

Министерство образования и науки РФ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Самарский государственный технический университет»

Электротехнический факультет
Кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий»

Работа допущена к защите:
Заведующий кафедрой «Электроснабжение
промышленных предприятий»
_____ Н.Н. Клочкова

Выпускная квалификационная работа

Обучающегося Потаповой Екатерины Владимировны IV -ЭТФ- 3
(фамилия, имя, отчество, факультет, курс, группа)
13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника»/ «Электроснабжение»
(код, направление подготовки (специальности), направленность (профиль) образования)

На тему: Выбор средств молниезащиты и заземления на подстанциях 110/10 кВ
(полное наименование темы в соответствии с приказом об утверждении тем ВКР)

Руководитель работы доцент, к.т.н., доцент _____ Обухова А.В. «__» ____ 2020г.
(должность, ученая степень, звание, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Консультант доцент, к.э.н., доцент, _____ Пронина Н.Н. «__» ____ 2020г.
(должность, ученая степень, звание, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Консультант доцент, к.п.н., доцент, _____ Моссоулина Л.А. «__» ____ 2020г.
(должность, ученая степень, звание, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Нормоконтролер доцент, к.т.н., доцент _____ Обухова А.В. «__» ____ 2020г.
(должность, ученая степень, звание, подпись, дата, фамилия, инициалы)

Студент _____ Потапова Е.В. «__» ____ 2020г.
(подпись, дата, фамилия, инициалы)

Самара 2020 г.

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка – 78 стр.

Таблиц – 6

Графический материал – 4 листа формата А1

Ключевые слова: ПОДСТАНЦИЯ (ПС), МОЛНИЕЗАЩИТА, ЗАЗЕМЛИТЕЛЬ, СТЕРЖНЕВОЙ МОЛНИЕОТВОД, ЗАЗЕМЛЯЮЩЕЕ УСТРОЙСТВО (ЗУ).

В основной части ПЗ был произведён расчёт системы электроснабжения машиностроительного завода и расчет молниезащиты и заземления ПС 110/10 кВ «Ладья», питающей данный завод. Были произведены следующие расчеты: расчет мощностей нагрузок, мощности и размещения трансформаторных подстанций и компенсирующих установок; выбор и оптимизация числа стандартных сечений проводов фидеров 10 кВ и ЛЭП 110 кВ; расчет потерь напряжения в линии 10 кВ и 110 кВ; расчет токов КЗ; расчет заземляющего устройства подстанции; расчет молниезащиты ПС.

В экономической части был произведен расчёт капитальных затрат на ПС, расчет стоимости годового расхода электроэнергии, расчет показателей экономической эффективности. Техничко-экономический расчет показал, что капитальные вложения окупятся на четвертом году эксплуатации подстанции.

В разделе «Охраны труда» рассмотрены следующие вопросы: анализ опасных воздействий молнии, средства и способы защиты от молнии. Описаны организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ на ОРУ 110/10 кВ.

В графической части проекта отражены основные схемы и конструктивные решения системы электроснабжения завода и молниезащиты ГПП.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	6
1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ	8
1.1. Описание технологического процесса и исходные данные завода	8
1.2. Выбор ГПП завода	10
1.2.1. Модуль с электротехническим оборудованием 110 кВ	12
1.2.2. Жесткая и гибкая ошиновка.....	13
1.2.3. Кабельные конструкции	14
2. САПР СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНОГО ЗАВОДА.....	15
2.2. Расчет электрической нагрузки цехов.	15
2.3. Определение числа и мощности цеховых трансформаторов	18
2.4. Определение мощности трансформаторов ГПП и КУ	22
2.5. Формирование схемы внутривзаводской сети.....	25
2.6. Расчет мощности и выбор сечения линий	28
2.7. Расчет токов трехфазного КЗ и проверка кабелей по термической стойкости.....	30
2.8. Определение потерь напряжения на участках	32
3. РАСЧЕТ РИСКОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕОБХОДИМОСТИ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС СЭЩ «Ладья».....	34
3.1. Элемент относящийся к поражению людей напряжением прикосновения в случае удара молнии	34
3.2. Элемент риска физического повреждения ПС при прямом ударе молнии..	36
3.3. Элемент риска, отвечающий за повреждения внутренних инженерных систем при прямом ударе молнии	37
3.4. Элемент риска, который будет указывать, каким образом влияет близкий удар молнии на наводки и электромагнитные импульсы	38
3.5. Элемент риска, при котором удар молнии в коммуникацию вызовет напряжение прикосновение или шаговое напряжение	39

3.6. Элемент риска, при котором удар молнии в коммуникацию вызовет ее повреждение.....	41
3.7. Элемент риска, при котором удар молнии в систему энергоснабжения вызовет повреждение внутренних систем.....	41
3.8. Элемент риска, при котором, близкий удар молнии возле системы энергоснабжения вызовет повреждение внутренних систем.....	42
4. РАСЧЕТ МОЛНИЕЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПС 110/10 кВ	44
4.1. Заземление и защитные меры электробезопасности.....	44
4.2. Расчет заземляющего устройства подстанции.....	48
4.3. Комплекс средств молниезащиты	54
4.4. Характеристика грозовой деятельности и грозопоражаемости зданий и сооружений	54
4.5. Расчет молниезащиты подстанции 110/10 кВ.....	55
4.6. Определение надежности защиты подстанции от ПУМ.....	57
5. ТЕХНОКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПО ПС «Ладья».....	59
5.1. Расчёт капитальных затрат на ПС	59
5.2. Расчет годовых эксплуатационных расходов	59
5.3. Затраты на возмещение потерь электроэнергии на ПС	60
5.4. Расчет заработной платы персонала и страховых взносов.....	61
5.5. Расчет стоимости годового расхода электроэнергии	62
5.6. Расчет показателей эффективности проекта	62
6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ОТ УДАРОВ МОЛНИИ ПРИ РАБОТАХ НА ОРУ ПС СЭЩ «Ладья» 110/10 кВ.....	66
6.1. Анализ опасных воздействий молнии.....	66
6.2. Средства и способы защиты от молнии.....	67
7. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	71
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	72
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	73
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 1</i>	73

<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 2</i>	74
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 3</i>	75
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 4</i>	76
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 5</i>	77
<i>ПРИЛОЖЕНИЕ 6</i>	78

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия является наиболее удобным и дешевым видом энергии. Широкое распространение электрической энергии обусловлено относительной легкостью ее получения, преобразования и возможностью ее передачи на большие расстояния. Огромную роль в системах электроснабжения играют электрические подстанции, предназначенные для преобразования и распределения электроэнергии. Они являются важным звеном в системе электроснабжения.

Надежность электроснабжения достигается благодаря бесперебойной работе всех элементов энергосистемы и применению ряда технических устройств, как в системе, так и у потребителей.

Качество электроснабжения определяется поддержанием на установочном уровне значений напряжения и частоты, а так же ограничением значений в сети высших гармоник и не синусоидальности и несимметричности напряжений.

Экономичность электроснабжения достигается путем разработки совершенных систем распределения электроэнергии, использование рациональных конструкций комплексных распределительных устройств и трансформаторных подстанций, и разработки оптимизации систем электроснабжения. На экономичность влияет выбор рациональных напряжений, оптимальных сечений проводов и компенсации реактивной мощности и их размещение сети.

Широкое внедрение электрической энергии в технологические процессы производства требует высокой надежности электроснабжения потребителей качественной электроэнергией. В ее обеспечении большое значение имеет правильная организация защиты электрооборудования от ударов молний.

Молния это природное явление, представляющее собой мощный электрический разряд. Всем известна разрушительная мощь грозового разряда. Это большая угроза не только для жизни человека, но и для его имущества. Необходимость и важность защиты от ударов молнии электрических установок,

линий электропередач, зданий и сооружений растет вместе с увеличением потребностей в увеличении генерируемой мощности для удовлетворения нужд потребителей. Воздействие молнии не ограничивается на электрическом воздействии. Она обладает так же термическими и механическими силами разрушения. Температура канала грозового разряда по последним данным составляет примерно 30 000 С°. Поэтому при прохождении по токоведущим частям грозовой разряд способен расплавить металл, который является основным материалом для проводников, корпусов электроустановок. Для сохранения целостности электрооборудования подбирается минимально допустимое сечение проводов, толщина изоляции и т.д. Молния также оказывает механическое воздействие. Самый обычный пример – это расщепление дерева опоры линии электропередач. Такое воздействие молнии может привести к серьезным последствиям, как отключение участка электроснабжения, так и расстройство сложного технологического процесса.

Развитие методов и алгоритмов расчета элементов защиты объектов энергетики всегда остается одной из важных научно-технических проблем. Актуальным остается как разработка новых технических решений, так и совершенствование нормативно-правовой базы. Указанные тенденции справедливы и для молниезащиты электрических подстанций. Целью данного исследования является обзор существующих методик определения параметров и элементов молниезащиты на примере расчета типовой подстанции.

1. ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ПРОЕКТИРОВАНИЯ

1.1. Описание технологического процесса и исходные данные завода

Главной целью машиностроительного производства является изготовление машин заданного качества, в заданные сроки, в необходимом количестве и при наименьших затратах труда, материалов, энергии и иных ресурсов. Машиностроительное предприятие представляет собой сложноорганизованную, целенаправленную систему, объединяющую людей и средства производства для обеспечения выпуска изделий.

На машиностроительном заводе производственный процесс включает:

- подготовку материалов и заготовок для последующей обработки, хранение;
- различные виды обработки (механическую, термическую и т.д.);
- сборку изделий и их транспортирование, контроль качества обработки или сборки на всех этапах производства;
- транспортирование заготовок и изделий по цехам и участкам или всему заводу;
- отделку, окраску и упаковку;
- хранение готовой продукции.

Технологический процесс должен обеспечить выполнение следующих требований: по точности размеров, формы, взаимного расположения и шероховатости поверхностей деталей; по качеству материала и поверхностей деталей; по точности сборки; по регулировке и выводу на штатный режим работы машины. Таким образом, спроектированный технологический процесс должен при его осуществлении гарантированно обеспечить выполнение требований, обуславливающих нормальную работу готового изделия.

В отношении бесперебойности питания электроприёмники машиностроительного завода относятся к потребителям первой категории. Перерыв электроснабжения завода может повлечь за собой: опасность для жизни

людей, сбой сложного технологического процесса, массовый брак выпускаемой продукции, а так же повреждение дорогостоящего оборудования.

Исходные данные в виде плана завода (рис.1), установленных мощностей цехов и высоковольтного оборудования содержатся в табл.1. Электроснабжение машиностроительного завода осуществляется сетями 110/10 кВ.

Таблица 1

**Машиностроительный завод: установленные мощности (кВт)
по цехам**

№ цеха	Наименование	Категория надежности	0,38 кВ кВт	10 кВ кВт
1	Сварочный	2	1800	
2	Кузнечный	2	1100	
3	Термический цех	2	1300	
4	Заводоуправление	2	100	
5	Цех алюмин. Литья	1	1400	
6	Лаборатория	3	200	
7	Компрессорная	2	160	2x360 АД
8	Сборочный	2	600	
9	Инструментальный	3	700	
10	Автоматно-токарный	2	1000	
11	Ремонтный	3	400	
12	Котельная	2	120	
13	Насосная	2	60	2x250 СД
14	Склад	3	70	
15	Заготовительный	2	700	
16	Механический	2	800	
17	Автоматно-токарный	2	800	

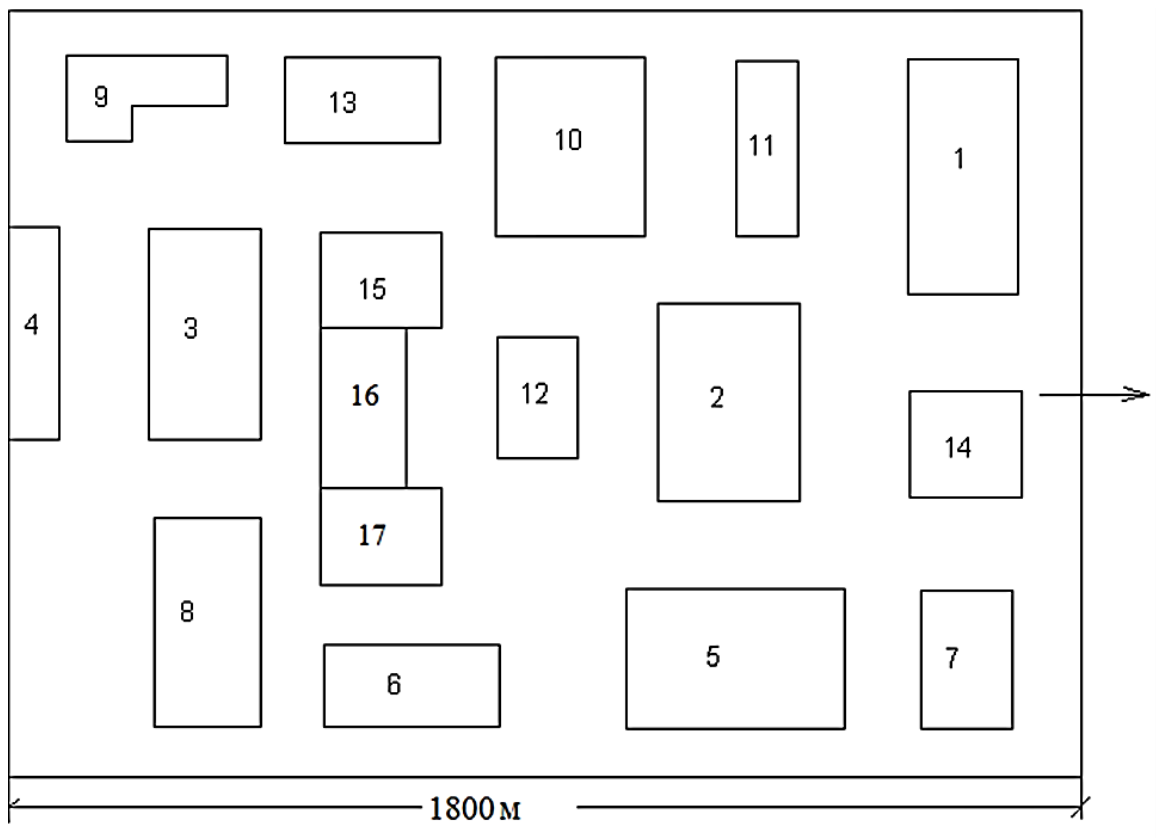


Рис.1. План завода (стрелка указывает направление на источник питания).

1.2. Выбор ГПП завода

Машиностроительный завод получает питание от КТП СЭЩ Б(М) «Ладья»-110-5Н-Г/10-2х6300-59-Л-А-2-У1.

ОРУ СЭЩ «Ладья» 110 кВ предназначено для приема и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц на напряжение 110 кВ.

ОРУ СЭЩ «Ладья» 110 кВ применяется для комплектования трансформаторных подстанций 110/10 кВ, в составе КТП СЭЩ Б(М) производства ЗАО «ГК «Электрощит» ТМ – Самара» (см. Приложение 1), на стороне 110 кВ.

Расшифровывается:

- комплектная трансформаторная подстанция блочная модернизированная – КТП СЭЩ Б(М),
- «Ладья»

- на стороне высшего напряжения номинальное напряжение – 110 кВ,
- номер схемы – 5Н (см. Приложение 2),
- условное обозначение типа выключателя ВГТ-110кВ – Г;
- номинальное напряжение стороны низшего напряжения – 10 кВ,
- количество и мощность силовых трансформаторов – 2х6300 кВА,
- условное обозначение типа ячеек КРУ- СЭЩ-59,
- направление выхода токопроводов влево от силовых трансформаторов, если смотреть на них со стороны выводов НН
- степень загрязнения внешней изоляции оборудования –II, без ОПУ заводской поставки – 2,
- климатическое исполнение и категория размещения – У1.

Технические данные ОРУ СЭЩ «Ладья» 110 кВ приведены в табл.2.

Таблица 2

Основные технические параметры ОРУ СЭЩ «Ладья» 110 кВ

Наименование показателя		ОРУ 110 кВ
Номинальное напряжение, кВ		110
Мощность силового трансформатора, кВА		6300
Номинальный ток, А	Цепей силового трансформатора	330
	Цепей линий и перемычек	690
	Сборных шин	1000
	Ячеек РУ	1000
Ток короткого замыкания (амплитуда), кА		65
Ток термической стойкости шин в течение 3 с, кА		25

ОРУ СЭЩ «Ладья» 110 кВ состоит из следующих основных элементов:

- модулей с электротехническим оборудованием 110 кВ;
- жесткой и гибкой ошиновок;
- кабельных конструкций.

1.2.1. Модуль с электротехническим оборудованием 110 кВ

Модуль состоит из блоков с электротехническим оборудованием, смонтированных на общем основании (Рис. 2). Модуль ОРУ СЭЩ «Ладья» состоит из следующих металлических конструкций: основания, стоек, траверс, на которых непосредственно устанавливается оборудование (табл.3) в соответствии с разработанной сеткой схем.

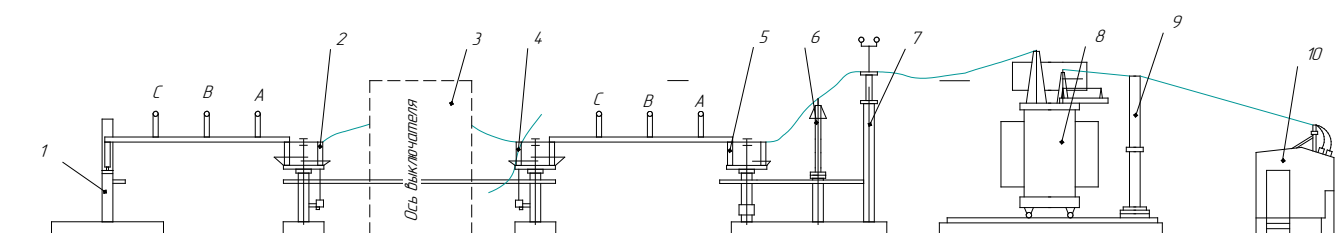


Рис. 2. План ОРУ ГПП

Таблица 3

Основное оборудование ПС СЭЩ «Ладья»

№ позиции	Наименование	Кол-во
1	Блок приёма ВЛ-110 кВ	2
2	Разъединитель РН-СЭЩ-1-1250А	4
3	Модуль выключателя ВГТ-110кВ	2
4	Разъединитель РН-СЭЩ-1-1250А	4
5	Разъединитель РН-СЭЩ-2-1250А	2
6	ОПН-II-110-УХЛ-1	2
7	Блок опорных изоляторов Б110-77/2-П	2
8	Трансформатор силовой ТМН-6300/110	2
9	Блок ЗОН 110 кВ и РВС	2
10	КРУ- СЭЩ-59	22

Рамы (основания) выполнены из швеллера №16, соединенного в коробку по продольной стороне, и обустроены просечным настилом для удобства обслуживания при эксплуатации. Рамы модуля могут устанавливаться как на стойки УСО или сваи, так и на лежни.

При установке на фундаменте высотой более 0,5 м, модули дополняются ограждением высотой 1,1 м. Для удобства обслуживания рамы комплектуются лестничной площадкой с перилами.

На раму установлены сварные опорные стойки для крепления траверс с оборудованием в соответствии с разработанной сеткой схем этого модуля. На каждом модуле по продольной кромке рамы слева в двух местах предусмотрено место, обозначенное знаком «заземление», для присоединения модуля к подстанционному контуру заземления.

Стойки усилены раскосами от воздействия климатических факторов: гололеда, ветра, снега и т.п. На монтажной площадке верхняя опорная конструкция модуля, не входящая в транспортный габарит, соединяется с помощью болтов с нижней, приваренной к основанию.

В зависимости от решений проекта, на раме модуля, в указываемых местах устанавливаются клеммные шкафы.

1.2.2. Жесткая и гибкая ошиновка

Ошиновка РУ 110 кВ выполнена трубами алюминиевого сплава 1915 ГОСТ 18482-79, расположенными в один и два яруса, и сталеалюминиевым проводом.

Нижний ярус трубчатой ошиновки опирается на колонки аппаратов или опорные изоляторы, на нем установлены специальные надставки, на которых закреплена ошиновка верхнего яруса.

Для устранения вибраций жесткой ошиновки, возникающих от воздействия ветра, применены специальные виброгасящие устройства, смонтированные в трубчатых шинах.

Конструкции узлов крепления жестких шин обеспечивают компенсацию температурных изменений длины шин, возможных неточностей в установке блоков, а также смещений блоков, возникающих вследствие строительных погрешностей.

Гибкая ошиновка применяется для выполнения коротких перемычек и отпаек и присоединения линейных вводов к РУ 110 кВ и силовым трансформаторам.

1.2.3. Кабельные конструкции

На территории ОРУ СЭЩ «Ладья» кабели прокладываются в подвесных металлических лотках заводской поставки, закрепленных на высоте 2 м от уровня планировки (в качестве опорных конструкций используются каркасы и стойки блоков и специальные подставки, применяющиеся в больших пролетах), и в наземных лотках из сборного железобетона.

Внутри модуля прокладка кабелей выполняется в металлорукаве, по конструкциям блока.

Для перехода кабелей из наземных лотков в подвесные применены кабельные шахты, устанавливаемые на конструкциях ОРУ СЭЩ «Ладья». Металлические лотки не рассчитаны на прокладку в них бронированных кабелей и кабелей в алюминиевой оболочке.

Высоковольтные кабели прокладываются в железобетонных лотках, выход кабелей за ограду ОРУ СЭЩ «Ладья» осуществляется в трубах.

2. САПР СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

САПР машиностроительного завода реализована средствами Excel [1]. Основные этапы проектирования размещены на семи расчетных листах Excel:

1. «Исходные данные» ввод исходных данных;
2. «Расчетная мощность» определение расчетной мощности цехов;
3. «Число и мощность трансформаторов» определение количества и номинальной мощности трансформаторов;
4. «РП-ГПП» определение нагрузки на цеховые подстанции с учетом потерь в трансформаторах, мощности конденсаторных батарей и высоковольтной нагрузки на распределительных пунктах.
5. «Выбор сечений» определение сечений кабельных линий от главной понизительной подстанции до цеховых подстанций и распределительных пунктов;
6. «ТКЗ» расчет токов короткого замыкания, ударных токов и выбор уставок времени срабатывания защитных аппаратов;
7. «Потери U» расчет потерь напряжения в линиях распределительной сети.

2.1. Расчет электрической нагрузки цехов

По значениям электрических нагрузок выбирается и проверяется электрооборудование систем электроснабжения, определяются потери мощности, электроэнергии и напряжения. Правильная оценка ожидаемых нагрузок влияет на капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы оборудования [2].

Для определения расчетной нагрузки цехов используется метод «коэффициента спроса» или «расчетного коэффициента». По найденным данным заполняется таблица (табл.4).

Таблица 4

N цеха	Название цеха	Категория	0,38 кВ	6кВ	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$
1	Сварочный	2	1800		0,45	0,65	1,17
2	Кузнечный	2	1100		0,45	0,65	1,17
3	Термический цех	2	1300		0,5	0,7	1
4	Заводоуправление	2	100		0,6	0,8	0,75
5	Цех алюмин. Литья	1	1400		0,6	0,75	0,88
6	Лаборатория	3	200		0,3	0,6	1,33
7	Компрессорная	2	160	2x360 АД	0,75	0,8	0,56
8	Сборочный	2	600		0,4	0,65	1,17
9	Инструментальный	3	700		0,4	0,65	1,17
10	Автоматно-токарный	2	1000		0,45	0,65	1,17
11	Ремонтный	3	400		0,3	0,6	1,33
12	Котельная	2	120		0,75	0,8	0,56
13	Насосная	2	60	2x250 СД	0,75	0,8	0,56
14	Склад	3	70		0,3	0,6	1,33
15	Заготовительный	2	700		0,45	0,65	1,17
16	Механический	2	800		0,45	0,65	1,17
17	Автоматно-токарный	2	800		0,45	0,65	1,17

Расчетная мощность оборудования на низком и высоком напряжении определяется по формулам (2.1.1) и (2.1.2)

$$P_p = K_c P_{уст}, \quad (2.1.1)$$

$$Q_p = P_p \operatorname{tg}\varphi \quad (2.1.2)$$

где K_c – коэффициент спроса группы электроприемников (см. Приложение 3);
 $P_{уст}$ – установленная мощность группы электроприемников.

Рассчитываются рекомендуемые мощности трансформаторов для каждого цеха и для завода в целом.

По результатам расчета видно, что в некоторых цехах установка трансформаторов нерентабельна (рис.3). Это цеха с небольшой расчетной мощностью и очень низкой плотностью полной расчетной нагрузки:

заводоуправление, лаборатория, компрессорная, котельная, насосная, ремонтный и склад. Питание этих цехов будет осуществляться от близлежащих цехов, где трансформаторы будут установлены. Данное подключение осуществляется самостоятельно (рис. 4).

N	Название цеха	Категория	0,38 кВ	Определение расчетной мощности						Выбор мощности трансформатора			
				Kc	cosφ	tgφ	Pp, кВт	Qp, квар	Sр, кВА	F цеха, кв.м	σ _н , кВА/кв.м	Стр. Реком	
	Нагрузка по заводу 0,4 кВ						5316	5778,5	7851,8	828576	0,00947626	400	
1	Сварочный	2	1800	0,45	0,65	1,17	810	947,7	1246,69	71280	0,020	400	
2	Кузнечный	2	1100	0,45	0,65	1,17	495	579,15	761,87	80640	0,010	400	
3	Термический цех	2	1300	0,5	0,7	1,02	650	663	928,48	69120	0,010	400	
4	Заводоуправление	2	100	0,6	0,8	0,75	60	45	75	30240		400	
5	Цех алюмин. литья	1	1400	0,6	0,75	0,88	840	739,2	1118,94	89280	0,010	400	
6	Лаборатория	3	200	0,3	0,6	1,33	60	79,8	99,84	39600		400	
7	Компрессорная	2	160	0,75	0,8	0,75	120	90	150	37440		400	
8	Сборочный	2	600	0,4	0,65	1,17	240	280,8	369,39	64800	0,010	400	
9	Инструментальный	3	700	0,4	0,65	1,17	280	327,6	430,95	31392	0,010	400	
10	Автоматно-токарный	2	1000	0,45	0,65	1,17	450	526,5	692,61	75600	0,010	400	
11	Ремонтный	3	400	0,3	0,6	1,33	120	159,6	199,68	32400	0,010	400	
12	Котельная	2	120	0,75	0,8	0,75	90	67,5	112,5	29376		400	
13	Насосная	2	60	0,75	0,8	0,75	45	33,75	56,25	38016		400	
14	Склад	3	70	0,3	0,6	1,33	21	27,93	34,94	34560		400	
15	Заготовительный	2	700	0,45	0,65	1,17	315	368,55	484,82	31824	0,020	400	
16	Механический	2	800	0,45	0,65	1,17	360	421,2	554,08	41184	0,010	400	
17	Автоматно-токарный	2	800	0,45	0,65	1,17	360	421,2	554,08	31824	0,020	400	

Рис. 3. Расчетная таблица на листе «Расчетная мощность»

Плотность нагрузки недостаточна для рентабельности установки трансформаторов.

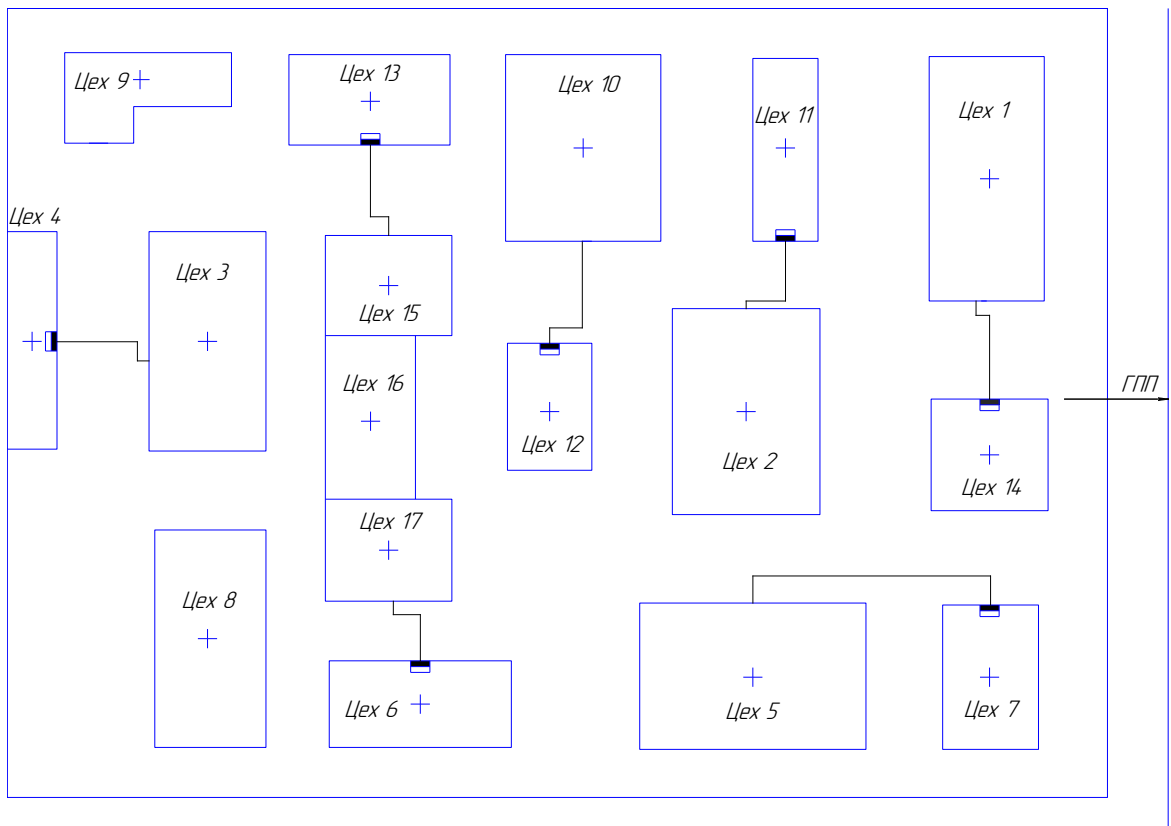


Рис. 4. Подключение маломощных цехов по НН

2.2. Определение числа и мощности цеховых трансформаторов

Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, согласно [3], должен производиться на основании нескольких факторов технико-экономических показателей, стоимости электроэнергии и исходя из удельной плотности полной расчетной нагрузки объекта σ_n по формуле (2.2.1)

$$\sigma_n = \frac{S_p}{F} \quad (2.2.1)$$

где S_p – расчетная мощность нагрузки цеха (производственного помещения), кВА, F – площадь цеха (производственного помещения), m^2 .

Рекомендуемые мощности трансформаторов при плотности нагрузки напряжением 380 В приведены в табл.5.

Таблица 5

Соответствие плотности нагрузки и мощности трансформатора

Плотность нагрузки, кВА/м ²	Мощность трансформатора, кВА
0,05 – 0,1	630
0,1 – 0,2	1000
0,2 – 0,3	1600
более 0,3	1600 или 2500 (ТЭР)

Для удобного и безошибочного учета мощности цехов, питающихся по НН, отмечаем их цветом (рис. 5.1) и распределяем их мощность по ТП других цехов (рис. 5.2). Записываем в таблицу все цеха, имеющие ТП.

Расчетную мощность нагрузки цехов указываем с учетом подключений по НН (рис. 5.3).

Исходные данные по цехам				Принимаемая мощность трансформаторов, кВА				Формируется самостоятельно				Формируется самостоятельно											
N	Название цеха	Категори	Рр, кВт	Ср, квар	Стр. Реком	N	Наименование	Рр, кВт	Ср, квар	Nтр	Кз	Nт	NТП	N цеха	Наименование цеха	N ТП	Nтр	Ск тр	Ртп, кВт	Qтп, квар	эфтп		
	Нагрузка по заводу 0,4 кВ		5316	5778,48	400																		
1	Сварочный	2	810	947,7	400		1 Сварочный	831	975,63	2	0,7	4	2	1,14	Сварочный	14	2	400	415,5	487,815	0,2		
2	Кузнечный	2	495	579,15	400		2 Кузнечный	615	738,75	2	0,7	4	2	1	Сварочный	13	2	400	415,5	369,375	0,2		
3	Термический цех	2	650	663	400		3 Термический цех	710	708	2	0,7	4	2	2,11	Кузнечный	9	2	400	307,5	369,375	0,2		
4	Заводуправление	2	60	45	400		5 Цех алюмин. литья	960	829,2	2	0,7	4	2	2	Кузнечный	10	2	400	307,5	369,375	0,2		
5	Цех алюмин. литья	1	840	739,2	400		8 Сборочный	240	280,8	2	0,7	2	1	3,4	Термический цех	2	2	400	355	354	0,2		
6	Лаборатория	3	60	79,8	400		9 Инструментальный	280	327,6	1	0,9	2	1	3	Термический цех	3	2	400	355	354	0,2		
7	Компрессорная	2	120	90	400		10 Автоматно-токарный	540	594	2	0,7	2	1	5,7	Цех алюмин. литья	12	2	400	480	414,6	0,2		
8	Сборочный	2	240	280,8	400		15 Заготовительный	360	402,3	2	0,7	2	1	5	Цех алюмин. литья	11	2	400	480	414,6	0,2		
9	Инструментальный	3	280	327,6	400		16 Механический	360	421,2	2	0,7	2	1	6	Механический	6	2	400	360	421,2	0,2		
10	Автоматно-токарный	2	450	526,5	400		17 Автоматно-токарный	420	501	2	0,7	2	1	7	Автоматно-токарный	7	2	400	420	501	0,2		
11	Ремонтный	3	120	159,6	400									10,12	Автоматно-токарный	8	2	400	540	594	0,2		
12	Котельная	2	90	67,5	400									15,13	Заготовительный	5	2	400	360	402,3	0,2		
13	Насосная	2	45	33,75	400									16	Механический	6	2	400	360	421,2	0,2		
14	Склад	3	21	27,93	400									17,6	Автоматно-токарный	7	2	400	420	501	0,2		
15	Заготовительный	2	315	368,55	400																		
16	Механический	2	360	421,2	400																		
17	Автоматно-токарный	2	360	421,2	400																		

Рис.5. Внешний вид таблиц листа «Число и мощность трансформаторов»

Далее выбор числа и мощности трансформаторов осуществляется по активной мощности, с учетом компенсации реактивной мощности на НН так как, чаще всего, она более экономична.

Количество трансформаторов определяется по формуле (2.2.2)

$$N_T = \frac{P_p}{K_3 S_{H,TP}} \quad (2.2.2)$$

где N_T – количество трансформаторов, $S_{H,TP}$ – номинальная стандартная мощность трансформатора (каталог) [3]; K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов. Для двухтрансформаторных подстанций с преобладающей нагрузкой первой категории $K_3 = 0,65 \div 0,7$, для однострансформаторных с преобладающей нагрузкой второй категории и резервированием по переключкам на вторичном напряжении $K_3 = 0,7 \div 0,8$, для однострансформаторных с преобладающей нагрузкой третьей категорией $K_3 = 0,9$.

Во всех цехах планируется установка двухтрансформаторных подстанций, следовательно, резервирование не предусматривается.

Минимальное число трансформаторов определяется категорией надежности цехов, заданной в исходных данных:

- для 1 категории надежности – два;
- для 2 категории надежности – два без резервирования или один с обязательным резервированием по стороне 0,4 кВ;

- для 3 категории надежности – один (обязательно наличие складского резерва).

Если при большой мощности цеха расчетное количество трансформаторов оказывается больше двух, применяем не одну, а несколько трансформаторных подстанций.

Рекомендованы трансформаторы одной мощности: 400 кВА, поэтому принимаются к установке трансформаторы мощностью 400 кВА, определенные по общей заводской мощности.

Следующий этап – определение количества трансформаторных подстанций (ТП). Цеха, в которых предусматривается более 2х трансформаторов, делятся на участки по количеству ТП. В каждом участке устанавливается ТП со стороны намеченной кабельной трассы, предпочтительней по широкой стороне цеха и присваивается номер (сверху вниз). Полученный план представлен на рис. 6. Уточняются подключения по стороне 0,4 кВ и определяются расчетные мощности по каждой ТП.

$$P_{ТП} = \frac{P_{ц} + P_{04}}{N_{ТП}}, \quad (2.2.3)$$

$$Q_{ТП} = \frac{Q_{ц} + Q_{04}}{N_{ТП}} \quad (2.2.4)$$

где $P_{ц}$, $Q_{ц}$ – активная и реактивная мощность цеха, в котором устанавливаются ТП, $N_{ТП}$ – количество ТП, устанавливаемые в цехе, P_{04} , Q_{04} – активная и реактивная мощность, подключаемых к данной ТП цехов по стороне 0,4 кВ.

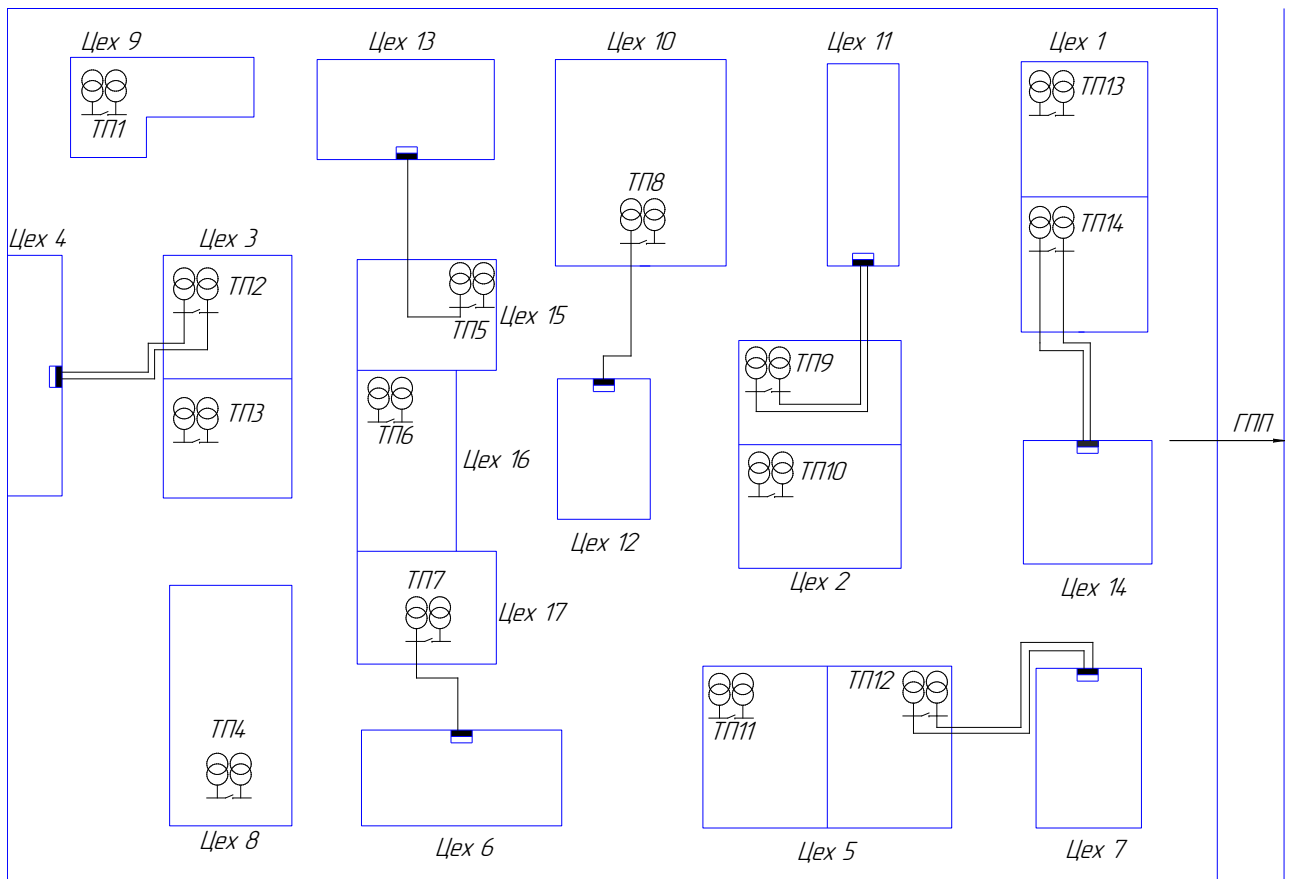


Рис. 6. Расстановка трансформаторных подстанций

С учетом расчетного количества цеховых ТП (рис. 5.4) формируется таблица по подстанциям. Общецеховая мощность распределяется по подстанциям вручную.

К подстанции 2 в термическом цехе подключена нагрузка заводоуправления (цех 4), к подстанции 9 кузнечного цеха подключена нагрузка ремонтного цеха (цех 11), к подстанции 14 – склад, а к подстанции 13 подключена $\frac{1}{2}$ цеховой нагрузки (рис. 5.5).

В итоге имеем количество трансформаторов и количество подстанций по всем цехам, а также расчетную нагрузку по всем трансформаторным подстанциям.

2.3. Определение мощности трансформаторов ГПП и компенсирующих устройств

Выбор количества и мощности трансформаторов ГПП и расчет мощности компенсирующих устройств производится на листе «КУ-РП-ГПП».

Информация на листе разделена на три группы:

- расчетные показатели трансформаторов ГПП;
- таблица высоковольтных РП
- таблица цеховых ТП.

Таблица цеховых ТП – основа расчета. Далее приводится детальное описание ее структуры.

Таблица цеховых трансформаторных подстанций

Значения ячеек N цеха, Наименование цеха, NТП – номер ТП на плане, Nтр – количество трансформаторов на ТП, S_{н тр} – номинальная мощность трансформатора, P_{ТП}, Q_{ТП} – мощность потребителей ТП, tgφ_н автоматически копируются с предыдущего листа «Число и мощность трансформаторов».

Вычисляемое значение Q_э – мощность, поставляемая энергосистемой, считается с помощью нормируемого tgφ_н.

$$Q_{э} = P_{ТП} \operatorname{tg} \varphi_{н} \quad (2.3.1)$$

Вычисляемое значение Q_{ку} – реактивная мощность, которую необходимо скомпенсировать. В большинстве случаев компенсация реактивной мощности на низком напряжении является экономичной, поэтому принимаются к установке низковольтные конденсаторные батареи.

$$Q_{ку} = Q_{ТП} - Q_{э} \quad (2.3.2)$$

Вычисляемое значение Q_{ку1} – мощность компенсирующего устройства, присоединенного к одному трансформатору. Определяется по формуле

$$Q_{ку1} = Q_{ку} / N_{тр} \quad (2.3.3)$$

Вычисляемое значение Q_{нкб1} – мощность конденсаторной батареи [4], присоединенной к одному трансформатору. Автоматически выбирается из справочника стандартная величина ближайшая большая к Q_{ку1}. Реактивная

мощность компенсируется на низшем напряжении.

Вычисляемое значение $Q_{нкб}$ – суммарная мощность КУ на НН трансформаторной подстанции;

Вычисляемое значение $Q_{тп}$ – реактивная мощность, протекающая через трансформаторы ТП после компенсации.

Вычисляемые значения $P_{тр}$, $Q_{тр}$ – соответственно активная и реактивная мощности, протекающие через один трансформатор подстанции после компенсации реактивной мощности.

Вычисляемые значения $\Delta P_{хх}$, $\Delta P_{кз}$, $u_{кз}$, $I_{хх}$, % - параметры трансформаторов. Автоматически выбираются для трансформатора типа ТМГ со схемой соединений $\Delta/Y-11$;

Вычисляемое значение K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

Вычисляемые значения $\Delta P_{тр}$, $\Delta Q_{тр}$ – потери в трансформаторе определяются по формулам:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{хх} + K_3^2 \Delta P_{кз} \quad (2.3.4)$$

$$\Delta Q_{тр} = \frac{I_{хх} S_{н.тр}}{100} + K_3^2 \frac{u_{кз} S_{н.тр}}{100} = \frac{S_{н.тр}}{100} (I_{хх} + K_3^2 u_{кз}) \quad (2.3.5)$$

Вычисляемые значения $P_{уз}$, $Q_{уз}$ – мощность узла сети (мощность потребителей с учетом потерь в трансформаторе:

$$P_{уз} = P_{тр} + \Delta P_{тр} \quad (2.3.6)$$

$$Q_{уз} = Q_{тр} + \Delta Q_{тр} \quad (2.3.7)$$

Таблица высоковольтных распределительных пунктов

Вычисляемое значение $P_{рп1}$ – расчетная активная мощность высоковольтного оборудования определяется на основании исходных данных по формуле

$$P_{рп1} = P_{\Sigma} \cdot K_c \quad (2.3.8)$$

где P_{Σ} – суммарная активная мощность высоковольтного оборудования одного вида, присоединенного к одной секции шин РП, K_c – коэффициент спроса.

Вычисляемое значение Q_{rp1} – расчетная реактивная мощность высоковольтного оборудования определяется на основании исходных данных по формуле

$$Q_{rp1} = P_{rp1} \cdot \operatorname{tg}\varphi \quad (2.3.9)$$

Вычисляемое значение ячейки $Q_{\text{э}}$ – мощность, поставляемая энергосистемой, определяется по формуле (2.4.1).

Вычисляемое значение $Q_{ку}$ – реактивная мощность, которую необходимо скомпенсировать определяется по формуле (2.4.2).

Вычисляемое значение $Q_{ку1}$ – мощность компенсирующего устройства, устанавливаемого на единицу высоковольтного оборудования одного вида, определяется по формуле (2.3.3).

Вычисляемое значение $Q_{вкб1}$ – мощность конденсаторной батареи, присоединенной к одному высоковольтному оборудованию. Автоматически выбирается из справочника стандартная величина ближайшая к $Q_{ку1}$.

Вычисляемое значение $Q_{вкб}$ – мощность конденсаторной батареи, присоединенной к одной шине РП. Определяется по формуле

$$Q_{вкб} = N \cdot Q_{вкб1} \quad (2.3.10)$$

Вычисляемое значение $Q'_{\text{э}}$ – мощность, поставляемая энергосистемой после установки конденсаторной батареи.

Суммарная активная и реактивная мощности по заводу, ячейки F11 и G11 соответственно, определяются по формулам:

$$P_{гпп} = P_{\Sigma ВВ} + P_{\Sigma ТП} \quad (2.3.11)$$

$$Q_{гпп} = Q_{\Sigma ВВ} + Q_{\Sigma ТП} \quad (2.3.12)$$

На основании (2.3.11 и 2.3.12) с учетом потерь в трансформаторах (яч. V27, W27) определяется мощность, протекающая через трансформаторы ГПП (яч. J2).

$$S_{гпп} = \sqrt{(P_{гпп} + 2\Delta P_{тр})^2 + (Q_{гпп} + 2\Delta Q_{тр})^2} \quad (2.3.13)$$

и расчетная мощность трансформатора (яч. J3).

$$S_{\text{тр}} = \frac{S_{\text{гпп}}}{K_3 N_{\text{тр}}} \quad (2.3.14)$$

где K_3 – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП, принимается 0,7 (яч. G4) при питании потребителей всех трех категорий; $N_{\text{тр}}$ – рекомендуемое количество трансформаторов ГПП, кратное 2, в примере принято – 2 (яч. I4).

Полная номинальная мощность трансформаторов ГПП $S_{\text{н.тр}}$ (яч. J5) определяется автоматически.

Выбранные трансформаторы автоматически проверяются по нагрузке в аварийном режиме по условию

$$K_{з.а} = \frac{S_{\text{гпп}}}{S_{\text{н.тр}}} \leq 1,4 \quad (2.3.15)$$

Расчетная величина $\text{tg}\varphi$ проверяется на соответствие нормируемому значению 0,2.

2.4. Формирование схемы внутривозводской сети

Предварительно все трансформаторы ТП делятся на две группы, каждая из которых питается от одного трансформатора ГПП. Схема должна содержать распределительные подстанции, предназначенные для питания высоковольтных потребителей, которые тоже делятся на два присоединения.

Распределение электроэнергии по заводу может осуществляться по магистральным и радиальным схемам. Подробно формирование схем внутривозводского электроснабжения рассмотрено в [5, стр. 112 – 117].

Основные технические требования при построении схем:

- распределительные подстанции (РП) должны питаться от ГПП;
- к одной магистрали рекомендуется подключать не более трех трансформаторов мощностью 1000 – 2500 кВА и не более четырех – пяти при мощности 250 – 630 кВА.

В цехах, где установлено высоковольтное оборудование (цех 7 и 13), устанавливаются РП (в любое место цеха).

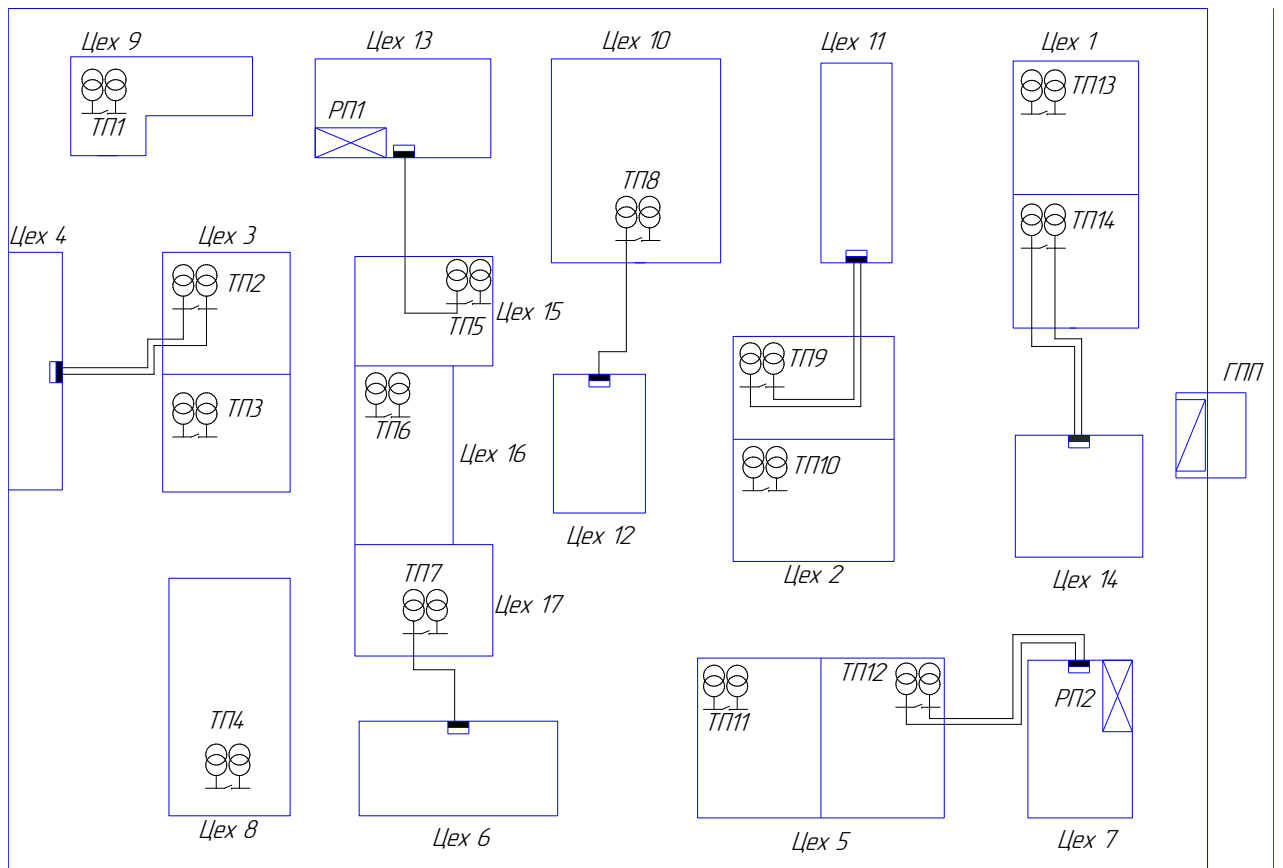


Рис. 7. Установка РП (РП 1 – 2 в цехах 7, 13, согласно исходным данным)

1. Предварительно от ГПП запитываются РП с высоковольтным электрооборудованием (рис.8). Все РП питаются от двух трансформаторов, поэтому схемы питания от первого и второго трансформатора показаны одной линией.

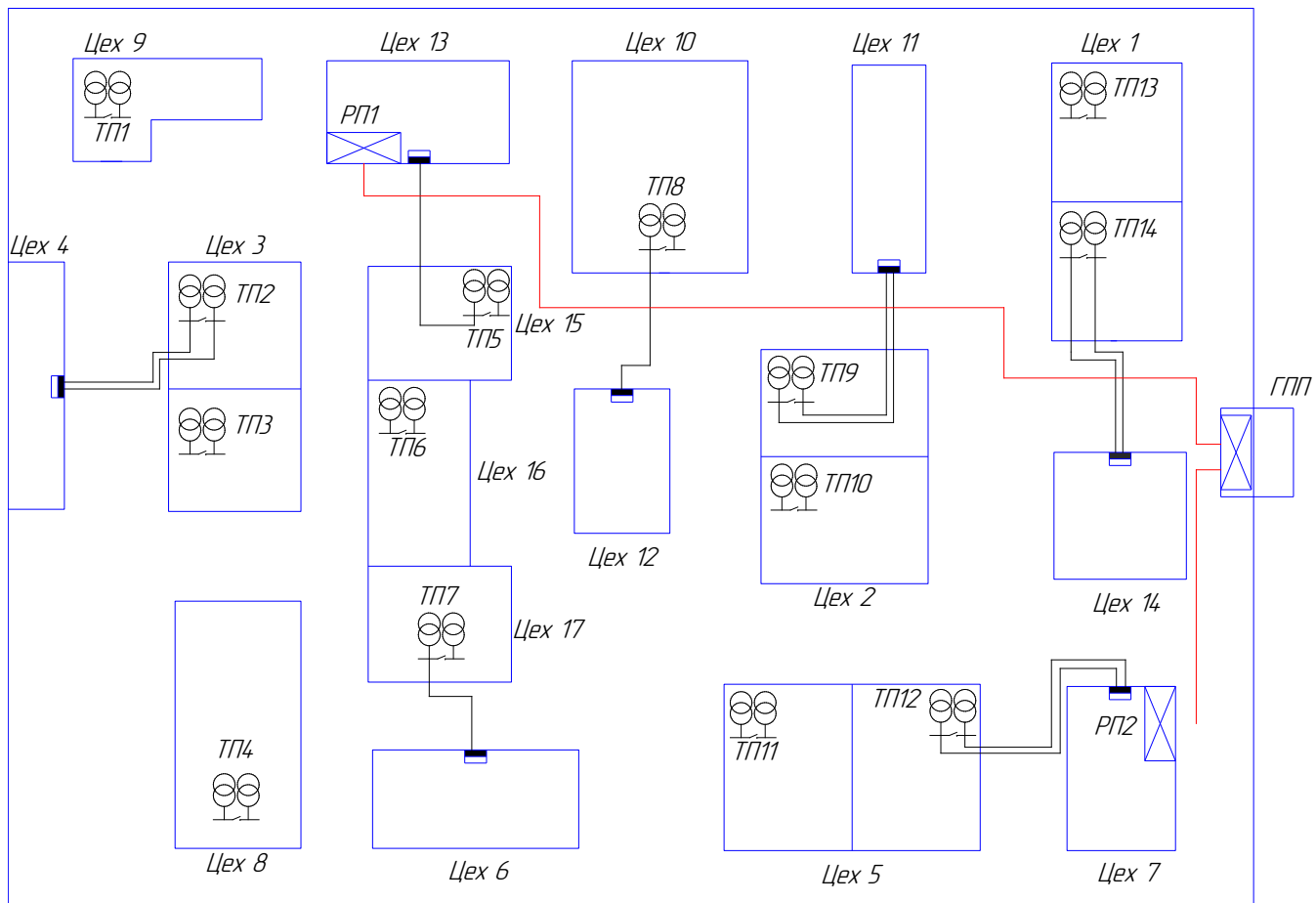


Рис. 8. Питание РП от ГПП

2. Далее рассматривается возможность питания ТП от близлежащих РП и возможность объединения трансформаторов в магистраль. При построении схемы стремимся к минимальной длине питающих линий (рис. 9).
3. Для проведения дальнейших расчетов и выбора сечения проводников рекомендуется использовать граф схемы электроснабжения, скорректированный в соответствии с окончательным вариантом схемы электроснабжения. На графе указываются длины кабелей, определяемые по плану. Мощности потребителей указываются с учетом компенсации реактивной мощности на НН, распределением по трансформаторам и потерь в трансформаторе.

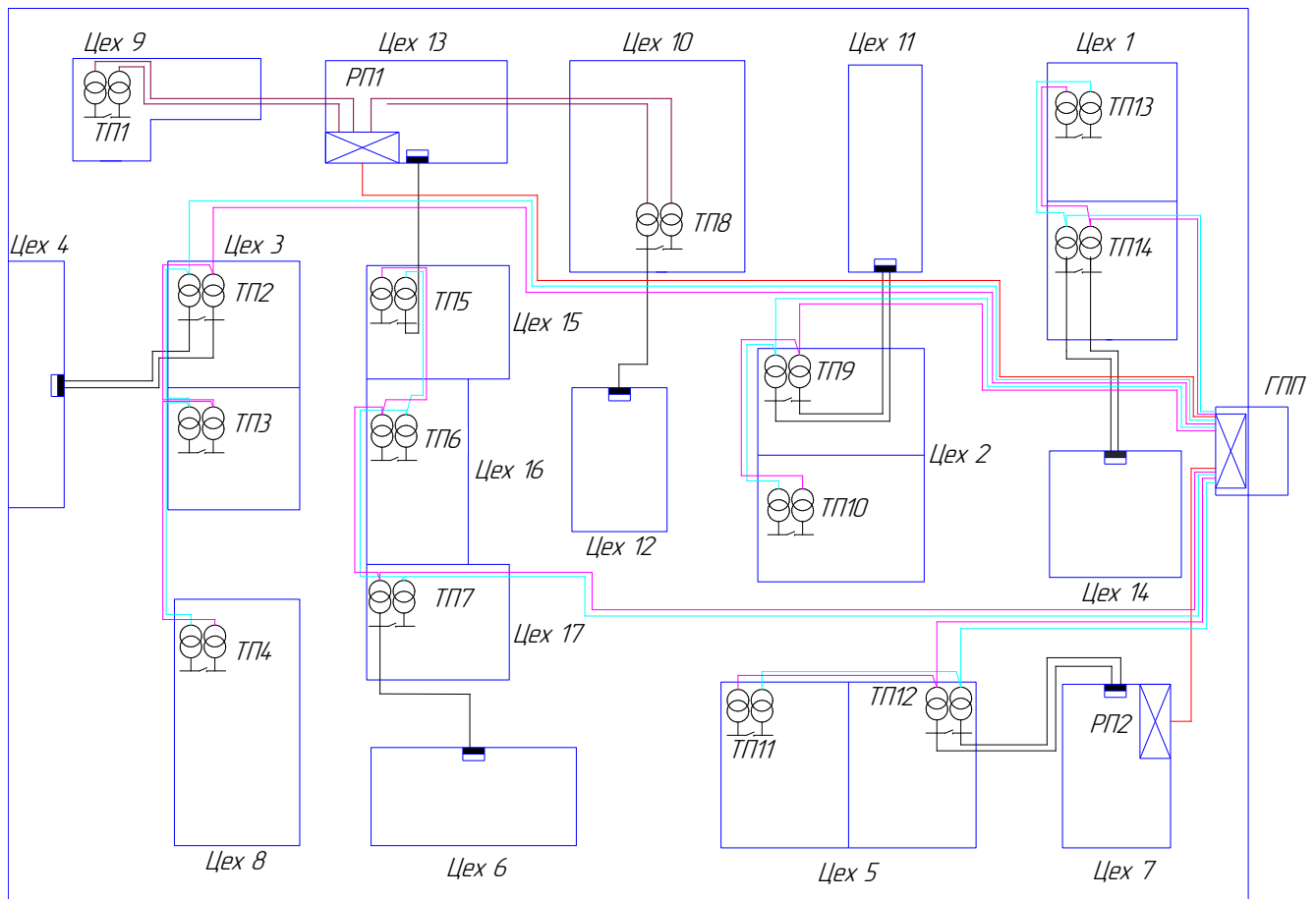


Рис. 9. Схема подключения ТП от ближайших РП

Схемы питания от первого и второго трансформаторов ГПП одинаковые, т.к. все подстанции двухтрансформаторные и РП с двумя секциями шин. Граф для обеих половин завода одинаковый. Компенсация реактивной мощности на РП предусматривается на ВН.

2.5. Расчет мощности и выбор сечения линий

Расчет мощности и выбор сечения линий производится на листе «Выбор сечений» (см. Приложение 4).

Экономические условия выбора заключаются в определении сечения линий, приведенные затраты на сооружение которой будут минимальны. Экономические показатели характеризуются экономической плотностью тока. Согласно [6] сечения проводников должны быть проверены по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение определяется по

формуле

$$F_э = \frac{I_p}{j_э} \quad (2.5.1)$$

где I_p – расчетный ток в часы максимума нагрузки (для нормального режима работы), А; $j_э$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Сечение, полученное в результате расчета, округляется до ближайшего стандартного значения.

Участок – указывается начало и конец линии, например ГПП – РП1 – кабель проходит от ГПП до РП1.

Основные параметры: L – длина линии берется с плана, Рп, Qп – нагрузка участка заполняются вручную или переносятся с предыдущих листов.

$I_{л}$ – ток линии рассчитывается автоматически.

T_m – время использования максимума нагрузки, задается вручную в зависимости от количества рабочих смен: 2-е смены – 4000 часов.

$J_э$ – экономическая плотность тока. Выводится автоматически для алюминиевых кабелей с бумажной изоляцией (АСБ).

$F_э$ – расчетная величина экономически выгодного сечения. Рассчитывается автоматически.

$F_{эн}$ – стандартная величина экономически выгодного сечения. Автоматически выбирается по справочнику.

Для линий заводской распределительной сети выбор сечений по справочнику полностью автоматизирован.

$N_{1к}$ – количество параллельно проложенных кабелей вписывается вручную.

Начальное значение для всех линий равно 1.

$I_{дд}$ – длительно допустимый ток для кабелей. Определяется автоматически [б, табл. 1.3.16].

$I_{ав}$ – ток аварийного режима, определяется как удвоенный ток расчетной нагрузки (можно указать номинальный ток трансформатора с учетом коэффициента перегрузки).

Проверка 1 – проверка условия нагрева $F_{эн}$ током аварийного режима

(автоматически). Выполняется по условию:

$$I_{\text{дд}} \geq I_{\text{ав}} \quad (2.5.2)$$

где $I_{\text{дд}}$ – длительно-допустимый ток проводника.

Если условие выполняется, в столбце «Проверка» появляется запись «Верно», иначе «Не выполняется». В последнем случае $F_{\text{ст}}$ автоматически выбирается больше, чем $F_{\text{эн}}$ настолько, чтобы $I_{\text{дд}}$ был больше $I_{\text{ав}}$.

$N_{2\text{к}}$ – количество параллельно проложенных кабелей вписывается вручную.

Начальное значение для всех линий равно 1.

$F_{\text{ст}}$ – стандартное сечение. Автоматически выбирается из справочника с учетом $N_{\text{к}}$ и проверки по нагреву аварийным током.

$I_{\text{дд}}$ – длительно допустимый ток для $F_{\text{ст}}$. Определяется автоматически.

Проверка2 – проверка условия нагрева $F_{\text{ст}}$ током аварийного режима (автоматически).

$F_{\text{тер}}$ – расчетная величина термически стойкого сечения. Автоматически определяется по результатам расчета токов КЗ на листе ТКЗ.

$F_{\text{принятое}}$ – стандартное значение термически стойкого сечения, автоматически выбранное по $F_{\text{тер}}$.

2.6. Расчет токов трехфазного короткого замыкания и проверка кабелей по термической стойкости

Расчет токов трехфазного КЗ и проверка кабелей по термической стойкости производится на листе «ТКЗ» (см. Приложение 4).

Расчет токов короткого замыкания (КЗ) ведется для проверки электрооборудования на термическую и динамическую устойчивость и выбор уставок релейной и микропроцессорной защиты.

Мощность короткого замыкания задается на листе «Исходные данные» 250 МВА или мощность отключения вводного выключателя, определяется по формуле:

$$S_{\text{откл}} = \sqrt{3} U_{\text{н}} I_{\text{откл}} \quad (2.6.1)$$

где $I_{откл}$ – ток отключения выключателя (паспортные данные), кА

Ток трехфазного КЗ в рассматриваемой точке определяется по формулам:
в относительных единицах

$$I_K^{(3)} = \frac{I_6}{Z_{рез}} \quad (2.6.2)$$

в именованных единицах

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{ср.н}}{\sqrt{3}Z_{рез}} \quad (2.6.3)$$

Для выбора и проверки электрооборудования по условию электродинамической стойкости необходимо знать наибольшее возможное мгновенное значение тока КЗ, которое называется ударным током и определяется по формуле:

$$i_{уд} = \sqrt{2}K_{уд}I_K^{(3)} \quad (2.6.4)$$

где $K_{уд} = 1 - e^{-\frac{0,01}{\tau_a}}$, $\tau_a = \frac{x_k}{314r_k}$; x_k и r_k – соответственно индуктивное и активное сопротивления цепи КЗ.

Среднее напряжение ступени КЗ на ВН и НН (яч. L3 и Q3) определяется автоматически.

Значения N – номер линии, L – длина линии, Nк – количество параллельно проложенных кабелей и Fст – стандартное сечение линии в строки 7 и 11 можно вписать вручную или скопировать с листа «Выбор сечений».

Значения X_c в ячейках H6 и H10 вычисляются автоматически.

Значения r_0 в ячейках I7 и I11 автоматически выбираются по справочнику.

Значения r и x в ячейках K7 и L7 – соответственно активное и реактивное сопротивления линии Система – ГПП вычисляются автоматически.

Значения r и x в ячейках K11 и L11 – соответственно активное и реактивное сопротивления линии Система – ГПП, приведенные к низшему напряжению ГПП вычисляются автоматически.

Значения r и x в ячейках K12 и L12 – соответственно активное и реактивное сопротивления трансформатора ГПП вычисляются автоматически.

Значения r и x в ячейках K13, L13 и M13 – соответственно активное, реактивное и полное сопротивления энергосистемы и ГПП приведенные к низшему напряжению ГПП вычисляются автоматически.

Данные по заводской распределительной сети (строка 14 и ниже): N линии, участок, L, Nк и Fст автоматически переносятся с листа Выбор сечений.

Значения r_0 , x_0 автоматически выбираются по справочнику.

Значения r , x , $z_{рез}$, $I_{по}$, T_a , K_u , i_u и Δt вычисляются автоматически для каждого участка распределительной сети ($I_{по}$ – ток при коротком замыкании на шинах ГПП; T_a – время апериодической слагающей тока КЗ; K_u – ударный коэффициент; i_u – ударный ток; Δt – уставка срабатывания защиты).

2.7. Определение потерь напряжения на участках

Согласно [6] для электрических сетей следует предусматривать технические мероприятия по обеспечению качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 32144-2013:

- положительные и отрицательные отклонения напряжения в точке передачи электрической энергии не должны превышать 10% номинального или согласованного значения напряжения в течение 100% времени интервала в одну неделю;
- допустимые значения положительного и отрицательного отклонений напряжения в точках общего присоединения должны быть установлены сетевой организацией с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта в точках передачи электрической энергии;
- в электрической сети потребителя должны быть обеспечены условия, при которых отклонения напряжения питания на зажимах электроприемников не превышают установленных для них допустимых значений.

К техническим условиям можно отнести проверку выбранных сечений по потере напряжения и регулирование коэффициента трансформации трансформатора (выбор отпаяк для трансформаторов с ПБВ).

Нормированных значений по потере напряжения не установлено. Однако, зная напряжение на шинах источника питания и посчитав потери напряжения в сети, определяется потеря напряжения у потребителей. При необходимости поддержания напряжения у потребителей в узких пределах решается вопрос о способах регулирования напряжения.

Потерю напряжения в трехфазной сети определяют по формуле (2.7.1) в зависимости от расчетных данных:

$$\Delta u = \frac{P_{p0l} + Q_{p0l}x_0l}{U_H^2} 100\%[\%] \quad (2.7.1)$$

Расчет потерь напряжения на участках производится на листе «Потери U» (Приложение б) .

3. РАСЧЕТ РИСКОВ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕОБХОДИМОСТИ МОЛНИЕЗАЩИТЫ ПС СЭЩ «Ладья»

Расчет оценки риска и расчет ущерба для определения необходимости устройства молниезащиты по объекту: КТП СЭЩ Б(М) «Ладья»-110-5Н-Г/10-2х6300-59-Л-А-2-У1.

Для этого первоначально определяем риск R_1 угрозы для жизни и сравниваем с допустимым значением $R_t = 10^{-5}$.

Подстанция СЭЩ «Ладья» — размерами 40×32 м, высотой — 6 м.

Для определения необходимости, уровня и средств молниезащиты первым рассчитаем риск гибели людей — R_1 [7, ф.6.1]:

$$R_1 = R_A + R_B + R_C + R_M + R_U + R_V + R_W + R_Z \quad (3.1)$$

3.1. Элемент относящийся к поражению людей напряжением прикосновения в случае удара молнии

$$R_A = N_D \cdot P_A \cdot L_A \quad (3.1.1)$$

$$N_D = N_g \cdot Ad/b \cdot Cd \cdot 10^{-6} \quad (3.1.2)$$

$$N_g \approx 0,1 \cdot T_d = 0,1 \cdot 50 = 5 \text{ ударов}$$

T_d — количество грозовых дней в году, так как инструментальные данные по грозодням отсутствуют принимается по количеству грозочасов в год — 50 для Самарской области.

$$Ad/b = L \cdot W + 6 \cdot H \cdot (L + W) + 9 \pi \cdot (H)^2 \quad (3.1.3)$$

Ad/b — участок сбора данных рассматриваемого здания [8, ф А.2];

где L , W и H выражены в метрах длина, ширина, высота соответственно.

$$Ad/b = 40 \cdot 32 + 6 \cdot 6 \cdot (40 + 32) + 9 \cdot 3,14 \cdot 6^2 = 4889,88 \text{ м}^2$$

C_d — фактор, учитывающий влияние окружающей обстановки = 0,5, так как здание окружено более низкими объектами [8, т А.2];

Здание рассматривается как не оснащённое системой молниезащиты, по [8, т В.1] определяем P_A , отвечающий за вероятность того, что удар молнии в

подстанцию станет причиной поражения людей электрическим током из-за опасного контактного и шагового напряжения, в нашем случае $P_A=1$.

$$N_D = N_g \cdot A_d \cdot C_d \cdot 10^{-6} = 5 \cdot 4889,88 \cdot 0,5 \cdot 10^{-6} = 0,0122$$

Определим ущерб при поражении людей вследствие появления шагового напряжения [8, ф С.2]:

$$L_A = r_a \cdot L_t \quad (3.1.4)$$

r_a – фактор уменьшения вероятности гибели людей в зависимости от типа почвы. В нашем случае вокруг здания земля/бетон, следовательно, по [8, т С.2] коэффициент равен 0,01.

$L_t=0,01$ – учитывая, что люди в во время грозы могут находиться рядом с оборудованием подстанции коэффициент принимаем по наихудшей ситуации (на открытой местности) [8, т С.1]

$$L_A = 0,01 \cdot 0,01 = 0,0001$$

$$R_A = N_D \cdot P_A \cdot L_A = 0,0122 \cdot 1 \cdot 0,0001 = 0,122 \cdot 10^{-5}$$

$$R_A > 0,00001$$

Для здания требуется система выравнивания потенциалов, выполненная путем присоединения электрооборудования и токоведущих частей к ГЗШ.

$N_D = 0,0122$; $L_A = 0,0001$ – определено выше;

В связи с тем, что здание рассматривается как здание в котором устраивается внешняя система молниезащиты III класса согласно [7] в объём которой входит эффективное уравнивание грозовых потенциалов то по [8, т В.1] определяем P_A , отвечающий за вероятность того, что удар молнии в здание станет причиной поражения людей электрическим током из-за опасного контактного и шагового напряжения $P_A=0,01$.

$$R_A = 0,0122 \cdot 0,01 \cdot 0,0001 = 0,0012 \cdot 10^{-5}$$

Удовлетворяет условию $R_A < 0,00001$

3.2.Элемент риска физического повреждения ПС при прямом ударе молнии

$$R_B = N_D \cdot P_B \cdot L_B \quad (3.2.1)$$

N_D – посчитан по предыдущему элементу риска и равен 0,0122.

P_B – вероятность физического повреждения подстанции. Молниезащита на ПС отсутствует [8, т. В.2] коэффициент равен 1.

Считаем ущерб, который произойдет вследствие удара молнии в ПС [7, т. 6.9]:

$$L_B = L_U = r_p \cdot r_f \cdot h_Z \cdot L_f \quad (3.2.2)$$

r_f – коэффициент, учитывающий возможность возникновения возгорания. В нашем случае существует обычная вероятность возгорания [8, т. С.4], коэффициент равен 0,1.

r_p – коэффициент оснащения оборудованием для использования его в случае возгорания. Принимаем [8, т. С.3] его 0,5 – по оснащению огнетушителями, ручные пожарные извещатели, пожарные гидранты и т.д.

h_Z – коэффициент, учитывающий уровень паники в здании. Коэффициент принимаем равным 2 (одноэтажное здание и не более 100 чел) [8, т. С.5];

L_f – ущерб, характеризующий период времени, в течение которого люди находятся в опасном месте. Для промышленного здания (энергоснабжение) $L_f=0,01$ [8, т. С.1].

$$L_B = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 2 \cdot 0,01 = 0,001$$

$$R_B = 0,0122 \cdot 1 \cdot 0,001 = 0,0000122$$

$$R_B > 0,00001$$

Из этого следует, зданию требуется внешняя система молниезащиты – молниеотводы.

N_D – определён выше 0,0122; L_B – определён выше 0,001;

P_B – вероятность физического повреждения здания: здание с металлической крышей или системой молниезащиты, включающая обычные элементы с полной защитой каких либо установок на крыше от ПУМ и

сплошной металлической или железобетонной конструкцией, выступающей в качестве токоотвода . Согласно [8, т. В.2], принимается $P_B=0,001$.

$$R_B = 0,0122 \cdot 0,001 \cdot 0,001 = 0,0012 \cdot 10^{-5}$$

$$R_B < 0,00001.$$

Из этого следует, зданию требуется внешняя система молниезащиты III класса, включая в себя наружные молниеотводы, систему уравнивания потенциалов согласно [7].

3.3.Элемент риска, отвечающий за повреждения внутренних инженерных систем при прямом ударе молнии

$$R_C = N_D \cdot P_C \cdot L_C \quad (3.3.1)$$

N_D – посчитан по предыдущему элементу риска и равен 0,0122.

P_C – коэффициент, указывающий что удар молнии в подстанцию станет причиной физического повреждения внутренних систем. Зависит от применения УзиП, а следовательно от уровней молниезащиты. В нашем случае, когда устройства молниезащиты нет [8, т. В.2] $P_C=1$ – так как УзиП в здании отсутствует.

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = L_O$$

L_O – ущерб относящийся к повреждению внутренних систем и зависит от типа здания [8, т. С.1] . В нашем случае отсутствует риск взрыва $L_O=0,001$.

$$R_C = 0,0122 \cdot 1 \cdot 0,001 = 0,0000122$$

$$R_C > 0,00001$$

Расчет с устройством молниезащиты:

N_D – определен выше 0,0122.

P_C – коэффициент, указывающий что удар молнии в подстанцию станет причиной физического повреждения внутренних систем. Зависит от применения УзиП, а следовательно от уровней молниезащиты. В нашем случае применяются устройства для молниезащиты от перенапряжений с лучшими характеристиками молниезащиты (большей способности выдерживания тока,

более низким уровнем молниезащиты) по сравнению с требованиями, установленными для уровня молниезащиты в местоположениях соответствующей установки [8, т. В.2] $P_C=0,001$.

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = L_O$$

L_O – ущерб относящийся к повреждению внутренних систем и зависит от типа здания [8, т. С.1] . В нашем случае отсутствует риск взрыва $L_O=0,001$.

$$R_C = 0,0122 \cdot 0,001 \cdot 0,001 = 0,0012 \cdot 10^{-5}$$

$$R_C < 0,00001$$

Из этого следует, что для защиты внутренних коммуникаций здания требуется использование УзиП.

3.4.Элемент риска, который будет указывать, каким образом влияет близкий удар молнии на наводки и электромагнитные импульсы

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot L_M \quad (3.4.1)$$

$$N_M = N_g \cdot (A_m - A_d/b) \cdot 10^{-6} \quad (3.4.2)$$

N_g - посчитан по предыдущему элементу риска и равен 5.

$A_d/b = A_d$ – посчитан по предыдущему элементу риска и равен $4889,88 \text{ м}^2$.

A_m – участок сбора данных о молнии вблизи здания на расстоянии 250 м.

$$A_m = 2 \cdot (W+L) \cdot 250 = 2 \cdot (40+32) \cdot 250 = 36000 \text{ м}^2$$

$$N_M = 5 \cdot (36000 - 4889,88) \cdot 10^{-6} = 0,17$$

Ущерб от повреждения внутренних сетей:

$$L_C = L_M = L_W = L_Z = L_O = 0,001, \text{ определено выше}$$

P_M – вероятность того, что удар молнии вблизи здания станет причиной повреждения внутренних систем [8, В.4].

$P_M = P_{MS} = K_{MS}$ – это фактор, определяющий технические характеристики принятых мер молниезащиты, а именно экранирования

$$K_{MS} = K_{S1} \cdot K_{S2} \cdot K_{S3} \cdot K_{S4} \quad (3.4.3)$$

$KS_1=0,00001$ – учитывает эффективность экранирования здания, систему молниезащиты или другие экраны на границе зоны молниезащиты–металлический экран толщиной менее 0,3 мм [8, В.4].

$KS_2=0,00001$ – учитывает эффективность экранов внутри здания на границе зоны молниезащиты–металлический экран толщиной менее 0,3 мм;

$KS_3=0,2$, так как используется экранированный кабель–меры предосторожности в отношении разводки (петлевидные проводники с различной разводкой в больших зданиях.

$$KS_4 = 1,5/U_w=1,5/6=0,25 \text{ [8, ф. В.4]}$$

где $U_w=6$ кВ – номинальное импульсное выдерживаемое напряжение защищаемой системы энергоснабжения.

$$K_{MS} = 0,00001 \cdot 0,00001 \cdot 0,2 \cdot 0,25 = 0,000001$$

Расчетному значению $K_{MS}=0,000001$ соответствует значение $PM=PMS=0,0001$ [8, т. В.4]

$$R_M = N_M \cdot P_M \cdot L_M = 0,17 \cdot 0,0001 \cdot 0,001 = 0,0017 \cdot 10^{-5}$$

$$R_M < 0,00001$$

3.5.Элемент риска, при котором удар молнии в коммуникацию вызовет напряжение прикосновение или шаговое напряжение

$$R_U = (N_L + N_{Da}) \cdot P_U \cdot L_U \quad (3.5.1)$$

$$N_L = N_g \cdot A_l \cdot C_d \cdot C_t \cdot 10^{-6} \quad (3.5.2)$$

N_g - посчитан по предыдущим элементам риска и равен 5.

$$A_l = (LC - 3 \cdot (H_a + H_b)) \cdot \sqrt{p} \quad (3.5.3)$$

– участок сбора данных, касающихся молнии, ударяющей в систему электроснабжения, m^2 [8, т. А.4] в нашем случае ЛЭП – воздушная.

H_a, H_b –высота подстанции, между которыми находится ЛЭП, м; равна соответственно 6 м и 6 м

LC – длина ЛЭП до первого соединительного узла (ТП) 38 м одной вводной кабель,

ρ – удельное сопротивление земли, в которой проложена система энергоснабжения, Ом·м, принимаем 500 Ом.

$C_d=0,5$ – фактор влияния местоположения здания [8, т. А.2].

C_t – поправочный коэффициент, учитывающий влияние высоковольтного/низковольтного трансформатора, применяемого в системе энергоснабжения здания и расположенного между точкой удара молнии и зданием. $C_t=0,2$, так как имеется два трансформатора.

$$\begin{aligned} A_l &= (38 - 3 \cdot (6 - 6)) \cdot \sqrt{500} = 849,7 \text{ м}^2 \\ N_L &= 5 \cdot 849,7 \cdot 0,5 \cdot 0,2 \cdot 10^{-6} = 0,00042 \\ N_{Da} &= N_g \cdot A_d/a \cdot C_d/a \cdot C_t \cdot 10^{-6} \end{aligned} \quad (3.5.4)$$

A_d/a – участок сбора данных для прилегающего помещения:

$$A_d/a = L \cdot W + 6 \cdot H \cdot (L + W) + 9\pi \cdot (H)^2 = 6 \cdot 10 + 6 \cdot 6 \cdot (40 + 32) + 9 \cdot 3,14 \cdot 6^2 = 3669,88 \text{ м}^2$$

C_d/a – фактор влияния местоположения прилегающего здания. Для трансформаторной подстанции принимаем равным 0,25 [8, т. А.2]

$$N_{Da} = 5 \cdot 3669,88 \cdot 0,25 \cdot 0,2 \cdot 10^{-6} = 0,00092$$

P_U – вероятность угрозы жизни людей из-за контактного или шагового напряжения, вызванного ударом молнии в коммуникацию.

Так как устройства для молниезащиты от перенапряжений для обеспечения уравнивания грозовых потенциалов в соответствии с [7] имеются, то P_U является меньшим значением из значений P_{SPD} и P_{LD} и должно быть равно 1. Обеспечены меры молниезащиты эффективное уравнивание грозовых потенциалов значение вероятности P_U снижается путем умножения на вероятность P_A то есть

$$\begin{aligned} P_U &= 1 \cdot 0,01 = 0,01 \\ L_U &= r_U \cdot L_t \end{aligned} \quad (3.5.5)$$

$r_U=0,01$ – для поверхности земля, бетон;

$L_t=0,01$ – люди за пределами здания;

$$L_U = 0,01 \cdot 0,01 = 0,0001;$$

$$R_U = (0,00042 + 0,00092) \cdot 0,01 \cdot 0,0001 = 0,0001 \cdot 10^{-5}$$

$$R_U < 0,00001$$

Дополнительные средства защиты ЛЭП от возникновения контактного и шагового напряжения (ОПН, предупредительных надписей, физических ограничений) не требуются.

3.6.Элемент риска, при котором удар молнии в коммуникацию вызовет ее повреждение

$$R_V = (N_L + N_{Da}) \cdot P_V \cdot L_V \quad (3.6.1)$$

$$N_L = 0,00042,$$

$$N_{Da} = 0,00092 \text{ (по расчёту предыдущего элемента риска } R_U).$$

P_V — коэффициент, учитывающий экранирование ЛЭП, импульсного выдерживаемого напряжения внутренних систем, соединённых с системой энергоснабжения. Так как устройства для молниезащиты от перенапряжений для обеспечения уравнивания грозовых потенциалов в соответствии с [7] имеются, то P_V является меньшим значением из значений P_{SPD} и P_{LD} и равно 1.

$$L_V = L_B = g_p \cdot r_f \cdot L_f \cdot h_z = 0,5 \cdot 0,1 \cdot 0,01 \cdot 2 = 0,001 \text{ определено выше}$$

$$R_V = (0,00042 + 0,00092) \cdot 1 \cdot 0,001 = 0,13 \cdot 10^{-5}$$

$$R_V < 0,00001$$

Дополнительные средства защиты ЛЭП от перенапряжений (УзиП, ОПН) вследствие прямых ударов молний не требуются.

3.7.Элемент риска, при котором удар молнии в систему энергоснабжения вызовет повреждение внутренних систем

$$R_W = (N_L + N_{Da}) \cdot P_W \cdot L_W \quad (3.7.1)$$

$$N_L = 0,00042,$$

$$N_{Da} = 0,00092 \text{ (по расчёту предыдущего элемента риска } R_U).$$

P_W — коэффициент, учитывающий повреждение внутренних систем, соединённых с системой энергоснабжения [8, ф. В.6]. Так как устройства для молниезащиты от перенапряжений для обеспечения уравнивания грозовых

потенциалов в соответствии с [7] имеются, то P_v является меньшим значением из значений P_{SPD} и P_{LD} и равно 1.

$$L_w = L_M = L_C = L_Z = L_O = 0,001 \text{ определено выше}$$

$$R_w = (0,00042 + 0,00092) \cdot 1 \cdot 0,001 = 0,13 \cdot 10^{-5}$$

$$R_w < 0,00001$$

Дополнительных средств защиты ЛЭП от перенапряжений (УзиП, ОПН) вследствие прямых ударов молний не требуется.

3.8.Элемент риска, при котором, близкий удар молнии возле системы энергоснабжения вызовет повреждение внутренних систем

$$R_Z = (N_I - N_L) \cdot P_Z \cdot L_Z \quad (3.8.1)$$

$$N_L = 0,00042,$$

$$N_I = N_g \cdot A_i \cdot C_e \cdot C_t \cdot 10^{-6} \quad (3.8.2)$$

N_g - определён выше и равен 5;

C_e – фактор влияния окружающей среды [8, т. А.5]. Так как условия размещения здания – окружающая среда в пригородных районах, высота зданий ниже 10 м, следовательно $C_e = 0,5$;

$C_t = 0,2$ - определён выше;

A_i – участок сбора данных вблизи системы электроснабжения [8, т. А.3].

Для подземной ЛЭП:

$$A_i = L_C \cdot A_{d/b} = 4889,88 \cdot 0,001 = 4,89 \text{ м}^2$$

$$N_I = 5 \cdot 4,89 \cdot 0,5 \cdot 0,2 \cdot 10^{-6} = 0,24 \cdot 10^{-5};$$

P_Z – вероятность повреждений внутренних систем в случае удара молнии вблизи коммуникации, учитывающий экранирование системы энергоснабжения, импульсного выдерживаемого напряжения внутренних систем, соединённых с системой энергоснабжения и обеспечения мер молниезащиты. Так как устройства для молниезащиты от перенапряжений для обеспечения уравнивания грозовых потенциалов в соответствии с [8] имеются, то P_Z является меньшим значением из значений P_{SPD} и P_{LI} и равно 1.

$$L_Z=L_0=0,001$$

$$R_Z=(0,24 \cdot 10^{-5}-0,00042) \cdot 1 \cdot 0,001=0,042 \cdot 10^{-5}$$

$$R_Z < 0,00001$$

Дополнительных средств защиты ЛЭП от перенапряжений (УзиП, ОПН, экранирования) вследствие прямых ударов молний не требуется.

Определяем риск угрозы человеческой жизни

$$R_1=R_A+R_B+R_C+R_M+R_U+R_V+R_W+R_Z=0,0012 \cdot 10^{-5}+0,0012 \cdot 10^{-5}+ \\ +0,0012 \cdot 10^{-5}+0,0017 \cdot 10^{-5}+0,0001 \cdot 10^{-5}+0,13 \cdot 10^{-5}+0,13 \cdot 10^{-5}+0,042 \cdot 10^{-5} \\ =0,000003 \quad R_T=0,00001 \text{ - меньше допустимого [8, т. 6.8] .}$$

R_T -допустимый риск

Подстанции СЭЩ «Ладья» требуется внешняя система молниезащиты III класса согласно [8] включая в себя наружные молниеотводы, систему уравнивания потенциалов.

4. РАСЧЕТ ГРОЗОЗАЩИТЫ И ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОДСТАНЦИИ 110/10 кВ

4.1.Заземление и защитные меры электробезопасности

Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновения открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения:

- основная изоляция токоведущих частей;
- ограждения и оболочки;
- установка барьеров;
- размещение вне зоны досягаемости;
- применение сверхнизкого (малого) напряжения.

А в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении:

- защитное заземление;
- автоматическое отключение питания;
- уравнивание потенциалов;
- выравнивание потенциалов;
- двойная или усиленная изоляция;
- сверхнизкое (малое) напряжение;
- защитное электрическое разделение цепей;
- изолирующие (непроводящие) помещения, зоны, площадки.

Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ, следует применять устройства

защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждой из них.

Защиту при косвенном прикосновении следует выполнять во всех случаях, если напряжение в электроустановке превышает 50 В переменного и 120 В постоянного тока, а в помещениях с повышенной опасностью, особо опасных и в наружных установках выполнение защиты при косвенном прикосновении может потребоваться и при более низких напряжениях.

Защита от прямого прикосновения не требуется, если электрооборудование находится в зоне системы уравнивания потенциалов, а наибольшее рабочее напряжение не превышает 25 В переменного или 60 В постоянного тока в помещениях без повышенной опасности и 6 В переменного или 15 В постоянного тока во всех случаях.

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Если при использовании естественных заземлителей сопротивление заземляющих устройств или напряжение прикосновения имеет допустимое значение, и обеспечиваются нормированные значения напряжения на заземляющем устройстве допустимые плотности токов в естественных заземлителях, то выполнение искусственных заземлителей в электроустановках до 1 кВ не обязательно. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует, как правило, применять одно общее заземляющее устройство. Оно должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок: защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д.

в течение всего периода эксплуатации. А также должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению. Заземляющие устройства защитного заземления электроустановок зданий и сооружений и молниезащиты 2-й и 3-й категорий этих зданий и сооружений, как правило, должны быть общими.

При выполнении отдельного (независимого) заземлителя для рабочего заземления по условиям работы информационного или другого чувствительного к воздействию помех оборудования должны быть приняты специальные меры защиты от поражения электрическим током, исключающие одновременное прикосновение к частям, которые могут оказаться под опасной разностью потенциалов при повреждении изоляции.

Требуемые значения напряжений прикосновения и сопротивления заземляющих устройств, при стекании с них токов замыкания на землю и токов утечки должны быть обеспечены при наиболее неблагоприятных условиях в любое время года, а при определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители. Также при определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям.

Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

Электроустановки напряжением до 1 кВ жилых, общественных и промышленных зданий и наружных установок должны, как правило, получать питание от источника с глухозаземленной нейтралью, а для защиты от поражения электрическим током при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания. Применение защитного автоматического отключения питания: выполнение основной системы уравнивания потенциалов, а при необходимости также дополнительной системы уравнивания.

При применении системы TN рекомендуется выполнять повторное заземление PE- и PEN-проводников на вводе в электроустановки зданий, а также в других доступных местах. Для повторного заземления в первую очередь следует использовать естественные заземлители. При этом сопротивление заземлителя повторного заземления не нормируется.

Система IT напряжением до 1 кВ, связанная через трансформатор с сетью напряжением выше 1 кВ, должна быть защищена пробивным предохранителем от опасности, возникающей при повреждении изоляции между обмотками высшего и низшего напряжений трансформатора. Пробивной предохранитель должен быть установлен в нейтрали или фазе на стороне низкого напряжения каждого трансформатора.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей. В таких электроустановках должна быть предусмотрена возможность быстрого обнаружения замыканий на землю. Защита от замыканий на землю должна устанавливаться с действием на отключение по всей электрически связанной сети в тех случаях, в которых это необходимо по условиям безопасности (для линий, питающих передвижные подстанции и механизмы, торфяные разработки и т.п.).

Для защиты от поражения электрическим током в электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью выполняется защитное заземление открытых проводящих частей.

Защитное зануление в системе TN (в которой нейтраль ИП глухозаземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников) и защитное заземление в системе IT (где нейтраль источника изолирована от земли или заземлена через приборы, или устройства имеющие большое сопротивление и открытые части электроустановки заземлены) электрооборудования, установленного на опорах ВЛ (силовые и измерительные трансформаторы, разъединители, предохранители, конденсаторы и другие

аппараты), должно быть выполнено с соблюдением требований, приведенных в соответствующих главах ПУЭ.

4.2. Расчет заземляющего устройства подстанции СЭЩ «Ладья»

В пределах территории подстанции возможно замыкание на землю в любой точке. В месте перехода тока в землю, если не предусмотрены особые устройства для проведения тока в землю, возникают значительные потенциалы, опасные для людей, находящихся вблизи. Для устранения этой опасности на подстанции предусматривают заземляющие устройства, назначение которых заключается в снижении потенциалов до приемлемых значений.

Вспомогательными заземлителями являются металлические предметы любого назначения, так или иначе соединенных с землей, например, стальных каркасов зданий, арматуры железобетонных оснований, труб любого назначения и т.п.

К основному заземлителю в общем случае присоединят:

- вспомогательные заземлители;
- нейтрали генераторов, трансформаторов, подлежащих заземлению в соответствии с принятой системой рабочего заземления;
- разрядники и молниеотводы;
- металлические части электрического оборудования, нормально не находящиеся под напряжением, но могущие оказаться под напряжением при повреждении изоляции, например основания и кожухи электрических машин, трансформаторов, аппаратов, токопроводов, металлические конструкции РУ, ограждения и т.п.;
- вторичные обмотки измерительных трансформаторов, нейтрали обмоток 380/220 В силовых трансформаторов.

Расчет заземляющего устройства проводится в следующем порядке:

В соответствии с ПУЭ устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства $R_{з\text{у}}$. Если заземляющее устройство является общим

для установок на различное напряжение, то за расчетное принимается наименьшее из допустимых.

Определяют необходимое сопротивление искусственного заземлителя с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно, из выражения:

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{е}}R_{\text{з}}}{R_{\text{е}} - R_{\text{з}}} \quad (4.2.1)$$

где $R_{\text{з}}$ – допустимое сопротивление заземляющего устройства.

$R_{\text{и}}$ – сопротивление искусственного заземлителя;

$R_{\text{е}}$ – сопротивление естественного заземлителя.

Определяют расчетное удельное сопротивление грунта $\rho_{\text{р}}$ для горизонтальных и вертикальных электродов с учетом повышающего коэффициента $K_{\text{п}}$, учитывающего высыхание грунта летом и промерзание его зимой по формулам:

$$\rho_{\text{р.г}} = \rho_{\text{уд}} K_{\text{п.г}}, \quad (4.2.2)$$

$$\rho_{\text{р.в}} = \rho_{\text{уд}} K_{\text{п.в}} \quad (4.2.3)$$

где $\rho_{\text{уд}}$ – удельное сопротивление грунта;

$K_{\text{п.г}}$ и $K_{\text{п.в}}$ – повышающие коэффициенты для горизонтальных и вертикальных электродов соответственно.

Определяют сопротивление растеканию одного вертикального электрода по выражению:

$$R_{\text{в.о}} = \frac{\rho_{\text{р.в}}}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + l}{4t - l} \right) \quad (4.2.4)$$

где l – длина стержня, м;

d – диаметр стержня, м;

t – глубина заложения, расстояние от поверхности почвы до середины стержневого заземлителя, м;

Определяем ориентировочное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{\text{и.в}}$:

$$N = \frac{R_{об.э}}{R_{и} \cdot Ки.в} \quad (4.2.5)$$

где $R_{об.э}$ – сопротивление растеканию одного вертикального электрода;

$R_{и}$ – сопротивление искусственного заземлителя.

Коэффициент использования заземлителя учитывает увеличение сопротивление заземлителя вследствие явления экранирования соседних электродов.

Определяют расчетное сопротивление растеканию горизонтальных электродов $R_{г.о}$ по формуле:

$$R_{г.о} = \frac{\rho_{р.г}}{\pi l} \left(\ln \frac{1,5l}{\sqrt{b \cdot t}} \right) \quad (4.2.6)$$

где l – длина электрода;

b – ширина полосы;

t – глубина заложения электрода.

Уточняют необходимое сопротивление вертикальных электродов с учетом проводимости горизонтальных соединительных электродов:

$$R_{в.э} = \frac{R_e R_3}{R_e - R_3} \quad (4.2.7)$$

Определяют число вертикальных электродов с учетом уточненного сопротивления вертикального заземлителя:

$$N = \frac{R_{об.э}}{Ки.в \cdot R_{в.э}} \quad (4.2.8)$$

Принимают окончательное число вертикальных электродов, намечают расположение заземлителей.

Рассмотрим расчет заземляющего устройства для данной подстанции.

Электроустановки 110 кВ и выше работают с эффективно заземленной нейтралью. С целью уменьшения напряжения на заземлителе при однофазном КЗ его сопротивление не должно превышать 0,5 Ом в любое время года. Заземляющее устройство и грозозащита подстанции должны быть выполнены в соответствии с ПУЭ.

Удельное сопротивление грунта при нормальной влажности $\rho = 60 \text{ Ом}\cdot\text{м}$.

При расчете заземляющего устройства сопротивлением естественных заземлителей пренебрегаем, они уменьшают общее сопротивление заземляющего устройства, их проводимость идет в запас надежности. Тогда

$$R_{\Sigma} = R_{\text{и}} = 0,5 \text{ Ом}$$

Определим расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей, принимая:

$$K_{\text{п.г.}} = 4 \text{ и } K_{\text{п.в.}} = 1,5$$

$$\rho_{\text{р.г.}} = 60 \cdot 4 = 240 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

$$\rho_{\text{р.в.}} = 60 \cdot 1,5 = 90 \text{ Ом}\cdot\text{м}$$

Находим сопротивление стеканию тока одного вертикального электрода. В качестве вертикального электрода примем круглый стальной стержень диаметром 12 мм, длиной 5 м. Верхние концы стержней заглублены на глубину 0,8 м от поверхности земли.

Таким образом

$$H = 0,8 \text{ м}$$

$$t = H + l/2 = 0,8 + 5/2 = 3,3 \text{ м}$$

Длина стержневого заземлителя $l = 5 \text{ м}$

Диаметр стержня $d = 12 \cdot 10^{-3} \text{ м}$.

$$R_{\text{ов.э}} = \frac{90}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{12 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 20 \text{ Ом}$$

Определим примерное число вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования $K_{\text{и.в.}} = 0,45$.

$$N_{\text{в}} = \frac{20}{0,5 \cdot 0,45} = 89$$

Определим сопротивление стеканию тока горизонтального заземлителя

Для выравнивания потенциалов по всей площади подстанции выполняется уравнивательный контур из стальных полос сечения $40 \times 4 \text{ мм}^2$,

$$H = 0,8 \text{ м}$$

Глубина заложения электрода:

$$t = H + l/2 = 0,8 + 0,004/2 = 0,802 \text{ м.}$$

$$L = 140 \text{ м}$$

$$b = 0,04 \text{ м.}$$

Сопротивление заземляющей полосы определяется:

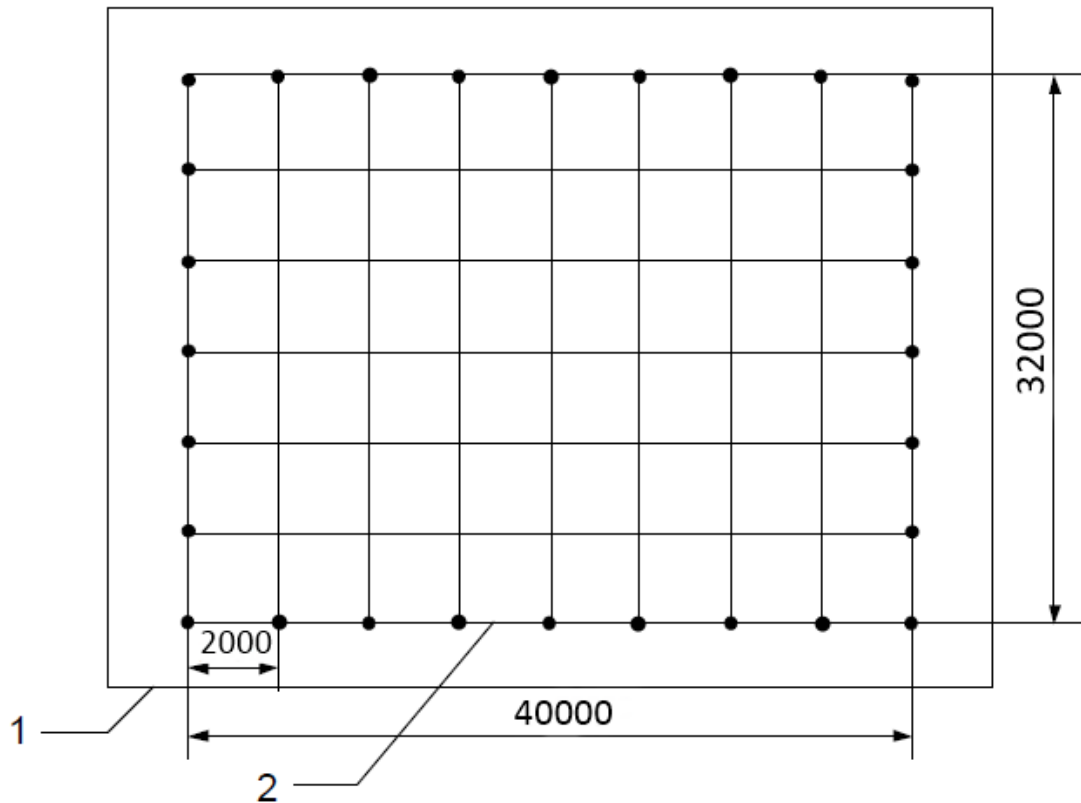
$$R_{г.э} = \frac{240}{3,14 \cdot 140} \ln \frac{1,5 \cdot 140}{\sqrt{0,04 \cdot 0,802}} = 3,9 \text{ Ом}$$

Уточняем необходимое сопротивление вертикальных электродов:

$$R_{в.э} = \frac{3,9 \cdot 0,5}{3,9 - 0,5} = 0,57 \text{ Ом}$$

Определяем окончательное число вертикальных электродов:

$$N = \frac{20}{0,45 \cdot 0,57} = 77$$



1 – Ограждение подстанции; 2 – Контур заземления

Рис. 10. Схема заземляющего устройства

Таким образом, заземляющее устройство подстанции СЭЩ «Ладья» состоит из горизонтальных и вертикальных заземлителей. Горизонтальный заземлитель (стальные полосы) прокладывается на расстоянии 1 м от фундаментов

оборудования. Принимается к установке 77 вертикальных заземлителей. Заземляющие стержни ввинчиваются в грунт по внешнему контуру заземляющего устройства с расстоянием между стержнями 2 м. Окончательное расстояние между вертикальными заземлителями вдоль соединительной полосы указывается на плане заземляющего устройства (рис.10).

Защитное заземление подстанции удовлетворяет требованиям рабочих заземлений и заземлений средств грозозащиты. Однако, при присоединении средств грозозащиты к защитным заземлениям подстанции необходимо учитывать их особенности.

Защитные и рабочие заземлители отводят в землю ток промышленной частоты и их сопротивление является стационарным, тогда как через средства грозозащиты проходит ток молнии, который имеет импульсную форму. При стекании с заземлителей больших токов молнии в землю вблизи поверхности электродов создаются очень высокие напряженности электрического поля, под воздействием которых пробивается слой земли, прилегающий к поверхности электрода. Вокруг электрода образуется проводящая зона искрения, которая как бы увеличивает поперечные размеры электрода и тем самым снижает его сопротивление. Однако, наибольший эффект снижения сопротивления за счет искрения имеет место только в том случае, когда электроды имеют небольшие размеры и их индуктивное сопротивление практически не влияет на процесс отвода тока в землю. Такие заземлители называются сосредоточенными.

Следовательно, на подстанции возле каждого молниетовода устанавливается по три стержня, а у каждого ОПНа (ограничителя перенапряжения) – по одному стержню.

Вокруг заземляющего устройства, вынесенного за территорию подстанции, для выравнивания потенциала укладывается один выравнивающий проводник на расстоянии 1 м в направлении от его границ на глубине 1 м.

Эти неучтенные заземлители уменьшают общее сопротивление заземления, проводимость их идет в запас надежности.

4.3. Комплекс средств молниезащиты

Комплекс средств молниезащиты зданий или сооружений включает в себя устройства защиты от прямых ударов молнии (внешняя молниезащитная система) и устройства защиты от вторичных воздействий молнии (внутренняя МЗС). В частных случаях молниезащита может содержать только внешние или только внутренние устройства. В общем случае часть токов молнии протекает по элементам внутренней молниезащиты.

Внешняя МЗС может быть изолирована от сооружения (отдельно стоящие молниеотводы- стержневые или тросовые, а также соседние сооружения, выполняющие функции естественных молниеотводов), или может быть установлена на защищаемом сооружении и даже быть его частью.

Внутренние устройства молниезащиты предназначены для ограничения электромагнитных воздействий тока молнии и предотвращения искрений внутри защищаемого объекта.

Токи молнии, попадающие в молниеприемники, отводятся в заземлитель через систему токоотводов (спусков) и растекаются в земле.

4.4. Характеристика грозовой деятельности и грозопоражаемости зданий и сооружений

Об интенсивности грозовой деятельности в различных районах Земли судят по повторяемости и продолжительности гроз, регистрируемых в днях или часах за год по слышимому грому в начале и конце грозы. Однако более важной характеристикой для оценки возможного числа поражений объектов молнией является плотность ударов молнии в землю.

Плотность ударов молнии в землю, выраженная через число поражений 1 км² земной поверхности за год, определяется по данным метеорологических наблюдений в месте расположения объекта. Если же плотность ударов в землю (N_q) неизвестна, её можно рассчитать по следующей формуле, 1/(км² год):

$$Nq = 6,7 \cdot Td / 100 \quad (4.4.1)$$

где Td – среднегодовая продолжительность гроз в часах, определенная по региональным картам интенсивности грозовой деятельности.

Для Самарской области $Td=41-60$ часов.

Тогда плотность ударов в землю составит:

$$Nq = 6,7 \cdot 50 / 100 \approx 4$$

При расчете числа поражений нисходящими молниями принимается, что возвышающийся объект принимает на себя разряды, которые в его отсутствие поразили бы поверхность земли определенной площади (так называемую поверхность стягивания). Эта площадь имеет форму круга для сосредоточенного объекта (вертикальной трубы или башни) и форму прямоугольника для протяженного объекта. Имеющаяся статистика поражений объектов разной высоты в местностях с разной продолжительностью гроз позволила определить связь между радиусом стягивания (ro) и высотой объекта (hx); в среднем его можно принять $ro = 3hx$.

Анализ показывает, что сосредоточенные объекты поражаются нисходящими молниями высотой до 150 м. Объекты выше 150 м на 90 %, как было отмечено ранее, поражаются восходящими молниями.

4.5. Расчет молниезащиты ПС 110/10 кВ

Тип защиты подстанции – А (степень надежности 99,5%). Осуществим защиту подстанции СЭЩ «Ладья» четырьмя отдельно стоящими стержневыми молниеотводами. Стержневые молниеприемники изготовлены из стали сечением 100 мм² и защищены от коррозии окраской.

Открытое распределительное устройство подстанции имеет следующие габаритные размеры: высота наиболее высокого объекта h_x составляет 6 м, ширина $b=32$ м, длина $a=40$ м. Расстояние между двумя ближними молниеотводами $l_1=28$, между удаленными $l_2=36$. Предельное расстояние между молниеотводами определяется по соотношению:

$$L = \sqrt{l_1^2 + l_2^2} = \sqrt{28^2 + 36^2} = 45,6 \text{ м}$$

Для молниеотводов высотой $h < 30$ м условие защиты всей площади имеет вид: $L < 8(h - h_x) < 8h_a$. Из этого соотношения превышение высоты молниеотводов h_a над высотой защищаемого объекта h_x должно составлять:

$$h_a \geq \frac{L}{8} = \frac{45,6}{8} = 5,7 \text{ м}$$

Полная высота типового молниеотвода:

$$h = h_x + h_a = 6 + 5,7 = 12 \text{ м}$$

то есть $L = 46 \text{ м} \leq 8h_a = 8 \cdot 5,7 = 46 \text{ м}$

Данные молниеотводы должны обеспечить защиту всей площади ОРУ подстанции от прямых ударов молнии.

Определяем параметры зоны защиты:

Для многократных стержневых молниеотводов зона защиты строится посредством попарно взятых соседних стержневых молниеотводов.

Высота вершины конуса стержневого молниеотвода h_0 и радиусы защиты на уровне земли r_0 и на высоте защищаемого объекта r_x определяется как для одиночного стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 12 = 10,2 \text{ м}$$

Радиус защиты на уровне земли, м:

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h) \cdot h = (1,1 - 0,002 \cdot 12) \cdot 12 = 13 \text{ м}$$

Зону защиты построим для $h_x = 6$ м. Радиус зоны защиты составит:

$$r_x = (1,1 - 0,002h)(h - 1,2h_x) = (1,1 - 0,0024) \cdot (12 - 1,2 \cdot 6) = 5,3 \text{ м}$$

Высота средней части попарно взятых молниеотводов, м:

$$h_{\min 1} = h_{c1} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l_1 - h) = 10,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 12)(28 - 12) = 7,4 \text{ м}$$

$$h_{\min 2} = h_{c2} = h_0 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} h)(l_2 - h) = 10,2 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 12)(36 - 12) = 6 \text{ м}$$

Ширина средней части зоны попарно взятых молниеотводов на уровне земли составляет:

$$r_c = r_0 = 13 \text{ м}$$

а на уровне высоты защищаемого объекта:

$$r_{cx1} = r_0(h_{c1} - h_x) \frac{1}{h_{c1}} = 13(7,4 - 6) \frac{1}{7,4} = 2,5 \text{ м}$$

Примем высоту средне части попарно взятых молниеотводов $h_{c2} \approx 7$ м

$$r_{cx2} = r_0(h_{c2} - h_x) \frac{1}{h_{c2}} = 13(7 - 6) \frac{1}{7} = 1,9 \text{ м}$$

Полученные параметры молниезащиты наносятся на план подстанции. Защищаемый объект попадает в зону молниезащиты, то есть четыре молниеотвода высотой $h=12$ м обеспечивают защиту подстанции от прямых ударов молнии.

Для защиты объекта от вторичных проявлений молнии, электромагнитной и электростатической индукции, и заноса высоких потенциалов в здание предусматриваются:

Для защиты от потенциалов, возникающих в результате электростатической индукции, надежно заземляем все проводящие элементы объекта, а также оборудование и коммуникации внутри объекта.

Для защиты от искрения, вызываемого электромагнитной индукцией, все параллельно расположенные металлические коммуникации соединяем металлическими перемычками.

Для защиты объекта от заноса высоких потенциалов присоединяем все металлические коммуникации и оболочки кабелей к заземлителю защиты от вторичных воздействий молнии. Заземляющее устройство должно быть удаленно на нормируемое расстояние от заземляющего контура, защиты от вторичных воздействий и подземных коммуникаций объекта.

4.6. Определение надежности защиты подстанции от ПУМ

Число ударов молнии в подстанцию в год определяется по соотношению:

$$N=0,06n(a+10h)(b+10h) \cdot 10^{-6} \quad (4.6.1)$$

Где h_c —наибольшая высота сооружения на подстанции, м; a и b —длина и ширина объекта, м; n —число грозových часов в году.

$$N=0,06 \cdot 50(40+10 \cdot 12)(32+10 \cdot 12) \cdot 10^{-6}=0,073$$

Считая (с некоторым запасом), что все удары молнии поражают токоведущие части подстанции, получаем вероятное число отключений подстанции в год от прямых ударов молнии:

$$\gamma=N \cdot \psi_n \cdot \psi_i \cdot \psi_g \quad (4.6.2)$$

$$\gamma=0,073 \cdot 10^{-3} \cdot 0,68 \cdot 0,7=0,3 \cdot 10^{-4}$$

где $\psi_i=0,68$ —вероятность перекрытия изоляции при прямом ударе молнии, $\psi_g=0,7$ — вероятность перехода импульсного перекрытия в силовую дугу, $\psi_n=10^{-3}$ — вероятность прорыва молнии сквозь зону защиты молниетводов.

Вероятное число лет работы подстанции без отключений от ПУМ:

$$m = \frac{1}{\gamma} \quad (4.6.3)$$

$$m = \frac{1}{0,3 \cdot 10^{-4}} = 3,3 \cdot 10^4 \text{ лет}$$

Фактически m еще больше, так как зона молниезащиты построена с запасом.

5. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ПО ПС «Ладья»

5.1. Расчёт капитальных затрат на ПС

Рассмотрим одну ПС с двумя трансформаторами ТМН-6,3 МВА. Расчет капитальных затрат определяется по формуле:

$$K_{\text{ПС}} = K_0 \cdot a + n \cdot K_T \cdot a \quad (5.1.1)$$

где K_0 – стоимость ОРУ (открытое распределительное устройство), тыс.руб., показатели стоимости ОРУ учитывают установленное оборудование (выключатель, разъединитель, отделитель, трансформаторы тока и напряжения, разрядники); панели управления РЗА, а так же строительные и монтажные работы.

K_T – стоимость трансформатора, тыс.руб.

n – количество трансформаторов

a – индекс цен по капитальным вложениям и элементам их технологической структуры с учетом НДС по отношению к уровню сметных цен.

$a=48,9$; $n=2$; $K_T=3,7$ млн.руб.; $K_0=2,2$ млн.руб.

$$K_{\text{ПС}} = 2,2 \cdot 48,9 + 2 \cdot 3,7 \cdot 48,9 = 469,44 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения всей сети:

$K_{\text{ЭС}}=K_{\text{ПС}}= 469,44$ млн.руб. В данном случае капитальные вложения ЛЭП не учитываются.

5.2. Расчет годовых эксплуатационных расходов

Расчет годовых эксплуатационных расходов определяется по формуле:

$$И = \sum C_{a(\Pi)} + \sum C_{o(\Pi)} + \sum C_{p(\Pi)} \quad (5.2.1)$$

К эксплуатационным расходам относятся издержки, связанные с ремонтом и облуживанием оборудования, а также амортизационные отчисления. Они вычисляются по формуле:

Издержки по ремонту п./ст.:

$$C_{p(\Pi)} = \frac{H_{p(\Pi)}}{100} \cdot K_{\Pi}, H_{p(\Pi)} = 2,9\% \quad (5.2.2)$$

$$C_{p(\Pi)} = \frac{2,9}{100} \cdot 469,44 = 13,6 \text{ млн. руб.}$$

Издержки по обслуживанию п./ст.:

$$C_{o(\Pi)} = \frac{H_{o(\Pi)}}{100} \cdot K_{\Pi}, H_{o(\Pi)} = 20\% \quad (5.2.3)$$

$$C_{o(\Pi)} = \frac{20}{100} \cdot 469,44 = 93,89 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на амортизацию п./ст.:

$$C_{a(\Pi)} = \frac{H_{a(\Pi)}}{100} \cdot K_{\Pi}, H_{a(\Pi)} = 5,3\% \quad (5.2.4)$$

$$C_{a(\Pi)} = \frac{5,3}{100} \cdot 469,44 = 24,88 \text{ млн. руб.}$$

Где $H_{a(\Pi)}$, $H_{p(\Pi)}$, $H_{o(\Pi)}$ - ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание подстанции в процентах.

$$\begin{aligned} И &= \sum C_{a(\Pi)} + \sum C_{o(\Pi)} + \sum C_{p(\Pi)} = 13,6 + 93,89 + 24,88 = \\ &= 132,37 \text{ млн. руб.} \end{aligned}$$

5.3. Затраты на возмещение потерь электроэнергии на ПС

Издержки по возмещению потерь электроэнергии на п/ст вычисляются по формуле:

$$\tau = (0,124 + \frac{T_{max}}{10000})^2 \cdot 8760, T_{max} = 4900 \quad (5.3.1)$$

$$\tau = (0,124 + \frac{4900}{10000})^2 \cdot 8760 = 2103,38;$$

$$И_3 = 0,5 \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \kappa_3^2 \cdot \tau \cdot \beta + 2 \cdot \Delta P_x \cdot 8760 \cdot \beta \quad (5.3.2)$$

Коэффициент загрузки:

$$\kappa_3 = \frac{P_{наг}}{S_{ном} \cdot \cos\varphi} \quad (5.3.3)$$

$$\beta = 0,000865 \text{ млн. р/МВт.}$$

Результаты расчетов (табл.6):

Таблица 6

Экономические потери электроэнергии на ПС

№	Тип трансформатора	ΔP_k , (МВт)	ΔP_x , (МВт)	κ_3	I_3 , (млн.р)
1	ТМН-6300/110	0,44	0,1	0,7	1,711
2	ТМН-6300/110	0,44	0,1	0,7	1,711
Итого:					3,423

Прочие расходы электросетей составляют 6% от капитальных вложений

$$I_{\text{тех}} = K_{\text{эс}} \cdot 0,6 \text{ млн. руб.}$$

$$I_{\text{тех}} = 469,44 \cdot 0,06 = 28,1664 \text{ млн. руб.}$$

5.4. Расчет заработной платы персонала и страховых взносов

Заработная плата рабочих по обслуживанию пс:

$$C^{\text{осн}}_{\text{з. п. р.}} = (1 + \beta_{\text{пр}}) \Phi_{\text{д}} \Sigma N_i Z_i \quad (5.4.1)$$

$\beta_{\text{пр}}$ – коэффициент, учитывающий премии рабочим из фонда заработной платы ($\beta_{\text{пр}} = 0,11$)

N_i – количество рабочих, обслуживающих ПС (5 человек);

Z_i – часовая тарифная ставка, руб (156 руб).;

$\Phi_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд времени работы, ч. (5760 ч.)

$$\begin{aligned} C^{\text{осн}}_{\text{з. п. р.}} &= (1 + \beta_{\text{пр}}) \Phi_{\text{д}} \Sigma N_i Z_i = (1 + 0,1) \cdot 5760 \cdot 5 \cdot 156 = \\ &= 4,94 \text{ млн. руб/год} \end{aligned}$$

Страховые взносы $C_{\text{сс}}$ предназначены для выплаты пенсий, пособий по временной нетрудоспособности и обязательного медицинского страхования, а также финансирования некоторых других социальных проектов.

$$C_{\text{сс}} = (a_c/100) \cdot C_{\text{зп}} \quad (5.4.2)$$

a_c – норматив отчислений суммарных страховых взносов в ПФР, ФСС, ФОМС составляют 30% от заработной платы рабочих по обслуживанию сети (30% от 4,94 млн. руб/год составляет 1,48 млн. руб/год).

$$C_{cc} = (a_c/100) \cdot C_{зп} = 0,3 \cdot 4,94 = 1,48 \text{ млн. руб./год}$$

5.5. Расчет стоимости годового расхода электроэнергии

Основная плата взимается за заявленную мощность в часы максимума нагрузки энергосистемы, а дополнительная плата – за потребленную электроэнергию

$$C_a = a \cdot P_{заяв} + b \cdot W_{год} \quad (5.5.1)$$

Где a и b – ставки двухставочного тарифа ($a=1688,21$ тыс. руб./МВт·мес, $b=0,354$ тыс. руб./МВт·ч);

$P_{заяв}$ – заявленная мощность в часы максимума энергосистемы, МВт. Эта величина может быть определена по графику нагрузки для рабочего дня. Время максимума энергосистемы можно принять от 18 до 22 час (5,316 МВт).

$W_{год}$ – годовой расход электроэнергии, Мвт. ч., составляет примерно $0,05 \cdot 10^6$ МВт·ч.

$$\begin{aligned} C_a &= a \cdot P_{заяв} + b \cdot W_{год} = 12 \cdot 1688210 \cdot 5,316 + 354 \cdot 0,05 \cdot 10^6 = \\ &= 125 \text{ млн. руб} \end{aligned}$$

5.6. Расчет показателей эффективности проекта

Расчёт эффективности инвестиций представляет собой описание ожидаемых экономических результатов от запланированных капитальных вложений. Эффективность инвестиционных проектов характеризуется системой показателей:

1. Чистая дисконтированная стоимость (NPV);
2. Внутренняя норма доходности инвестиций (IRR);
3. Индекс доходности (BCR);
4. Период возврата инвестиций

Чистая дисконтированная стоимость – *NPV* (*next present value*), определяется следующим образом: из текущей стоимости денежных притоков вычитаются текущие стоимости оттоков

$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+q)^k} - I \quad (5.6.1)$$

где P_1, P_2, \dots, P_n – результат (годовые денежные поступления в течение n -лет);

I – стартовые инвестиции (капитальные вложения);

q – ставка дисконтирования

Для проведения разновременных затрат, результатов и эффектов используется норма дисконта (E), равная приемлемой для инвестора норме дохода на капитал.

Для расчёта дисконтированного дохода определим норму дисконта:

$$q = \left(\frac{1+t}{1+i} - 1 \right) + p \quad (5.6.2)$$

где t – ставка рефинансирования, объявленная ЦБ РФ на данный период, 5,5%; i – темп инфляции, объявленный Правительством РФ на данный период, 3,05%; p – поправка на предпринимательский риск в зависимости от целей проекта. Величина p может быть принята 6%;

$$q = \left(\frac{1+t}{1+i} - 1 \right) + p = \left(\frac{1+0,055}{1+0,0305} - 1 \right) + 0,06 = 0,08$$

или 8%, примем $q=10\%$

Коэффициент дисконтирования для постоянной нормы дисконта:

$$Kd = (1+q)^{-t} \quad (5.6.3)$$

где t – номер шага расчёта ($t=0, 1, 2\dots n$).

Налог на прибыль составит 20 процентов от балансовой прибыли (20 % от 146 млн. руб. составляют 29,2 млн. руб.)

Чистая прибыль определяется как разность прибыли до налогообложения и налога на прибыль: $146 - 29,2 = 116,8$ млн. руб.

Чистый денежный поток определяется как сумма чистой прибыли и амортизационных отчислений ($NCF = 116,8 + 24,88 = 141,68$ млн. руб.).

Чистая дисконтированная стоимость:

$$\begin{aligned} NPV = & (NCF \cdot Kd_1 + NCF \cdot Kd_2 + NCF \cdot Kd_3 + NCF \cdot Kd_4 + NCF \cdot Kd_5 + NCF \cdot Kd_6 \\ & + NCF \cdot Kd_7 + NCF \cdot Kd_8 + NCF \cdot Kd_9 + NCF \cdot Kd_{10} + NCF \cdot Kd_{11} \\ & + NCF \cdot Kd_{12} + NCF \cdot Kd_{13} + NCF \cdot Kd_{14} + NCF \cdot Kd_{15}) - И = 608,19 \end{aligned}$$

$NPV \geq 0$ – проект следует принять

Индекс доходности (*BCR*) представляет собой отношение суммы приведённых эффектов к величине капиталовложений:

$$BCR = \frac{1}{И} \sum_{t=0}^T \frac{P_n}{(1+q)^n} \quad (5.6.4)$$

$$\begin{aligned} BCR = & (NCF \cdot Kd_1 + NCF \cdot Kd_2 + NCF \cdot Kd_3 + NCF \cdot Kd_4 + NCF \cdot Kd_5 + NCF \cdot Kd_6 \\ & + NCF \cdot Kd_7 + NCF \cdot Kd_8 + NCF \cdot Kd_9 + NCF \cdot Kd_{10} + NCF \cdot Kd_{11} \\ & + NCF \cdot Kd_{12} + NCF \cdot Kd_{13} + NCF \cdot Kd_{14} + NCF \cdot Kd_{15})/И = 2,3 \end{aligned}$$

$BCR > 1$ инвестиции рентабельны

Внутренняя норма доходности *IRR*:

Критерием выбора по этому методу является то, что значение *IRR* показывает верхнюю границу допустимого уровня банковской процентной ставки (*CC*), превышение которой делает проект убыточным.

Если $IRR > CC$, то проект следует принять.

Будем полагать, что по данному критерию наш проект проходит.

Период возврата затрат *PBP* – это время, за которое сумма поступлений от реализации проекта покрывает сумму затрат. Обычно измеряется в годах или месяцах.

Без учета фактора времени, т. е. когда равные суммы дохода, получаемые в разное время, рассматриваются как равноценные, то этот показатель можно определить по формуле:

$$\begin{aligned} PBP &= \frac{K}{P_n} \quad (5.6.5) \\ PBP &= \frac{469,44}{141,68} = 3,31 \text{ лет} \end{aligned}$$

Период возврата затрат показывает, таким образом, необходимое число лет для возмещения стартовых инвестиционных доходов. Выбор инвестиционного решения осуществляется по принципу: чем короче срок полного возмещения капиталовложений, тем они эффективнее. При этом рассчитанный период окупаемости не должен быть меньше срока эксплуатации, в противном случае проект отвергается. Подстанция СЭЩ «Ладья» 110/10 кВ окупится на 4 год эксплуатации.

Вышеуказанные показатели в совокупности дают наиболее реальную картину для принятия инвестиционных решений.

6. ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ОТ УДАРОВ МОЛНИИ ПРИ РАБОТАХ В ОРУ ПС СЭЩ «Ладья» 110/10 кВ

6.1. Анализ опасных воздействий молнии

Воздействия молнии принято подразделять на две основные группы:

- первичные, вызванные прямым ударом молнии;
- вторичные, индуцированные её разрядами или занесённые в объект протяжёнными металлическими коммуникациями.

Прямой удар молнии вызывает следующее воздействие на объект:

- *электрические*, связанные с поражением людей или животных электрическим током и появлением перенапряжения в несколько мегавольт на пораженных элементах, в том числе опасные напряжения шага и прикосновения, «перекрытия» на другие объекты;
- *термические*, связанные с резким выделением теплоты при прямом контакте канала молнии с содержимым объекта и при протекании через объект молнии. В 95 % случаев разрядов молнии эта энергия на два-три порядка превышает энергию воспламенения большинства газо-, паро- и пылевоздушных смесей, используемых в промышленности. Прямой контакт с каналом молнии может привести проплавлению корпусов взрывоопасных установок и вызвать пожары и взрывы;
- *механические*, обусловленные мощной ударной волной, распространяющейся от канала молнии, и электродинамическими силами, действующими на проводники с токами молнии. Это воздействие может быть причиной, например, сплющивания тонких металлических трубок и даже механических разрушений объектов.

Вторичные проявления молнии связаны с действием на объект электромагнитного поля близких разрядов. Обычно это поле рассматривают в виде двух составляющих: первая обусловлена перемещением зарядов в лидере и канале молнии (электростатическая индукция), вторая – изменением тока молнии во времени (электромагнитная индукция).

Электростатическая индукция проявляется в виде перенапряжения (до сотен киловольт), возникающего на металлических конструкциях объекта и зависящего от тока молнии, расстояния до места удара и сопротивления заземлителя.

Электромагнитная индукция связана с наведением в металлических контурах ЭДС величиной в несколько десятков киловольт. В местах сближения протяженных металлических конструкций, в разрывах незамкнутых контуров создается опасность перекрытий и искрений.

Еще одним видом опасного воздействия молнии является занос потенциала по вводимым в объект коммуникациям (кабелям, наземным и подземным конструкциям, трубопроводам, проводам воздушных линий электропередачи).

6.2. Средства и способы защиты от молнии

Требования к выполнению всего комплекса мероприятий по молниезащите объектов I, II и III категорий и конструкциям молниеотводов изложены в [9, § 2,3]. Молниезащита представляет собой комплекс мероприятий, направленных на предотвращение прямого удара молнии в объект или на устранение опасных последствий, связанных с прямым ударом; к этому комплексу относятся также средства защиты, предохраняющие объект от вторичных воздействий молнии и заноса высокого потенциала.

Средством защиты от прямых ударов молнии служит молниеотвод – устройство, рассчитанное на непосредственный контакт с каналом молнии и отводящее ее ток в землю. Молниеотводы разделяются на отдельно стоящие, обеспечивающие растекание тока молнии минуя объект, и установленные на самом объекте. При этом растекание тока происходит по контролируемым путям так, что обеспечивается низкая вероятность поражения людей (животных), взрыва или пожара.

Установка отдельно стоящих молниеотводов исключает возможность термического воздействия на объект при поражении молниеотвода; для

объектов с постоянной взрывоопасностью, отнесенных к I категории, принимается этот способ защиты, обеспечивающий минимальное количество опасных воздействий при грозе. Для объектов II и III категорий, характеризующихся меньшим риском взрыва или пожара, в равной мере допустимо использование отдельно стоящих молниеотводов и установленных на защищаемом объекте.

Молниеотвод состоит из следующих элементов: молниеприемника, опоры, токоотвода и заземлителя.

По типу молниеприемника молниеотводы разделяются на стержневые (вертикальные), тросовые (горизонтальные протяженные) и сетки, состоящие из продольных и поперечных горизонтальных электродов, соединенных в местах пересечений. Стержневые и тросовые молниеотводы могут быть как отдельно стоящие, так и установленные на объекте; молниеприемные сетки укладываются на неметаллическую кровлю защищаемых зданий и сооружений. Однако укладка сеток рациональна лишь на зданиях с горизонтальными крышами, где равновероятно поражение молнией любого их участка. При больших уклонах крыши наиболее вероятны удары молнии вблизи ее конька, и в этих случаях укладка сетки по всей поверхности кровли приведет к неоправданным затратам металла; более экономична установка стержневых молниеприемников, в зону защиты которых входит весь объект. По этой причине укладка молниеприемной сетки допускается на неметаллических кровлях с уклоном не более 1:8. Укладка сетки поверх кровли неудобна из-за ее конструктивных элементов (волнистой поверхности покрытия).

При выборе средств защиты от прямых ударов молнии, типов молниеотводов необходимо учитывать экономические соображения, технологические и конструктивные особенности объектов. Во всех возможных случаях близрасположенные высокие сооружения необходимо использовать как отдельно стоящие молниеотводы, а конструктивные элементы зданий и сооружений, например фермы, металлические и железобетонные колонны и фундаменты, - как молниеприемники, токоотводы и заземлители.

Защита от термических воздействий прямого удара молнии осуществляется путем надлежащего выбора сечений молниеприемников и токоотводов толщины корпусов наружных установок, расплавление и проплавление которых не может произойти при указанных выше параметрах тока молнии, переносимого заряда и температуры в канале.

Защита от механических разрушений различных строительных конструкций при прямых ударах молнии осуществляется: бетона – армированием и обеспечением надежных контактов в местах соединения с арматурой; неметаллических выступающих частей и покрытий зданий – применением материалов, не содержащих влаги или газогенерирующих веществ.

Защита от перекрытий на защищаемый объект при поражении отдельно стоящих молниеотводов достигается надлежащим выбором, конструкций заземлителей и изоляционных расстояний между молниеотводом и объектом. Защита от перекрытий внутри здания при протекании по нему тока молнии обеспечивается надлежащим выбором количества токоотводов, проложенных к заземлителям кратчайшими путями.

Защита от напряжения прикосновения и шага обеспечивается путем прокладки токоотводов в малодоступных для людей местах и равномерного размещения заземлителей по территории объекта.

Защита от вторичных воздействий молнии обеспечивается следующими мероприятиями. От электростатической индукции и заноса высокого потенциала – ограничением перенапряжений, наведенных на оборудовании, металлических конструкциях и вводимых коммуникациях, путем их присоединения к заземлителям определенных конструкций; от электромагнитной индукции – ограничением площади незамкнутых контуров внутри зданий путем наложения перемычек в местах сближения металлических коммуникаций. Для исключения искрения в местах соединений протяженных металлических коммуникаций обеспечиваются низкие переходные сопротивления – не более 0,03 Ом.

7. ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Проектом предусмотрены определённые меры по сведению до минимума нагрузки на окружающую среду. При аварии трансформатора для предотвращения разлива масла по подстанции, предусматривается маслоприемная яма под трансформатором, система аварийных маслостоков и маслосборник.

Устанавливаемое оборудование полностью соответствует существующим международным стандартам в области экологии. Использование данного оборудования не приведёт к загрязнению окружающей среды и электромагнитное излучение не превысит установленных международными стандартами предельно-допустимых норм.

Вместе с тем необходимо отметить, что по своему устройству и режимам работы ВЛ и подстанций не могут привести к катастрофическим авариям, связанным с массовым поражением людей. Повреждения и аварии на ПС, как правило, не распространяются за пределы их внешней ограды. Некоторую опасность могут представлять только пожары на подстанциях, связанные с авариями трансформаторов большой мощности. На подстанциях твердые отходы являются обрезки кабелей, а также вышедшие из строя оборудование, которое направляется на заводы для переработки, оставшееся отходы вывозятся на полигон твердых отходов.

Также для поддержания экологического равновесия в природе, проводятся мероприятия по озеленению территории предприятия близ прилегающих районов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

С каждым годом мощность вновь проектируемых электроустановок, станций, подстанции растет. В связи с этим развивается и система защиты для полной безопасности защищаемых объектов.

В результате проведенного исследования рассмотрены методики проектирования и определения эффективности молниезащиты электрических подстанций. Подробно рассмотрено влияние электрического разряда молнии, а также способы защиты оборудования подстанции. Представлены результаты расчета молниезащиты открытого распределительного устройства трансформаторной подстанции 110/10 кВ. Результаты исследования могут применяться для разработки алгоритмов определения параметров молниезащиты, а также программного обеспечения для автоматизированного расчета защиты открытых распределительных устройств электрических подстанций от прямых ударов молнии.

Дальнейшее глубокое ее изучение поможет осуществить еще более качественную и эффективную защиту подстанций, позволит уменьшить количество аварийных ситуаций, сохранить и продлить жизнь электрооборудования.

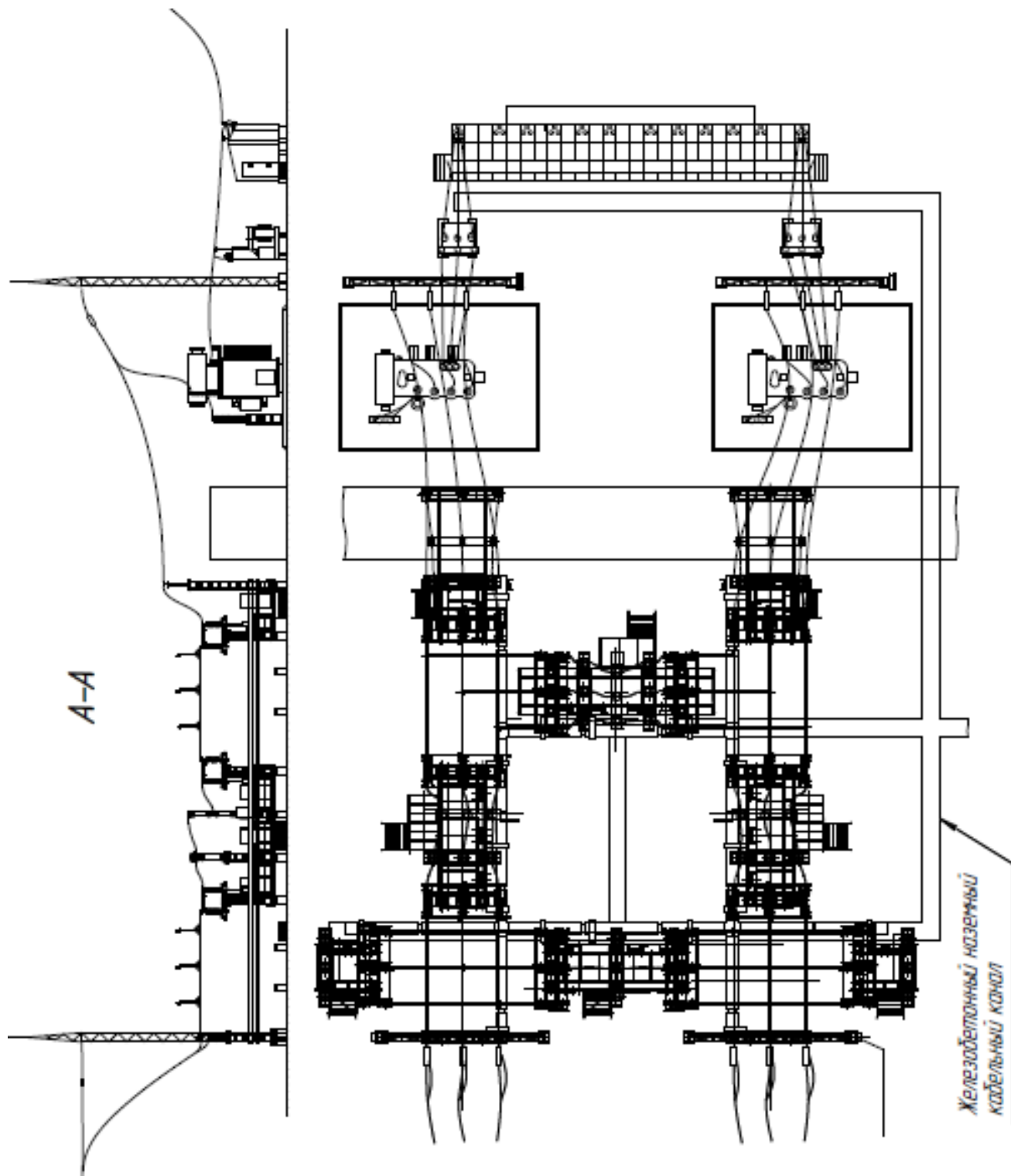
Список используемых источников

1. Проектирование системы электроснабжения завода: учебное пособие / Н.Н. Ключкова, А.В. Обухова, А.Н. Проценко. — Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019. -90 с.
2. Электроснабжение. Версия 1.0 [Электронный ресурс] : учеб. пособие по дипломному проектированию / Л. С. Синенко, Е. Ю. Сизганова, Т. П. Рубан, Ю. П. Попов. – Электрон. дан. (3 Мб). – Красноярск. 2007.
3. СН 357-77. Инструкция по проектированию силового и осветительного электрооборудования промышленных предприятий. М.: Стройиздат, 1977.
4. Ключкова Н.Н., Обухова А.В., Проценко А.Н. Электроснабжение цеха. учеб. пособие. Самара: Самар. гос. техн.ун-т, 2018. 144 с.
5. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. Пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 368 с.
6. Правила устройства электроустановок. Издание 7.
7. ТКП 336-2011 «Молниезащита зданий, сооружений и инженерных коммуникаций».
8. ИЕС 62305-2-2006 «Защита от атмосферного электричества. Часть 2. Управление риском».
9. РД 34.21.122-87 «Инструкции по молниезащите зданий и сооружений».
10. В.С. Самсонов, М.А. Вяткин. Экономика предприятий энергетического комплекса Москва, «Высшая школа» 2003, 415 стр.
11. Экологическая безопасность электросетевых объектов. Требования при проектировании. СТО 56947007-29.240.037-2010.

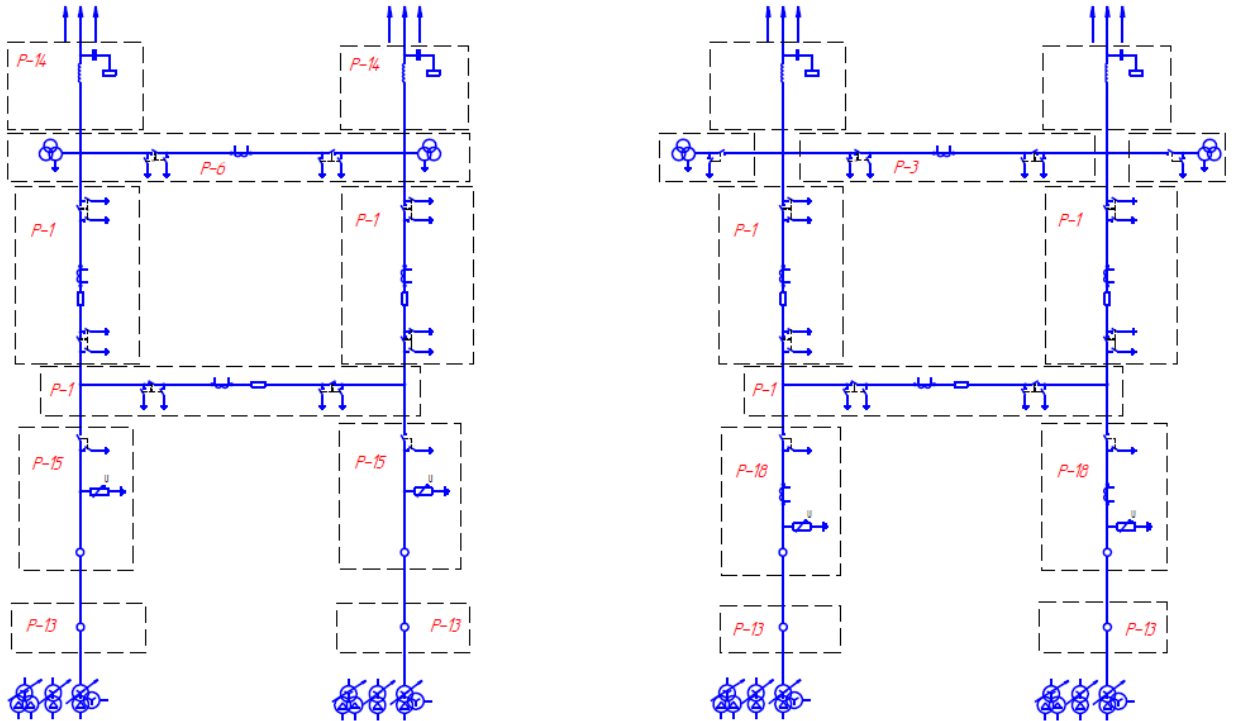
ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение 1

Общий вид КТП СЭЩ Б(М) 110/10 кВ с ОРУ СЭЩ «Ладья» 110 кВ



**Схема 110-5Н Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной
перемычкой со стороны линии**



Расчетные коэффициенты электрических нагрузок цехов

Название цеха, здания	Kс	Cos φ	tg φ
Кузнечный, прессовый, моторный, шасси, механический, модельный, заготовительный, сварочный, автоматно-токарный главный корпус	0,45	0,65	1,17
Термический, термообработки	0,5	0,7	1
Гальванический, электролизный	0,6	0,65	1,17
Литейный	0,6	0,75	0,88
Инструментальный, столярный, сборочный, окрасочный	0,4	0,65	1,17
Ремонтно-механический, электроцех, лаборатория, гараж, склад, тарный	0,3	0,6	1,33
Заводоуправление, Администрация, столовая	0,6	0,8	0,75
Компрессорная, насосная, котельная	0,75	АД-0,8 СД ----	0,56 ----

Расчет мощности и выбор сечения линий

N	Участок		L, м	Рп, кВт	Qп, квар	л, А	Тм, час	Лэ, А/кв.мм	Фэ, кв.мм	Фэ н	N1к	lдд, А	lав, А	Проверка1	N2к	Ф ст	l'дд, А	Проверка2	Фтер, кв.мм	Фпринятое
1		Система - ГПП (U=110 кВ) ВЭЛ	38000	3603,38	664,23	19,23	4000	1,1	17	70	1	265	38,46	Верно	1	70	265	Верно		70
1		Система - ГПП (U=10 кВ)	38000	3603,38	664,23	211,55	4000	1,4	151											
2	ГПП	ТП14	600	420,26	106,7	25,03	4000	1,4	18	16	1	75	50,06	Верно	1	16	75	Верно	18,22597806	25
3	ТП14	ТП13	360	210,13	53,74	12,52	4000	1,4	9	16	1	75	25,04	Верно	1	16	75	Верно	12,04729834	16
4	ГПП	РП1-1	1680	187,5	40,625	11,08	4000	1,4	8	16	1	75	22,16	Верно	1	16	75	Верно	11,90768822	16
5	ГПП	РП1-2	1680	187,5	40,625	11,08	4000	1,4	8	16	1	75	22,16	Верно	1	16	75	Верно	7,321713797	16
6	РП1-1	ТП8	600	273,53	69,57	16,3	4000	1,4	12	16	1	75	32,6	Верно	1	16	75	Верно	7,321713797	16
7	РП1-2	ТП1	420	141,48	30,13	8,35	4000	1,4	6	16	1	75	16,7	Верно	1	16	75	Верно	7,777845461	16
8	ГПП	ТП9	840	310,74	82,86	18,57	4000	1,4	13	16	1	75	37,14	Верно	1	16	75	Верно	16,63472508	25
9	ТП9	ТП10	360	155,37	41,43	9,28	4000	1,4	7	16	1	75	18,56	Верно	1	16	75	Верно	10,92871855	16
10	ГПП	ТП2	1800	480,07	115,32	28,51	4000	1,4	20	16	1	75	57,02	Верно	1	16	75	Верно	11,38702491	16
11	ТП2	ТП3	360	300,66	70,67	17,83	4000	1,4	13	16	1	75	35,66	Верно	1	16	75	Верно	7,620494558	16
12	ТП3	ТП4	600	121,25	26,02	7,16	4000	1,4	5	16	1	75	14,32	Верно	1	16	75	Верно	3,268113416	16
13	ГПП	РП2-1	420	270	-47,5	15,83	4000	1,4	11	16	1	75	31,66	Верно	1	16	75	Верно	19,35901565	25
14	ГПП	РП2-2	420	270	-47,5	15,83	4000	1,4	11	16	1	75	31,66	Верно	1	16	75	Верно	18,23662668	25
15	ГПП	ТП12	900	485,98	136,44	29,14	4000	1,4	21	25	1	90	58,28	Верно	1	25	90	Верно	18,23662668	25
16	ТП12	ТП11	300	242,99	68,22	14,57	4000	1,4	10	16	1	75	29,14	Верно	1	16	75	Верно	12,37980241	16
17	ГПП	ТП7	1380	576,32	136,96	34,2	4000	1,4	24	25	1	90	68,4	Верно	1	25	90	Верно	16,18868869	25
18	ТП7	ТП6	360	363,88	77,21	21,48	4000	1,4	15	16	1	75	42,96	Верно	1	16	75	Верно	10,65667979	16
19	ТП6	ТП5	240	181,91	33,8	10,68	4000	1,4	8	16	1	75	21,36	Верно	1	16	75	Верно	5,022589942	16

Расчет токов трехфазного короткого замыкания и проверка кабелей по термической стойкости

Переносится автоматически с листа "Выбро сечений"					Среднее напряжение супени КЗ на ВН				115	Среднее напряжение ступени КЗ на НН				10,5		
N	Участок	L, м	N2к	F ст	xс, Ом	r0, Ом/км	x0, Ом/км		x, Ом	Zрез, Ом	Iпо, кА	Ta	Ky	iy, кА	Δтсек	Степень защиты
	Расчет ТКЗ на стороне ВН ГПП															
	Система				52,9											
1	Система - ГПП (U=110 кВ) ВЭЛ	38000	1	70		0,4218	0,425	16,0284	16,15							
	ИТОГО 110 кВ							16,0284	69,05	70,88591	0,93665	0,00686	1,232757	1,632938		
	Расчет ТКЗ на стороне НН															
	Система				0,441											
1	Система - ГПП (U=110 кВ) ВЭЛ	38000	1	70		0,4218	0,425	0,133620499	0,134634216							
	Трансформатор ГПП							0,000122222	1,837499996							
	ГПП							0,133742721	2,413134211	2,416838	2,50831	0,028731	1,70606	6,051882	1,01	1
2	ГПП ТП14	600	1	16		1,95	0,113	1,303742721	2,480934211	2,802638	2,163026	0,00303	1,036877	3,171786	0,71	2
3	ТП14 ТП13	360	1	16		1,95	0,113	2,005742721	2,521614211	3,22204	1,881472	0,002002	1,00677	2,678817	0,41	3
4	ГПП РП1-1	1680	1	16		1,95	0,113	3,409742721	2,602974211	4,289734	1,413183	0,001216	1,000267	1,999077	0,71	2
5	ГПП РП1-2	1680	1	16		1,95	0,113	3,409742721	2,602974211	4,289734	1,413183	0,001216	1,000267	1,999077	0,71	2
6	РП1-1 ТП8	600	1	16		1,95	0,113	4,579742721	2,670774211	5,301611	1,14346	0,000929	1,000021	1,61713	0,41	3
7	РП1-2 ТП1	420	1	16		1,95	0,113	4,228742721	2,650434211	4,990698	1,214695	0,000998	1,000045	1,717915	0,41	3
8	ГПП ТП9	840	1	16		1,95	0,113	1,771742721	2,508054211	3,070734	1,974179	0,002254	1,011839	2,824965	0,71	2
9	ТП9 ТП10	360	1	16		1,95	0,113	2,473742721	2,548734211	3,551823	1,706779	0,001641	1,002254	2,41919	0,41	3
10	ГПП ТП2	1800	1	16		1,95	0,113	3,643742721	2,616534211	4,485879	1,351391	0,001143	1,000159	1,91146	0,71	2
11	ТП2 ТП3	360	1	16		1,95	0,113	4,345742721	2,657214211	5,093748	1,190121	0,000974	1,000035	1,683144	0,41	3
12	ТП3 ТП4	600	1	16		1,95	0,113	5,515742721	2,725014211	6,152164	0,985373	0,000787	1,000003	1,393532	0,11	4
13	ГПП РП2-1	420	1	16		1,95	0,113	0,952742721	2,460594211	2,638606	2,297492	0,004112	1,087895	3,534727	0,71	2
14	ГПП РП2-2	420	1	16		1,95	0,113	0,952742721	2,460594211	2,638606	2,297492	0,004112	1,087895	3,534727	0,71	2
15	ГПП ТП12	900	1	25		1,25	0,099	1,258742721	2,502234211	2,801001	2,164289	0,003165	1,042462	3,190735	0,71	2
16	ТП12 ТП11	300	1	16		1,95	0,113	1,843742721	2,536134211	3,135501	1,9334	0,00219	1,010405	2,76269	0,41	3
17	ГПП ТП7	1380	1	25		1,25	0,099	1,858742721	2,549754211	3,15534	1,921244	0,002184	1,010275	2,744967	0,71	2
18	ТП7 ТП6	360	1	16		1,95	0,113	2,560742721	2,590434211	3,642493	1,664294	0,001611	1,002013	2,358405	0,41	3
19	ТП6 ТП5	240	1	16		1,95	0,113	3,028742721	2,617554211	4,003108	1,514368	0,001376	1,000699	2,143136	0,11	4

Определение потерь напряжения на участках

N линии	Участок		L, м	Pп, кВт	Qп, квар	Δu%
1		Система - ГПП (U=110 кВ) ВЭЛ	38000	3603,38	664,23	0,51901229
1		Система - ГПП (U=10 кВ)	38000	3603,38	664,23	12,20963035
		ГПП				
2	ГПП	ТП14	600	420,26	106,7	0,737076278
3	ТП14	ТП13	360	210,13	53,74	1,242271984
4	ГПП	РП1-1	1680	187,5	40,625	0,675802801
5	ГПП	РП1-2	1680	187,5	40,625	0,675802801
6	РП1-1	ТП8	600	273,53	69,57	1,980567234
7	РП1-2	ТП1	420	141,48	30,13	1,290895864
8	ГПП	ТП9	840	310,74	82,86	0,687862771
9	ТП9	ТП10	360	155,37	41,43	1,132252309
10	ГПП	ТП2	1800	480,07	115,32	1,860308656
11	ТП2	ТП3	360	300,66	70,67	3,215752044
12	ТП3	ТП4	600	121,25	26,02	3,886671477
13	ГПП	РП2-1	420	270	-47,5	0,127312753
14	ГПП	РП2-2	420	270	-47,5	0,127312753
15	ГПП	ТП12	900	485,98	136,44	0,864515758
16	ТП12	ТП11	300	242,99	68,22	1,427804756
17	ГПП	ТП7	1380	576,32	136,96	1,288385435
18	ТП7	ТП6	360	363,88	77,21	2,31497091
19	ТП6	ТП5	240	181,91	33,8	2,894954512