

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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой


Н.В. Савина

« 19 » 06 2019 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Разработка схемы внешнего электроснабжения жилого комплекса в границах улиц Трехгорная – Совхозная в городе Хабаровск

Исполнитель
студент группы 542 об 1  19.06.2019 А.С. Мавлютов
подпись, дата

Руководитель
доцент, канд. техн. наук  19.06.2019 А.Н. Козлов
подпись, дата

Консультант по
безопасности и
экологичности
доцент, канд. техн. наук  19.06.2019 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
ст. преподаватель  19.06.2019 Н.С. Бодруг
подпись, дата

Благовещенск 2019

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

Н.В. Савина

« 05 » 04 2019 г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Мавшатов Артема Сергеевича

1. Тема выпускной квалификационной работы:

Разработка схемы внешнего электроснабжения жилого комплекса в границах улиц Трехгорная – Совхозная в городе Хадаровск
(утверждено приказом от 04.04.19 № 25949)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 11.06.2019

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Материалы
содержимые в период прохождения предыдущей практики

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Характеристика района проектирования, Анализ существующей системы электроснабжения города. Расчет электротехнических нагрузок

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 19 листов
38 таблиц

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

7. Дата выдачи задания 21.02.2019

Руководитель выпускной квалификационной работы: _____
(фамилия, имя, отчество, должность, ученая степень, ученое звание)

Задание принял к исполнению (дата): 21.02.2019
(подпись студента)

РЕФЕРАТ

ВКР содержит 127 с., 19 рисунков, 38 таблиц, 194 формулы.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА,
ПОТРЕБИТЕЛЬ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР,
ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, РАЗЪЕДИНИТЕЛЬ, ЕМКОСТНОЙ ТОК ЗАМЫКАНИЯ НА
ЗЕМЛЮ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЙ ПУНКТ

В вкр произведен расчет электрических нагрузок части города Хабаровска. Для электроснабжения района города Хабаровск на городской ПС было выбрано оборудование, рассчитаны токи короткого замыкания. Выбраны также устройства релейной защиты и автоматики.

Расчёт производился для проектных нагрузок. От ближайших к району проектирования подстанций спроектирована распределительная сеть 10 кВ, в которую вошли ТП 10/0,4 – 600В, 600 Г, 600 Д, 600 Е, 600 К, 600 Л, 600 М, 600 Н и 600 П. Для спроектированной сети был рассчитан режим и токи короткого замыкания на стороне 10 и 0,4 кВ.

На каждой ТП выбрано оборудование, а также выбраны устройства защиты. От каждой ТП спроектирована сеть 0,4 кВ, для которой также было выбрано сечение кабельных линий и устройства защиты.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение	8
1. Характеристика района проектирования	10
1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности	10
1.2 Характеристика потребителей (объектов) проектируемого жилого комплекса в границах улиц Трехгорная - Совхозная	11
2. Анализ существующей системы электроснабжения города	13
2.1 Источники питания проектируемого жилого комплекса и их анализ	13
2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов возможных источников питания проектируемого жилого комплекса	14
2.3 Выбор и обоснование источника питания для проектируемого жилого комплекса	14
3. Расчёт электрических нагрузок	16
3.1 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей	16
3.2 Расчет уличного освещения	18
4. Низковольтное электроснабжение	20
4.1 Определение расчетных мощностей на участках линий 0,4 кВ	20
4.2 Выбор сечений распределительной сети	21
4.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ	24
5. Выбор ТП	25
5.1 Выбор числа и мощности ТП	25
5.2 Компенсация реактивной мощности	28
5.3 Выбор схемы и конструкции ТП	28
5.4 Определение потерь мощности в трансформаторах	28
6. Проектирование сети 6-10 кВ	29
6.1 Выбор схемы распределительной сети 6-10 кВ	29
6.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ	30
6.3 Выбор сечений питающей сети 10 кВ	32
6.4 Выбор схемы и конструкции РП	32
7. Расчёт токов КЗ	33
7.1 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП	33
7.2 Расчет токов короткого замыкания на 10 кВ	37
8. Выбор и проверка электрических аппаратов 10 кВ	42
8.1 Выбор комплектных распределительных устройств	42
8.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ	42
8.3 Выбор секционного выключателя	45
8.4 Выбор и проверка трансформаторов тока	46
8.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	53

8.6	Выбор опорных изоляторов	55
8.7	Выбор шинных конструкций	56
8.8	Выбор ограничителей перенапряжения	59
9.	Выбор оборудования напряжением до 1 кВ	60
9.1	Выбор предохранителей 0,4 кВ	60
9.2	Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ	61
10.	Расчёт емкостных токов замыкания на землю и выбор ДГР	62
11.	Расчёт надёжности проектируемой сети	65
12.	Регулирование напряжения в городских электрических сетях	73
13.	Релейная защита и автоматика	75
13.1	Защита кабельных линий	75
13.2	Защита секционного выключателя 10 кВ	76
13.3	Защита понижающих трансформаторов	78
13.4	Автоматический ввод резерва	81
14.	Технические средства диспетчерского и технологического управления	83
14.1	Телемеханика	83
14.2	Сигнализация	85
15.	Заземление РП	86
16.	Технико-экономические показатели проекта	90
17.	Безопасность и экологичность проекта	96
17.1	Безопасность	97
17.2	Экологичность	115
17.3	Чрезвычайные ситуации	117
	Заключение	122
	Библиографический список	123

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АВР	-	автоматический ввод резерва
АПВ	-	автоматически повторное включение
ВЛ	-	воздушная линия
ВН	-	высокое напряжения
ДЗТ	-	дифференциальная защита трансформатора
ЗРУ	-	закрытое распределительное устройство
КРМ	-	компенсация реактивной мощности
КРУ	-	комплектное распределительное устройство
К.З.	-	короткое замыкание
КЛ	-	кабельная линия
ЛЭП	-	линия электропередачи
МПУ РЗиА	-	микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики
Микроп	-	микропроцессорное устройство релейной защиты и автоматики
НН	-	низкое напряжение
ОРУ	-	открытое распределительное устройство
ОПН	-	ограничители перенапряжения
ПС	-	подстанция
РЗ и А	-	релейная защита и автоматика
РУ	-	распределительное устройство
СИП	-	самонесущие изолированные провода
ТТ	-	трансформатор тока
ТО	-	токовая отсечка
ТН	-	трансформатор напряжения
ТП	-	трансформаторная подстанция
УЗО	-	устройство защитного отключения

ВВЕДЕНИЕ

Для электроснабжения района города Хабаровск, к отором планируется сооружеение нового жилого комплекса, необходимо спроектировать РП 10 кВ. Проектируемая РП 10 кВ предназначена для электроснабжения вновь вводимых нагрузок - строительство жилого комплекса "Берёзки" в районе улиц Трехгорная – Совхозная в городе Хабаровск. Рост электрической нагрузки в районе, связанный с развитием существующих и вводом новых объектов промышленного и коммунально-бытового назначения, приведет к значительной загрузке существующих изношенных линий 10 кВ, в связи с этим принято решение о проектировании РП 10 кВ и распределительной сети 10 кВ с отходящими от неё ТП 10/0,4 кВ. РП 10 кВ будет питаться от шин 10 кВ ближайшей подстанции и будет являться основным объектом в электроснабжении потребителей данного района.

Целью проекта является проектирование РП 10 кВ, а также распределительной сети 10 кВ с питающимися от неё ТП 10/0,4 для обеспечения надёжного электроснабжения вновь вводимых потребителей жилого комплекса "Берёзки" в районе улиц Трехгорная - Совхозная.

Задачами работы являются: расчёт нагрузок вновь вводимых потребителей, анализ структуры потребления, разработка распределительной сети 10 кВ и схемы РП. Для решения данных задач были произведены расчеты токов КЗ для выбора или проверки параметров электрооборудования, а также для выбора или проверки уставок релейной защиты и автоматики. На РП выбрано основное электрическое оборудование. Оборудование выбиралось по классу напряжения, максимальному рабочему току, а затем проверялось на термическую и динамическую стойкость при КЗ. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость, также был учтен климат и географическое расположение РП.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы электроснабжения потребителей

проектируемого жилого комплекса, при этом учесть оптимальную конфигурацию сети с точки зрения протяженности и количества выключателей на питающий подстанции и РП.

При выполнении работы использовались лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприёмников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).

К работе прилагаются 6 листов графической части.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1 Климатическая характеристика и территориальные особенности

Климат Хабаровска – умеренный, муссонный, с характерной холодной снежной зимой и влажным жарким летом. Максимальная температура воздуха - плюс 36,7 °С; минимальная температура воздуха - минус 41,1 °С. Вышеупомянутый климат формируют следующие факторы:

- положение территории в средних широтах на восточной окраине материка Евразия, рядом с Тихим океаном. Это определяет проявление муссонной циркуляции воздушных масс;

- горный рельеф.

В год выпадает в среднем 684 мм осадков. Максимальное количество осадков за сутки – 121,2 мм – было зарегистрировано в июле 1985 года. Максимальная сумма осадков выпала в августе 1981 года и составила 434 мм.

Основные характеристики района размещения площадки проектируемого жилого комплекса «Березки» представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики района размещения проектируемого жилого комплекса

Наименование параметра	Значение
Нормативное ветровое давление	650 Па (III район)
Снеговая нагрузка	II район
Толщина стенки гололеда	25 мм (IV район)
Ср. продолжительность гроз	От 20 до 40 часов
Сопротивление грунта	150 Ом/м (супесок)
Сейсмичность района	6 баллов

В геологическом строении площадки принимают участие следующие разновидности грунтов: глины, галечники, суглинки, супеси и пески.

Глубина промерзания грунта:

- для суглинков и глин – 1,9 м;
- для супесей, песков мелких и пылеватых – 2,3 м;
- для песков гравелистых, крупных и средней крупности – 2,5 м;
- для крупнообломочных грунтов – 2,8 м.

1.2 Характеристика потребителей (объектов) проектируемого жилого комплекса в границах улиц Трёхгорная - Совхозная

«Управление инвестиционных программ» г. Хабаровска приступило к разработке нового микрорайона в экологически чистом районе города в границах улиц Совхозная и ул. Трёхгорная, неподалеку от микрорайона «Ореховая сопка».

Жилой микрорайон расположится недалеко от центра города. От площади им. Ленина до нового микрорайона 6,5 километров или 15 минут на общественном транспорте.

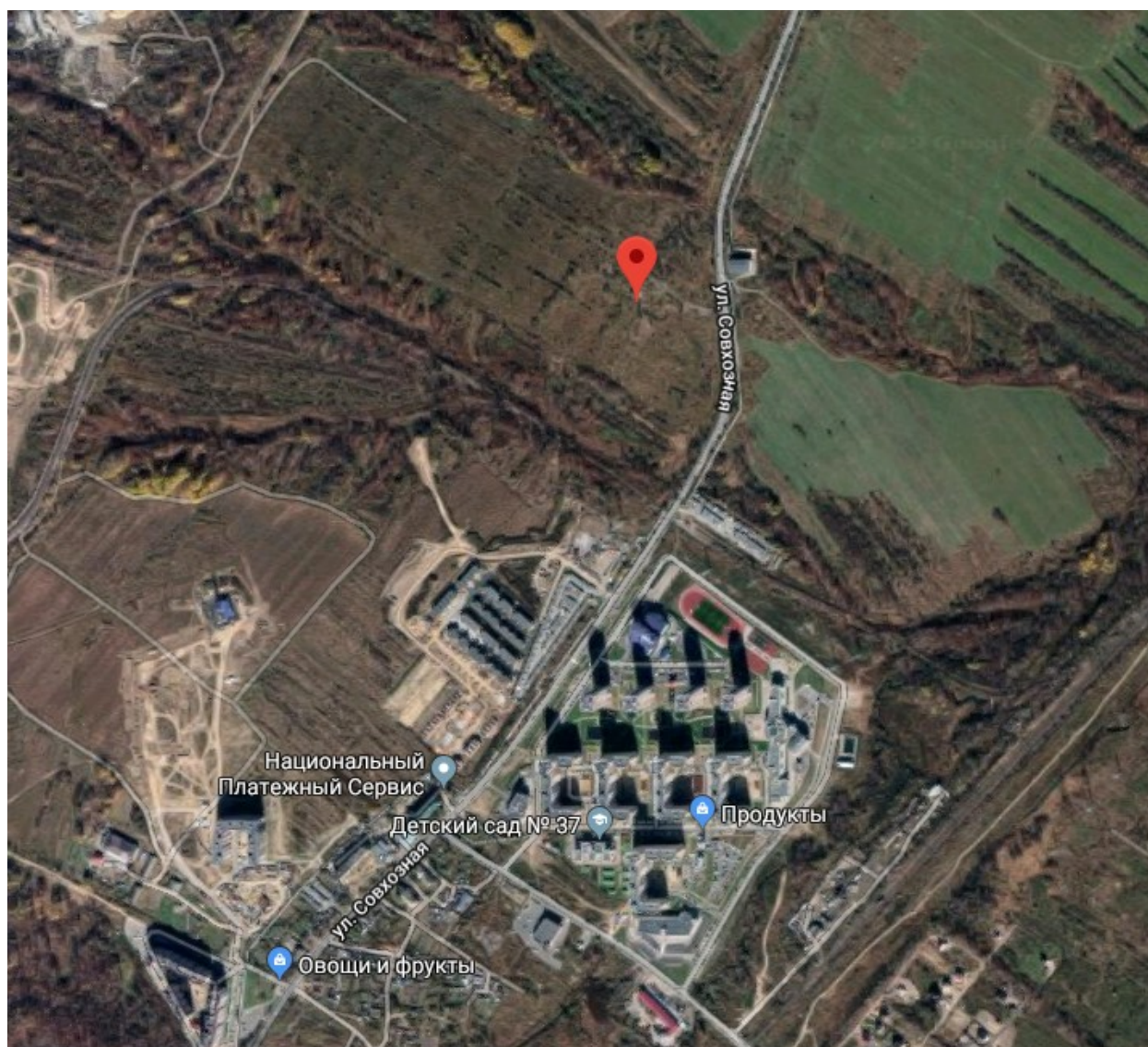


Рисунок 1 – Расположение строящегося жилого комплекса

Микрорайон будет состоять из 17 кирпичных 9-этажных домов. Проектом застройки микрорайона предусмотрено также строительство магазинов,

двухэтажного детского сада, мест социально-бытового и медицинского назначения и других востребованных в современном мире сервисов.

Дворовые территории обустроены площадками для спорта и отдыха. Для разгрузки дворов от скопления автомобилей предусмотрена многоуровневая гараж-стоянка.

2 АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДА

2.1 Источники питания проектируемого жилого комплекса и их анализ

В качестве источника питания проектируемой сети, осуществляющей электроснабжение жилого комплекса, рассматриваются ближайшие подстанции города Хабаровск.

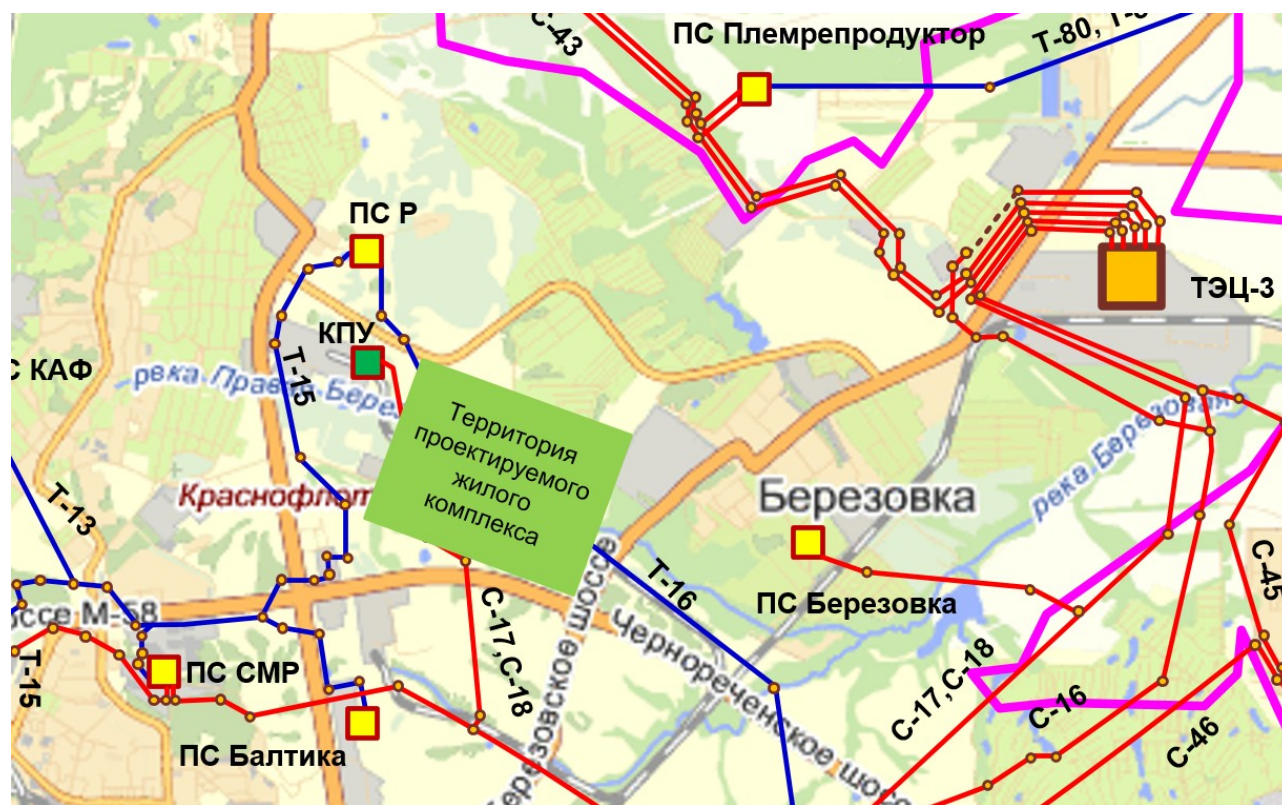


Рисунок 2 – Карта района города Хабаровск и с расположением ближайших подстанций 35 и 110 кВ

Таким образом, возможными источниками питания проектируемого жилого комплекса могут быть следующие подстанции:

- ПС 35/10 кВ Р;
- ПС 35/6 кВ Балтика;
- ПС 110/6 кВ Березовка;
- ПС 110/35/10 кВ Промрепродуктор;
- ПС 110/6 кВ КПУ.

Все указанные подстанции, кроме ПС КПУ, принадлежат АО «ДРСК», поэтому среди возможных источников питания будут рассматриваться первые четыре подстанции.

2.2 Анализ загрузки силовых трансформаторов возможных источников питания проектируемого жилого комплекса

Для определения оптимального источника питания проектируемой сети необходимо провести анализ загрузки ближайших подстанций. Приведём результаты контрольных замеров за 2017-2018 гг.

Таблица 1 – Результаты контрольных замеров

Подстанция	Тр-р	МВА	зима 2018		лето 2018		зима 2017		лето 2017	
			нагрузка, МВА	загрузка, %	нагрузка, МВА	загрузка, %	нагрузка, МВА	загрузка, %	нагрузка, МВА	загрузка, %
ПС 35/10 кВ Р	T1	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	T2	4	0,7	18	0,2	4	0,7	18	0,2	4
ПС 35/6 кВ Балтика	T1	4	0	0	0	0	0	0	0	0
	T2	4	2,7	67	3,4	86	2,7	67	3,4	86
ПС 110/6 кВ Березовка	T1	10	1,8	17,5	0,9	9	1,8	17,5	0,9	9
	T2	10	4,5	44,6	3,1	31	4,5	44,6	3,1	31
ПС 110/35/10 кВ Племремпродуктор	T1	16	6,7	41,9	3,2	20	6,7	41,9	3,2	20
	T2	16	7,5	46,7	2,1	13	7,5	46,7	2,1	13

Из приведённых результатов видно, на ПС Р и ПС Балтика в течение года в работе только один трансформатор, загрузка трансформаторов на ПС Березовка и ПС Промремпродуктор в зимний и летние контрольные замеры не превышает 50%. По результатам контрольных замеров можно сделать вывод, что подключение проектируемого жилого комплекса может быть осуществлено от любой ближайшей подстанции – загрузка трансформаторов не будет являться определяющим критерием для выбора источника питания распределительной сети жилого комплекса.

2.3 Выбор и обоснование источника питания для проектируемого жилого комплекса

Для обеспечения надёжного и бесперебойного электроснабжения проектируемого жилого комплекса необходимо обеспечить два независимых источника питания, поскольку многоквартирные жилые дома с электропищеподачей относятся к 1 категории надежности. При выборе двух независимых источников необходимо, чтобы напряжение низкой стороны

было одинаковым. Таким образом возможно обеспечить электроснабжение от пары подстанций по 6 кВ - ПС Балтика и ПС Березовка, по 10 кВ - ПС Р и ПС Племремпродуктор.

Выбор номинального напряжения распределительной сети осуществляется исходя из следующих условий [10].

Если процент высоковольтной нагрузки напряжением 6 кВ до 30%, то напряжение распределительных линий 10 кВ, принимаем понизительные трансформаторы 10/6.

Если процент высоковольтной нагрузки больше 30% то напряжение распределения должно соответствовать напряжению высоковольтной нагрузки.

Поскольку высоковольтная нагрузка 6 кВ в проектируемом жилом комплексе отсутствует, принимаем напряжение высоковольтной сети – 10 кВ. Тогда электроснабжение жилого комплекса будет осуществляться от ПС Р и ПС Племремпродуктор.

Для электроснабжения проектируемого жилого комплекса, а также уже существующих электроприёмников в районе проектирования необходимо спроектировать РП-10 кВ.

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Расчёт электрических нагрузок коммунально-бытовых потребителей

Расчёт электрических нагрузок выполнен с учётом всех потребителей расположенных или намеченных к размещению в пределах выбранного района. Электрические нагрузки существующих коммунально-бытовых потребителей установлены согласно проекта.. Электрические нагрузки наружного освещения в районе новой застройки приняты в размере 4% от осветительно-бытовой нагрузки на шинах ТП. Нагрузки наружного освещения вошли в состав равномерно распределённой нагрузки.

При числе часов использования максимума нагрузок 3400 (на шинах ТП) потребление электроэнергии на коммунально-бытовые нужды на уровне 2020 года составит 788,5 млн.кВт часов в год. При численности населения города на 2020 год 230,0 тыс. человек, удельное электропотребление на 2020 год составит 3428 кВт*час на человека в год.

К 2020 году прирост нагрузок на шинах ТП городских электрических сетей составит 72%, что соответствует среднегодовым темпан роста в размере 3,5%, в том числе, коммунально-бытовых – 3,8%.

Электрические нагрузки определяются для выбора и проверки токоведущих элементов (шин, кабелей, проводов), силовых трансформаторов, компенсирующих устройств, выбора защиты сетей и электрооборудования.

Электропотребление потребителей селитебных зон рассматривается для двух уровней: квартиры с электрическими плитами и газифицированные квартиры. Расход определяется электроосвещением и работой электроприемников повседневного применения (электронагревательные приборы, холодильники и пр.). Расчет электрических нагрузок производится методом, представленным в [1].

Расчетная нагрузка жилого дома ($P_{р.ж.д.}$) определяется по формуле:

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

где $P_{к.в.уд}$ – удельная нагрузка электроприемников квартир, принимаемая по таблице 2.1.1. содержащейся в [1] (в зависимости от числа квартир присоединенных к линии, типа кухонных плит и наличия бытовых кондиционеров воздуха) кВт/квартиру; n – количество квартир, присоединенных к линии.

Реактивная мощность определяется по формуле:

$$Q_{\Sigma жд} = tg_{\Sigma жд} \cdot \varphi \text{ квар.} \quad (2)$$

Мощность электродвигателей насосов водоснабжения, вентиляторов и других сантехнических устройств определяется по их установленной мощности с учетом коэффициента спроса по табл 2.1.3. [1];

$$P_{ст.у} = k_c \sum_{i=1}^n P_{ст.у}, \quad (3)$$

где k_c – коэффициент спроса силовых электродвигателей, $k_c = 0,9$.

Так для жилого дома расчетная нагрузка определяется с учетом $P_{ст.у}$ и коэффициента участия в максимуме нагрузки силовых электроприемников, равному 0,9:

$$P_{р.ж.д.} = P_{к.в.уд} \cdot n + 0,9P_{ст.у} = 3 \cdot 298 + 0,9 \cdot 4 = 900 \text{ кВт},$$

$$Q_{\Sigma жд} = tg_{\Sigma жд} \cdot \varphi = 900 \cdot 0,4 = 360 \text{ квар.}$$

При расчете электрической нагрузки общественно-коммунальных потребителей принимают в соответствии табл 2.2.1. [1] удельную нагрузку на одно место или квадратный метр используемой площади.

В таблице представлен фонд зданий жилого комплекса, а также расчетная активная, реактивная и полная нагрузка.

Таблица 2 - Здания и сооружения на проектируемом квартале

Наименование	P, кВт	Q, кВар	tg φ	S (для одного дома), кВА
1	2	3	4	5
Жилой дом 9 этажей (17 домов согласно проекта)	900	360	0,4	970
магазин 2 эт.	103,5	41,4	0,4	120
закрытая стоянка	50	20	0,4	53

3.2 Расчет уличного освещения

Интеллектуальные системы уличного освещения

На уличное освещение расходуется около 40 % от общего энергопотребления города. Использование интеллектуальных систем управления уличным освещением позволяет сократить энергетические и эксплуатационные расходы. Уменьшение энергопотребления в размере 30–50 % важно не только в экономическом плане – это реальный вклад в решение проблемы изменения климата и эффективного использования ресурсов.

Нагрузка уличного освещения ориентировочно определяется исходя из следующих значений:

- магистральные улицы районного значения - 30-50 кВт/км погонной длины проездов;
- улицы местного значения, улицы жилых районов – 7-10 кВт/км погонной длины проездов;
- внутренние проезды, аллеи на территории микрорайонов – 3,5 кВт/км погонной длины;
- внутриквартальные территории – 1,2 кВт/км погонной длины.

$$P_{но} = 10 \cdot l, \quad (4)$$

где l – погонная длина, км.

Нагрузка освещения улицы Совхозная вдоль квартала:

$$P_{но} = 10 \cdot 0,8 = 8 \text{ кВт}$$

Исходные и расчетные значения сведены в таблицу.

Таблица 3 - Исходные и расчетные значения для определения электрической нагрузки уличного освещения

Название улицы	Длина дороги, км	Удельная мощность, кВт/км	$P_{но.}$, кВт
1	2	3	4
Воронежское шоссе	0,8	10	8
Березовское шоссе	0,8	10	8
Совхозная	1,08	10	10,8
Трехгорная	1,08	10	10,8
Итого	-	-	37,6

Определяем нагрузку внутриквартального освещения отдельно для каждой ТП. Результаты расчетов сводим в таблицу.

Таблица 4 - Расчет внутриквартального освещения

Номер ТП	Нагрузка, кВт	Номер ТП	Нагрузка, кВт
1	2	3	4
1	24	6	36
2	36	7	29
3	29	8	36
4	29	9	29
	Суммарная нагрузка на освещение		249

4.1 Определение расчетных мощностей на участках линий 0,4 кВ

Трасса линии выбирается так, чтобы не загромождать проезжую часть и обходится без дополнительных опор при устройстве вводов в здания.

Расчетные мощности на участках линий 0,4 кВ определяются путем суммирования расчетных нагрузок на вводах потребителей. Расчетные нагрузки на вводах в производственные, общественные и коммунальные предприятия, здание и сооружения представлены в табл. 1. Суммирование нагрузок производится с учетом коэффициента одновременности работы потребителей. Если суммируемые нагрузки не отличаются по величине друг от друга более чем в четыре раза, то расчетные мощности участка определяются по формулам:

$$P_{\partial} = K_{\partial} \cdot n \cdot P_{уст} K_{\partial} , \quad (5)$$

$$P_{в} = K_{в} \cdot n \cdot P_{уст} K_{в} , \quad (6)$$

где K_{∂} - коэффициент одновременности, зависящий от количества потребителей;

K_{∂} , $K_{в}$ – коэффициенты дневного и вечернего максимума .

$P_{уст}$ – установленная мощность потребителя, кВт;

Коэффициенты дневного и вечернего максимумов принимаются для производственных потребителей $K_{\partial} = 1$; $K_{в} = 0,6$; для бытовых потребителей $K_{\partial} = 0,6$; $K_{в} = 1$; для смешанной нагрузки $K_{\partial} = K_{в} = 1$.

Суммирование нагрузок участков линий с разнородными потребителями или отличающихся по величине более чем в четыре раза производится по таблице.

Полные расчетные мощности на участке линии определяются по формулам:

$$S_{\partial} = \frac{P_{\partial}}{\cos \varphi_{\partial}} , \quad (7)$$

$$S_{\varphi} = \frac{P_{\varphi}}{\cos \varphi_{\varphi}}. \quad (8)$$

Расчетные реактивные мощности определяются по следующим формулам:

$$Q_{\delta} = P_{\delta} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\delta}, \quad (9)$$

$$Q_{\varphi} = P_{\varphi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\varphi} \quad (10)$$

В таблице № 5 представлены расчетные мощности в линиях ТП.

4.2 Выбор сечений распределительной сети 0,4 кВ

Выбор площади сечения осуществляется по расчетному току с последующей проверкой выбранного сечения проводов на потерю напряжения. Для параллельно работающих линий в качестве расчетного тока принимается ток после аварийного режима.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{p.m.} = \frac{S_{p.l.}}{U_{н} \cdot \sqrt{3}}, \quad (11)$$

где $S_{p.l.}$ - расчетная нагрузка линии из таблицы 5, кВА;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение.

По расчетному току определяется из таблицы сечение линий и проверяется по потере напряжения.

Потерей напряжения называется разность потенциалов в начале и в конце какого-либо участка сети, а отклонением напряжения - разность напряжений на зажимах электроприемника от его номинального значения.

Нормально допустимое значение отклонения напряжения 5 %, предельно допустимое –10 %.

Потеря напряжения в линиях до 35 кВ определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100\%, \quad (12)$$

где I - рабочий максимальный ток,

L - длина линии в км,

$U_{ном}$ - номинальное напряжение,

r_0 и x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Расчетный ток для ТП 600Г определяется:

$$I_{р.м.} = \frac{S_{р.л.}}{U_{ном} \cdot \sqrt{3}} \quad (13)$$

$$I_{р.м.} = \frac{62,1}{0,38\sqrt{3}} = 93,15 \text{ А}$$

Выбирается кабель сечением фазных проводов 120 мм² и сечением нулевого провода – 75 мм².

Выполняется проверка по потере напряжения:

$$\Delta U = 93,15 \times 0,09 \times \frac{\sqrt{3}}{380} (0,5 \times 0,8 \times 0,03 \times 0,6) 100 = 0,538 \%$$

Данные расчетов по всем ТП района сводятся в таблицу.

Таблица 5 - Отклонение напряжения в линиях 0,4

№ ТП	№ лин.	S_p , кВА	$I_{п.ав}$, А	Марка провода	Сечение мм ²	L, км	ΔU %
1	2	3	4	5	6	7	8
600 В	1	210	297,5	АПВВЭ	3*240 + 90	0,168	0,112
	2	210	297,5	АПВВЭ	3*240 + 90	0,168	0,112
	3	210	297,5	АПВВЭ	3*240 + 90	0,168	0,112
600 Г	1	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,142	0,538

Продолжение таблицы 5

1	2	3	4	5	6	7	8
600 Д	1	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712
	1	190	312,331	АПВВЭ	2*(3*120 + 75)	0,087	0,712

600 E	2	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
600 K	1	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
600 Л	1	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
600 М	1	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
600 Н	1	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	2	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	3	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
	4	242,509	353,208	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,142	0,538
600 П	1	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	2	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	3	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712
	4	190	312,331	АПВВЭ	$2*(3*120 + 75)$	0,087	0,712

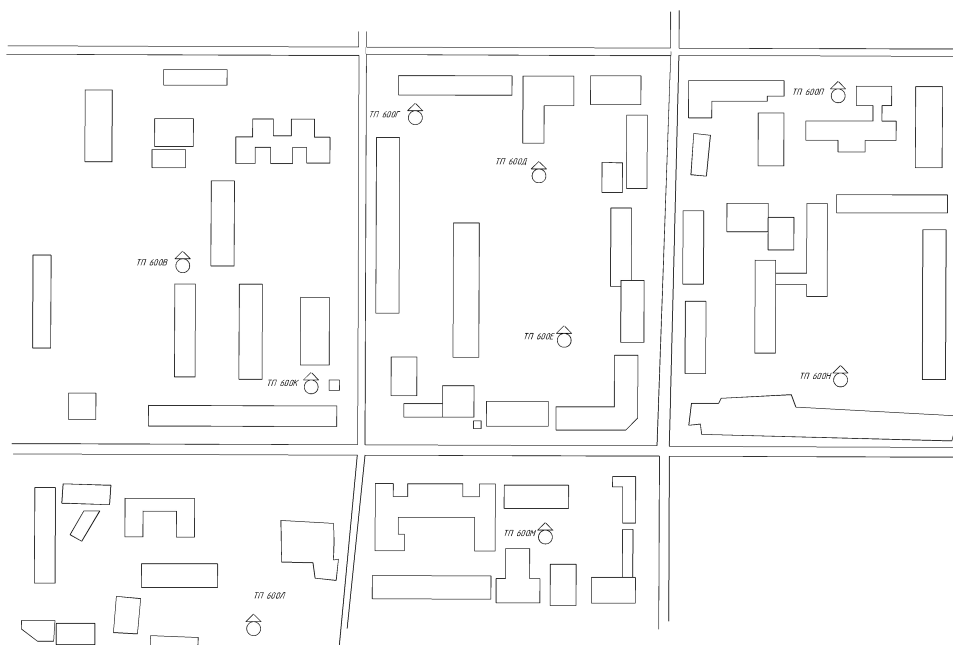


Рисунок 3 – Место расположение ТП

4.3 Выбор схемы распределительной сети 0,4 кВ

При кабельных линиях напряжением 0,38 кВ целесообразна работа петлевых схем без их размыкания, так как в таких случаях практически совпадают естественное и соответствующее минимуму потерь электроэнергии (вследствие преобладания активных сопротивлений линий)

потокораспределения. Но в таком случае необходимо включение разделительного плавкого предохранителя в цепи наименее нагруженной линии. Номинальный ток такого предохранителя выбирается на две-три ступени меньше, чем у предохранителей головных участков петлевой линии. В таких схемах экономически целесообразное потокораспределение принимается за расчетное.

5 ВЫБОР ТП

5.1 Выбор числа и мощности ТП

Трансформаторные подстанции 10(6)—20/0,38 кВ выполняются с одним и двумя понижающими трансформаторами. Одно трансформаторные ТП по

требованиям надежности электроснабжения могут применяться как в жилых районах малоэтажной застройки, так и при зданиях до 16 этажей. Вместе с тем, при зданиях девять этажей и более, может быть экономически обоснованным применение двух трансформаторных ТП с трансформаторами мощностью по 400 или 630 кВА. При жилых зданиях 17 этажей и выше и наличии крупных общественных зданий, относящихся к первой категории, по требованиям надежности электроснабжения должны применяться ТП мощностью 2 x 630 кВА (10(6)—20 кВ) и в отдельных случаях 2 x 1000 кВА.

Мощность трансформатора в нормальных условиях эксплуатации должна обеспечивать питание электрической энергией всех потребителей, подключенных к данной подстанции. Кроме того, нужно учитывать необходимость обеспечения ответственных потребителей (I и II категорий) электрической энергией и в случае аварии на одном из трансформаторов, установленных на подстанции.

В районе проектируемой РП на территории квартала к электроприёмникам 2 категории относятся дома высотой 17 этажей с электропищеприготовлением.

К 3 категории относятся все остальные электроприемники, не вошедшие в определение 1 и 2 категорий.

К электроприёмникам 3 категории, присоединённым к проектируемым ТП на территории квартала, относятся жилые дома высотой 4-5 этажей.

Рекомендуется применять унификацию номинальных мощностей трансформаторов, устанавливаемых в проектируемом районе города. ТП размещаются в центрах нагрузок потребителей, питающихся от них, но с учетом условий пожарной безопасности, требований градостроительства и наличия подъездных дорог.

В таблице сведены электрические нагрузки по каждой ТП с учетом нагрузки уличного освещения, в соответствии с которыми выбираются мощности трансформаторов напряжением 10/0,4 кВ.

Выбор мощности трансформаторов осуществляется по максимальной рабочей мощности:

$$S_{\text{тр}} \geq S_p / (K_3 \cdot N), \quad (14)$$

где K_3 - номинальный коэффициент загрузки трансформатора;

N – количество трансформаторов.

Фактический коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме должен находиться в пределе:

$$K_{\text{эф}} = S_p / (S_{\text{нтр}} \cdot N) \leq K_3. \quad (15)$$

Для ТП 600 В фактический коэффициент загрузки составляет:

$$K_{\text{эф}} = \frac{650}{630 \times 2} = 0,52$$

Нагрузочная способность выбранных трансформаторов проверяется по условиям работы в аварийном режиме и для двухтрансформаторных подстанций определяется:

$$K_{\text{з п/ав}} = S_p / S_{\text{нтр}} \leq 1,4. \quad (16)$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора на ТП 600 В составит:

$$K_{\text{з п/а}} = \frac{650}{630} = 1,03$$

По формулам проверяется мощность выбранных трансформаторных подстанций с коммунально-бытовыми потребителями. Результаты расчетов и выбранные мощности и трансформаторы заносятся в таблице.

Таблица 6 - Выбор трансформаторов на ТП

№ ТП	S,кВА	N тр.	K_3	$S_{\text{нтр}}$,кВА	$K_{\text{эф}}$	$K_{\text{з п/ав}}$
1	2	3	4	5	6	7
600 В	650	2	0,75	630	0,52	1,03
600 Г	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
600 Д	760	2	0,75	630	0,6	1,21

600 Е	760	2	0,75	630	0,6	1,21
600 К	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
600 Л	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
600 М	760	2	0,75	630	0,6	1,21
600 Н	970	2	0,75	1000	0,49	0,97
600 П	760	2	0,75	630	0,6	1,21

В результате расчета видно, что по условиям работы в аварийном режиме выбранные трансформаторы соответствуют условию проверки.

Таблица 7 - Марка и параметры выбранных трансформаторов

№ ТП	Марка	ΔP_x , кВт	ΔP_k , кВт	U_k , %	I_x , %
1	2	3	4	5	6
600В, 600Д, 600Е, 600М, 600П	ТМ - 630/10	2,27	7,6	5,5	2
600Г, 600К, 600Л, 600Н	ТМ-1000/10	3,3	11,6	5,5	3

Передача реактивной мощности из системы к потребителям нерациональна поскольку возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью, и дополнительные потери напряжения в питающих сетях.

5.2 Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности является одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности работы электрооборудования.

При выборе мощности трансформаторов на ТП одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной

мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть до 1 кВ. В соответствии с инструкцией компенсация реактивной мощности для потребителей не предусматривается.

5.3 Выбор схемы и конструкции ТП

ТП 10(6)—20 кВ в отечественной практике обычно выполняются в виде отдельно стоящих сооружений. Перспективными конструкциями ТП являются:

1) специальные конструкции компактных ТП, основанные на применении специализированной аппаратуры и изоляции (элегаз, твердые смолы, сшитый полиэтилен и др.);

2) комплектные, индустриального типа;

3) в обоснованных случаях встроенные в жилые и общественные здания.

5.4 Определение потерь мощности в трансформаторах

Потери напряжения в трансформаторах мощностью 630 кВт двух трансформаторных ПС определим по справочным данным. Справочные данные сводим в таблицу.

Таблица 8 - Справочные данные

ТП	Марка	ΔP_{T} кВт	ΔQ_{T} , кВт
1	2	3	4
Двухтрансформаторная ТП	ТМ - 1000/10	5,5	30
Двухтрансформаторная ТП	ТМ - 630/10	3,36	36

6 ПРОЕКТИРОВАНИЕ СЕТИ 6-10 кВ

6.1 Выбор схемы распределительной сети 6-10 кВ

В качестве распределительной сети выбираем схему, представленную двумя петлями.

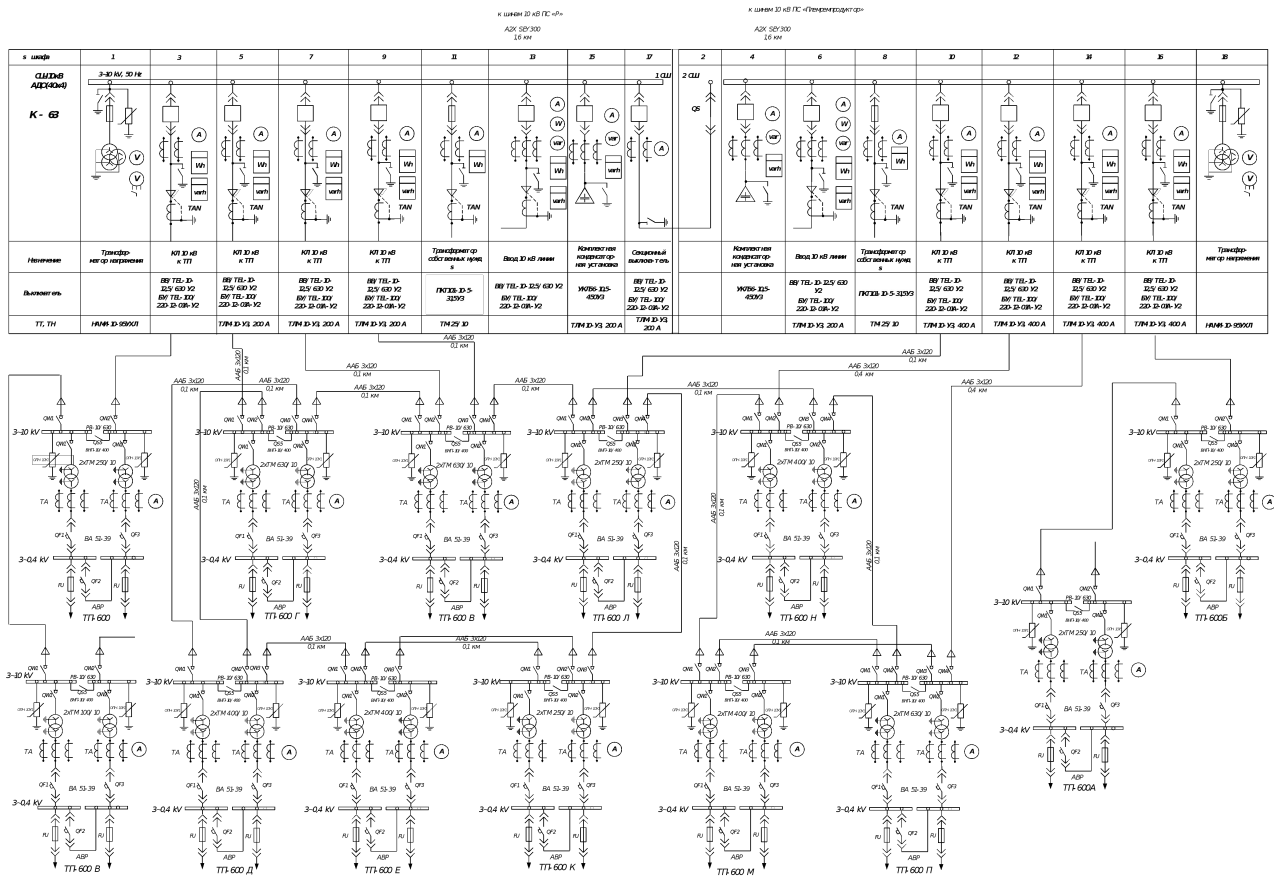


Рисунок 4 – Распределительная сеть, представленная двумя петлями

Произведем расчет схем распределительной сети, представленной двумя петлями для РП.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P \max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (17)$$

Для участка сети РП – 600Г расчётный ток определяется:

$$I_{P \max} = \frac{1380}{\sqrt{3} \times 0,5} = 2019,59 \text{ А}$$

Результаты расчета сведем в таблицу.

Таблица 9 – Расчет схемы

Участок сети	L, км	I _p , А	S _{присоединённая} , кВА	S _p , кВА
1	2	3	4	5
РП – 600Г	0,1	2019,59	1624	1380
РП – 600В	0,1	1395,99	1113	946
РП – 600В	0,1	1873,10	1563	1329

РП – 600Л	0,1	2019,59	1624	1380
РП – 600П	0,4	1406,75	1175	999
РП – 600Н	0,4	3267,92	2823	2258

6.2 Выбор сечений распределительной сети 10 кВ

Для выбора сечений жил кабелей по нагреву определяется расчетный ток, выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{P\max} = \frac{S_P}{\sqrt{3}U_{НОМ}}, \quad (18)$$

Выбирается стандартное сечение по длительно допустимому току.

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{доп} = I_{доп. табл.} \cdot K_n \cdot K_Q. \quad (19)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле;

K_Q – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

В нормальном режиме наибольший ток определяется как:

$$I_{нб} = \frac{P_p}{\sqrt{3}U_{НОМ} \cos \varphi}, \quad (20)$$

где P_p – активная нагрузка питающего КТП кабеля, кВт;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{доп} \geq I_{нб}. \quad (21)$$

Осуществляется проверка по условию работы КЛ в послеаварийном режиме при отключении одного кабеля, с учетом коэффициента аварийной перегрузки:

$$K_{ав} = 1,35 I_{доп} \geq I_{нб-ав}. \quad (22)$$

Для участка сети РП – 600Г наибольший ток равен:

$$I_{нб} = \frac{552}{\sqrt{3} \times 0,5 \times 0,4} = 201,59$$

Определяем длительно допустимый ток для КЛ, т.е. исходя из расчетного тока, выбираем длительно допустимый ток.

Исходные данные и результаты расчетов представлены в таблице .

Таблица 10 - Выбор сечения и марки кабельных линий 10 кВ для РП

Участок сети	L, км	Sp, МВА	I _р , А	Марка КЛ
1	2	3	4	5
РП – 600Г	0,1	1,380	201,59	ААБ 3х120
РП – 600В	0,1	0,946	139,99	ААБ 3х120
РП – 600В	0,1	1,329	187,10	ААБ 3х120
РП – 600Л	0,1	1,380	201,59	ААБ 3х120
РП – 600П	0,4	0,999	140,75	ААБ 3х120
РП – 600Н	0,4	2,258	326,92	ААБ 3х120
ТП 600Г - ТП 600Д	0,1	1,380	201,59	ААБ 3х120
ТП 600К - ТП 600Е	0,1	0,861	129,45	ААБ 3х120
ТП 600К - ТП 600Л	0,1	0,993	140,99	ААБ 3х120
ТП 600В - ТП 600Л	0,1	1,364	196,32	ААБ 3х120
ТП 600Н - ТП 600Л	0,1	1,329	193,11	ААБ 3х120
ТП 600Н - ТП 600М	0,1	0,934	138,13	ААБ 3х120
Суммарные значения	1,8		3578	

6.3 Выбор сечений питающей сети 10 кВ

Выбор сечений жил кабелей питающей сети осуществляется аналогично: по нагреву определяется расчетный ток, выбирается стандартное сечение, соответствующее ближайшему большему току. Длина линий составляет 1,6 км.

Результаты расчёта сведены в таблицу.

Таблица 11 – Расчёт нагрузок

секция №	Сумма максимумов нагрузок ТП, присоединённых к секции РП, кВт норм.реж/п.ав.реж	Допустимый ток в нормальном режиме / расчётный ток, А	Допустимый ток в послеаварийном режиме / расчётный ток, А	Марка и сечение кабеля
1	2	3	4	5
1	6256 / 13810	608 / 263	686 / 580	A2X SEY300
2	7554 / 13810	608 / 317	686 / 580	A2X SEY300

6.4 Выбор схемы и конструкции РП

Распределительный пункт 10 кВ РП характеризуется транзитной мощностью, экономически целесообразное значение которой в современный период составляет 13,810 МВт при напряжении 10 кВ. Основным фактором, определяющим осуществление РП в городских электросетях, является упрощение эксплуатации распределительных электросетей 10 кВ сравнительно с вариантом непосредственного присоединения последних к шинам 10 кВ источника питания – шины 10 кВ ПС Племремпродуктор. При учете только технико-экономических показателей осуществление РП может быть оправданно:

- удаленностью района расположения ТП 10/0,4 кВ от источника питания более 3 км и существенном сокращении протяженности линий распределительной сети 10кВ;

- существенном сокращении количества ячеек выключателей на шинах 10 кВ источника питания – ПС Племремпродуктор.

РП напряжением 10 кВ выполняется в виде отдельно стоящего здания.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КЗ

7.1 Расчет токов короткого замыкания в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП

Токи КЗ рассчитываются по упрощенной расчетной схеме и схеме замещения. Расчет выполним на примере ТП 600 В.

Сопrotивления силового трансформатора находятся по формуле:

$$R_m = \frac{\Delta P_k \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.т}^2}; \quad (23)$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение – 0,4 кВ,

$$Z_T = \frac{U_{к\%ном} \times U^2}{100 \times S_{Тном}} \quad (24)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}. \quad (25)$$

Трехфазный ток КЗ на шинах 0,4 кВ подстанции 10/0,4 кВ в точке К1 находится по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times (Z_a + Z_T)}, \quad (26)$$

где Z_a – сопротивление аппаратуры, принимается $Z_a = 15$ мОм.

Ток двухфазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(2)} = I_k^{(3)} \cdot 0,87. \quad (27)$$

Затем определяются сопротивления кабельной линии по формулам:

$$X_{кл} = X_0 \cdot L \quad (28)$$

$$R_{кл} = R_0 \cdot L, \quad (29)$$

где X_0 , R_0 – удельные реактивное и активное сопротивления кабельной линии.

Полное сопротивление кабельной линии находится по формуле:

$$Z_{л} = \sqrt{R_{л}^2 + X_{л}^2} \quad (30)$$

Трехфазный ток в точке КЗ-2, в конце кабельной линии определяется по формуле:

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \times (Z_{л} + Z_{т})} \quad (31)$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_k^{(1)} = \frac{U_{ф}}{\left(\frac{Z_{л} + Z_{тр}}{3}\right)}, \quad (32)$$

где $U_{ф}$ - фазное среднее напряжение, $U_{ф} = 230$ В

$Z_{л}$ - сопротивление петли "фаза-нуль",

$$Z_{л} = \sqrt{((R_{оф} + R_{ОН})^2 + (2 \times X_0 \text{ ж})^2)}, \quad (33)$$

где $R_{оф}$ - удельное активное сопротивление фазного провода до точки КЗ;

$R_{ОН}$ - удельное активное сопротивление нулевого провода до точки КЗ;

$Z_{тр}/3$ - 1/3 полного сопротивления трансформатора 10/0,4 кВ, приведенное к напряжению 0,4 кВ.

Если сечение фазного и нулевого проводов одинаково, то $Z_{л}$ определяется по формуле:

$$Z_{л} = 2 \cdot Z_{л} \quad (34)$$

Приведем в таблице расчет токов КЗ для ТП 600В, расчетная схема которой представлена на рисунке, а схема замещения на рисунке.

$$R_{т} = (2,27 \cdot 400^2) / 630^2 = 2,27 \text{ мОм}$$

$$Z_{тр} = (5,5 \cdot 400^2) / (100 \cdot 630) = 13,968 \text{ мОм}$$

$$X_{тр} = \sqrt{13,96^2 + 2,27^2} = 13,938 \text{ мОм}$$

$$Z_a = 15 \text{ МОМ}$$

$$I_{k1}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 15) = 7,967 \text{ кА};$$

$$I_{k1}^{(2)} = 0,87 \cdot 7,97 = 6,936 \text{ кА}$$

Л-1:

$$X_{\pi} = 0,064 \cdot 241 = 15,424 \text{ МОМ}$$

$$R_{\pi} = 0,253 \cdot 241 = 60,973 \text{ МОМ}$$

$$Z_{\pi} = \sqrt{15,424^2 + 60,973^2} = 62,894 \text{ МОМ}$$

$$I_{k2}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 62,894) = 16,459 \text{ кА};$$

$$I_{k2}^{(2)} = 16,459 \cdot 0,87 = 14,319 \text{ кА}$$

$$Z_{\pi} = 2 \cdot Z_{\pi} = 125,787 \text{ МОМ}$$

$$I_{k2}^{(1)} = 230 / (125,787 + 13,968/3) = 1,018 \text{ кА}$$

Л-2:

$$X_{\pi} = 0,064 \cdot 215 = 13,76 \text{ МОМ}$$

$$R_{\pi} = 0,253 \cdot 215 = 54,395 \text{ МОМ}$$

$$Z_{\pi} = \sqrt{13,76^2 + 54,395^2} = 56,108 \text{ МОМ}$$

$$I_{k3}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 56,108) = 3,296 \text{ кА};$$

$$I_{k3}^{(2)} = 3,296 \cdot 0,87 = 2,868 \text{ кА}$$

$$Z_{\pi} = 2 \cdot Z_{\pi} = 112,217 \text{ МОМ}$$

$$I_{k3}^{(1)} = 230 / (112,217 + 13,968/3) = 1,136 \text{ кА}$$

Л-3

$$X_{\pi} = 0,079 \cdot 138 = 10,902 \text{ МОМ}$$

$$R_{\pi} = 0,208 \cdot 138 = 28,704 \text{ МОМ}$$

$$Z_{\pi} = \sqrt{10,902^2 + 28,704^2} = 30,705 \text{ МОМ}$$

$$I_{k4}^{(3)} = 400 / \sqrt{3} (13,968 + 30,705) = 5,17 \text{ кА};$$

$$I_{k4}^{(2)} = 5,17 \cdot 0,87 = 4,498 \text{ кА}$$

$$Z_n = 2 \cdot 30,705 = 61,409 \text{ мОм}$$

$$I_{k4}^{(1)} = 230 / (61,409 + 13,968/3) = 2,01 \text{ кА}$$

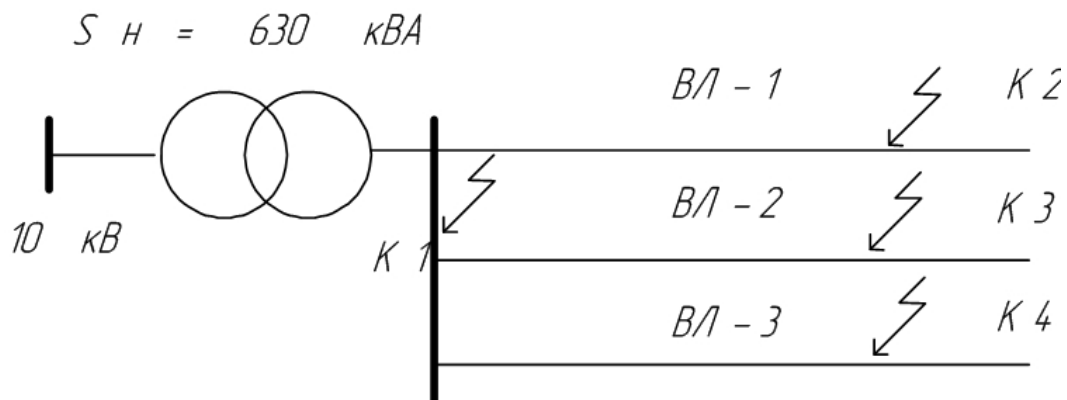


Рисунок 5 - Расчетная схема

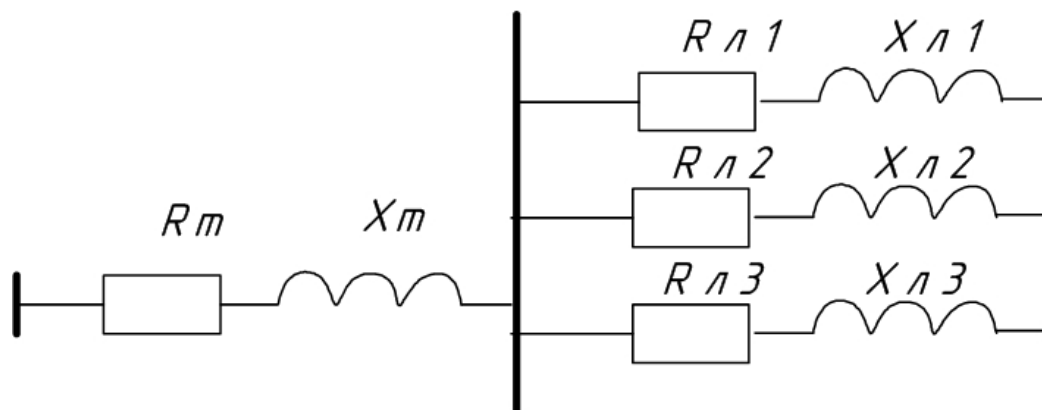


Рисунок 6 - Упрощенная схема замещения

Таблица 12 – Расчет токов КЗ в сетях 0,4 кВ и на шинах ТП 600В

Элемент схем	L, м	Удельное сопротивление		Сопротивление, мОм			Токи КЗ, кА		
		$\frac{X_0}{\text{Ом/км}}$	$\frac{R_0}{\text{Ом/км}}$	R	X	Z	I_k^3	I_k^2	I_k^1

Трансформатор 630 кВА	-	-	-	2,27	13,938	13,968	7,967	6,936	-
Л 1	241	² 0,064	0,253	60,973	15,424	62,894	16,459	14,319	1,018
Л 2	215	⁵ 0,064	0,253	54,395	13,76	56,108	3,296	2,868	1,136
Л 3	138	0,079	0,208	28,704	10,902	30,705	5,17	4,798	2,01

7.2 Расчет токов короткого замыкания на 10 кВ

Составим схему замещения короткого замыкания сети 10 кВ от шин РП:

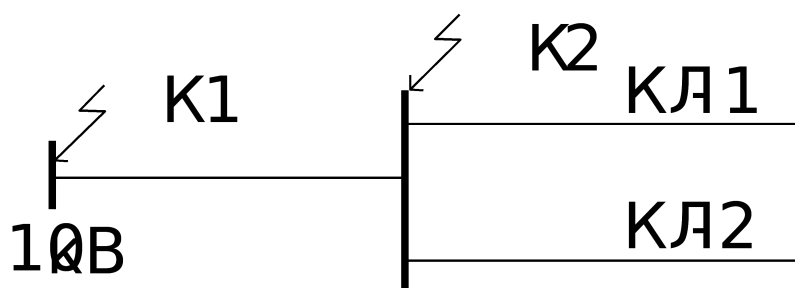


Рисунок 7 - Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания сети 10 кВ

Составим расчетную схему замещения короткого замыкания сети 10 кВ:

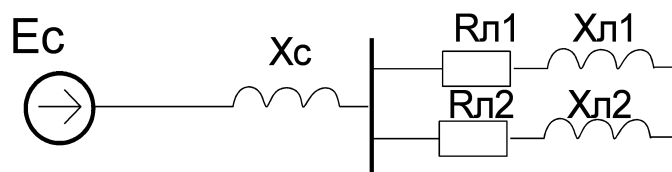


Рисунок 8 - Расчетная схема замещения короткого замыкания на 10 кВ

Сопротивление системы:

$$X_c = \frac{10500}{\sqrt{3} \cdot 10000} = 0.606$$

Определяем самый короткий участок в петлях. Примем участок РП – ТП600В

.....
км

Определим ток на головных участках: $I=191,5$ А. Выберем кабель с сечением $3*70$ с алюминиевыми жилами.

Активное сопротивление:

мОм/м

Индуктивное сопротивление

мОм/м

Определяем самый длинный участок в петлях. Примем участок РП – ТП600Д:

км

Определим ток на головных участках: $I=257,6$ А. Выберем кабель с сечением $3*120$ с алюминиевыми жилами.

Активное сопротивление:

Индуктивное сопротивление:

$$X_2 = 0.08$$

Сопротивление кабелей

$$X_{кп1} = L_1 \times X_1 \tag{35}$$

$$X_{кп1} = 0.074 \times 0.082 = 0.006 \text{ мОм}$$

$$X_{кп2} = L_2 \times X_2 \text{ мОм} \tag{36}$$

$$X_{кп2} = 0,752 \times 0.08 = 0.06 \text{ мОм}$$

$$R_{кп1} = L_1 \times R_1 \text{ мОм} \tag{37}$$

$$R_{кп1} = 0.074 \times 0.447 = 0.033 \text{ мОм}$$

$$R_{к12} = L_2 \times R_2 \text{ мОм} \quad (38)$$

$$R_{к12} = 0,752 \times 0.261 = 0.196 \text{ мОм}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для первой точки:

$$X_{\Sigma 1к11} = X_C + X \text{ мОм} \quad (39)$$

$$X_{\Sigma 1} = 0.606 + 0.006 = 0.612 \text{ мОм}$$

$$R_{\Sigma 1к11} = R \text{ мОм} \quad (40)$$

$$R_{\Sigma 1} = 0.033 \text{ мОм}$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2} \text{ мОм} \quad (41)$$

$$Z_{\Sigma 1} = \sqrt{0.612^2 + 0.033^2} = 0.613 \text{ мОм}$$

$$U := 10.5$$

$$I_{R2} = \frac{U}{\sqrt{3} \times X_{\Sigma 1}} \quad (42)$$

$$I_{R2} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \times 0.613} = 9.901$$

Определим постоянную затухания апериодической составляющей:

$$\omega := 314$$

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 1}}{\omega \times R_{\Sigma 1}} \text{ с} \quad (43)$$

$$T_{a2} = \frac{0.613}{314 \times 0.033} = 0.059 \text{ с}$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} \quad (44)$$

$$\lambda_2 = e^{0.028} = 0.844$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд2} = 1 + \lambda_2 \quad (45)$$

$$K_{уд2} = 1 + 0,844 = 1,844$$

Ударный ток:

$$i_{уд}^K = i_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{R2} \text{ кА} \quad (46)$$

$$i_{уд} = 1.844 \times \sqrt{2} \times 9.901 = 25,819 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток короткого замыкания для второй точки:

$$X_{\Sigma 2кз} = X_C + X \text{ МОм} \quad (47)$$

$$X_{\Sigma 2} = 0.606 + 0.06 = 0.666 \text{ МОм}$$

$$R_{\Sigma 2} = R_{кз2} = 0.196 \text{ МОм}$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{X_{\Sigma 2}^2 + R_{\Sigma 2}^2} \text{ МОм} \quad (48)$$

$$Z_{\Sigma 2} = \sqrt{0.666^2 + 0.196^2} = 0,695 \text{ МОм}$$

$$U := 10.5$$

$$I_{R2} = \frac{U}{\sqrt{3} \times X_{\Sigma 2}} \quad (49)$$

$$I_{R2} = \frac{10.5}{\sqrt{3} \times 0.666} = 9,097$$

Определим постоянную затухания апериодической составляющей:

$$\omega := 314$$

$$T_{a2} = \frac{X_{\Sigma 2}}{\omega \times R_{\Sigma 2}} \text{ с} \quad (50)$$

$$T_{a2} = \frac{0.666}{314 \times 0.196} = 0.011 \text{ с}$$

Коэффициент затухания апериодической составляющей:

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{T_{a2}}} \quad (51)$$

$$\lambda_2 = e^{\frac{-0.01}{0.003}} = 0.397$$

Ударный коэффициент:

$$K_{уд2} = 1 + \lambda_2 \quad (52)$$

$$K_{уд2} = 1 + 0,397 = 1,397$$

Ударный ток:

$$i_{уд} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{R2} \text{ кА} \quad (53)$$

$$i_{уд} = 1.397 \times \sqrt{2} \times 9,097 = 17,968 \text{ кА}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания занесем в таблицу.

Таблица 13 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	$I^{(3)}$, кА	$i_{уд}$, кА	Куд
1	2	3	4
К – 1	9,901	25,819	1,844
К – 2	9,097	17,968	1,397

8 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ 10 кВ

8.1 Выбор комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства 10 кВ делятся на:

- комплектные стационарные РУ одностороннего обслуживания (камеры К-63);

- комплектные РУ, имеющие выкатные ячейки (камеры КРУ).

Камеры К-63 рассчитаны для работы при температуре от -20 до +35°C (исполнение У3) и от +1 до +35°C (исполнение У4).

Основные технические данные КСО 393 приведены в таблице 13.

Таблица 14-Основные технические данные К-63

Параметры	Значения
1	2
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток первичных цепей	400,630,1000 А
Номинальный ток отключения камер с выключателями нагрузки и предохранителями	20 кА(6 кВ), и 12кА(10 кВ)
Ток включения выключателя	20 кА-действующее значение 51 кА-амплитуда
Номинальный ток сборных шин	630 и 1000 А
Габаритные размеры	Ширина 1000 мм
	Глубина по основанию 1200 мм
	Высота со сборными шинами 2870 мм
Масса камер	С выключателями 650-900 кг
	С выключателями нагрузки 500-550 кг
	С трансформаторами напряжения 600-750 кг

8.2 Выбор и проверка выключателя встроенного в КРУ

Нагрузка всех трансформаторных подстанций, питающихся от РП в первой петле составляет:

$$S_{нотр} = 7,570 \text{ МВА}$$

Ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{n/a} = \frac{S_{РП1}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (54)$$

$$I_{n/a} = \frac{7,570}{\sqrt{3} \times 10} = 0,440 \text{ кА}$$

Выбираются вакуумные выключатели на вводе РП типа ВВ/Тел-10-12,5/630У2 с выкатными ячейками.

Произведем проверку по термической стойкости выключателя (для точки К 1):

$$W_k = I_{п.о}^2 \times (t_{отк} + T_a) \quad (55)$$

$$W_k = 9,901^2 \times (3,055 + 0,011) = 300,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где $t_{откл}$ – время отключения КЗ,

$$t_{откл} = t_g + t_{pz} \quad (56)$$

$$t_{откл} = 0,055 + 3 = 3,055 \text{ с}$$

Определим номинальное допустимое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ , для проверки возможности отключения выключателем апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{ац.ом} = \sqrt{2} \times I_{ном.отк} \beta_n, \quad (57)$$

$$i_{ац.ом} = \sqrt{2} \times 2,5 \times 0,6 = 0,61 \text{ кА},$$

где β_n – номинальное значение относительного содержания апериодической составляющей в отключаемом токе. Для выбранного выключателя $\beta_n = 0,6$.

Расчетное значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ .

$$i_{ат} = 25,819 \text{ кА}$$

Произведем проверку выключателя на термическую стойкость. Проверяется выключатель по тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{тер}^2 \cdot t_{отк} \quad (58)$$

$$B_k = 400 \times 3 = 1200 \text{ кА}^2\text{с};$$

Расчетные и каталожные данные для выбора выключателя сведем в таблицу.

Таблица 15 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора выключателя

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{p\text{MAX}} = 0,387 \text{ кА}$	$I_H = 0,63 \text{ кА}$	$I_H \geq I_{p\text{MAX}}$
$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 51 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 300,56 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{к.в} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{по} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{дин} = 32 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{по}$
$I_{по} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$
$i_{ат} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{а.ном} = 16,92 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{по} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{по}$

Таким образом, так как все условия выбора выключателя соблюдаются, то по результатам проверки принимаем выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630 У2, основные технические данные которого приведены в таблице.

Таблица 16 - Технические данные выключателя ВВ/Tel-10-12,5/630У2

Наименование параметра	Установленная норма
Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	12,5
Ток динамической стойкости, кА	51

Собственное время отключения, мс	15
Полное время отключения, мс	25
Собственное время включения, мс	70

8.3 Выбор секционного выключателя

Выберем секционный выключатель, который должен будет обеспечивать автоматический ввод резерва в случае исчезновения питания на одной из секций шин. Расчетный ток для секционного выключателя такой же, как и для выключателя, встроенного в КРУ. Для такого тока применим вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630 У2. Произведем проверку на термическую стойкость выключателя:

$$B_{кП} = I_{откл}^2 \cdot t_{откл} + I_{ср}^2 \cdot t_{вкл} \quad) \text{ кА}^2\text{с}, \quad (59)$$

$$B_k = 9,901^2(1 + 0,4) = 137,24 \text{ кА}^2\text{с},$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = 25,819 \text{ кА},$$

Таблица 17 - Сопоставление каталожных и расчетных данных выключателя.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H \geq U_p$
$I_{pMAX} = 500 \text{ А}$	$I_H = 630 \text{ А}$	$I_H \geq I_{pMAX}$
$i_{уд} = 25,819 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_k = 137,24 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 470 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$I_{п0} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{дин} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq I_{п0}$
$I_{п0} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{п0}$
$I_{п0} = 9,901 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{вкл} \geq I_{п0}$

Таким образом, так как все условия выбора выключателя соблюдаются, то по результатам проверки принимаем выключатель ВВ/TEL-10-12,5/630 У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сведем в таблицу .

Таблица 18 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора выключателя на отходящем присоединении

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
	ВВ/Тел-10-12,5/630У2	
$U_p = 10$ кВ	$U_H = 10$ кВ	$U_H \geq U_p$
$I_{pMAX} = 0,367$ кА	$I_H = 0,63$ кА	$I_H \geq I_{pMAX}$
$i_{уд} = 25,819$ кА	$i_{дин} = 51$ кА	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$B_K = 137,24$ кА ² с	$B_{к.в} = 1200$ кА ² с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$
$I_{по} = 9,901$ кА	$I_{дин} = 32$ кА	$I_{дин} \geq I_{по}$
$I_{по} = 9,901$ кА	$I_{откл} = 12,5$ кА	$I_{откл} \geq I_{по}$
$i_{ат} = 9,901$ кА	$i_{а.ном} = 16,92$ кА	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{по} = 9,901$ кА	$I_{вкл} = 12,5$ кА	$I_{вкл} \geq I_{по}$

8.4 Выбор и проверка трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Сопротивление нагрузки (Z_2) определяется по формуле:

$$Z_2 \leq Z_{2ном} \quad (60)$$

где Z_2 – номинальная допустимая вторичная нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности, Ом.

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

Индуктивное сопротивление вторичных токовых цепей невелико, поэтому $Z_2 \approx r_2$. Оно определяется по формуле:

$$r_2 = r_{приб} + r_{пр} + r_k \quad (61)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (62)$$

где $S_{\text{приб}}$ – потребляемая приборами мощность, В·А;

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, А.

Сопротивление контактов принимается 0,1 Ом при числе приборов больше 3. Сопротивление соединительных проводов зависит от их длины и сечения. Для того чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, необходимо выдержать условие:

$$r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (63)$$

откуда:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \quad (64)$$

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

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

где ρ – удельное сопротивление материала провода, $\rho = 0,0283$;

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока приведена в таблице.

Таблица 19 – Нагрузка приборов на стороне 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Амперметр	Ввод 10 кВ	Э-335	0,5	–	0,5
Варметр		Д-335	0,5	–	0,5
Ваттметр		Д-335	0,5	–	0,5
Счетчик АЭ		Меркурий	1,5	–	1,5
Счетчик РЭ		230ART2-00	1,5	–	1,5
Итого:				4,5	–

Для всех измерительных приборов класс точности 0,5.

На вводе устанавливается шинный трансформатор тока марки ТПШЛ – 10/1000. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Сопротивление приборов для трансформатора на вводе 10 кВ:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{4,5}{25} = 0,18 \quad (66)$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами, (из таблицы 19);

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5$ А.

Допустимое сопротивление проводов рассчитывается по формуле:

$$r_{\text{пр}} = Z_{\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (67)$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,18 - 0,1 = 0,12$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов ($r_{\text{к}} = 0,1$ Ом).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (68)$$

$$S_{\text{мм}^2} = \frac{0,0283 \cdot 10}{0,12} = 2,35$$

где l – длина соединительных проводов ($l = 10$ м);

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия: $\rho = 0,0283$ Ом/м;

Ближайшее стандартное сечение провода равно 4 мм². Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{S} \quad (69)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 10}{4} = 0,071$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{нагр} = z_{нагр} , \text{Ом} \quad (70)$$

$$r_{нагр} = 0,071 + 0,12 + 0,1 = 0,291 , \text{Ом}$$

Таким образом, на вводе, трансформатор тока марки ТПШЛ – 10/1000 проходит по всем параметрам. Сопоставление каталожных и расчетных данных сведем в таблицу.

Таблица 20 – Проверка трансформатора тока ТПШЛ - 10/1000, на вводе 10кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 980 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} = 0,333 \text{ Ом}$	$Z_{Hp} \leq Z_H$

На секционном выключателе выбирается такой же трансформатор тока, т. е. ТПШЛ – 10/1000.

Общее сопротивление приборов для трансформатора на секционном выключателе 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} , \quad (80)$$

$$r_{приб} = \frac{0,5}{25} = 0,02 , \quad (80)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора, $I_2 = 5 \text{ А}$.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{np} = Z_{2ном} - r_{проб} - r_k \quad (81)$$

$$r_{np} = 0,4 - 0,02 - 0,05 = 0,33 ,$$

где r_k - сопротивление контактов ($r_k = 0,05$ Ом).

Определяется сечение проводов по формуле:

$$S = \frac{\rho \times l}{r_{np}} , \quad (82)$$

$$S_{мм^2} = \frac{0,0283 \times 20}{0,33} = 1,72 \quad ,$$

где l – длина соединительных проводов ($l = 20$ м);

ρ – удельное сопротивление материала провода, для алюминия: $\rho = 0,0283$ Ом/м

Стандартное ближайшее сечение провода равно 4 мм². Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Сопротивление проводов вычисляется по формуле:

$$r_{np} = \frac{\rho \times l}{S} \quad (83)$$

$$r_{np} = \frac{0,0283 \times 20}{4} = 0,141 \quad ;$$

Тогда сопротивление нагрузки будет равно, по формуле:

$$r_{нагр} = Z_{нагр} \quad (84)$$

$$r_{нагр} = 0,141 + 0,02 + 0,05 = 0,211$$

Таблица 21 – Проверка трансформатора тока ТПШЛ – 10/1000 на секционном выключателе

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
-------------------	------------------	----------------

$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_P \leq U_H$
$I_H = 1000 \text{ А}$	$I_P = 980 \text{ А}$	$I_P \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{HP} = 0,296 \text{ Ом}$	$Z_{HP} \leq Z_H$

Выберем трансформаторы тока на отходящих присоединениях марки ТПЛ – 10.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока на линии 10 кВ приводится в таблице.

Таблица 22 – Нагрузка приборов на линии 10 кВ

Наименование прибора	Цепь	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
1	2	3	4	5	6
Амперметр	Линия 10 кВ	Э – 335	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ		Меркурий	2,5	-	2,5
Счетчик РЭ		230ART2-00	2,5	-	2,5

Определяем мощность, которую допустимо расходовать в соединительных проводах, от трансформатора тока:

$$S_{пр} = S_{2ном} - (\sum S_{приб} + I_{2ном}^2 \times r_{конт}) \text{ ВА} \quad (85)$$

$$S_{пр} = 10 - (5,5 + 25 \times 0,1) = 2 \text{ ВА}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{пров} = \frac{S_{пров}}{I_2^2} \quad (86)$$

$$r_{пров} = \frac{2}{25} = 0,08$$

Общее сопротивление приборов для трансформатора на линии 10 кВ:

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (87)$$

$$r_{\text{прод}} = \frac{5,5}{25} = 0,22 \quad ,$$

Определяется сечение соединительных проводов по формуле:

$$S = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \times r_{\text{пр}}} \quad (88)$$

$$S_{\text{мм}^2} = \frac{10}{32 \times 0,08} = 3,9 \quad ^2$$

где l – длина соединительных проводов ($l = 10 \text{ м}$);

$\gamma = 32 \text{ м/Ом}\cdot\text{мм}^2$ – удельная проводимость материала провода, для алюминия;

Выбираем провод марки АКРВГ с сечением 4 мм^2 .

В этом случае сопротивление нагрузки будет равно:

$$r_{\text{НАГР}} = Z_{\text{НАГР}} \quad (89)$$

$$r_{\text{НАГР}} = 0,08 + 0,22 + 0,1 = 0,4 \text{ Ом.}$$

Термическая и динамическая стойкость для трансформатора тока ТПЛ – 10/1000 проверяется по токам короткого замыкания в точке К – 1:

$$W_k = I_{\text{п.о}}^2 \times (t_{\text{отк}} + T_a) \quad (90)$$

$$W_k = 9,901^2 (0,225 + 0,011) = 10,97 \text{ кА}^2 \times \text{с}$$

$$W_k \leq W_{\text{к.в}} = I_{\text{тер}}^2 \times t_{\text{тер.норм}} \quad (91)$$

$$W_k = 31,5^2 \times 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \text{с}$$

Таблица 23 – Проверка трансформатора тока ТПЛ – 10/1000 на отходящих присоединениях

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_H$

$I_H = 1000 \text{ A}$	$I_p = 980 \text{ A}$	$I_p \leq I_H$
$Z_H = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{np} \leq Z_H$
$B_{KH} = 2976,75 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} = 19,97 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{KP} \leq B_{KH}$
$k_{дин} = 250$	$i_{уд} = 22,25 \text{ кА}$	

8.5 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения. Трансформаторы напряжения устанавливаются в распределительных устройствах для питания вольтметровых обмоток приборов.

Трансформаторы напряжения для питания электроизмерительных приборов выбирают по номинальному напряжению первичной обмотки, классу точности и схеме соединения обмоток.

$$S_2 \Sigma \leq S_{\text{НОМ}}, \quad (92)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности;

$S_2 \Sigma$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, В·А.

При ориентировочных подсчетах суммарную нагрузку можно определить приближенно без учета схем включения приборов:

$$S_{2 \Sigma \text{приб}} = \sqrt{\left(\sum_{\text{приб}} S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi \right)^2 + \left(\sum_{\text{приб}} S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi \right)^2} = \sqrt{2^2 + 2^2} \quad (93)$$

Приближенно, без учета схемы включения приборов, $S_{2, \text{расч}}$ можно определить по выражению:

$$S_2 \Sigma \leq S_{\text{дон}} \quad (94)$$

Вторичная нагрузка трансформаторов представлена в таблице.

Таблица 24 – Вторичная нагрузка TV на стороне 10 кВ на одну секцию шин

Прибор	Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
							P, Вт	Q, Вар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Вольтметр (сборные шины)	Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик ватт-часов (трансформатор СН)	Меркурий 230ART 2-00	3 Вт	2	0,38	0,925	1	2,28	5,55
Счетчик ватт-часов	Меркурий 230ART2-00	3 Вт	2	0,38	0,925	5	22,8	55,1
Счетчик вольт-ампер-часов (2 линии 10 кВ к потребителям)	СР4-И676	3 Вт	2	0,38	0,925	2	4,56	11,1
Итого:							34,64	71,75

Полная вторичная нагрузка трансформатора напряжения составляет:

$$S_{P_{\Sigma}} = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2} \text{ ВА} \quad (95)$$

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{34,64^2 + 71,75^2} = 79,67 \text{ ВА}$$

Выбираются трансформаторы напряжения НАМИ–10-66 УХЛ2.

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 25 - Сопоставление каталожных и расчетных данных для проверки выбора трансформаторов напряжения

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{HT} = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_{HT} \geq U_H$
$S_H = 120 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_P = 79,67 \text{ В}\cdot\text{А}$	$S_H \geq S_P$

8.6 Выбор опорных изоляторов

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

Выбираются опорные изоляторы марки ИОР–10 –3,75 2 УЗ, параметры которого приведены в таблице.

Таблица 26- Параметры опорного изолятора

Тип	U _{ном} ,кВ	U _{наиб.доп} ,кВ	Минимальная разрушающая сила на и изгиб, кН
ИОР-10-3,75 2 УЗ	10	12	3,75

При горизонтальном расположении изоляторов всех фаз максимальная сила, действующая на изгиб, определяется по выражению:

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \times \frac{i_y^2 \times l}{a} \times j_h \times 10^{-7}. \quad (96)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \times 25,819^2}{0,8} \times 10^{-7} = 1443,27 \text{ Н.}$$

Допускаемая механическая нагрузка на головку изолятора:

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \times F_{\text{разр}} \quad (97)$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \times 3750 = 2250 \text{ Н}$$

Так как условие механической прочности $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$ соблюдается, то принимаем к установке изолятор ИОР–10 –3,75 2 УЗ.

8.7 Выбор шинных конструкций

Шинные конструкции предназначены для выполнения сборных шин, ответвлений от них, для соединений генераторов с трансформаторами и т.д.

Последнее время применяют почти исключительно шины из алюминия. Выбор сечений шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитывается не только нормальный режим, но и послеаварийный.

Сечения шины выбираются по длительно допустимому току, для чего рассчитывается рабочий максимальный ток на шинах:

$$I_{n/a} = \frac{S_{PI2}}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (98)$$

$$I_{n/a} = \frac{7,570}{\sqrt{3} \times 10} = 0,440 \text{ кА}$$

Принимаем шину прямоугольного алюминиевую сечением $q = 30 \times 4 = 120$ мм², с номинальным допустимым током 475 А.

Проверка шины на термическую стойкость производится исходя из данных для точки КЗ К – 1 в таблице:

$$I_{п.о.} = 9,901 \text{ кА}; \quad i_y = 25,819 \text{ кА};$$

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_k = I_{п.о.}^2 \times (t_{отк} + T_a) . \quad (99)$$

$$W_k = 9,901^2 (0,225 + 0,06) = 27,93 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} .$$

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{W_k}}{c} \quad (100)$$

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{27,93 \times 10^3}}{95} = 55,63 \text{ мм}^2,$$

где $C=95 \text{ А} \cdot \text{с}^2/\text{мм}^2$ – для алюминия.

Так как $q_{\min} < q$, следовательно шины термически устойчивы.

Проверка сборных шин на механическую прочность.

Определим частоту собственных колебаний алюминиевых полосовых шин по следующему выражению:

$$f_c = \frac{173,2}{l^2} \times \sqrt{\frac{J}{q}} \text{ Гц}, \quad (101)$$

$$f_c = \frac{173,2}{0,95^2} \times \sqrt{\frac{2,13}{1,6}} = 221,43 \text{ Гц},$$

где l - длина пролета между изоляторами, м;

J - момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см^4 (для шин,

расположенных плашмя: $J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 4^3}{12} = 2,13 \text{ см}^4$);

q - поперечное сечение шины, см^2 ($q = b \cdot h = 0,4 \cdot 4 = 1,6 \text{ см}^2$).

Так как частота собственных колебаний шин больше 200 Гц, следовательно, механический резонанс будет исключен.

Наибольшее электродинамическое усилие, возникающее при трехфазном КЗ, определяется по формуле:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \times \frac{i_y^{(3)2}}{a} \times 10^{-7} \quad (102)$$

$$f^{(3)} = \frac{\sqrt{3} \times 25,819^2}{0,8} \times 10^{-7} = 1443,27 \text{ Н};$$

где $a = 0,8 \text{ м}$ – расстояние между фазами.

Равномерно распределенная сила f создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f \times l^2}{10} \quad (103)$$

$$M = \frac{1443,27 \times 0,95^2}{10} = 130,25 \text{ Н/м};$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами ($l = 0,95 \text{ м}$).

При воздействии изгибающего момента, появляются напряжения в материале шин, которые определяются по формуле:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{M}{W} \quad (104)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{130,25}{6} = 21,7 \text{ МПа};$$

где W – момент сопротивления при горизонтальном расположении.

Для однополосных шин:

$$W = \frac{b \times h^2}{6} \quad (105)$$

$$W = \frac{0,4 \times 4^2}{6} = 1,07 \text{ см}^3.$$

Допустимое механическое напряжение в материале шин определяется:

$$\sigma_{\text{дон}} \leq 0,7 \times \sigma_{\text{разр}} \quad (106)$$

$$\sigma_{\text{дон}} = 0,7 \times 130 = 91 \text{ МПа} ,$$

где $\sigma_{\text{разр}}$ - разрушающее напряжение, МПа, для алюминиевого сплава АД31Т равное 130 МПа.

Условие $\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{дон}}$ соблюдается, следовательно, выбранные шины механически прочны.

8.8 Выбор ограничителей перенапряжения

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную покрывку.

Уровень ограничения коммутационных перенапряжений с помощью ОПН составляет $(1,65 \div 1,8) U_{\phi}$.

Ограничители перенапряжений выбираются по номинальному напряжению, которое должно быть равно номинальному напряжению сети.

Выбирается нелинейный ограничитель напряжения марки

ОПН – 10/12 – 10(I)

где 10 – класс напряжения сети, кВ;

12 – максимальное действующее длительное рабочее напряжение ограничителя, кВ;

10 – номинальный разрядный ток, кА;

(I) – группа разрядного тока (по устойчивости к импульсу большой длительности).

Характеристики ОПН – 10/12 – 10(I) представлены в таблице.

Таблица 26 – Основные характеристики ограничителей перенапряжения

Параметр	Значение
Класс напряжения сети, кВ	10
Номинальный ток разряда, кА	10
Высота, мм	125
Масса, кг	0,9

9 ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 кВ.

9.1 Выбор предохранителей 0,4 кВ на ТП

На каждой ТП выбираем предохранители по расчетному току:

$$I_{расч} \leq I_{дл.доп} \tag{107}$$

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

$$I_{расч} = \frac{S_{\Sigma}}{\sqrt{3} \times U_{НОМ}} \quad (108)$$

Выбор оборудования для зданий находящихся на i квартале приведен в таблице.

Таблица 27 – Выбор предохранителей

№ ТП	№ лин.	$I_{п.ав}$, А	Тип предохранителя	$I_{НОМВСТ}$, А
1	2	3	4	5
600 В	1	297,5	ПН2-400	400
	2	297,5	ПН2-400	400
	3	297,5	ПН2-400	400
	4	297,5	ПН2-400	400
600 Г	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
600Д	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250
600 Е	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250
600 К	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
600 Л	1	242,509	ПН2-400	400
	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
600 М	1	190	ПН2-400	250
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250
600 Н	1	242,509	ПН2-400	400

	2	242,509	ПН2-400	400
	3	242,509	ПН2-400	400
	4	242,509	ПН2-400	400
	600 П	1	190	ПН2-400
	2	190	ПН2-400	250
	3	190	ПН2-400	250
	4	190	ПН2-400	250

9.2 Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ на ТП

На каждой ТП выбираем автоматических выключателей по расчетному току:

$$I_{\text{ном. расч}} \geq I_{\text{р.}} \quad (109)$$

Таблица 28-Выбор автоматических выключателей

№ Т.П.	Скв.р.кВА.	$I_{\text{р}},$ А	$I_{\text{нрасч}},$ А	Марка выключателя
1	2	3	4	5
600 В	642,7	387,2	400	2хВА51-39
600 Г	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
600 Д	814,03	576	600	2хВА51-39
600 Е	814,03	576	600	2хВА51-39
600 К	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
600 Л	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
600 М	814,03	576	600	2хВА51-39
600 Н	1045	869	1200	2хАВ2М4Н-53-41
600 П	814,03	576	600	2хВА51-39

10 РАСЧЁТ ЕМКОСТНЫХ ТОКОВ ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ И ВЫБОР ДГР

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. В распределительных сетях 6 –35 кв. эти повреждения составляют не менее 75 % от общего числа повреждений.

Компенсация емкостных токов замыкания на землю позволяет:

- 1) ограничить разрушения изоляции за счет уменьшения тока через место повреждения (в пределе до активной составляющей и высших гармоник тока);
- 2) предупредить переход однофазного замыкания в междуфазное и тем самым предупредить дальнейшее развитие аварии;
- 3) обеспечить надежное дугогашение;
- 4) при дуговых замыканиях ограничить перенапряжение до значений 2.5 - 2.6 Uф при степени расстройки 0-5%;
- 5) исключить повторное загорание дуги;
- 6) уменьшить несимметричную нагрузку на генераторы;
- 7) ограничить внутренние перенапряжения при коммутационных переключениях в нормальных эксплуатационных режимах;
- 8) получить замедленное восстановление напряжения между поврежденной фазой и землей, что создает благоприятные условия для восстановления диэлектрической прочности промежутка.

Показателем эффективности компенсации служит отношение количества замыканий на землю, не развившихся в короткие замыкания, к общему количеству замыканий:

$$\mathcal{E}_k = (n - n_{кз})/n \quad (110)$$

где n – общее количество замыканий,

$n_{кз}$ – количество замыканий, не развившихся в короткие замыкания.

Для сетей с эффективным заземлением нейтрали $\mathcal{E}_k=0$, с изолированной нейтралью $\mathcal{E}_k = 0,3$.

Поскольку расстройками компенсации определяется ток через место повреждения, максимальные значения и скорости восстанавливающихся напряжений, уровни перенапряжений и вероятности возникновения междуфазных коротких замыканий, то эффективность компенсации тем выше, чем ближе к резонансу настройка дугогасящих аппаратов в любой момент времени. Это еще раз доказывает, что оптимальным средством,

обеспечивающим эффективную компенсацию емкостных токов замыкания на землю, является дугогасящий аппарат с автоматической настройкой, а именно дугогасящий аппарат с продольным подмагничиванием.

Определение емкостного тока замыкания на землю

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением:

$$I_c = \frac{KU_{\text{л}} \ell_K}{10}, \quad (111)$$

где K – коэффициент, учитывающий ёмкость машин, трансформаторов и ошинок относительно земли;

$$K = 1.25 - 1.35; \quad (112)$$

ℓ_K – суммарная длина кабельных линий.

Активная составляющая тока замыкания на землю составляет 5 – 6 % ёмкостного тока сети.

Произведём расчёт ёмкостного тока сети для фидера

$$I_c = \frac{1,35 \cdot 10 \cdot 4,777}{10} = 6,449 \text{ А}$$

Городские сети 6-35 кВ работают без глухого заземления нейтрали и относятся к сетям с малыми токами замыкания на землю.

Компенсация емкостного тока замыкания на землю должна применяться при следующих значениях этого тока в нормальных режимах:

В сетях напряжением 10(6) – 20 кВ, имеющих железобетонные и металлические опоры на воздушных линиях электропередачи, и во всех сетях напряжением 35 кВ – более 10 А;

В сетях, не имеющих железобетонных и металлических опор на воздушных линиях, при напряжении 6 кВ – более 30 А; при напряжении 20 кВ – более 15 А.

Так как рассчитанные значения емкостного тока замыкания на землю не превышают допустимые ПУЭ величины для сети 10кВ, то установка дугогасящего реактора не требуется.

11 РАСЧЁТ НАДЁЖНОСТИ СЕТИ ПРОЕКТИРУЕМОЙ СЕТИ

Составим расчётную схему замещения сети.

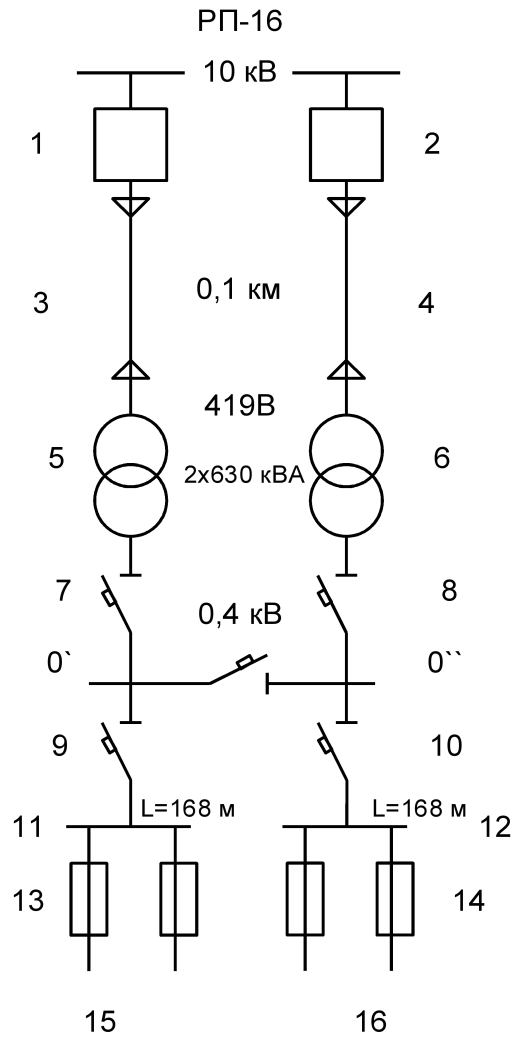


Рисунок 9 – Расчётная схема

Далее составим схему замещения

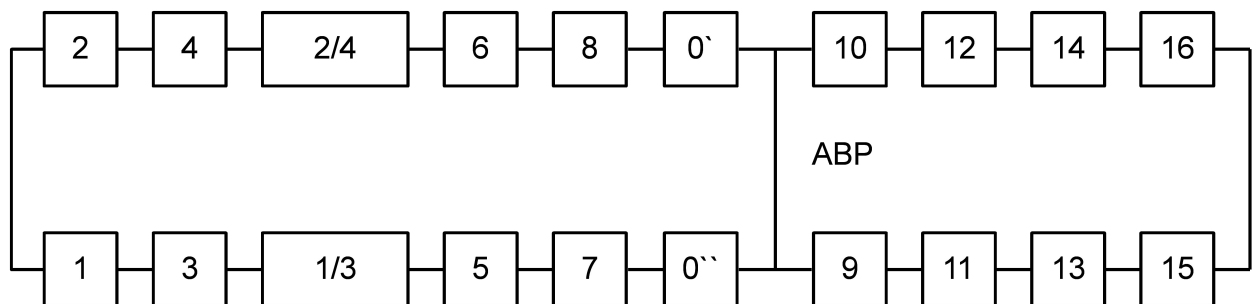


Рисунок 10 - Схема замещения

Таблица 29 - Показатели надежности элементов

Элемент	w , 1/год	$Tв$, ч	μ , 1/год	$Tр$, ч
Выключатель	0,022	11	0,2	24,2
КЛ	7,5	16	1	2
Трансформатор	0,016	50	0,250	6

Сборные шины 0,4 кВ	0,013	5	0,166	5
Разъединитель	0,1	7	0,166	3,7
ШРА	10	2	1	2
Предохранитель	0,1	7	0,166	3,7

Определение исходных данных для расчета:

$$q_{T10} = \frac{w \times T_B}{T_{\text{года}}} \quad (113)$$

где w - параметр потока отказов (таблица 29);

T_B - время восстановления отказавшего элемента, ч; (таблица 29)

$T_{\text{года}} = 8760$ - число часов в году.

Вероятность отказов трансформатора:

$$q_T = \frac{0,016 \times 50}{8760} = 0,000091;$$

$$q_T = q_5 = q_6. \quad (114)$$

Вероятность отказа выключателей:

$$q_B = \frac{0,022 \times 1}{8760} = 0,000028;$$

$$q_B = q_1 = q_2. \quad (115)$$

Вероятность отказа разъединителей:

$$q_P = \frac{0,1 \times 7}{8760} = 0,000079;$$

$$q_P = q_7 = q_8. \quad (116)$$

Вероятность отказа кабельной линии:

$$q_{KL10} = \frac{w \times T_B}{T_{\text{года}}} \times \frac{l}{100}, \quad (117)$$

где l - длина линии, км;

$$q_{KL10} = \frac{7,5 \times 6}{8760} \times \frac{2}{100} = 0,00027;$$

$$q_{KL10} = q_4 = q_3 \quad (118)$$

Вероятность отказа сборных шин:

$$q_{Ш10} = \frac{0,013 \times 5}{8760} = 0,00001;$$

$$q_{Ш10} = q_0 = q_0 \quad (119)$$

Вероятность отказа предохранителей:

$$q_{ПР} = \frac{0,01 \times 7}{8760} = 0,000008;$$

$$q_{ПР} = q_{13} = q_{14} \quad (120)$$

Вероятность отказа ШРА1:

$$q_{Ш1} = \frac{10 \times 2}{8760} \times \frac{1,2}{100} = 0,000027;$$

$$q_{Ш1} = q_{11} \quad (121)$$

Вероятность отказа ШРА2:

$$q_{Ш2} = \frac{10 \times 2}{8760} \times \frac{0,8}{100} = 0,000018;$$

$$q_{Ш2} = q_{12} \quad (122)$$

Учитываем смежные элементы по формуле модели отказа выключателя.

$$q_{\text{Вст}} = q_{\text{кз}} + q_{\text{АТБ}} \left(1 - \prod_{i=1}^n (1 - q_{\text{Тсм}i}) \right) \left(\sum_{i=1}^n q_{\text{оп}i} \right) N_{\text{оп}} \times ; \quad (123)$$

где $q_{\text{Вст}}$ - вероятность отказа выключателя в статическом состоянии;

$a_{кз}^{220} = 0,002$, $a_{кз}^{20} = 0,005$ - параметр отказа выключателей при выключении

к.з.;

$a = 1$ - коэффициент, учитывающий наличие или отсутствие АПВ;

$K_{АПВ}$ - коэффициент неуспешного действия АПВ:

$$K_{АПВ} = \frac{w_{уст.}}{w_{уст.} + w_{неуст.}} \times \frac{l}{100} = \frac{w_{уст.}}{w_{\Sigma}} \times \frac{l}{100} \quad (124)$$

здесь $\frac{w_{\Sigma}}{w_{уст.}} = 0,128$ - коэффициент неустойчивых отказов (Трубицын)

$q_{исм}$ - вероятность отказа смежных элементов;

$q_{рз}$ - вероятность отказа релейных защит, действующих на рассматриваемый выключатель;

$a_{оп}^{20} = 0,003$ - относительная частота отказа выключателя (Трубицын);

$N_{оп}$ - количество оперативных переключений.

Таблица 30 - Показатели надежности устройств защиты и автоматики

Вид защиты	Вероятность отказа q	Интенсивность отказа w
ДЗТ	0,0044	0,0102
Газовая защита	0,00525	0,003087
ДЗШ	0,0096	0,02636
УРОВ	0,00078	0,02134
АВР	0,001	-

Число оперативных переключений:

$$N_{оп} = \sum \mu_i = \mu_{рв} + \mu_{рк} + \mu_{рт} + \mu_{рш} + \mu_{рр} = 0,2 + 1 + 0,25 + 0,166 + 0,166 = 1,782 \approx 2$$

Вероятность отказа выключателя:

$$q_{"Q"} = q_{ст} + q_{авт} + q_{оп} = q_{ст} + a_{авт} (1 + K_{АПВ}) (q_{ДЗТ} + q_{ГЗ} + q_{ДЗШ} + q_{УРОВ} + q_{АВР}) + N_{оп} \times a_{оп} \times q_{оп};$$

$$q_{"Q"} = 0,00012 + 0,002(1 + 1 \times 0,463) (0,02103) + 0,007 \times 2 \times 1 \times 0,0141;$$

Эквивалентирuem схему:

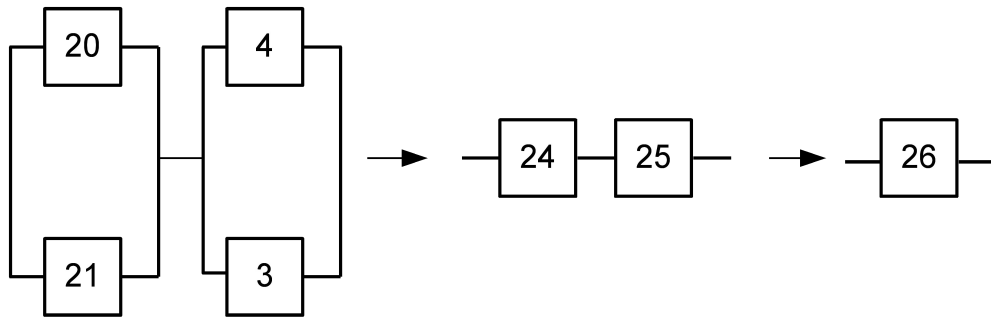


Рисунок 11 – Эквивалентная схема замещения

$$q_{20} = q_{21} = q_1 + q_3 + q_5 + q_7 + q_9 + q_{\text{УР}} = 0,000028 + 0,000091 + 0,000079 + 0,000027 + 0,00001 = 0,00048$$

$$q_{22} = q_{10} + q_{12} + q_{14} + q_{16} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,01 = 0,0101$$

$$q_{23} = q_9 + q_{11} + q_{13} + q_{15} = 0,000079 + 0,000018 + 0,000008 + 0,014 = 0,0141$$

$$q_{24} = q_{20} \times q_{21} = 0,00048 \times 0,00048 = 2,3 \times 10^{-7}$$

$$q_{25} = q_{22} \times q_{23} = 0,0101 \times 0,0141 = 1,4 \times 10^{-4}$$

Вероятность отказа системы без учета АВР и УРОВ:

$$q_{26} = 1,4 \times 10^{-4}$$

Вероятность отказа системы с учетом АВР и УРОВ:

$$\begin{aligned}
 q_{C(AИВ,УРОВ)} = & q(S/A_1A_2) \times p(A_1) \times p(A_2) + \\
 & + q(S/\bar{A}_1A_2) \times q(\bar{A}_1) \times p(A_2) - \\
 & + q(S/A_1\bar{A}_2) \times p(A_1) \times q(\bar{A}_2) - \\
 & + q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) \times q(\bar{A}_1) \times q(\bar{A}_2)
 \end{aligned}
 \tag{125}$$

где $q(S/A_1A_2)$ - условная вероятность отказа при условии отсутствия отказа поврежденного элемента и отсутствии отказа во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1A_2) = 0,5$ - условная вероятность отказа при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отсутствии отказа во включении резервного элемента;

$q(S/A_1\bar{A}_2) = 0,5$ - условная вероятность отказа при условии успешного отключения поврежденного элемента и отказа во включении резервного элемента;

$q(S/\bar{A}_1\bar{A}_2) = 0,5$ - условная вероятность отказа при условии неуспешного отключения поврежденного элемента и отказа во включении 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 вводе резервного элемента;

$q(\bar{A}_1), q(\bar{A}_2)$ - вероятности того, что произошел отказ в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента.

$$q_{C(AПВ,УРОВ)} = 2,19 \times 10^{-5}$$

Находим параметр потока отказов:

$$\omega_{"Q"ст} = \omega_{авт} + \omega_{оп} ; \quad (126)$$

$$\omega_{"Q"ст} = \omega_{кз} + a \left(1 + q_{АПВ} \times K \right) \sum_{i=1}^n \omega_{см} + \sum_{i=1}^n \omega_{оп} \times a_{оп} \times N ; \quad (127)$$

$$\omega_{"Q"} = 0,02$$

Определяем возможные дефициты мощности. В данной схеме предусматривается взаимное резервирование, т.е. дефицит мощности возможен только при полном погашении ТП. Следовательно:

$$P_{\text{деф}} = 630 \text{ кВА}$$

Определяем количество недоотпущенной энергии:

$$W_{\text{нед}} = \sum P_{\text{деф}i} \times k_{\text{пс}i} \times T_{\text{г}} , \quad (128)$$

где $k_{\text{пс}}$ - коэффициент простоя системы, который определяется по выражению:

$$k_{\text{пс}} = \prod \omega_i \times \quad (129)$$

$$k_{\text{пс}} = 0,0003$$

$$W_{\text{нед}} = 630 \times 0,0003 \times 8760 = 1655 \text{ кВА}$$

Определяем основной ущерб:

$$Y_{\text{осн}} = y_o \times W_{\text{нед}}, \quad (130)$$

где y_o - средняя величина удельного основного ущерба для отрасли народного хозяйства.

Для населения:

$$y_o = 2,1 \text{ руб} / \text{кВт} \times \text{ч}$$

$$Y_{\text{осн}} = 2,1 \times 1655 = 3476,84$$

Определяем значение удельного ущерба внезапности при полном отключении при расчетной продолжительности этого отключения. Для этого рассчитываем длительность полного перерыва в электроснабжении:

$$t_{\text{пер}} = k_{\text{пс}} \times \Gamma_{\Gamma} \quad (131)$$

$$t_{\text{пер}} = 0,0003 \times 8760 = 2,63$$

По найденному значению длительности полного перерыва определяем удельный ущерб внезапности:

$$y_{\text{вн}} = 0,5$$

Определяем ущерб внезапности:

$$Y_{\text{вн}} = y_{\text{вн}} \times P_{\text{треб}} \quad (132)$$

$$Y_{\text{вн}} = 0,5 \times 630 = 315$$

Определяем суммарный ущерб:

$$Y_{\Sigma} = Y_{\text{вн}} + Y_{\text{осн}} \quad (133)$$

$$Y_{\Sigma} = 3476,84 + 315 = 3791,84 \text{ руб}$$

12 РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ В ГОРОДСКИХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

При проектировании городских электрических сетей в первую очередь определяются отклонения напряжения от номинального. При наличии резко переменных нагрузок (местные насосные установки и т.п.), а также электроприводов с асинхронными двигателями с короткозамкнутым ротором и при их прямом пуске от электрической сети должны рассчитываться колебания

напряжения. При комплексном электроснабжении промышленных предприятий и коммунально-бытовых потребителей в ряде случаев актуален анализ несинусоидальности напряжения в сетях 10(6)-20 кВ. Учет несимметрии фазных напряжений, характерный для электрических сетей до 1 кВ жилых районов, является задачей оценки эксплуатационных режимов сетей; проектирование данных сетей ведется в предположении равномерной загрузки фаз.

Отклонения напряжения от номинального в установившихся режимах:

- нормально допускаемые на вводах электроприемников $\pm 5 \%$;
- предельные $\pm 10\%$.

При выполнении расчетов следует иметь в виду:

а) на шинах 10(6)-20 кВ должно осуществляться встречное (согласное) регулирование напряжения с поддержанием его значения $(1,05-1,1) U_{CH \text{ юм}}$ в режимах наибольших нагрузок и не выше номинального в режимах наименьших нагрузок;

б) понижающие трансформаторы 10(6)-20 кВ с переключением без возбуждения (ПБВ) мощностью до 1000 кВА, как правило, кроме основного вывода напряжением имеют дополнительные выводы напряжением ($\pm 2-2,5\%$).

Ориентировочные значения отклонения напряжения следующие, %:

- 1,5 в зданиях до 5 этажей;
- 2 при 6-9 этажах;
- 3-3,5 при 12-16 этажах;
- 3,5-4 при 17-20 этажах.

Допускаемые значения должны выбираться во всех режимах нагрузок сети:

а) при одном и том же значении E_m , % ($U_T \text{ сн}$) каждого трансформатора (типа ПБВ);

б) для ТП 10(6)-20 кВ близкого и наиболее удаленного от ИП проектируемой сети;

в) на вводах наиболее близкого к ВРУ здания и наиболее удаленного от него электроприемника (для каждого из указанных в п. б) ТП 10(6)-20 кВ).

При комплексном электроснабжении потребителей, суточные графики которых значительно отличаются по времени наступления максимальных и меньших нагрузок, а также при значительных различиях в электрической удаленности потребителей от ИП (длине линий, поперечных сечений проводников) следует:

- разрабатывать специализированные графики регулирования напряжения на шинах 10(6)-20 кВ ИП;

- применять включаемые в отдельные линии 10(6)-20 кВ линейные регуляторы.

Характерными резкопеременными нагрузками в городских сетях являются:

- в сетях 10(6)-20 кВ нагрузки понижающих выпрямительных подстанций трамвая и троллейбуса (пусковые режимы двигателей подвижного состава);

- в сетях до 1 кВ пусковые режимы асинхронных двигателей с короткозамкнутым ротором лифтовых установок зданий.

13 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

13.1 Защита кабельных линий

Расчет максимальной токовой защиты состоит в определении токов срабатывания, времени срабатывания и минимальных значений коэффициентов чувствительности при металлических КЗ в конце защищаемой зоны.

Первичный ток срабатывания защиты на участке для РП определяется следующим образом:

$$I_{c.з.ном} \geq k_{омс} \times I_{\Sigma} \quad (134)$$

$$I_{c.з.} = 4 \times 3,578 = 14,312 \text{ кА}$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки (принимается равным 3 – 4, если оно выполнено с задержкой на 0,3 – 0,1 с);

$I_{\Sigma ном}$ - суммарный номинальный ток трансформаторов входящих в РП, (рассчитан в п. 6.2).

Расчетный ток срабатывания реле определяется с учетом схемы соединения трансформаторов тока и реле защиты:

$$I_{c.р.расч} = I_{c.з.расч} \times \frac{k_{сх}^{(3)}}{k_T} \quad (135)$$

$$I_{c.р.расч} = 14,312 \times \frac{1}{120} = 0,119 \text{ кА}$$

Чувствительность защиты оценивается минимальным значением коэффициента чувствительности в режиме, обуславливающим наименьшее значение тока в реле защиты при трехфазном КЗ:

$$k_{\text{ч}} = K \times \frac{I^{(3)}}{I_{сз расч}} \quad (136)$$

$$k_{\text{ч}} = 0,5 \times \frac{130,9}{119} = 1,1$$

где K - коэффициент, учитывающий вид и место КЗ, схему соединения трансформатора тока и реле;

$I^{(3)}$ - ток КЗ в месте КЗ (конце защищаемой зоны) в минимальном режиме работы системы.

Приемлемые значения для основной защиты не менее 1,5 и для резервной – не менее 1,2.

13.2 Защита секционного выключателя 10 кВ

Для защиты секционного выключателя от многофазных КЗ устанавливаем двухступенчатую токовую защиту:

- 1 ступень – токовая отсечка;
- 2 ступень – максимальная токовая защита /9/.

Ток срабатывания отсечки отстраиваем от тока трехфазного КЗ на шинах 10 кВ, и определяем его по выражению:

$$I_{\text{к.о.}} \neq I_{\text{н}} \cdot \kappa_{\text{MAX}} \quad (137)$$

где κ_{H} - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,2 /9/.

$$I_{\text{к.о.}} = 1,2 \times 9,901 = 10,044,$$

Ток срабатывания реле защиты определяем по выражению:

$$I_{\text{к.д.}} = \frac{10,044}{1000/5} = 0,0502 \quad .$$

где 1000/5 – коэффициент трансформации трансформатора тока.

В качестве реагирующего органа защиты устанавливаем реле РТ – 40/6.

В данном случае чувствительность не проверяется.

Токовая отсечка играет роль основной защиты, выдержка времени которой:

$$t_{\text{ТО}} = 0 \quad (138)$$

Ток срабатывания МТЗ отстраиваем от максимального рабочего тока протекающего через секционный выключатель.

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от максимального рабочего тока трансформатора на стороне, где установлена рассматриваемая защита, по выражению:

$$I_{CЗ} = \frac{K_{OTC.}}{K_B} \cdot I_{P.MAX.}, \quad (139)$$

где $K_{OTC.}$ - коэффициент отстройки, учитывающий ошибку реле и необходимый запас, может быть принят равным 1,2 /9/;

K_B - коэффициент возврата реле, может быть принят равным 0,8 /9/.

$$I_{CЗ.} = \frac{1,2}{0,8} \cdot 3875 = 5812,5 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле защиты определяем по выражению:

$$I_{C.P.} = \frac{5812,5}{1000/5} = 9,688 \text{ А.}$$

где 1000/5 – коэффициент трансформации трансформатора тока

Чувствительность защиты определяем по выражению:

$$K_{Ч} = \frac{\sqrt{3} \cdot 7850}{5812,5} = 2,34 > 1,5$$

Так как условие выполняется, то в качестве токовых реле защиты устанавливаем реле типа РТ - 40.

МТЗ является резервной защитой и по времени срабатывания отстраивается от времени МТЗ установленной на стороне НН трансформатора.

Выдержку времени МТЗ КЛ, сек.; определяем по выражению:

$$t_{MTЗ.КЛ} = t_{MTЗ.НН} + \Delta t \quad (140)$$

$$t_{MTЗ.КЛ} = 1 + 0,5 = 1,5 \text{ сек.}$$

13.3 Защита понижающих трансформаторов

В соответствии с /2/ основными защитами трансформаторов от внутренних повреждений являются газовая и продольная дифференциальная,

которые должны устанавливаться на трансформаторах мощностью 6,3 МВа и выше, а в ряде случаев и на менее мощных трансформаторах.

При мощности трансформаторов менее 1 МВа вместо дифференциальной защиты применяют токовую отсечку, а газовую не устанавливают. Основные защиты действуют на отключение всех выключателей трансформатора без выдержки времени.

Ток срабатывания в этом случае определяется следующим образом:

$$I_{c.з} \geq \frac{k_n \cdot k_{c.з} \cdot I'_{\text{раб.макс}}}{k_g}, \quad (150)$$

$$I_{c.з} = \frac{1,4 \cdot 1,4 \cdot 35}{0,8} = 3,31 \text{ кА},$$

где k_n - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,1 – 1,2 для реле РТ – 40, РТ – 80, РТ – 90 или 1,2 – 1,4 для реле РТВ;

k_g - коэффициент возврата реле, принимаемый равным 0,8 – 0,85 для реле РТ – 40, РТ – 80, РТ – 90 или 0,6 – 0,7 для реле РТВ;

$k_{c.з}$ - коэффициент самозапуска нагрузки после отключения внешнего КЗ;

$I'_{\text{раб.макс}}$ - максимальный рабочий ток линии после отключения внешнего

КЗ (для двухтрансформаторной подстанции $I'_{\text{раб.макс}} = (1,3 - 1,4) I_{\text{ном.тр}}$).

Принимаем $I_{c.з} = 5 \text{ кА}$

Согласование максимальной токовой защиты трансформатора по чувствительности с предыдущими защитами определяется по выражению:

$$I_{c.з} \geq k_{н.с} \cdot (I_{c.з.пр} + I_{\text{раб.макс}} - I_{\text{раб.макс.пр}}), \quad (151)$$

где $k_{н.с}$ - коэффициент надежности согласования защит, принимаемый равным 1,2 – 1,3;

$I_{c.z.np}$ - наибольший из токов срабатывания защит линий, питающихся от рассматриваемой линии;

$I_{раб.макс.нр}$ - максимальный рабочий ток линии, с которой производится согласование.

Коэффициент чувствительности максимальной токовой защиты должен быть не менее 1,5, если она используется в качестве основной, и не менее 1,2, если она используется в качестве резервной. Время срабатывания максимальных токовых защит по условию селективности для защит с независимыми характеристиками определяется по выражению:

$$t_{c.z.посл} = t_{c.z.нр} + \Delta t, \quad (152)$$

где $t_{c.z.посл}$ - время срабатывания защиты, расположенной ближе к источнику питания (последующая защита);

$t_{c.z.нр}$ - время срабатывания защиты, расположенной дальше от источника питания (предыдущая защита);

Δt - ступень селективности.

Значение величины Δt в практических расчетах для реле с независимой характеристикой срабатывания принимают равным 0,35 – 0,6 с. Если предыдущая защита выполнена без замедления, то $\Delta t = 0,3 – 0,4$ с.

Если хотя бы одна из согласовываемых по условию селективности защит имеет зависимую от тока характеристику срабатывания, то $\Delta t = 0,6$ с (для реле РТ – 80, РТ – 90) и $\Delta t = 0,7$ с (для реле РТВ). При выполнении предыдущей защиты без замедления Δt может быть уменьшено на 0,1 с.

Ток срабатывания реле определяется по формуле:

$$I_{ср.р} = I_{с.з} \times \frac{k_{ex}}{n_m} \quad (153)$$

$$I_{ср.р} = 5 \times \frac{1}{200} = 0,025 \text{ кА}$$

Чувствительность максимальной токовой защиты трансформатора определяется по следующему выражению:

$$k_{\text{ч}} \geq k'_{\text{ч}} \times \frac{I_{\text{к.мин}}^{(3)}}{I_{\text{с.з}}} \quad (154)$$

$$k_{\text{ч}} = 1 \times \frac{9,901}{5} = 1,98.$$

Наименьший коэффициент чувствительности защиты должен быть равным около 1,5 в основной зоне и около 1,2 в зоне резервирования.

Токовой отсечкой должны быть оборудованы понижающие трансформаторы с напряжением 10 кВ, мощностью до 6,3 МВА при условии обеспечения ею достаточной чувствительности защиты ($k_{\text{ч}} \geq 2$). Ток срабатывания отсечки по условию селективности выбирается по выражению:

$$I_{\text{с.о}} \leq k_{\text{н}} \times I_{\text{к.макс}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (155)$$

$$I_{\text{с.о}} = 1,4 \times 9,901 = 13,86, \text{ кА}$$

где $I_{\text{к.макс}}^{(3)}$ - максимальное значение тока трехфазного КЗ за трансформатором, приведенное к стороне высшего напряжения, то есть к месту установки защиты.

$k_{\text{н}}$ - коэффициент надежности, принимаемый равным 1,3 – 1,4 для реле РТ – 40 и 1,6 – для реле РТ – 80 и РТМ;

По условиям обеспечения достаточной чувствительности ток срабатывания принимается равным 5 кА.

Ток срабатывания реле токовой отсечки определяется по выражению:

$$I_{\text{ср.р}} = I_{\text{с.з}} \times \frac{k_{\text{сх}}}{n_{\text{м}}} \text{ кА}, \quad (156)$$

$$I_{\text{ср.р}} = 5 \times \frac{1}{200} = 0,025 \text{ кА},$$

где k_{cx} - коэффициент схемы (при схеме соединения трансформаторов тока в звезду $k_{cx}=1$; в треугольник и на разность фаз $k_{cx}=\sqrt{3}$);

n_m - коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность токовой отсечки проверяется при двухфазном КЗ на выводах высшего напряжения защищаемого трансформатора. Минимальный коэффициент чувствительности можно определить по выражению:

$$k_q \geq k'_q \times \frac{I_{к.мин}^{(3)}}{I_{с.з}}, \quad (157)$$

$$k_q = 1 \times \frac{9,901}{5} = 1,98,$$

где $I_{к.мин}^{(3)}$ - ток трехфазного КЗ в минимальном режиме работы питающей системы при КЗ в конце защищаемого участка;

k'_q - коэффициент, учитывающий расчетный вид и место КЗ, схему соединений трансформаторов тока и реле.

13.4 Автоматический ввод резерва

Назначение устройства АВР является осуществление возможно быстрого автоматического переключения на резервное питание потребителей, обесточенных в результате повреждения или самопроизвольного отключения рабочего источника электроснабжения, что обеспечивает минимальные нарушения и потери в технологическом процессе.

14 ТЕХНИЧЕСКИЕ СРЕДСТВА ДИСПЕТЧЕРСКОГО И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ

14.1 Телемеханика

В современных условиях существующая информация о состоянии сети может быть получена с помощью средств телемеханики. Целесообразность телемеханизации автоматизированных сетей при их питании от РП или ЦП без постоянного обслуживающего персонала является бесспорной.

Контролируемый пункт КП представляет собой объект электроснабжения (РП.ТП), в котором установлены:

- контроллер;
- измерительные преобразователи тока, напряжения;
- счетчики электроэнергии.

Для осуществления функций системы телемеханики в ПУ размещаются:

- адаптер каналов связи (АКС);
- ПЭВМ диспетчера (сервер телемеханики).

Сервер телемеханики собирает данные от КП и обеспечивает данными удаленных пользователей

локальной вычислительной сети (ЛВС), в которую могут входить несколько рабочих мест:

- рабочее место инженера телемеханики, рабочее место по учету электроэнергии;
- рабочее место главного инженера;
- рабочие места других удаленных пользователей

Сервер телемеханики (рабочее место диспетчера) обрабатывает данные от КП, представляет их в удобной для восприятия форме диспетчеру и другим пользователям, передает команды диспетчера на КП, хранит полученную информацию в виде файлов протокола и измерений.

АКС обеспечивает соединение сервера телемеханики с существующими каналами связи и передачу команд и данных между КП и ПУ.

Передача информации от КП на ПУ осуществляется по магистральному радиоканалу, образованному стационарными радиостанциями, работающими на одной выделенной частоте. На КП радиостанции комплектуются антенно-фидерными устройствами направленного действия, на ПУ - антенно-фидерными устройствами с круговой диаграммой.

Краткое описание работы системы: взаимодействие ПУ и КП (контроллера) происходит путем обмена сообщениями в полудуплексном режиме работы каналов связи. При этом взаимодействие с КП обеспечивается:

- по командам диспетчера,

- по инициативе КП;
- по запросам удаленного пользователя;

Периодический опрос используется также для получения данных, по которым строятся графики токов нагрузок и напряжений, производится учет электроэнергии. Программа ведет периодический контроль состояния каналов связи с каждым КП с записью в протокол и возможностью звуковой сигнализации диспетчеру при пропадании связи с КП. Контроль процесса ведется автоматически. Информация обо всех событиях регистрируется в протоколе, который содержит два времени:

- время поступления события;
- время записи в протокол.

При просмотре или печати протокол может быть отфильтрован:

- по дате начала к конца периода;
- по объекту;
- по типам событий.

Диспетчер может:

- запросить текущее состояние объектов и всех измеряемых значений в целом по ПС, РП, ТП;
- управлять объектами ПС, РП;
- перевести временно часть объектов в состояние ремонта;
- вывести на экран и корректировать карточку объекта, содержащую любую справочную информацию,
- просмотреть и напечатать протокол событий,
- вывести на экран и напечатать графики любых измеряемых аналоговых и интегральных параметров.

Режим телеуправления (ТУ) считается наиболее ответственным в системе. Вход в режим защищается паролем.

14.2 Сигнализация

На щитах управления электрических станций и подстанций предусматриваются следующие виды технологических сигнализаций:

1. Аварийная сигнализация – сигналы об аварийном отключении коммутационных аппаратов.

2. Предупреждающая сигнализация – сигналы о наступлении ненормального режима в работе агрегатов или ненормального состояния отдельных частей установки или установки в целом.

3. Сигнализация действия защиты – сигналы о действии защиты, выпадении флажка указательного реле и необходимости ручного возврата его.

Схема аварийной сигнализации обеспечивает снятие звукового сигнала с центрального поста без квитирования ключа отключившегося аппарата, т.е. с сохранением светового сигнала. Система сигнализации после снятия звукового сигнала готова к приему новых сигналов независимо от того, сохранены световые сигналы отключившихся аппаратов или нет. Такой способ называется центральным снятием звукового сигнала с повторностью его действия.

15 ЗАЗЕМЛЕНИЕ РП

Контур заземлителя сетки расположенной с выходом за границы оборудования по 2 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не мог находиться за пределами заземлителя).

Закрытое РП имеет размеры $A=3$ м, $B=11$ м.

Площадь использования под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 2) \cdot (B + 2 \cdot 2), \text{ м}^2 \quad (158)$$

$$S = (3 + 2 \cdot 2) \cdot (11 + 2 \cdot 2) = 105 \text{ м}^2$$

Принимаем диаметр горизонтальных и вертикальных проводников в сетке выполненных в виде прутков, по условиям механической прочности, диаметром равным:

$$d = 10 \text{ мм},$$

Производим проверку выбранного проводника по условиям:

Проверка сечения прутка по условиям механической прочности:

$$F_{.mn} = \pi \cdot r^2, \text{ мм}^2; \quad (159)$$

$$F_{.mn} = 3,14 \cdot 5^2 = 78,54 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения прутка по условиям термической стойкости:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I^2 \cdot T}{400 \cdot \beta}} \text{ мм}^2, \quad (160)$$

где $T = 0,1 - 0,2 \text{ с}$ – продолжительность отключения тока КЗ основной защитой на стороне НН. время срабатывания релейной защиты;

$\beta = 21$ – коэффициент термической стойкости;

I – ток короткого замыкания в максимальном режиме.

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{30^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 126,773 \text{ мм}^2$$

Проверка сечения на коррозионную стойкость:

$$F_{KOP} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}) \text{ мм}^2, \quad (161)$$

где $T = 240 \text{ мес}$ – время использования заземлителя в месяцах за 20 лет,

a_k, b_k, c_k, α_k – коэффициенты аппроксимации зависящие от грунта,

$a_k = 0,005, b_k = 0,0031, c_k = 0,041, \alpha_k = 0,243$;

$$S_{a_p} = k \cdot T \ln^3 b + k \cdot T \ln^2 c + T \cdot \ln + \alpha_k \quad (162)$$

$$S_{CP} = 0,005 \cdot \ln^3 240 + 0,0031 \cdot \ln^2 240 + 0,041 \cdot \ln 240 + 0,243 = 7,113 \text{ мм}^2;$$

$$F_{KOP} = 3,14 \cdot 7,113 \cdot (10 + 7,113) = 382,224 \text{ мм}^2$$

Сечение горизонтальных проводников удовлетворяет условию:

$$F_{mn} \geq F_{\min} \geq F_{KOP} + F_{T.C.} \quad (163)$$

$$F_{M.II.} = 78,5 \leq F_{\min} = 508,997 \text{ мм}^2;$$

Условие не выполняется, уточняем диаметр прутка:

$$R = \sqrt{\frac{F_{KOP} + F_{T.C.}}{\pi}}; \quad (164)$$

$$R = \sqrt{\frac{508,997}{3,14}} = 12,729;$$

$$D = 2 \times R \quad (165)$$

$$D = 2 \times 12,729 = 25,457$$

Принимаем $d=25\text{мм}$.

Принимаем расстояние между полосами сетки: $l_{\bar{b}-\bar{b}} = 1 \text{ м}$.

Определяем общую длину полос в сетке:

$$L_{\mu} = (13 + 2 \times 2) + (11 + 2 \times 2) \times 340,$$

Уточняем длину горизонтальных полос при представлении площади подстанции квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1; \quad (166)$$

$$m = \frac{340}{2 \times \sqrt{105}} - 1 = 16$$

Принимаем $m=16$.

Длина стороны ячейки:

$$\frac{\sqrt{S}}{m} \text{ м}; \quad (167)$$

$$\frac{\sqrt{105}}{1} = 10,2 \text{ м.}$$

Длина горизонтальных полос в расчетной модели:

$$L = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m+1) \text{ м}; \quad (168)$$

$$L = 2 \times \sqrt{105} \cdot (16 + 1) = 48,3 \text{ м.}$$

Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем: $l_B = 5 \text{ м}$ - длина вертикального электрода;

Расстояние между вертикальными электродами принимаем кратным длине стороны ячейки $l = 2 \text{ м}$ - расстояние между вертикальными электродами.

Тогда количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{S}}{a}; \quad (169)$$

$$n_B = \frac{4 \times \sqrt{105}}{2} = 5$$

Принимаем: $n_B = 5$.

Определяем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R = \rho_{\text{ЭК2}} \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L + n_B \cdot l_B} \right), \quad (170)$$

где $\rho_{\text{ЭК2}} = \frac{\rho_1}{\psi}$ - эквивалентное удельное сопротивление грунта, $\psi = 2,1$,

$$\rho_{\text{ЭК2}} = \frac{400}{2,1} = 190,476 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

A_{min} - коэффициент подобия, принимается по таблице и зависит от отношения; $\frac{l_A}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{105}} = 0,49$

Принимаем: $A_{\text{min}} = 0,15$.

$$R_{\text{ЭК2}} = 190,476 \times \left(\frac{0,15}{\sqrt{105}} + \frac{1}{210 + 41 \times 10^3} \right) = 0,267 \quad ,$$

Импульсный коэффициент:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \times \sqrt{S}}{(\rho_{\text{ЭК2}} + 320) \times (I_M + 45)}}; \quad (171)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \times 38,022}{(190,476 + 320) \times (60 + 45)}} = 1,965;$$

Импульсное сопротивление соответствует условию:

$$R_u \leq 0,5 \text{ Ом} \quad (172)$$

16 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЕКТА

В данной части производится расчет эффективности инвестиций в проектируемую сеть 10 кВ от РП. Для расчёта экономической эффективности инвестиций, т.е. для достижения поставленной цели в данном дипломном

проекте необходимо рассчитать себестоимость передачи электроэнергии по проектируемой сети, рассчитать полезный отпуск электроэнергии, выполнить анализ методов определения экономической эффективности инвестиций, рассчитать срок окупаемости, выполнить бизнес планирование проекта.

Перечень оборудования

Основной задачей дипломного проекта является проектирование сети 10 кВ и технико-экономическое обоснование решений, обеспечивающих при наименьших затратах снабжение потребителей электроэнергией.

Основные параметры: напряжения и мощности в узлах, токи и перетоки мощности на линиях определены в основной части проекта.

Суммарная длина кабельных линий 10 кВ и 0,4 кВ, применяемых при проектировании распределительной сети, показана в таблицах.

Таблица 30 – длина кабельных линий 0,4 кВ

Марка кабеля	Длина линии, км	Стоимость, тыс.руб/км	Общая стоимость, тыс. руб
АПвЭв 3*240 + 90	0,504	456,12	229,884
АПвЭв 3*120 + 75	3,664	247,8	907,939

Таблица 31 – длина кабельных линий 10 кВ

Марка кабеля	Длина линии, км	Стоимость, тыс.руб/км	Общая стоимость, тыс. руб
АПвЭв (3*120)	1,8	281,4	506,52

В районе проектируемой РП производится установка 9 двухтрансформаторных ТП 10/0,4 кВ. Общее количество трансформаторов указано в таблице.

Таблица 32 - Общее количество трансформаторов на ТП

Марка трансформатора	Количество	Стоимость КТП, тыс.руб	Общая стоимость за 5 КТП, тыс. руб
ТМ - 630/10	10	1119,72	5598,6
ТМ - 1000/10	8	1513,16	6052,6

Таблица 33 – Общее число автоматических выключателей 0,4 кВ

Марка выключателя	Количество	Стоимость, руб	Общая стоимость руб
2хАВ2М4Н-53-41	6	3460	20760
2хВА51-39	3	3460	10380
ВВ/Тел-10-12,5/630У2	13	5300	68900

Таблица 34 – Общее число разъединителей

Марка разъединителя	Количество	Стоимость, руб	Общая стоимость руб
РЛНД 10/400УЗ	20	162	3240

Таблица 35 – Общее число предохранителей

Тип предохранителя	Количество	Стоимость, руб	Общая стоимость руб
ПН2-400	43	110	4730

Цель разработки инвестиционного проекта заключается:

- в возможности запитки большего числа потребителей;
- в увеличении пропускной способности сети;
- в увеличении объёмов сбыта электрической энергии, и соответственно в

получении большей прибыли.

Расчет капитальных вложений

Укрупненные стоимостные показатели распространяются на вновь сооружаемые, а также расширяемые и реконструируемые подстанции.

Постоянная часть затрат по ТП учитывает стоимость подготовки и благоустройства территории, общеподстанционного пункта управления, устройства собственных нужд подстанции, аккумуляторной батареи, компрессорной, внутриплощадочных и подъездных дорог, средств связи и телемеханики, наружного освещения, ограды и прочих общеподстанционных элементов из [13].

Значение коэффициента инфляции для подстанций и линий, выбирается из укрупненных показателей и численно равны 85 соответственно.

Согласно [8] выбирается срок службы для электрического оборудования, который равен 20 годам.

Амортизация вычисляется как:

$$I_a = \frac{I}{T_{СЛ}} \times K, \quad (173)$$

где $T_{СЛ}$ - срок службы оборудования, лет

K – соответствующие капиталовложения, тыс. руб

Капиталовложения в принятый вариант сети рассчитаны на основании данных из основной части дипломного проекта - срок службы объекта, амортизационные отчисления и затраты на ремонт.

Капиталовложения определяются по выражению:

$$K = (K_{ПС} + K_{КЛ}) \times K_{инф}, \quad (174)$$

где $K_{ПС}$ – капиталовложения по подстанциям,

$K_{ВЛ}$ – капиталовложения по линиям,

$K_{инф}$ – коэффициент инфляции (берётся из укрупненных стоимостных показателей электрических сетей).

Капиталовложения по подстанциям:

$$K_{ПС} = K_{ТР} + K_{КРУ} + K_{КУ} + K_{ПОСТ} \quad (175)$$

где $K_{ТР}$ – стоимость трансформаторов,

$K_{ОРУ}$ – стоимость открытых распределительных устройств,

$K_{КУ}$ – стоимость компенсирующих устройств,

$K_{ПОСТ}$ – постоянная часть затрат.

Капиталовложения на строительство кабельных линий КЛ:

$$K_{КЛ} = \Sigma(k_{уд} \times l) \quad (176)$$

где $k_{уд}$ – стоимость одного километра кабельной линии,

l – длина кабельной линии.

Издержки находятся по формуле:

$$И = И_{ор} + И_{ам} \quad (177)$$

где $И_{ор}$ – издержки на обслуживание и ремонт,

$И_{ам}$ – издержки на амортизацию,

Издержки на обслуживание и ремонт:

$$И_{ор} = K \times \alpha_{ор} \quad (178)$$

где $\alpha_{ор}$ – нормоотчисления на обслуживание и ремонт, равны: для кабельных линий - 0,008, для подстанции – 0,059.

Издержки на амортизацию:

$$И_{ам} = \frac{K}{T_{сл}} \quad (179)$$

где $T_{сл}$ – срок службы оборудования, принимается равным 20 лет.

Капиталовложения составляют:

$$K = 16074,58 \text{ тыс.руб}$$

Суммарные издержки на обслуживание и ремонт:

$$И = 1752,13 \text{ тыс.руб}$$

Среднегодовые затраты для спроектированной сети определяются по формуле:

$$З = E \times K + И, \quad (180)$$

где E - норма дисконтирования, равная 0,1;

K – капиталовложения;

И – издержки.

Для спроектированной сети затраты составляют:

$$З = 3359,59 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 36 – Стоимость потерь электроэнергии

	Потери, МВт*ч,	Стоимость, тыс. руб/МВт*ч	Стоимость, тыс. руб.
линии	0,332	1,279	0,4246
трансформатор	0,768	1,279	0,9823
ИТОГО			1,4069

Т.о. зная суммарные затраты на ремонт по линиям и подстанциям, и величину стоимости потерь, можно определить численное значение эксплуатационных издержек.

Результаты расчета сводятся в таблицу.

Таблица 37 – Суммарные капиталовложения в сеть

Параметр	Стоимость всей сети, т. руб, K_{Σ}	Амортизация т. руб, $I_{a\Sigma}$	Ст-ть потерь, т.руб., W_{Σ}	Экспл. издержки, т. руб, I_t
ИТОГО	16074,58	6092,68	1,4069	17828,1169

Таким образом, после оценки капиталовложений, можно сделать выводы, что предлагаемый инвестиционный проект:

- по наличию экономического эффекта относится к проектам, направленным на подключение новых потребителей (развитие рынка сбыта);
- по видам бизнеса относится к электросетевым объектам распределительных сетей, которые не относятся к ЕНЭС;
- по направлению инвестиций, направлен на новое строительство и расширение действующего предприятия;
- по сроку реализации относится к реализуемым более года;
- по видам финансирования относится к проектам, финансируемым за счёт собственных финансовых средств.

17 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ ПРОЕКТА

В работе производится реконструкция электрических сетей 10 кВ в районе РП. РП, а так же все ТП 10/0,4 кВ устанавливаются закрытого типа. Все линии 10 кВ и 0,4 кВ выполнены кабелем. В данном разделе рассматриваются экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии на реконструируемой подстанции.

Законом РФ об охране окружающей природной среды предусмотрены меры по предупреждению и устранению вредных физических воздействий, включая и электромагнитные поля. На протяжении миллиардов лет естественное магнитное поле земли, являясь первичным периодическим экологическим фактором, постоянно воздействовало на состояние экосистем. В ходе эволюционного развития структурно-функциональная организация экосистем адаптировалась к естественному фону. Некоторые отклонения наблюдаются лишь в периоды солнечной активности, когда под влиянием мощного корпускулярного потока магнитное поле земли испытывает кратковременные резкие изменения своих основных характеристик. Это явление, получившее название магнитных бурь, неблагоприятно отражается на состоянии всех экосистем, включая и организм человека. В этот период отмечается ухудшение состояния больных, страдающих сердечно-сосудистыми, нервно-соматическими и другими заболеваниями. Влияет магнитное поле и на животных, в особенности на птиц и насекомых.

На нынешнем этапе развития научно-технического прогресса человек вносит существенные изменения в естественное магнитное поле, придавая геофизическим факторам новые направления и резко повышая интенсивность своего воздействия. Основные источники этого воздействия – электромагнитные поля от линий электропередачи (ЛЭП) и электромагнитные поля от радиотелевизионных и радиолокационных станций.

17.1 Безопасность

Закрытые распределительные устройства и подстанции располагаются в отдельно стоящих зданиях. В помещениях с КРУ предусматривается площадка для ремонта и наладки выкатных элементов. Ремонтная площадка оборудована средствами для опробования приводов выключателей и систем управления. Закрытые РУ разных классов напряжений, как правило, следует размещать в отдельных помещениях. Допускается размещать РУ до 1 кВ в одном

помещении с РУ выше 1 кВ при условии, что части РУ или ПС до 1 кВ и выше будут эксплуатироваться одной организацией.

Помещения РУ, трансформаторов, преобразователей и т. п. отделены от служебных и других вспомогательных помещений.

Трансформаторные помещения и ЗРУ не допускается размещать:

1) под помещением производств с мокрым технологическим процессом, под душевыми, ванными и т. п.;

2) непосредственно над и под помещениями, в которых в пределах площади, занимаемой РУ или трансформаторными помещениями, одновременно может находиться более 50 чел. в период более 1 ч. Это требование не распространяется на трансформаторные помещения с трансформаторами сухими или с негорючим наполнением, а также РУ для промышленных предприятий.

При реконструкции ТП и РП были выполнены следующие требования:

1) расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз, от неизолированных токоведущих частей до заземленных конструкций и ограждений, пола и земли, а также между неогражденными токоведущими частями разных цепей должно быть не менее значений, приведенных в таблице 44.

2) гибкие шины в ЗРУ проверяются на их сближение под действием токов КЗ в соответствии с требованиями. Расстояния от подвижных контактов разъединителей в отключенном положении до ошиновки своей фазы, присоединенной ко второму контакту, должно быть не менее размера J по таблице 44.

3) неизолированные токоведущие части должны быть защищены от случайных прикосновений (помещены в камеры, ограждены сетками и т.п.). При размещении неизолированных токоведущих частей вне камер и расположении их ниже размера D по таблице 44 от пола они должны быть ограждены. Высота прохода под ограждением должна быть не менее 1,9 м.

4) токоведущие части, расположенные выше ограждений до высоты 2,3 м от пола, должны располагаться от плоскости ограждения на расстояниях, приведенных в таблице 44 для размера *B*.

5) аппараты, у которых нижняя кромка фарфора (полимерного материала) изоляторов расположена над уровнем пола на высоте 2,2 м и более, разрешается не ограждать, если при этом выполнены приведенные выше требования. Применение барьеров в огражденных камерах не допускается.

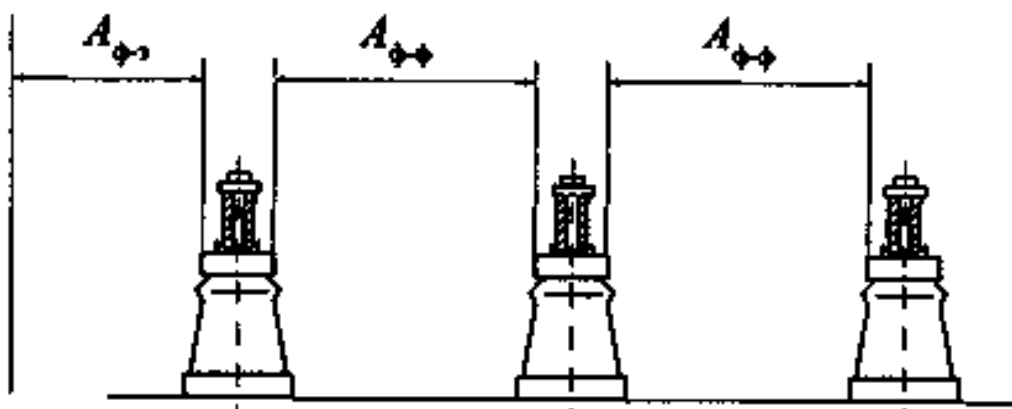


Рисунок 12 - Наименьшие расстояния в свету между неизолированными токоведущими частями разных фаз в ЗРУ и между ними и заземленными частями

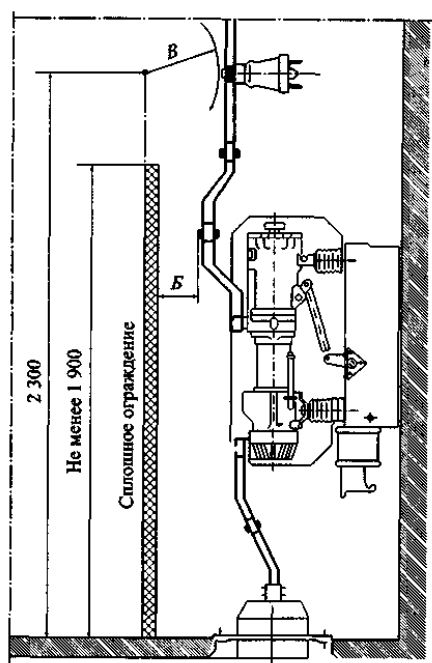


Рисунок 13 - Наименьшие расстояния между неизолированными токоведущими частями в ЗРУ и сплошными ограждениями

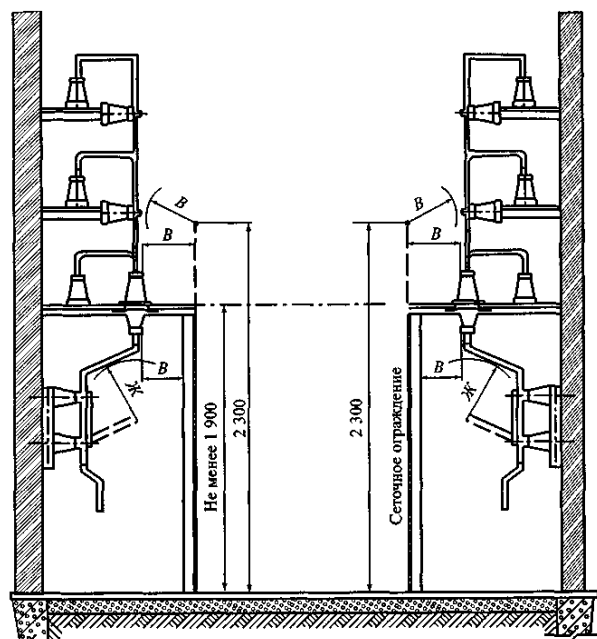


Рисунок 14 - Наименьшие расстояния от неизолированных токоведущих частей в ЗРУ до сетчатых ограждений и между неогражденными неизолированными токоведущими частями разных цепей

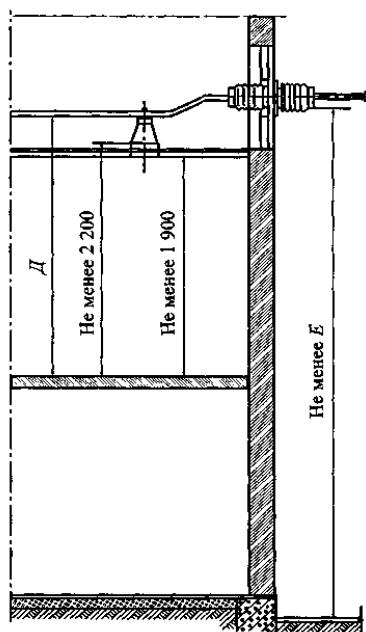


Рисунок 15 - Наименьшие расстояния от пола до неогражденных неизолированных токоведущих частей и до нижней кромки фарфора изолятора и высота прохода в ЗРУ. Наименьшее расстояние от земли до неогражденных

линейных выводов из ЗРУ вне территории ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами

В проектируемых ТП 10/0,4 кВ и РП 10 кВ неогражденные неизолированные ведущие части различных цепей, находящиеся на высоте, превышающей размер D по таблице 44 расположены на таком расстоянии одна от другой, чтобы после отключения какой либо цепи (например, секции шин) было обеспечено ее безопасное обслуживание при наличии напряжения в соседних цепях. В частности, расстояние между неограженными токоведущими частями, расположенными с двух сторон коридора обслуживания, должно соответствовать размеру G по таблице 44.

Ширина коридора обслуживания в проектируемых ТП 10/0,4 кВ и РП 10 кВ обеспечивает удобное обслуживание установки и перемещение оборудования, причем она должна быть не менее (считая в свету между ограждениями): 1 м - при одностороннем расположении оборудования; 1,2 м - при двустороннем расположении оборудования. В коридоре обслуживания, где находятся приводы выключателей или разъединителей, указанные выше размеры должны быть увеличены соответственно до 1,5 и 2 м. При длине коридора до 7 м допускается уменьшение ширины коридора при двустороннем обслуживании до 1,8 м.

Таблица 38 - Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ (подстанций) 10 кВ

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, для номинального напряжения 10 кВ
От токоведущих частей до заземленных конструкций и частей зданий	$A_{\phi-з}$	120
Между проводниками разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	130
От токоведущих частей до сплошных ограждений	B	150
От токоведущих частей до сетчатых	B	220

ограждений		
Между неогражденными токоведущими частями разных цепей	<i>Г</i>	2000
От неогражденных токоведущих частей до пола	<i>Д</i>	2500
От неогражденных выводов из ЗРУ до земли при выходе их не на территорию ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	<i>Е</i>	4500
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной к второму контакту	<i>Ж</i>	150
От неогражденных кабельных выводов из ЗРУ до земли при выходе кабелей на опору или портал не на территории ОРУ и при отсутствии проезда транспорта под выводами	-	-

В проектируемых ТП 10/0,4 кВ и РП ширина коридора обслуживания КРУ с выкатными элементами и КТП обеспечивает удобство управления, перемещения и разворота оборудования и его ремонта.

Установка КРУ и КТП в отдельных помещениях ширина коридора обслуживания определяется, исходя из следующих требований:

при однорядной установке - длина наибольшей из тележек КРУ (со всеми выступающими частями) плюс не менее 0,6 м;

при двухрядной установке - длина наибольшей из тележек КРУ (со всеми выступающими частями) плюс не менее 0,8 м.

при наличии коридора с задней стороны КРУ и КТП для их осмотра ширина его должна быть не менее 0,8 м; допускаются отдельные местные сужения не более чем на 0,2 м.

Расчетные нагрузки на перекрытия помещений по пути транспортировки электрооборудования в проектируемых ТП принимаются с учетом массы наиболее тяжелого оборудования (например, трансформатора), а проемы соответствуют их габаритам.

Выходы из РУ проектируемого РП выполнены исходя из следующих требований:

- 1) при длине РУ до 7 м допускается один выход;

2) при длине РУ более 7 до 60 м должны быть предусмотрены два выхода по его концам; допускается располагать выходы из РУ на расстоянии до 7 м от его торцов;

3) при длине РУ более 60 м, кроме выходов по концам его, должны быть предусмотрены дополнительные выходы с таким расчетом, чтобы расстояние от любой точки коридора обслуживания до выхода было не более 30 м.

Полы помещений РУ РП выполнены по всей площади каждого этажа на одной отметке, конструкция полов исключает возможность образования цементной пыли. Устройство порогов в дверях между отдельными помещениями и в коридорах не допускается.

Двери из РУ РП открываются в направлении других помещений или наружу и имеют samozапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ. Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ имеют устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Замки в дверях помещений РУ РП одного напряжения открываются одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

Ограждающие конструкции и перегородки КРУ и КТП собственных нужд электростанции выполнены из негорючих материалов.

В одном помещении РУ ТП 10/0,4 кВ допускается установка до двух масляных трансформаторов мощностью каждый до 0,63 МВ·А, отделенных друг от друга и от остальной части помещения РУ перегородкой из негорючих материалов с пределом огнестойкости 45 мин высотой не менее высоты трансформатора, включая вводы высшего напряжения.

Трансформаторы напряжения независимо от массы масла в них допускается устанавливать в огражденных камерах РУ. При этом в камере должен быть предусмотрен порог или пандус, рассчитанный на удержание полного объема масла, содержащегося в трансформаторе напряжения.

Ячейки выключателей в проектируемых ТП и РП отделены от коридора обслуживания сплошными или сетчатыми ограждениями, а друг от друга - сплошными перегородками из негорючих материалов. Такими же перегородками или щитами эти выключатели должны быть отделены от привода.

Под каждым масляным выключателем с массой масла 60 кг и более в одном полюсе требуется устройство маслоприемника на полный объем масла в одном полюсе.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслonaполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

Вентиляция помещений трансформаторов обеспечивает отвод выделяемого ими тепла в таких количествах, чтобы при их нагрузке, с учетом перегрузочной способности и максимальной расчетной температуре окружающей среды, нагрев трансформаторов и реакторов не превышал максимально допустимого для них значения.

Вентиляция помещений трансформаторов выполнена таким образом, чтобы разность температур воздуха, выходящего из помещения и входящего в него, не превосходила: 15 °С для трансформаторов на токи до 1000 А.

Помещения РУ, содержащие оборудование, заполненное маслом, оборудованы вытяжной вентиляцией, включаемой извне и не связанной с другими вентиляционными устройствами.

В местах с низкими зимними температурами приточные и вытяжные вентиляционные отверстия снабжены утепленными клапанами, открываемыми извне.

Отверстия в ограждающих конструкциях зданий и помещений после прокладки токопроводов и других коммуникаций следует заделывать

материалом, обеспечивающим огнестойкость не ниже огнестойкости самой ограждающей конструкции, но не менее 45 мин.

Прочие отверстия в наружных стенах для предотвращения проникновения животных и птиц защищены сетками или решетками с ячейками размером 10×10 мм.

Перекрытия кабельных каналов и двойных полов выполнены съемными плитами из негорючих материалов вровень с чистым полом помещения. Масса отдельной плиты перекрытия должна быть не более 50 кг.

Прокладка в камерах аппаратов и трансформаторов транзитных кабелей и проводов, как правило, не допускается. В исключительных случаях допускается прокладка их в трубах.

Электропроводки освещения и цепей управления и измерения, расположенные внутри камер или же находящиеся вблизи незащищенных токоведущих частей, допущены лишь в той мере, в какой это необходимо для осуществления присоединений (например, к измерительным трансформаторам).

Прокладка в помещениях РУ относящихся к ним (не транзитных) трубопроводов отопления произведена при условии применения цельных сварных труб без вентилях и т. п., а вентиляционных сварных коробов - без задвижек и других подобных устройств. Допускается также транзитная прокладка трубопроводов отопления при условии, что каждый трубопровод заключен в сплошную водонепроницаемую оболочку.

В работе рассмотрены вопросы диспетчерского и технологического управления, поэтому в данной части произведём расчёт для оператора ПЭВМ.

Организация рабочего места оператора ПЭВМ

Оператору ПЭВМ желательно иметь кресла с подлокотниками, подставки для текста и кистей рук при работе с «мышью» и клавиатурой, а также подставку для ног, особенно при ежедневной работе на ПЭВМ 4 часа и более.

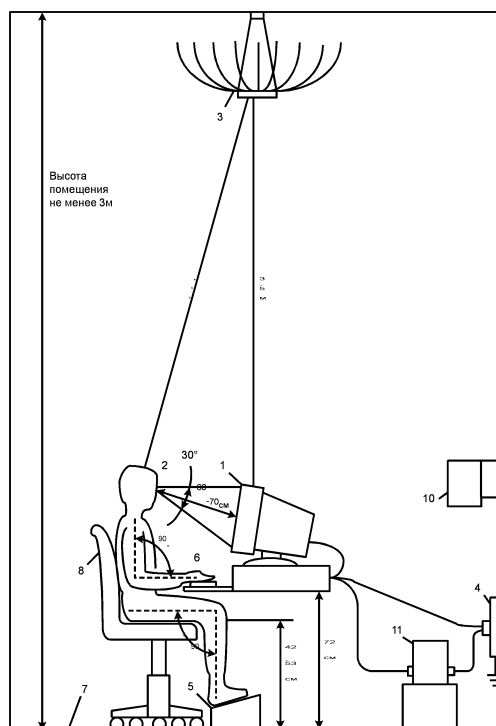


Рисунок 16 - Организация рабочего места:

- 1 - заземленный приэкранный фильтр, имеющий гигиенический сертификат;
- 2 - спектральные очки и налобная повязка;
- 3 - аппарат аэроионопрофилактики, подвешиваемый к потолку;
- 4 - заземленная панель питания ПЭВМ, сетевых фильтров, принтеров, факсов и других источников потребления тока частоты 50 Гц (при отсутствии надежного заземления указанные потребители следует подключать через специальное согласующее устройство 11, снижающее напряженность электрического поля токов 50 Гц более чем в 10 раз);
- 5 - регулируемая по высоте подставка под ноги;
- 6 - подставка под кисти рук;
- 7 - покрытие пола из негорючего, несинтетического материала, допускающего регулярную влажную уборку;
- 8 - рабочее кресло по СанПиН 2.2.2.1340-03 [21];
- 9 - без включения собственно ПЭВМ в работу в помещении должен быть обеспечен следующий электромагнитный фон от всех электроисточников токов

50 Гц по электрической составляющей - не более 20 В/м, по магнитной составляющей - не более 0,8 А/м или 1 мкТл [30];

10 - обеспыливатели и увлажнители воздуха.

При расстоянии между человеком и аппаратом аэроионопрофилактики в 2,5-3м обеспечивается верхний предел норм; при расстоянии в 5-6м - на уровне несколько выше нижнего предела норм; при высоте потолка в помещении менее 2,8м целесообразно использовать настенные или переносные аппараты. Применение таких аппаратов резко снижает число вредных положительно заряженных пылинок и микроорганизмов в зоне дыхания пользователя ПЭВМ [34].

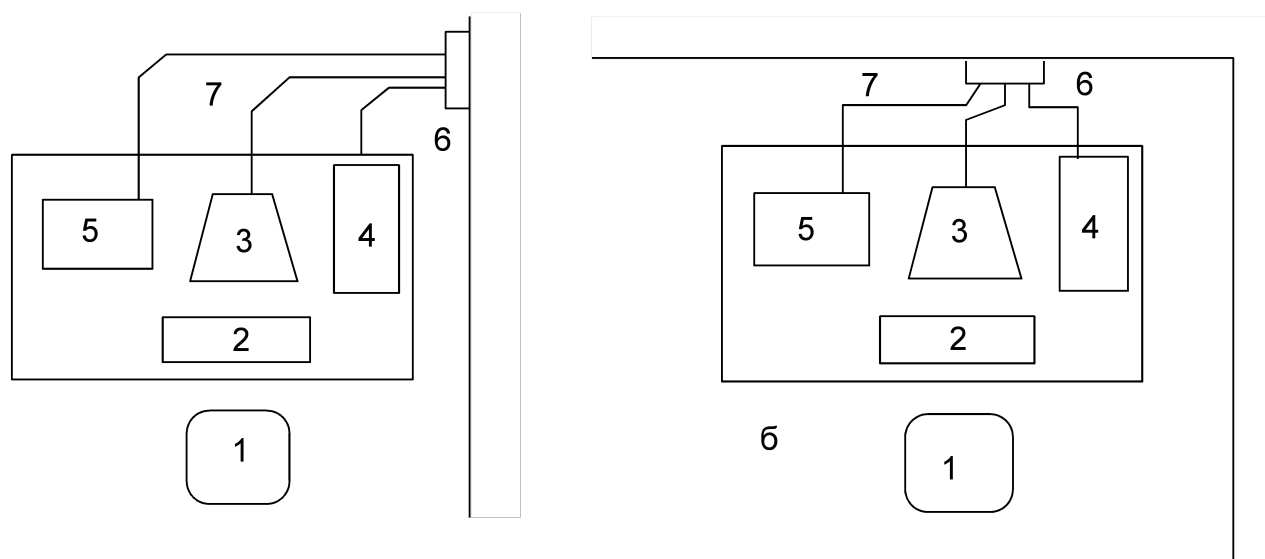


Рисунок 17 - Организация рабочего места пользователя ПЭВМ:

1 - рабочее место оператора; 2 - клавиатура; 3 - дисплей; 4 - системный блок ПЭВМ; 5 - принтер; 6 - розетки питания; 7 - сетевые кабели питания блоков ПЭВМ.

Расположение экрана ПЭВМ в месте рабочей зоны должно находиться в положении, обеспечивающем удобство зрительного наблюдения в вертикальной плоскости под углом $\pm 30^\circ$ от горизонтальной линии взгляда оператора, а также возможность использования ПЭВМ: ввод-вывод информации при корректировке основных параметров технологического процесса, отладка

программ и др.; одновременно с выполнением основных производственных операций - наблюдение за зоной обработки на станке с программным управлением, при обслуживании роботизированного технологического комплекса и др.[24]

Конструкция клавиатуры должна иметь: исполнение в виде отдельного устройства с возможностью свободного перемещения; опорное приспособление, позволяющее изменять угол наклона поверхности клавиатуры в пределах от 5° до 15° ; высоту среднего ряда клавиш не более 30мм; расположение часто используемых клавиш в центре, внизу и справа, редко используемых - вверху и слева; выделение цветом, размером, формой и местом расположения функциональных групп клавиш.

Минимальный размер клавиш 13мм, оптимальный - 15мм; клавиши имеют углубление в центре и шаг 19 ± 1 мм. Расстояние между клавишами не менее 3мм; минимальное сопротивление нажатию 0,25 Н и максимальное - не более 1,5 Н. Должна быть звуковая обратная связь от включения клавиш с регулировкой уровня звукового сигнала и возможностью ее отключения. [23]

Корпус ПЭВМ, клавиатура и другие блоки и устройства ПЭВМ должны иметь матовую поверхность одного цвета с коэффициентом отражения 0,4-0,6. Анализируя причины резкого роста «компьютерных» профессиональных заболеваний, американские специалисты отмечают прежде всего слабую эргономическую проработку рабочих мест операторов вычислительных машин. Среди причин заболеваний - слишком высоко расположенная клавиатура, неподходящее кресло, эмоциональные нагрузки, продолжительное время работы на клавиатуре.

Борьба с травмами повторяющихся нагрузок не ограничивается только эргономическим оснащением рабочего места оператора. В ближайшее время должны появиться клавиатуры новых конструкций, значительно отличающиеся от привычной плоской клавиатуры. В новой модели она разделена на две части, которые могут наклоняться относительно горизонтали. Одна из фирм разместила клавиши на двух вогнутых дисках, что значительно сокращает

нагрузку на ладони. Однако для оценки истинной эффективности новых конструкций клавиатур требуются дополнительные исследования.

Тип рабочего кресла выбирается в зависимости от продолжительности работы: при длительной работе - массивное кресло; при кратковременной - кресло легкой конструкции. [21]

При любой форме кресла должна быть спинка, обеспечивающая правильную позу. Установлено, что затраты на такие кресла в последствии многократно окупаются благодаря повышению работоспособности и снижению жалоб на боль в спине, усталость и т.д.

Рабочее кресло должно быть подъемно-поворотным и регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки, расстояние от спинки переднего края сиденья также должно регулироваться. Конструкция должна обеспечивать: ширину и глубину поверхности сиденья не менее 400мм; плоскую поверхность сиденья с закругленным передним краем; регулировку высоты поверхности сиденья в пределах 400-500мм и углов наклона вперед до 15° и назад до 5°; высоту опорной поверхности спинки 300±20мм, ширину - не менее 380мм и радиус кривизны горизонтальной плоскости - 400мм; угол наклона спинки в вертикальной плоскости в пределах 0±30°; стационарные или съемные подлокотники длиной не менее 250мм и шириной - 50-70мм; регулировку подлокотников по высоте над сиденьем в пределах 230±30мм и внутреннего расстояния между подлокотниками в пределах 350-500мм.[22]

Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) должна быть полумягкой, с неэлектризуемым и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

Расчет системы искусственного освещения. Выбор источника света.

В качестве источников света при искусственном освещении следует применять преимущественно люминесцентные лампы типа ЛД. Освещенность на поверхности стола в зоне размещения рабочего документа должна быть 300 – 500 лк. Освещение не должно создавать бликов на поверхности экрана. Освещенность поверхности экрана не

должна быть более 300 лк. [27]

Для освещения помещения с видеотерминалом и ПВМ следует применять светильники серии АОД укомплектованные высокочастотным пускорегулирующими аппаратами. Допускается применять светильники этой серии и без этих аппаратов. Применять светильники без рассеивающихся и экранированных решеток не допускается. [28]

Выбор типа светильников и определение высоты их подвеса над рабочей поверхностью

Учитывая наименьшую допустимую высоту подвеса светильника над полом, выбираем из таблицы 5 [26] тип светильника: двухламповые светильники АОД. Основные характеристики светильника (таблица 21 [26]):

- 1) тип светильника – АОД – 2 – 40;
- 2) количество и мощность лампы – 2×40;
- 3) область применения – освещение производственных помещений с нормальными условиями среды;
- 4) размеры – длина $a_{св} = 1,241$ м, ширина $b_{св} = 0,255$ м,;
- 5) КПД – 85 %.

Высота подвеса светильников над рабочей поверхностью:

$$h = H - h_p - h_c, \quad (181)$$

где h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м;

H – высота помещения, м;

$h_c = 0,5$ – расстояние светового центра светильника, м;

h_p – высота рабочей поверхности, м;

$$h = 2,4 - 0,8 - 0,5 = 1,1.$$

Высота в помещении

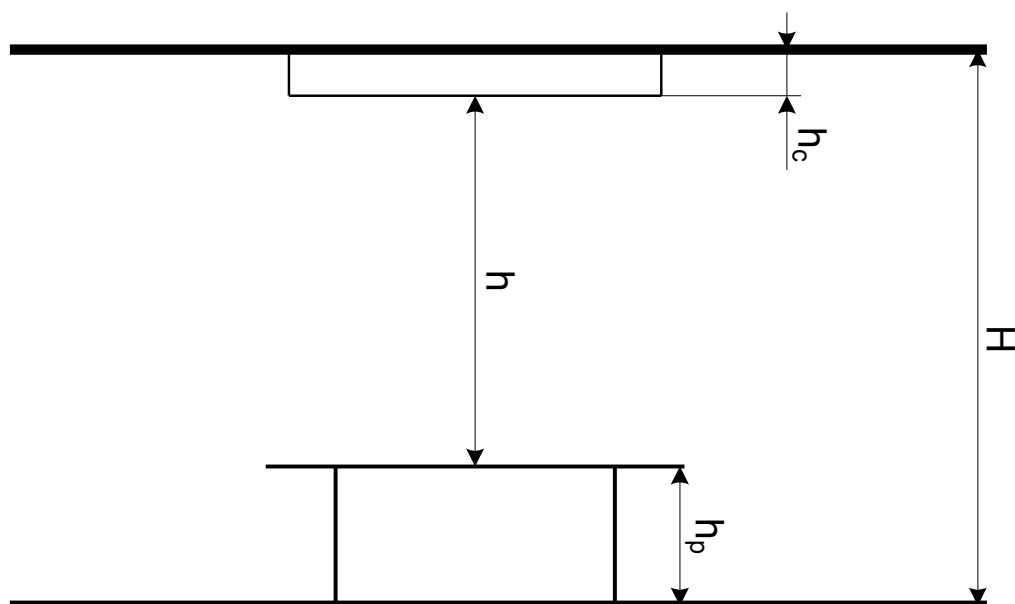


Рисунок 18 - Размещение светильных приборов в помещении

При выборе расположения светильников необходимо руководствоваться двумя критериями:

- 1) обеспечение высокого качества освещения, ограничение ослепленности и необходимой направленности света на рабочее место;
- 2) наиболее экономичное создание нормированной освещенности.

В зависимости от типа светильников существует наивыгоднейшее относительное расстояние между светильниками.

$$\lambda = \frac{L}{h}, \quad (182)$$

где L – расстояние между светильниками, м.

Значение λ для светильника АОД равно [19]:

$$\lambda = 1,3$$

Расстояние между светильниками рассчитывается по формуле:

$$L = \lambda \cdot h \quad (183)$$

$$L = 1,3 \cdot 1 = 1,3$$

Расстояние от стен помещения до крайних светильников рекомендуется

рассчитать по формуле:

$$B = \frac{A - L - 2 \times b_{св}}{2} \text{ м.} \quad (184)$$

$$B = \frac{5 - 1,43 - 2 \times 0,255}{2} = 1,53 \text{ м.}$$

Светильники рекомендуется располагать в ряд вдоль длинной стороны.

Количество светильников в одном ряду:

$$n_{св} = \frac{B - l_{св}}{l_{св}} \quad (185)$$

$$n_{св} = \frac{10 - 1,241}{1,241} = 7$$

Округляем полученное значение до ближайшего целого, $n_{св} = 7$.

Длина сплошной линии светильников:

$$Y = l_{св} \times n_{св} \text{ м.} \quad (186)$$

$$Y = 1,241 \times 7 = 8,687 \text{ м.}$$

Количество рядов:

$$n_{ряд} = \frac{A}{L} \quad (187)$$

$$n_{ряд} = \frac{5}{1,43} = 3,2$$

Округляем полученное значение до ближайшего целого, $n_{ряд} = 3$.

Количество светильников в помещении:

$$N = n_{ряд} \times n_{св} \quad (188)$$

$$N = 7 \times 3 = 21$$

Общее число ламп:

$$n = N \times 2 \quad (189)$$

$$n = 21 \times 2 = 42$$

Требуемая освещенность на рабочих местах $E = 300$ лк [21].

Коэффициент запаса K для осветительных установок общего освещения должен быть равен 1,4 (с малым выделением пыли). Этот коэффициент учитывает запыленность светильников и прочие причины.[21]

Индекс помещения:

$$i = \frac{S}{h \cdot (A + B)}, \quad (190)$$

где S – площадь помещения, m^2 ;

h – высота подвеса светильников над рабочей поверхностью, м;

A, B – стороны помещения, м.

$$i = \frac{50}{1,1 \times (5 + 10)} = 3,03.$$

Определение коэффициента использования светового потока η
Коэффициент использования светового потока – это отношение полезного светового потока, достигающего освещаемой поверхности, к полному световому потоку в помещении. Для определения коэффициента использования необходимо знать индекс помещения i , значение коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n и тип светильника.

Коэффициенты ρ_c и ρ_n оцениваются субъективно по состоянию стен и потолка (таблица 19 [26]).

$$\rho_c = 70 \%$$

$$\rho_n = 50 \%$$

Значение коэффициента η определяется из таблицы 18 [26].

Коэффициент использования светового потока для нашего помещения равен $\eta = 52 \%$.

Определение величины светового потока ламп

Световой поток ламп необходим для создания заданной освещенности горизонтальной поверхности с учетом света, отраженного стенами и потолком или, наоборот, найти освещенность при заданном потоке.

Величина светового потока определяется по формуле:

$$F = \frac{E \cdot k \cdot S \cdot z}{\eta}, \quad (191)$$

где F – световой поток, лм;

k – коэффициент запаса;

S – площадь помещения, m^2 ;

η – коэффициент использования светового потока;

E – минимальная освещенность, лк;

z – коэффициент неравномерности освещения.

Значение коэффициента z для светильников с люминесцентными лампами при расчетах берется равным 1,15.

$$F = \frac{300 \cdot 1,4 \cdot 50 \cdot 1,15}{0,45} = 53666$$

Световой поток одной лампы:

$$\Phi_n = \frac{F}{n} \text{ лк}, \quad (192)$$

$$\Phi_n = \frac{53666}{42} = 1278 \text{ лк},$$

Определяем освещенность на рабочем месте:

$$E_{\text{раб.мест.}} = \frac{\Phi_{\text{раб.мест.}} \cdot n \cdot \eta}{K \cdot S \cdot Z}, \quad (193)$$

где $\Phi_{\text{раб.мест.}} = 1350$ лк

$$E_{\text{раб.мест.}} = \frac{1350 \cdot 42 \cdot 0,45}{1,4 \cdot 50 \cdot 1,15} = 316,957.$$

Погрешность:

$$\Delta = \frac{E_{\text{раб.м.}} - E_n}{E_n} \times 100\% \quad (194)$$

$$\Delta = \left| \frac{317 - 300}{300} \right| \times 100 = 5,667 \%$$

Так полученное значение освещенности на рабочем месте не превышает требуемое более чем на 10 %.

17.2 Экологичность

Экологические аспекты передачи и распределения электроэнергии по основным характеристикам нормируются директивными документами: максимальная напряженность электрического поля, уровень акустических шумов и радиопомех. Выбор параметров электропередачи, ее конструктивных особенностей на стадии проектирования должен быть ориентирован на соблюдение указанных нормативных требований. В этом случае необходим тщательный анализ проектируемой подстанции и линии электропередачи, погодных условий в течение года и выбор средств, позволяющих снизить размеры отторгаемых ценных земель, вырубки лесных массивов, воздействия на окружающий животный и растительный мир, а также на находящиеся вблизи подстанции и трассы линии населенные пункты. Важным аспектом экологического влияния линии электропередачи являются места ее пересечения с железной и автомобильной дорогами, что связано с обеспечением безопасности людей.

Защита от электромагнитных полей и излучений в нашей стране регламентируется Законом РФ об охране окружающей природной среды, а также рядом нормативных документов. Основным способом защиты населения от возможного вредного воздействия электромагнитных полей от подстанций и линий электропередачи – создание охранных зон шириной от 15 до 30 м в зависимости от напряжения. Данная мера требует отчуждения больших территорий и исключения их из пользования в некоторых видах хозяйственной деятельности. Уровень напряженности электромагнитных полей снижают также с помощью устройства различных экранов, в том числе и зеленых насаждений, выбора геометрических параметров линий, заземление тросов и других мероприятий.

В стадии разработки находятся проекты замены воздушных линий на кабельные и подземной прокладки высоковольтных линий. В 1981 г. американскими учеными были выполнены исследования по изучению воздействия кабельной газоизолированной линии напряжением 500 кВ на окружающую среду. Линия находилась в эксплуатации с 1975 г. Наблюдения проводились на одной секции передачи длиной 192 м. Полоса отчуждения такой передачи изменяется от 7,5 до 30 м в ширину. Хотя на этих землях допускаются сельскохозяйственные работы, постройка домов и посадка крупных деревьев исключается. Электрическое поле вокруг кабельной линии такого напряжения практически отсутствует, а величина магнитного поля очень мала и соизмерима с полем, создаваемым электродвигателем бытового вентилятора. Таким образом, воздействие кабельных линий на окружающую среду возможно только в случае аварийной утечки газа (или масла) из оболочек линии. [1]

Преимуществом кабельной линии является также то, что она не изменяет ландшафта местности, по которой проложена, хотя существуют некоторые оговорки, о которых было сказано выше. Главным ограничением в строительстве таких передач электроэнергии в настоящее время является их цена (в 8—10 раз выше стоимости ВЛ). Существующие линии имеют небольшую

длину (несколько километров) и прокладываются в местах, где строительство воздушной линии либо невозможно технически (широкие водные пространства), либо исключено по социально-экономическим причинам (в крупных городах и населенных пунктах).

Поскольку в основной части дипломного проекта питающие линии 10 кВ выполнены кабелем, а проектируемые ТП 10/0,4 кВ и РП 10 кВ выполнены закрытого типа расчёт электромагнитных полей и акустических шумов от линий и трансформаторов рассматриваться не будет. Для закрытых подстанций не рассчитывается влияние акустических шумов на окружающую среду, однако, в закрытых подстанциях присутствует маслонаполненное оборудование, разлив масла которых может привести к загрязнению окружающей среды.

В закрытых отдельно стоящих, пристроенных и встроенных в производственные помещения ПС, в камерах трансформаторов и других маслонаполненных аппаратов с массой масла в одном баке до 600 кг при расположении камер на первом этаже с дверями, выходящими наружу, маслосборные устройства не выполняются.

17.3 Чрезвычайные ситуации

В части работы, посвящённой рассмотрению чрезвычайных ситуаций, будут приведены правила пожарной безопасности (ППБ), которые необходимо соблюдать всем работникам, работающим на объектах энергетики.

Правила пожарной безопасности на подстанциях

ЗРУ должно обеспечивать пожарную безопасность.

Помещения ЗРУ должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения (ручными и передвижными): огнетушителями, ящиками с песком (при необходимости), асбестовыми или войлочными покрывалами и др. На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ размещаются у входов.

При делении ЗРУ на секции, посты пожаротушения располагаются в тамбурах или на площадках у лестничных клеток. переносные огнетушители

должны размещаться на высоте не более 1,5 м от уровня пола, считая от нижнего торца огнетушителя. Допускается установка огнетушителей в тумбах или шкафах, конструкция которых должна позволять визуально определять тип огнетушителя и обеспечивать доступ к нему. На территории ОРУ первичные средства пожаротушения размещаются на специальных постах в удобном для персонала месте (в помещениях щитов, в тамбурах камер и т.п.), в помещениях должны устанавливаться специальные пожарные щиты (посты). На пожарных щитах должны размещаться только те первичные средства тушения пожара, которые могут применяться в данном помещении. Поясняющие знаки и надписи, указывающие местоположение средств пожаротушения, имеются на тропях обхода территории ОРУ. В местах установки на ОРУ передвижной пожарной техники (в соответствии с оперативным планом пожаротушения) обозначены и оборудованы места заземления. Стационарные средства пожаротушения, которыми оборудованы трансформаторы, маслоприемники и маслоотводы должны быть содержаться в исправном состоянии. [5]

Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Здание РУ сооружается из огнестойких материалов. При проектировании ЗРУ предусматриваются меры для ограничения распространения возникшей аварии. Для этого оборудование отдельных элементов РУ устанавливается в камерах - помещениях, ограниченных со всех сторон стенами, перекрытиями, ограждениями. Если часть ограждений сетчатая, то камера называется открытой. В таких камерах устанавливаются разъединители, безмасляные и маломасляные выключатели, и баковые выключатели с количеством масла до 25 кг. В современных ЗРУ баковые выключатели с большим количеством масла (более 60 кг) не применяются, так как для их установки надо предусматривать закрытые камеры с выходом наружу, что значительно усложняет строительную часть. При установке в ЗРУ масляных трансформаторов предусматриваются меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция помещений трансформаторов и реакторов, а также аварийная вытяжная вентиляция коридоров обслуживания открытых камер с маслonaполненным оборудованием.

Уровень пожаробезопасности на объектах энергетики должен быть очень высок. Это связано с физикой процесса производства, передачи и распределения электроэнергии. В ряде случаев при возгорании не может быть применена вода, т.к. пожарный может попасть под напряжение, хотя она доступна в любых количествах и находится от места расположения рассматриваемой ПС в нескольких метрах (например река или другой естественный водоём).

В соответствии с [4] на ПС должны выполняться следующие правила:

1 Помещения закрытых распределительных устройств (ЗРУ) должны содержаться в чистоте.

2 Запрещается в помещениях и коридорах ЗРУ устраивать кладовые и другие подсобные сооружения, не относящиеся к распределительному устройству, а также хранить электротехническое оборудование, материалы, запасные части, емкости с горючими жидкостями и баллоны с различными газами.

3 Для очистки электротехнического оборудования от грязи и отложений должны использоваться пожаробезопасные моющие составы и препараты.

В исключительных случаях при невозможности по техническим причинам использовать специальные моющие средства допускается применение горючих жидкостей (растворителей, бензина и др.) в количествах, не превышающих при разовом пользовании 1 л.

4 При использовании горючих жидкостей должна применяться только закрывающаяся тара из небьющегося материала.

5 Сварочные и другие огнеопасные работы в ЗРУ допускается проводить только на оборудовании, которое невозможно вынести, после выполнения необходимых противопожарных мероприятий.

6 Кабельные каналы ЗРУ и наземные кабельные лотки открытых распределительных устройств (ОРУ) должны быть постоянно закрыты несгораемыми плитами. Места подвода кабелей к ячейкам ЗРУ и к другим сооружениям должны иметь несгораемое уплотнение с огнестойкостью не менее 0,75 ч.

7 В кабельных лотках и каналах допускается применять пояса из песка или другого негорючего материала длиной не менее 0,3 м.

8 На подстанциях с постоянным персоналом, а также на электростанциях первичные средства пожаротушения в помещении ЗРУ должны размещаться у входов. При делении ЗРУ на секции посты пожаротушения должны располагаться в тамбурах или на площадках у лестничных клеток.

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

9 Проездные дороги по территории подстанций и к водоисточникам должны содержаться в исправном состоянии, а в зимнее время регулярно очищаться от снега.

Действия оперативного персонала при тушении пожара на РП.

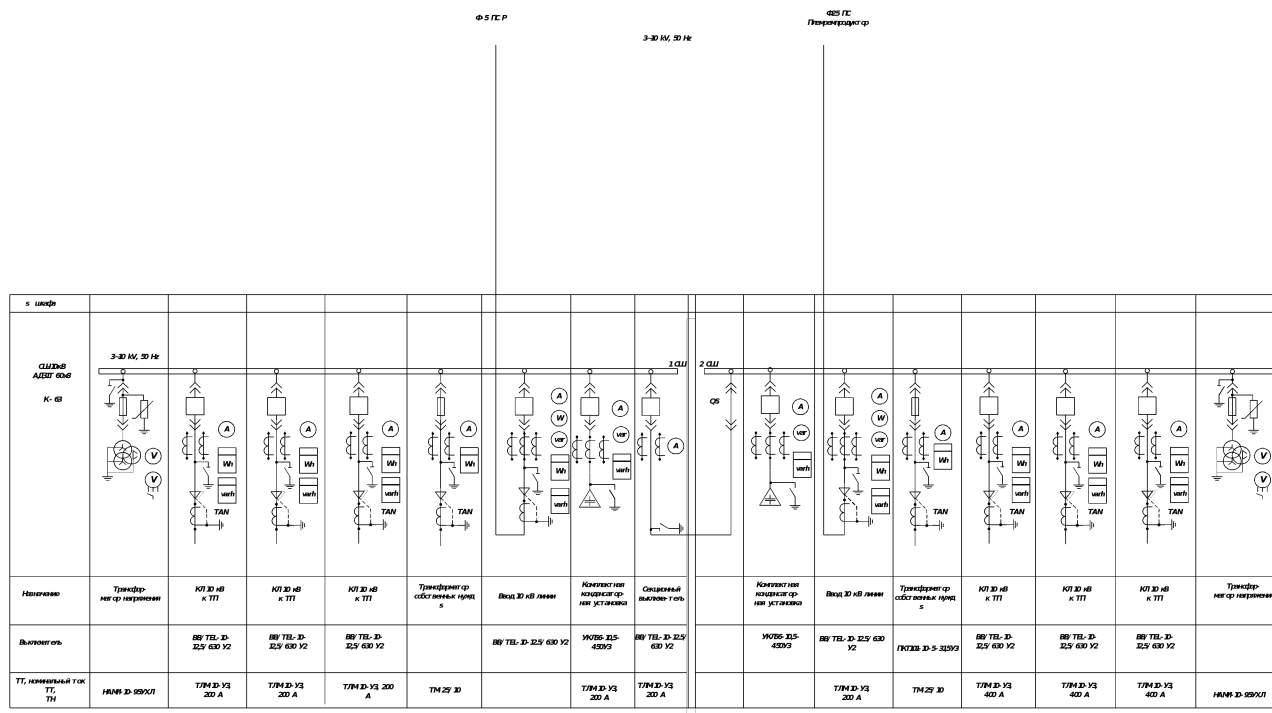


Рисунок 19 – Электрическая схема РП

В соответствии с перечисленными выше правилами для каждой ПС, РП и ТП разрабатывается схема расположения оборудования и средств пожаротушения. Кроме этого, на основе этих правил разработан план действий оперативного персонала при пожаре на РП. Он закрепляет следующую последовательность:

- 1 Сообщить диспетчеру о пожаре по радиостанции.
- 2 Отключить по очереди вакуумный выключатель 10 кВ фидера 5 на ПС Р, МВ-10 фидера 25 ПС Племрепродуктор.
- 3 Отключить по очереди вакуумный выключатель 10 кВ на РП питающей линии от фидера 5 на ПС Р, вакуумный выключатель питающей линии от фидера 25 на ПС Племрепродуктор.
- 4 Отключить по очереди шинки управления (ШУ) вакуумного выключателя питающей линии от фидера 5 ПС Р, вакуумного выключателя питающей линии от фидера 25 ПС Племрепродуктор.
- 5 Отключить секционный выключатель
- 6 Отключить по очереди вакуумные выключатели распределительных кабельных линий к ТП: выключатель КЛ к ТП 600Г, выключатель КЛ к ТП

600В, выключатель КЛ к ТП 600Л, выключатель КЛ к ТП 600П, выключатель КЛ к ТП 600Н.

7 Включить заземляющие ножи питающих кабельных линий от фидера 5 на ПС Р и от фидера 50 ПС Плепремпродуктор., секционного выключателя, распределительных кабельных линий к ТП: КЛ к ТП 600Г, КЛ к ТП 600В, КЛ к ТП 600Л, КЛ к ТП 600П, КЛ к ТП 600Н.

8 Организовать встречу пожарной команды.

9 Подготовить защитные средства для пожарной команды (перчатки, боты, переносное заземление).

10 Приступить к локализации пожара первичными средствами пожаротушения (огнетушители, песок).

11 По прибытию пожарных доложить обстановку командиру подразделения.

12 Провести инструктаж личному составу подразделения.

13 Оформить допуск на тушение пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе была произведено проектирование распределительной сети 10 кВ сети города Хабаровска на квартале улиц Трехгорная - Совхозная. С этой целью был произведён структурный анализ загрузки ближайших подстанций, а

так же произведен анализ климатических и географических условий реконструируемого объекта.

Для проектируемой сети 10 кВ были выбраны трансформаторы на ТП 10/0,4, кабели питающих и распределительных сетей 10 и 0,4 кВ, а также основное оборудование ТП и РП. Всё оборудование было проверено по условиям воздействия токов короткого замыкания. Было рассмотрено энергоэффективное освещение улиц в районе проектируемого квартала. В части безопасность и экологичность был произведён расчёт освещённости для рабочего места оператора ПК. Так же в этом разделе были рассмотрены вопросы безопасности и чрезвычайные ситуации на реконструируемых объектах. В части экономика были рассчитаны технико-экономические показатели проекта.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. –М.: Высш. шк., 2009. – 448 с.; ил.

2 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА , 2006. - 231 с.

3 ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2008. – 39 с.

4 ГОСТ 28249-93. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ. – М.: Изд-во Стандартиформ, 2006. – 47 с.

5 Конюхова Е.А. «Электроснабжение объектов» [Текст] : учеб. пособие для СПО / Е. А. Конюхова. - 9-е изд., испр. - М. : Академия, 2013. - 320 с. : рис., табл. - (Среднее проф. образование. Электротехника). - Библиогр. : с. 311 . - ISBN 978-5-7695-9707-7 : 784.10 р.

6 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]:учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.

7 « Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6 :

8 Пособие к СНиП 11-01-95 по разработке раздела проектной документации «Охрана окружающей среды»

9 Постановление Правительства Российской Федерации от 11.08.2003г. № 486 г.Москва «Правила определения размеров земельных участков для размещения воздушных линий электропередачи».

10 Правила устройства электроустановок. Седьмое издание. Утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 г. № 242. Вводится в действие с 1 ноября 2003 г.

11 Приказ ФСТ России № 233-э/2 от 18.12.2015г. Об утверждении предельных уровней тарифов на услуги по передаче электрической энергии по субъектам Российской Федерации на 2016 год.

12 РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Российское акционерное

общество энергетики и электрификации «ЕЭС России». – М.: Издательство «ЭНАС», 2001. – 154 с.

13 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Под.ред. Б.Н. Неклепаева. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000.

14 Савина, Наталья Викторовна. Теория надежности в электроэнергетике [Текст] : учеб. пособие / Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2007. - 214 с. : рис. - Библиогр.: с. 211 . - 77.00 р., 77.00 р.

15 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов».

16 Сибикин Ю.Д. «Электроснабжение» [Текст] : учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326 .

17 Судаков, Геннадий Владимирович. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов [Текст] : учеб. пособие / Г. В. Судаков, Т. А. Галушко ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2006. - 188 с. : рис., табл. - Библиогр.: с. 151 . - 54.00 р., 54.00 р. Прил.: с.153-180

18 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.официю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

19 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с.

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

21 Файбисович Д. Л., Карапетян И. Г. Укрупненные стоимостные показатели электрических сетей 35-1150 кВ. – м.: нтФ «Энергопрогресс», 2003.- 32с.

22 Шеховцов В.П. «Расчет и проектирование схем электроснабжения» [Текст] : метод. пособие для курсового проектирования: учеб. пособие для сред. проф. обр. : рек. Мин. обр. и науки РФ / В. П. Шеховцов. - 3-е изд., испр. - М. : ФОРУМ : ИНФРА-М, 2014. - 216 с. : рис., табл. - (Профессиональное образование). - Библиогр. : с. 211 . - ISBN 978-5-91134-816-8.

23 Электроснабжение жилых домов с улучшенной планировкой и коттеджей / Ю. В. Мясоедов, Л. А. Мясоедова, И. Г. Подгурская ; АмГУ, Эн. ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2015. - 162 с.

24 Электроэнергетика. Электроснабжение [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс по дисц. для спец. 140204.65, 140205.65, 140203.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Л. А. Мясоедова. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 206 с. - Б. ц.

25 Электрические аппараты высокого напряжения. Выключатели. Том 1. Справочник. – М.: Информэлектро, 2001. – 120 с.

26 Электротехнический справочник Т.3 кн.1.