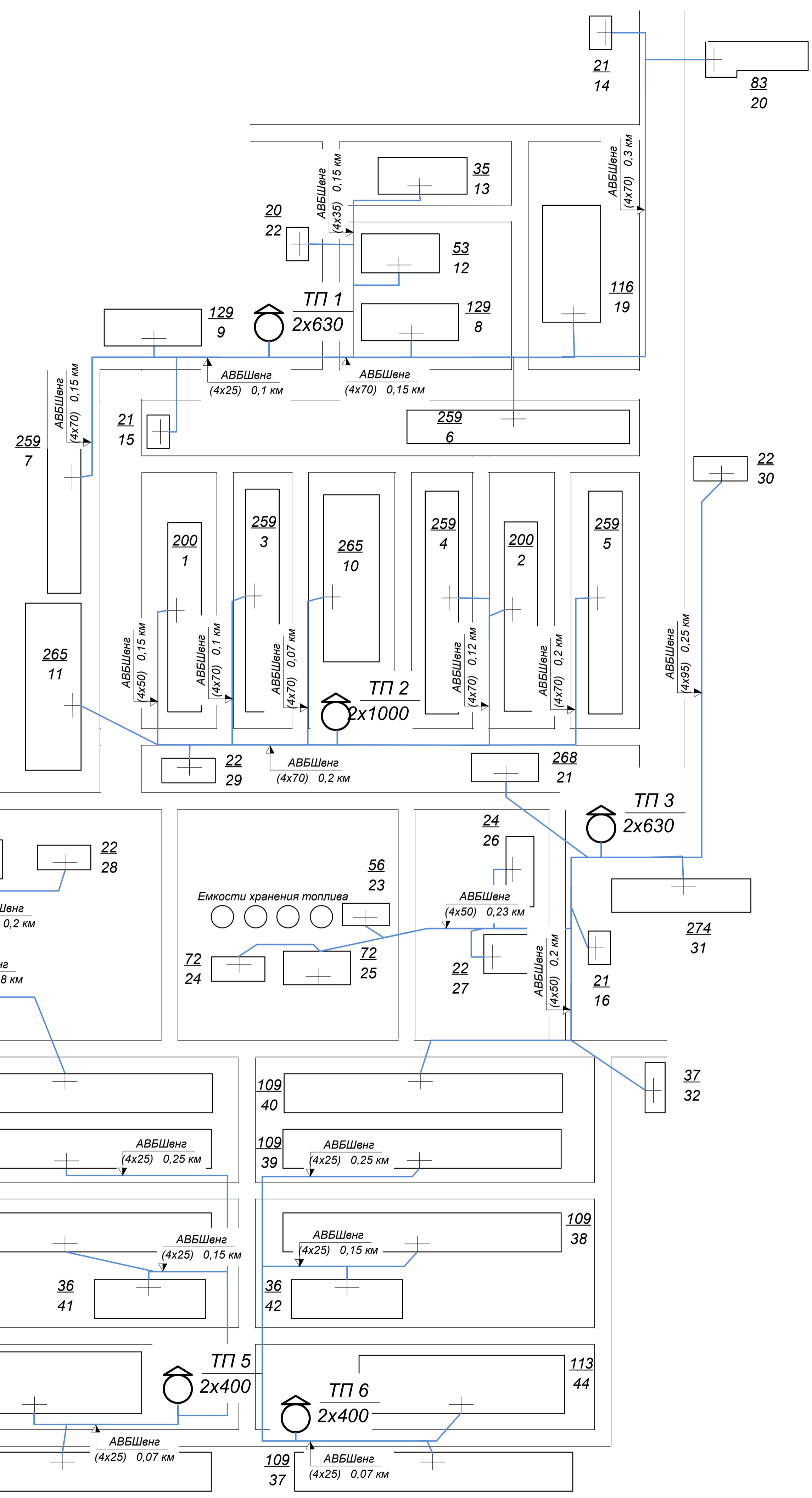
$$P_{\text{огр}} := 3555 K_{\text{ПС}} \cdot 1000 \quad P_{\text{огр}} = 217.5782 \quad \text{КВт}$$

Ущерб от недоотпуска за год

$$Y_{\text{нед}} := W_{\text{нед}} \cdot 2.2 \quad Y_{\text{нед}} = 4193.2 \quad \text{руб}$$

Условные обозначения

- - кабель 0,4 кВ
- + - ввод 0,4 кВ



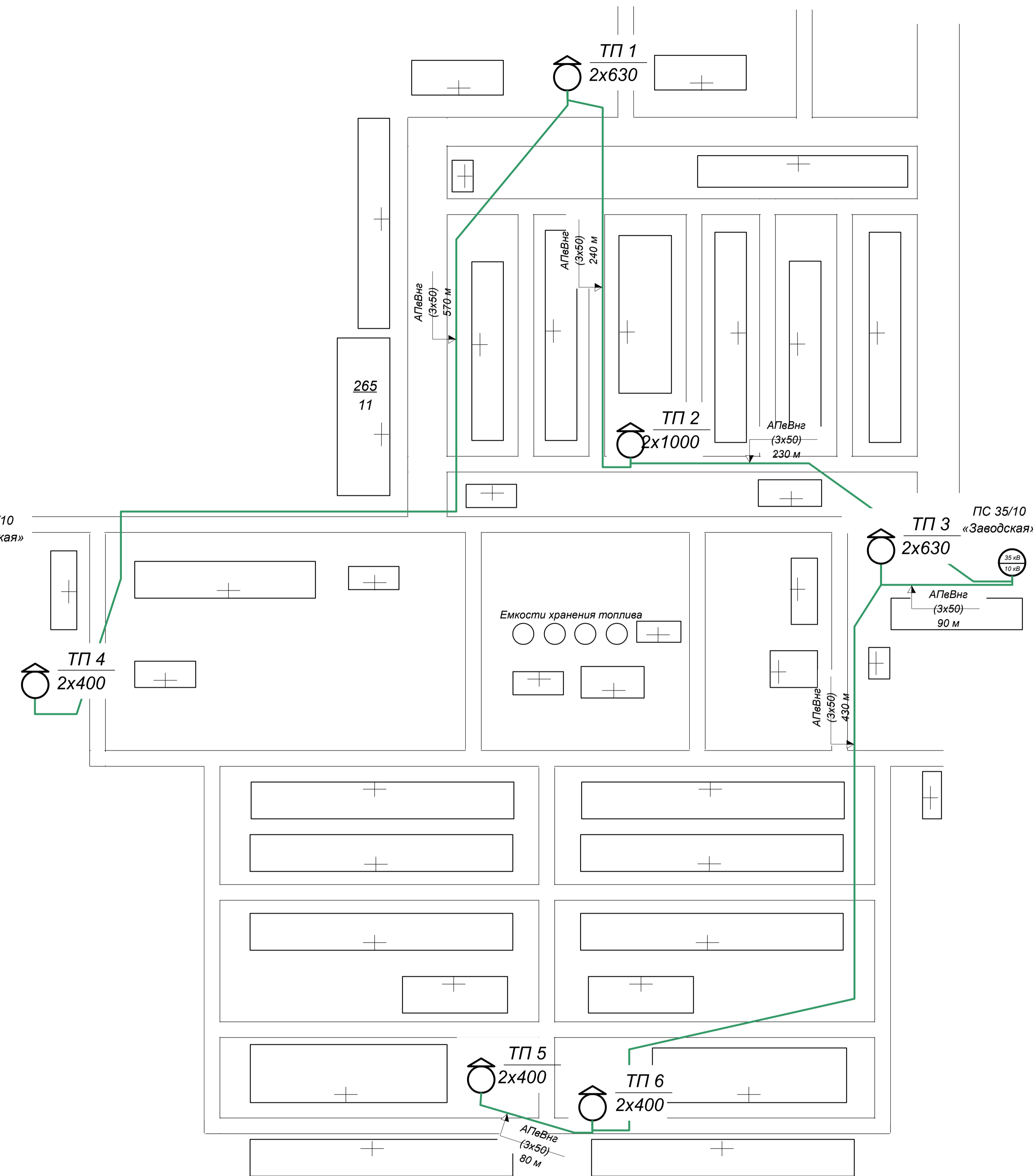
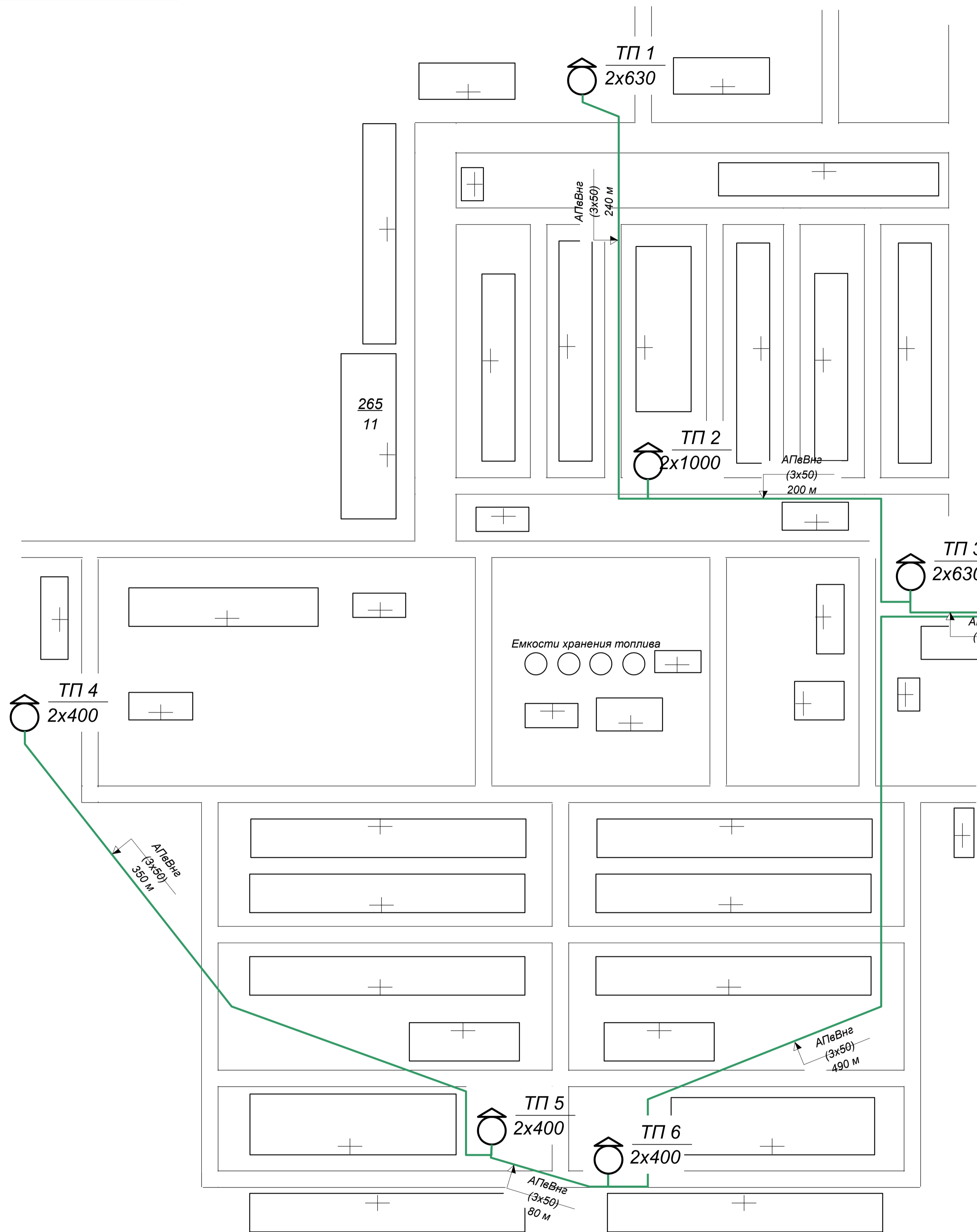
Экспликация

Объект	№ на листе	Pp, кВт	Qp, кВАр	Sp, кВА	Категория по надёжности
общежитие ИТР	1--2	197	40	200	3
общежитие ИТР	3--7	254	51	259	3
гостиница	8,9	126	25	129	3
столовая	10,11	260	52	265	3
столовая	12	52	10	53	3
зал совещаний	13	32	13	35	3
КПП	14-16	21	4	21	3
прачечный комплекс	17	181	122	218	3
мастерская	18	44	20	49	3
склад	19	113	23	116	3
пожарное депо	20	81	16	83	1
котельная	21	263	53	268	2
блок связи	22	19	6	20	2
склад	23	55	11	56	3
склад дизтоплива	24-25	60	40	72	2
медпункт	26	23	7	24	3
КНС бытовых стоков	27-30	19	13	22	2
Очистные сооружения бытовых стоков	31	249	114	274	2
Очистные сооружения произв. стоков	32	33	15	37	2
склад	33-40	107	21	109	3
склад	41-42	35	7	36	3
склад	43-44	111	22	113	3

				ВКР.134158.13.03.02. ПЛ.				
Изм.	Лист	№ докум	Подпись	Дата	ПЛАН ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА С ЛИНИЯМИ 0,4 КВ	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Провер.	Т. Констр.	Реценз.	Утв.				
Леонов А.А.	Козлов А.Н.	Ю.В.	Козлов А.Н.	Савина Н.В.	ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0,4 КВ ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА АМУРСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА	АМУУ	Кафедра Энергетики	

Вариант 1 сети 10 кВ

Вариант 2 сети 10 кВ



Параметры линий 10 кВ

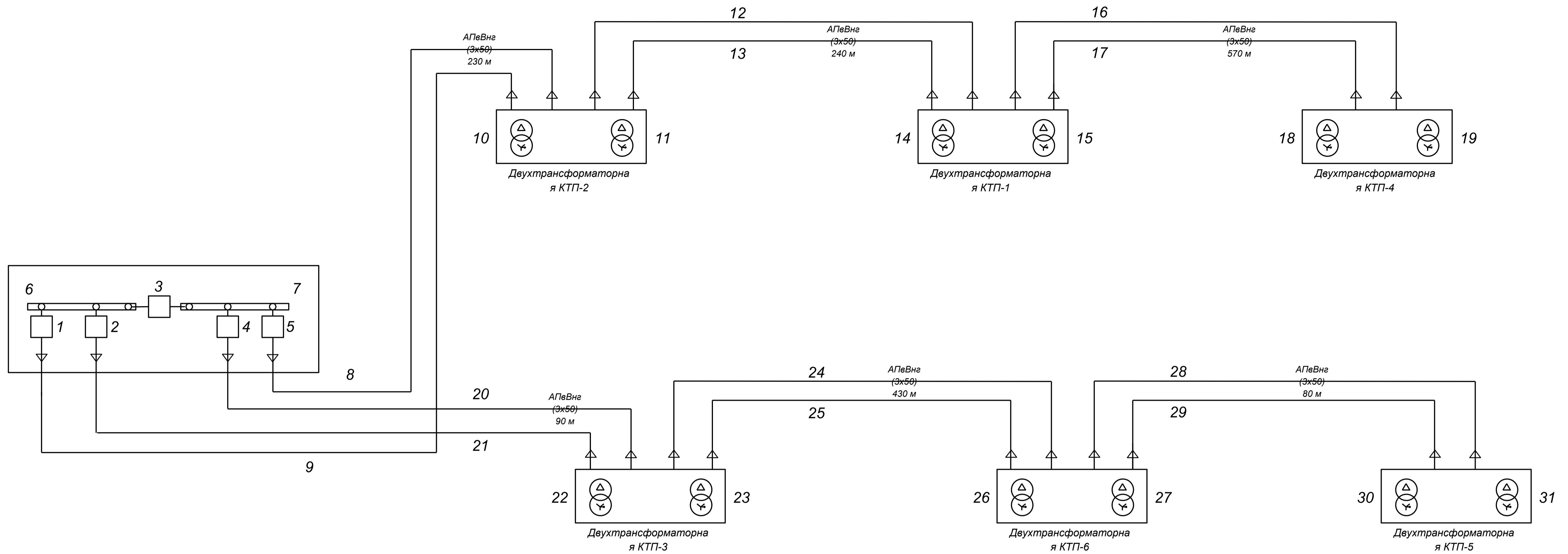
Наименование фидера 10 кВ	$P_{Р\text{кл}}$ кВт	$Q_{Р\text{кл}}$ кВар	$S_{Р\text{кл}}$ кВА	$I_{Р\text{кл}}$ А	$I_{\text{доп.кл}}$ А	L , км	$F_{\text{кл факт}}$, мм ²	$\cos(\varphi)$	$R_{\text{кл}}$ Ом/км	$\Delta U_{\text{кл}}$ %	$\Delta W_{\text{кл}}$ кВт*ч
ПС - ТП 6-5-4 (вариант 1)	1229	380	1293	75	188	0,53	35	0,95	0,868	0,3	19027
ПС - ТП 3-2-1 (вариант 1)	2814	799	2930	169	188	0,92	35	0,96	0,9	1,2	170902
ПС - ТП 2-1-4 (вариант 2)	2404	683	2507	145	188	1,04	35	0,96	0,9	1,1	140992
ПС - ТП 3-6-5 (вариант 2)	1639	497	1716	99	188	0,60	35	0,95	0,9	0,4	38183

Условные обозначения

- кабельная линия 10 кВ двухцепная
- марка кабеля (количество жил X сечение одной жилы) Протяженность (м)

				ВКР.134158.13.03.02. ЛП.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ВАРИАНТЫ ВЫПОЛНЕНИЯ СЕТИ 10 КВ ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Леонов А.А.					д		
Провер.	Козлов А.Н.					Лист 2		Листов 6
Т. Контр.	Ю.В.					АМ У		
Реценз.					ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0,4 КВ ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА АМУРСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА	Кафедра Энергетики		
Н. Контр.	Козлов А.Н.							
Утв.	Савина Н.В.							

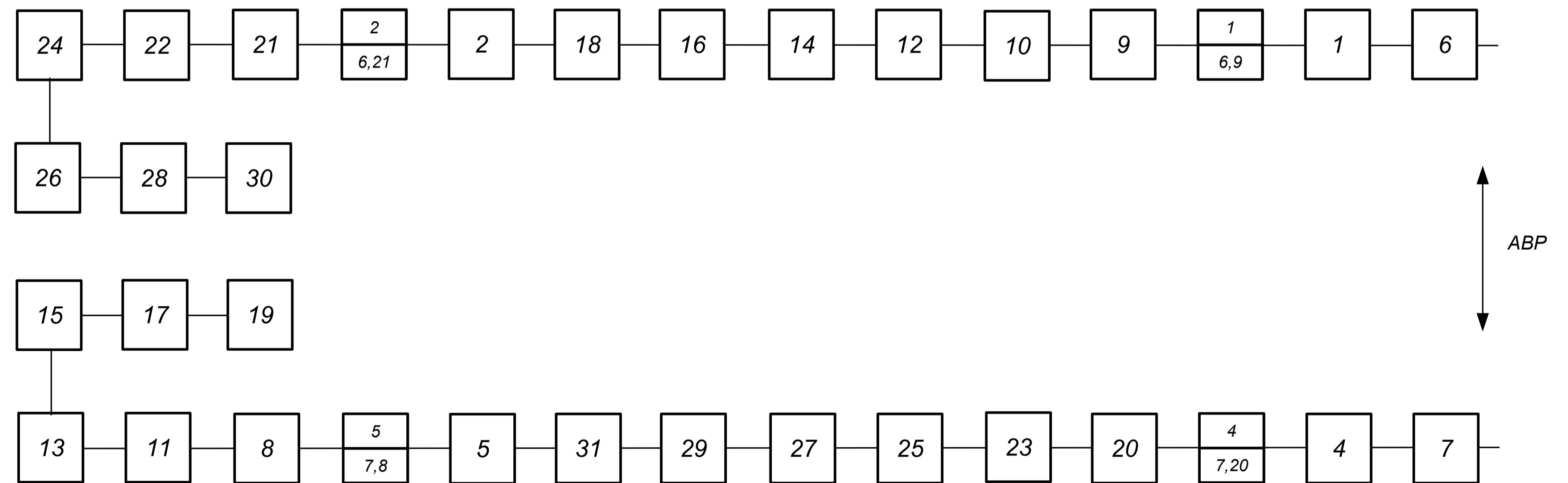
Схема сети 10 кВ



Результаты расчёта

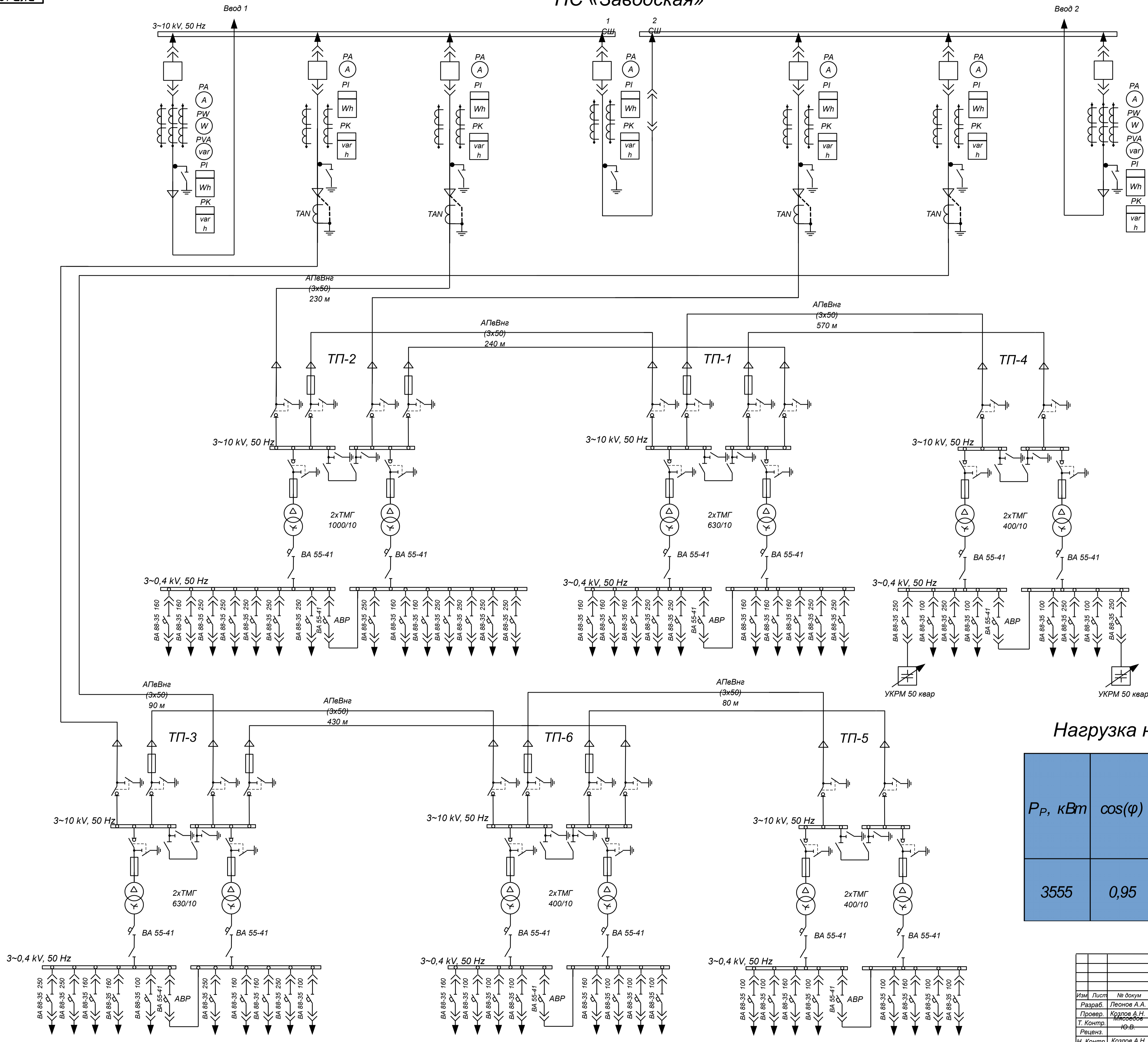
Показатель	Результат
Вероятность отказа системы без учёта АВР	0,00007
Вероятность отказа системы с учётом АВР	0,00006
Коэффициент вынужденного простоя системы	0,00006
Коэффициент готовности системы	0,99994
Время восстановления, с	0,730
Расчётное время безотказной работы, лет	3,5
Среднее время безотказной работы, лет	33
Недоотпуск ЭЭ, кВт*ч в год	1906
Ограничения мощности, кВт	218
Ущерб от недоотпуска за год, руб	4193

Схема замещения сети 10 кВ



				ВКР.134158.13.03.02. СК.			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Лит	Масса	Масштаб
					д		
Разраб.	Леонов А.А.				НАДЁЖНОСТЬ СЕТИ 10 кВ		
Провер.	Козлов А.Н.				Лист 3 из 6		
Т. Контр.	Мисеев Ю.В.				Листов 6		
Реценз.					АМУУ		
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра		
Утв.	Савина Н.В.				Энергетики		

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0,4 кВ
ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА АМУРСКОГО
ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

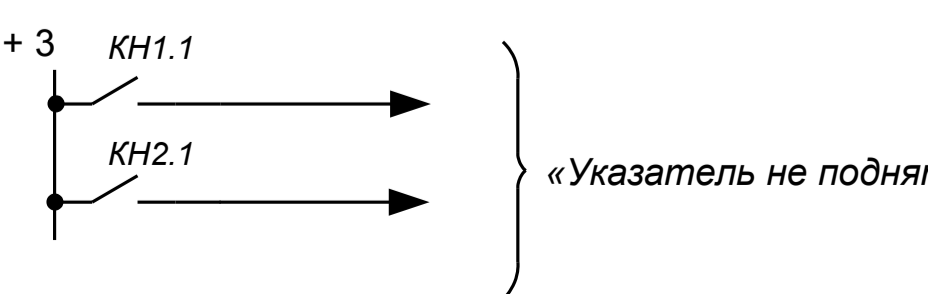
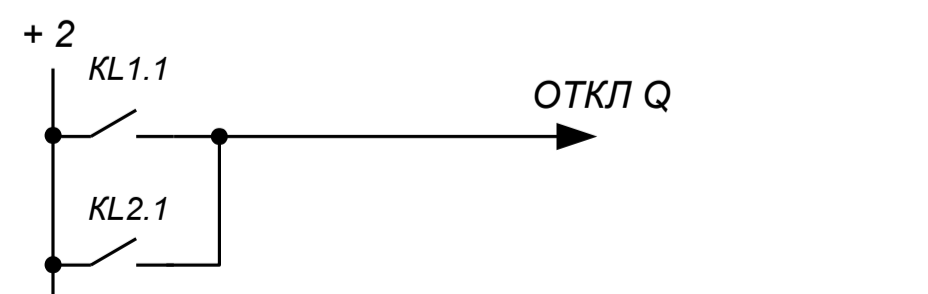
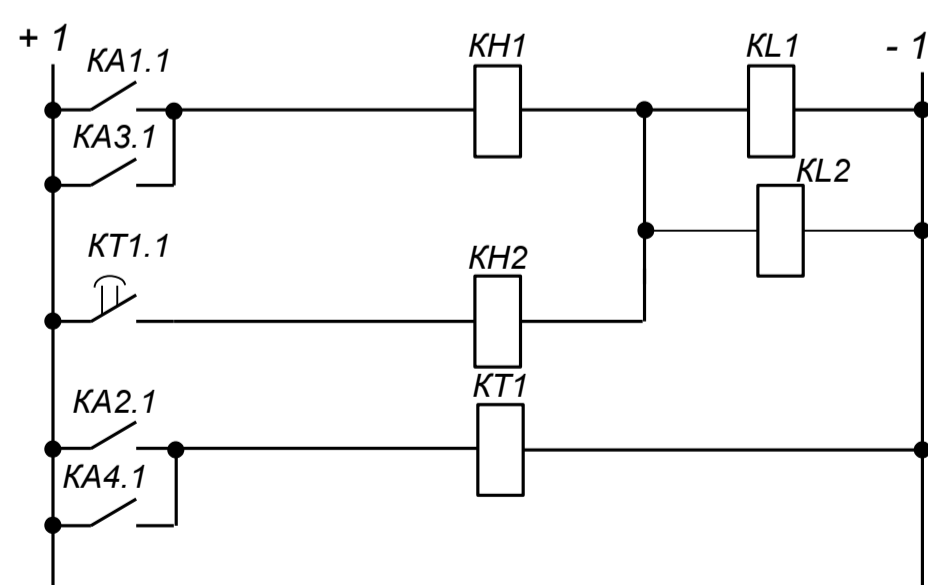
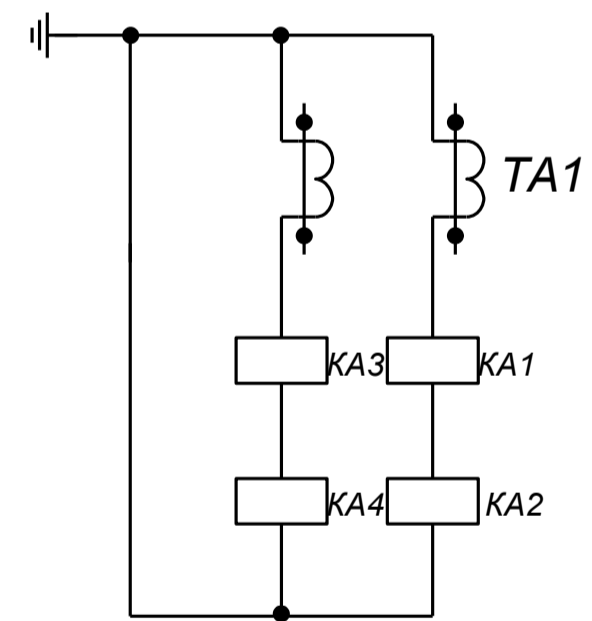
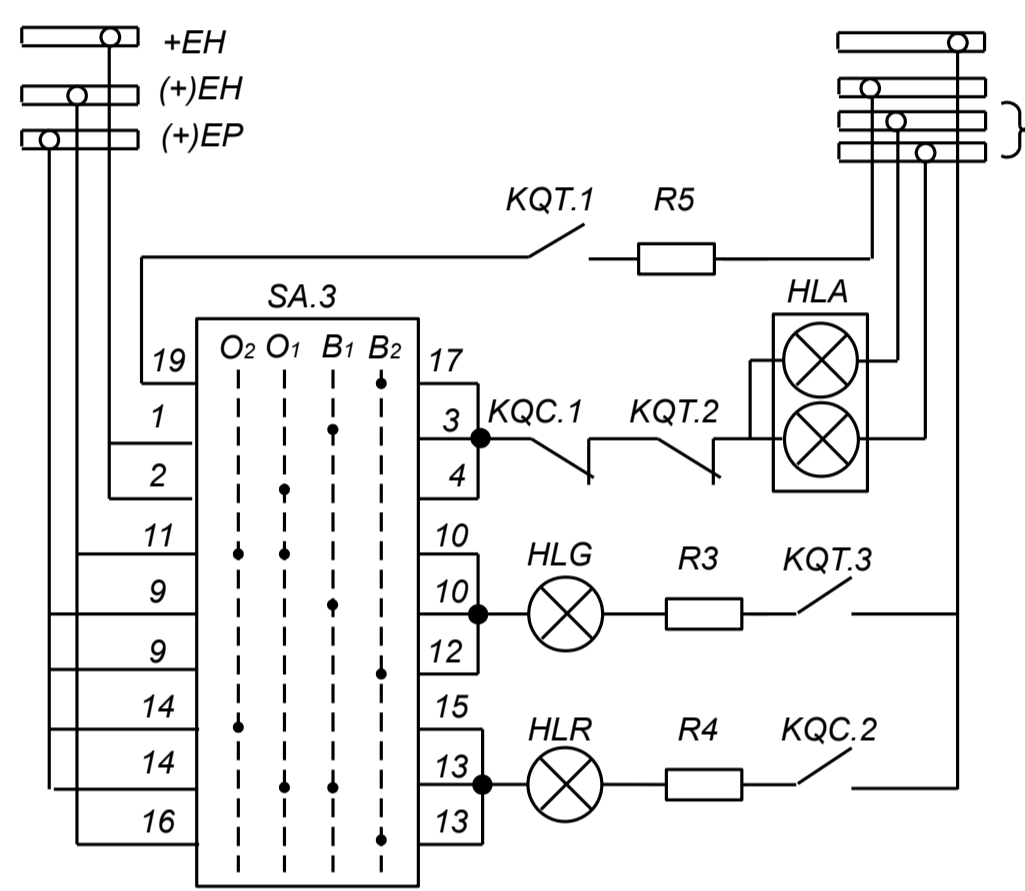
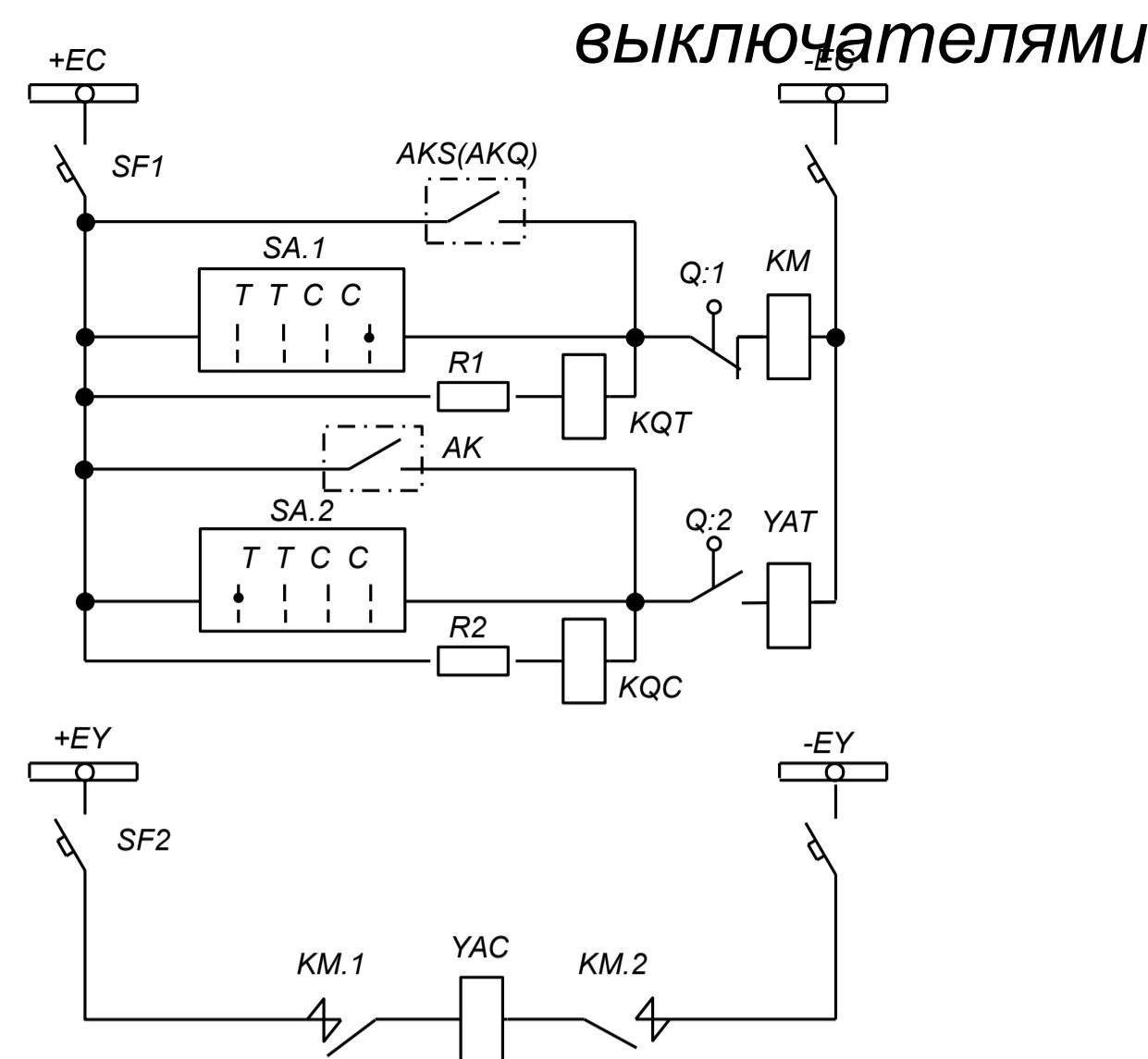


Нагрузка на ПС «Заводская»

$P_p, \text{ кВт}$	$\cos(\varphi)$	$Q_p, \text{ кВар}$	$Q_{ку}, \text{ кВар}$	$I_p, \text{ А}$
3555	0,95	1149	-273	216

				ВКР.134158.13.03.02. СХ.				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	ОДНОЛИНЕЙНАЯ СХЕМА СЕТИ 10 КВ	Лит	Масса	Масштаб
Разраб.	Леонов А.А.					д		
Провер.	Козлов А.Н.					Лист 4		Листов 6
Т. Контр.	Мясоедов Ю.В.					Кафедра Энергетики		
Реценз.	Ю.В.					ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОПОСЛЕЖЕНИЯ 10/0,4 КВ ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА АМУРСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА		
Н. Контр.	Козлов А.Н.							
Умс.	Савина Н.В.							

Схема дистанционного управления выключателями



Шинки управления	
Автоматы	
От автоматики	Цепи включения
От ключа	Цепи отключения
Реле контроля цепи включения	
От защиты	Цепи отключения
От ключа	Цепи отключения
Реле контроля цепи отключения	
Шинки включения	
Автоматы	
Цепь электромагнитная включения	
Шинки сигнализации	
Цепь звукового сигнала аварийного отключения	
Цепь звукового и светового сигналов обрыва цепи управления	
Цепь сигнализации положения «отключено»	
Цепь сигнализации положения «включено»	

Токвые цепи защиты
Трансформатор тока
Токвая отсечка
Максимальная токовая защита

Токвая отсечка	Оперативные цепи
Максимальная токовая защита	

Цепи отключения

Цепи сигнализации

Поясняющая схема для защиты

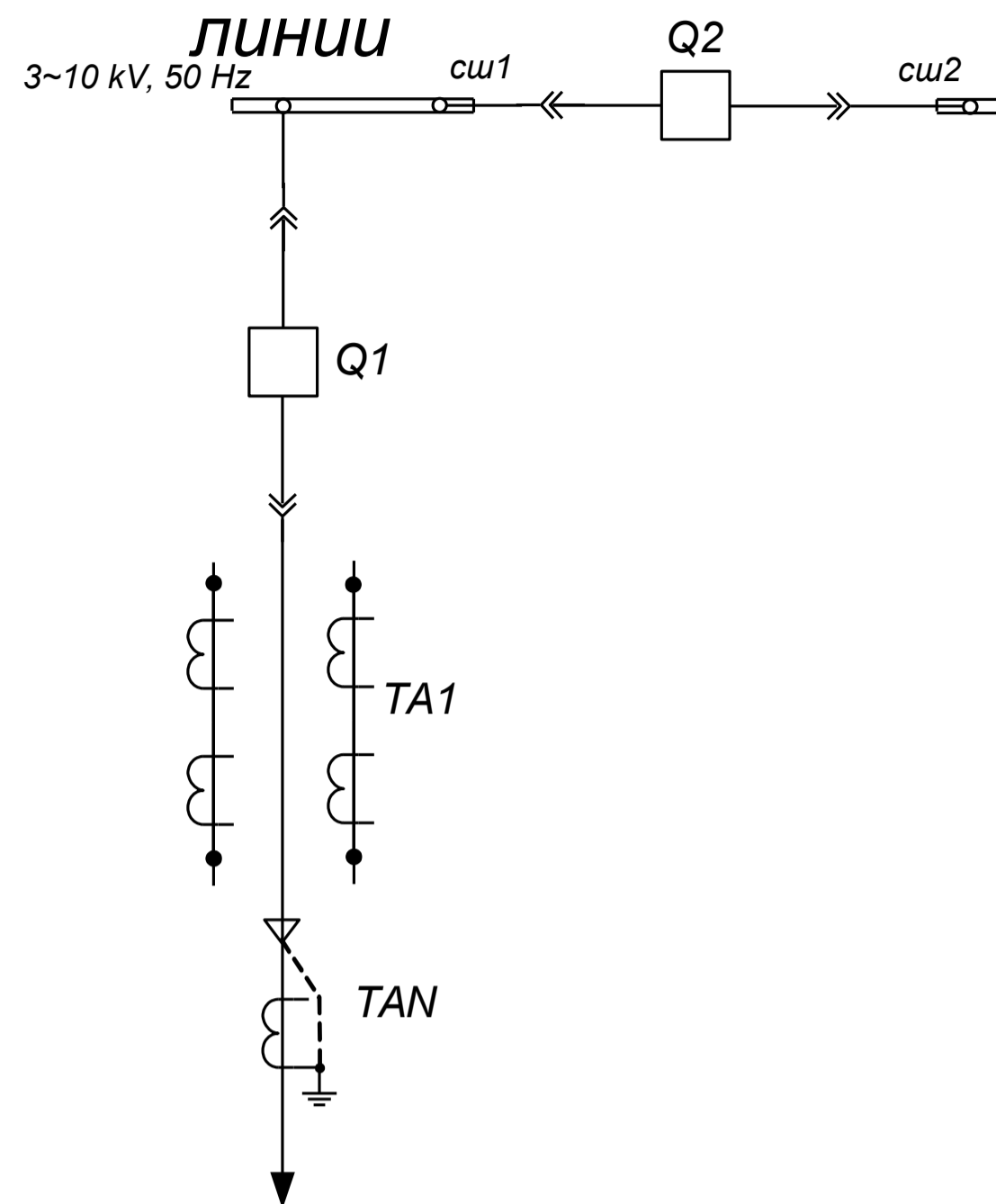
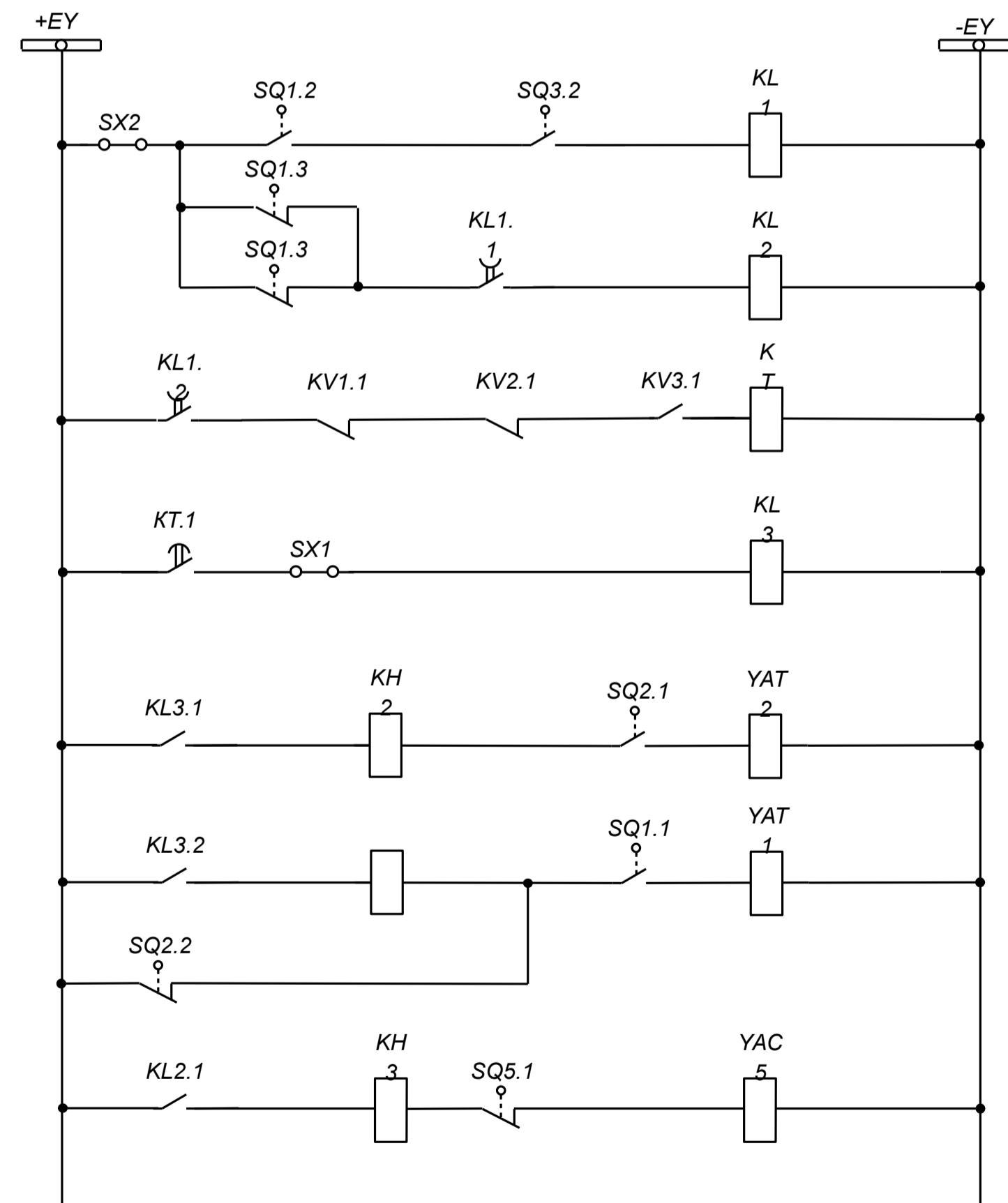


Схема оперативных цепей АВР



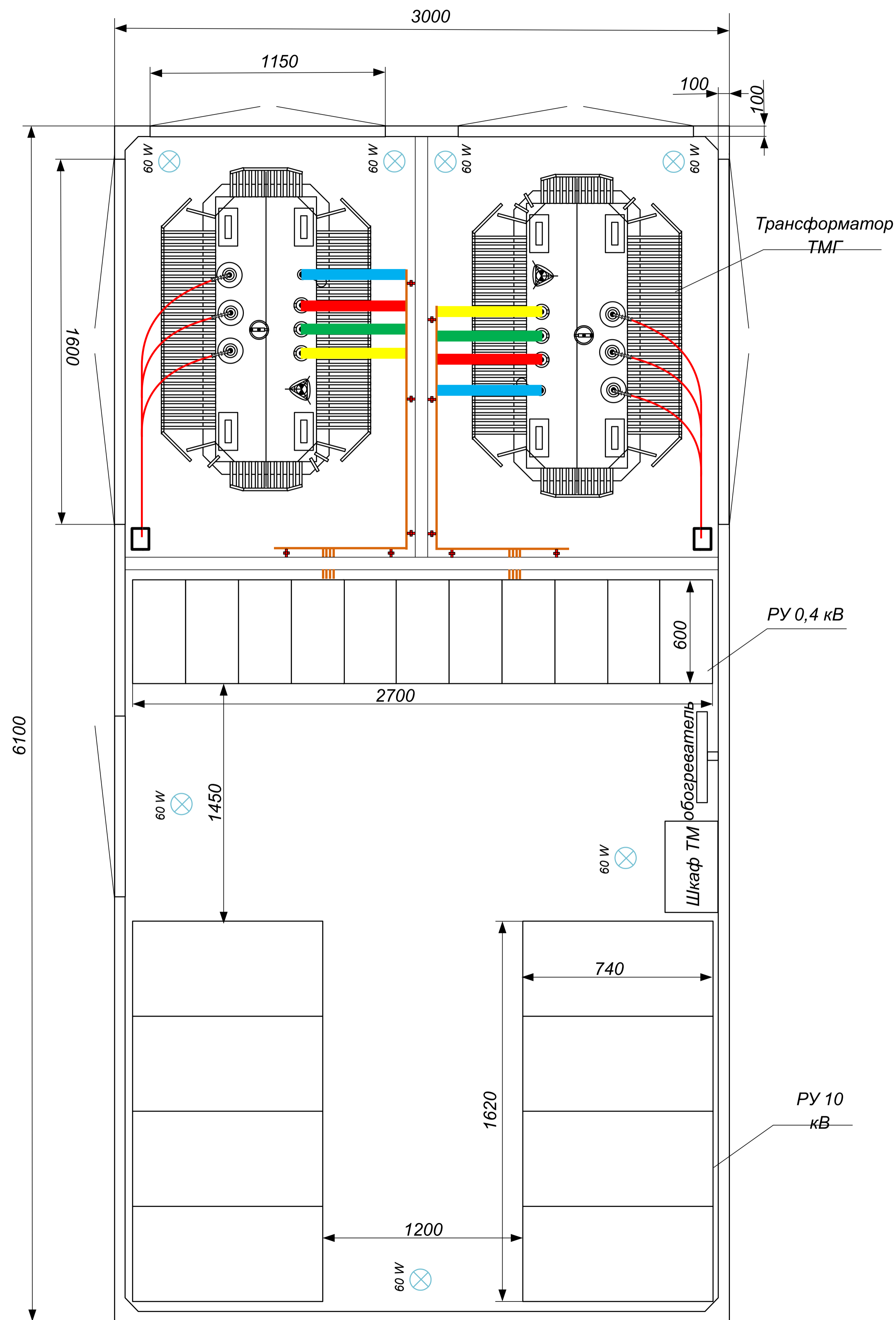
Результаты расчёта релейной защиты

расчётная величина	ПС - ТП 2-1-4	ПС - ТП 3-6-5
$I_{(3)по}, \text{кА}$	12,3	12,5
$I_{(2)по}, \text{кА}$	8,0	9,6
$I_p, \text{А}$	144	98
$I_{НТТ}, \text{А}$	200	200
$I_{с.з.}, \text{кА}$	13	14
n_T	40	40
$I_{с.р.}, \text{А}$	337	343
K_{χ}	0,6	0,7
$I_{с.з.}, \text{кА}$	0,2	0,2
$I_{с.р.}, \text{А}$	5,4	5,4
K_{χ}	36,6	44,1
$I_{повр.л}, \text{А}$	1,4	0,8
$I_{ТНПповр.л}, \text{А}$	3,0	3,6

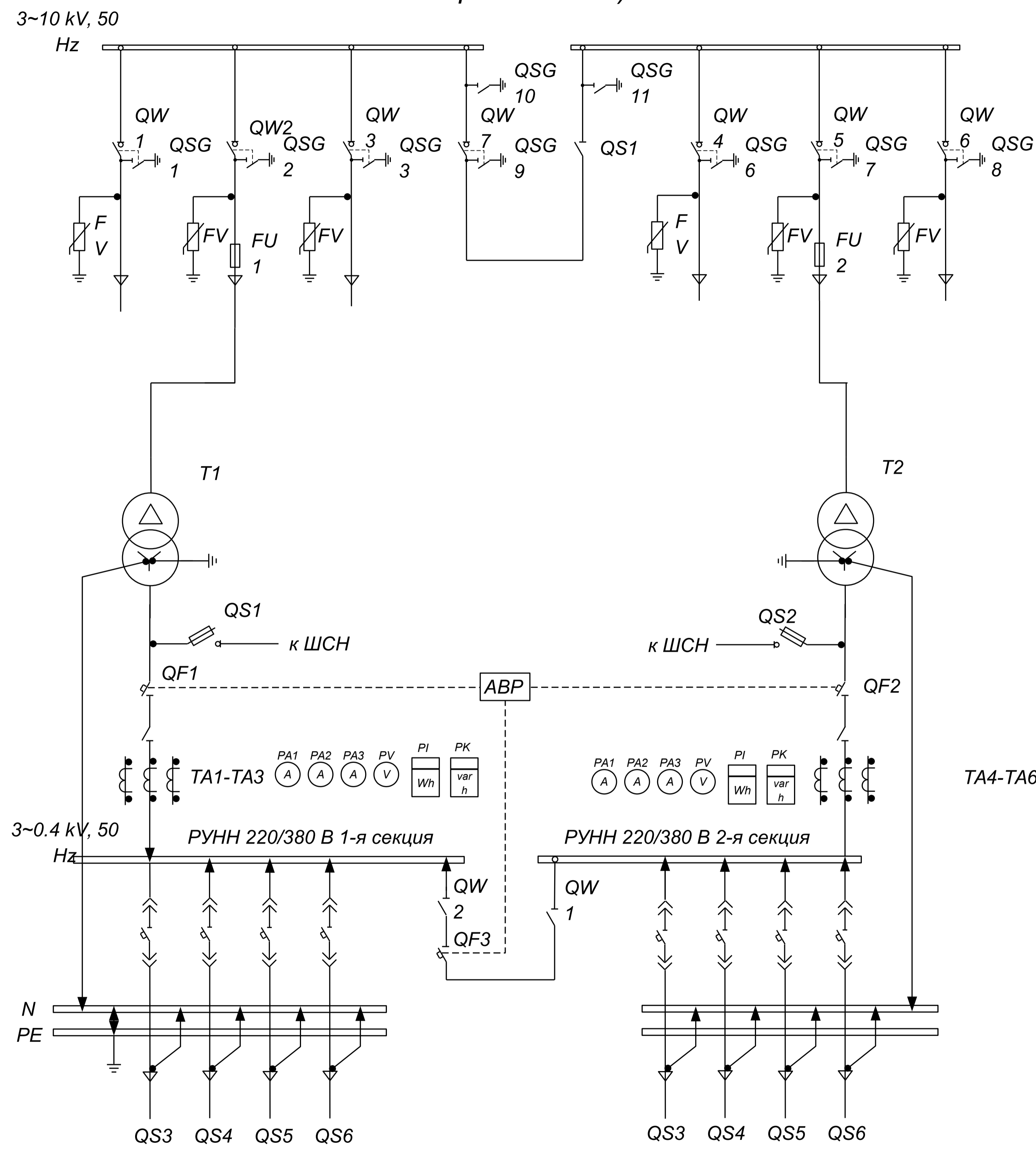
Максимальная токовая защита
Токовая отсечка без выдержки времени
Защита от замыкания на землю

ВКР.134158.13.03.02. СХ.				Лист	Масса	Масштаб
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Д	
Разраб.	Леонов А.А.					
Провер.	Козлов А.Н.					
Т. Контр.	Ю.В.					
Реценз.						
Н. Контр.	Козлов А.Н.					
Умк.	Савина Н.В.					
РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ЛИНИЙ 10 КВ				Лист 5	Листов 6	
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0.4 КВ ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА АМУРСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА				Кафедра Энергетики		

КТП 2x1000, трансформаторы типа ТМГ (масляные герметичные)



КТП 2x1000, трансформаторы типа ТМГ (масляные герметичные)



ВКР.134158.13.03.02. СК.				Лит		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Масса	Масштаб
Разраб.	Леонов А.А.				д	
Провер.	Козлов А.Н.					
Т. Контр.	Мясоедов Ю.В.				Лист 6	Листов 6
Реценз.					АМУ	
Н. Контр.	Козлов А.Н.				Кафедра Энергетики	
Утв.	Савина Н.В.				ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 10/0.4 КВ ВРЕМЕННОГО ПОСЕЛКА АМУРСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА	