


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

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина
« 14 » 06 2018 г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Реконструкция системы электроснабжения ОАО «Новосибирский
сельский строительный комбинат»

Исполнитель
студент группы 442-064  14.06.2018 Д.А.Хлынин
подпись, дата

Руководитель
профессор,
докт.техн.наук  15.06.2018 Н.В. Савина
подпись, дата

Консультант:
безопасность и
экологичность
доцент, канд. техн. наук  08.06.2018 А.Б. Булгаков
подпись, дата

Нормоконтроль
доцент  А.Г. Ротачева
подпись, дата

БЛАГОВЕЩЕНСК 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное

учреждение высшего образования

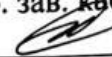
АМУРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

(ФГБОУ ВО «АмГУ»)

Факультет Энергетический
Кафедра Энергетики

УТВЕРЖДАЮ

И.о. зав. кафедрой

 Н.В. Савина

« 07 » 05 2018г.

ЗАДАНИЕ

К выпускной квалификационной работе студента Хлынина Данила Александровича

1. Тема выпускной квалификационной работы: Реконструкция системы электроснабжения
ОАО «Новосибирский сельский строительный комбинат»

(утверждена приказом от 12.03.2018 № 573 - уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) 21.06.2018

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе: Результаты контрольных замеров, генеральный план предприятия, схема электроснабжения


4. Содержание выпускной квалификационной работе (перечень подлежащих разработке вопросов): Расчет электрических нагрузок, выбор экономически целесообразной схемы, определение величины токов короткого замыкания, выбор и проверка высоковольтного оборудования, разработка системы электроснабжения цеха.

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) 21 рисунков, 37 таблицы, 8 чертежей.

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе: Безопасность и экологичность
А.Б. Булгаков, доцент, канд. техн. наук

7. Дата выдачи задания 07.05.18

Руководитель выпускной квалификационной работы: Савина Наталья Викторовна,
профессор, докт. техн. наук

Задание принял к исполнению (дата): 07.05.18 

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 138 с., 21 рисунков, 37 таблицы, 34 источника.

ХАРАКТЕРИСТИКА РАССМАТРИВАЕМОГО РАЙОНА, ХАРАКТЕРИСТИКА ПОДСТАНЦИИ, НАДЁЖНОСТЬ ПОДСТАНЦИИ, РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ, ВЫБОР ОБОРУДОВАНИЯ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАЗЕМЛЕНИЕ, МОЛНИЕЗАЩИТА

В данной выпускной квалификационной работе представлен план реконструкции системы электроснабжения ОАО Новосибирского сельского строительного комбината

Основными этапами работы является расчет электрических нагрузок предприятия, выбор варианта схем электроснабжения, определение токов короткого замыкания, выбор и проверка электрических аппаратов, расчет заземления и молниезащиты подстанции, расчет релейной защиты и автоматики, разработка системы электроснабжения цеха. Завершающим этапом работы является рассмотрение безопасности и экологичности подстанции.

СОДЕРЖАНИЕ

Перечень условных обозначений	7
Введение	8
1. Основные сведения о предприятии, краткое описание технического процесса ОАО «НССК»	10
1.1 Описание существующей схемы электроснабжения	13
1.2 Классификация и общая характеристика потребителей электрической энергии предприятия	13
2. Расчет электрических нагрузок по цехам и предприятию в целом	16
3. Выбор экономически целесообразной схемы внутреннего электроснабжения предприятия	23
3.1 Разработка вариантов схемы внутреннего электроснабжения	24
3.2 Выбор номинального напряжения	25
3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учётом КРМ	26
3.4 Выбор сечений линий	32
4. Конструктивное исполнение схемы внутреннего электроснабжения	35
5. Измерение и учёт электрической энергии	36
6. Определение величины токов короткого замыкания	38
7. Проверка сечений линий в принятом варианте электроснабжения	45
8. Выбор и проверка высоковольтного оборудования	48
8.1 Выбор выключателей	48
8.2 Выбор и проверка разъединителей	51
8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока	52
8.4 Выбор трансформаторов напряжения	56
8.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН)	58

8.6 Выбор гибких шин 110 кВ	60
8.7 Выбор жестких шин 10 кВ	61
8.8 Выбор изоляторов	66
8.9 Выбор ячеек КРУ	67
8.10 Выбор трансформаторов собственных нужд	68
9. Анализ надежности участка сети электроснабжения	71
10. Молниезащита и заземление	78
10.1 Молниезащита ГПП	78
10.2 Расчет заземления ГПП	80
11 Релейная защита и автоматика	84
11.1 Выбор системы оперативного тока	84
11.2 Выбор аккумуляторных батарей	84
11.3 Релейная защита элементов сети электроснабжения	85
11.4 Защита кабельных линий 10 кВ	93
11.5 Автоматика сети электроснабжения	93
12. Разработка системы электроснабжения механического цеха.	95
12.1 Краткое описание технологического процесса.	95
12.2 Краткая характеристика электрических нагрузок	96
12.3 Описание вариантов низковольтного электроснабжения	97
12.4 Выбор оптимального варианта	98
12.5 Расчёт электрических нагрузок	100
12.6 Выбор коммутационно-защитных аппаратов	110
12.7 Выбор сечений линий цеховой сети	114
12.8 Расчет трехфазных и однофазных токов короткого замыкания	118
12.9 Проверка коммутационно-защитной аппаратуры и шинопроводов	120
12.10 Построение карты селективности	121
13. Безопасность и экологичность.	124
13.1 Безопасность	124
13.1.1 Безопасность при прокладке кабельных линий	124
13.1.2 Безопасность на КТП	127

13.2 Экологичность	128
13.2.1 Влияние системы электроснабжения	128
13.2.2 Расчет маслоприемника для трансформатора ТДН 10000/110	128
13.3 Чрезвычайные ситуации	134
Заключение	135
Библиографический список	136

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

- АБ – аккумуляторные батареи
- ВКР – выпускная квалификационная работа
- ВЛ – воздушная линия
- ДЗТ – дифференциальная защита трансформатора
- ЗРУ – закрытое распределительное устройство
- КЗ – короткое замыкание
- КЛ – кабельная линия
- КРУ - комплектное распределительное устройство
- ОПН – ограничитель перенапряжения
- ОРУ – открытое распределительное устройство
- ПУЭ – правила устройства электроустановок
- ПТЭ – правила технической эксплуатации
- ПС – подстанция
- РЗА – релейная защита и автоматика
- СН – собственные нужды
- СТ – силовой трансформатор

ВВЕДЕНИЕ

Данная работа включает в себя:

- обоснование и анализ предлагаемых инженерных решений.
- технико-экономическое сравнение вариантов;
- расчет токов короткого замыкания;
- выбор основного электрооборудования;
- расчет и выбор уставок релейной защиты и автоматики;
- комплекс расчетов по определению параметров грозозащиты и заземления;
- организация технической и пожарной безопасности;

Темой данной выпускной работы является реконструкция системы электроснабжения ОАО Новосибирский сельский строительный комбинат, который расположен в Новосибирской области.

Актуальность темы объясняется несколькими причинами. Во-первых, подстанции, расположенные в данном районе, сооружались ещё в 70-80-х годах прошлого века и большая часть оборудования к настоящему времени устарела морально и физически, что плохо сказывается на надежности электроснабжения, безопасности и экологичности. Поэтому необходимо произвести замену устаревших аппаратов на новые, которые будут отвечать необходимым требованиям. Во-вторых, в связи с освоением месторождений в данном районе области планируется строительство новых подстанций, питание которых будет осуществляться через данную подстанцию. Это влечет за собой рост числа присоединений на стороне 220 кВ, а значит необходимо провести модернизацию существующего распредустройства для обеспечения надежного питания новых потребителей.

Целью работы является поиск и подробная разработка оптимального варианта реконструкции системы электроснабжения АО «НССК». В процессе работы над данной темой решается определенный ряд задач. Начальным этапом является разработка возможных вариантов реконструкции и

модернизации. Далее следует их технико-экономическое сравнение, необходимое для выбора наилучшего из предложенных вариантов. К основной части относится расчет токов короткого замыкания, а также номинальных рабочих токов, необходимых для дальнейшего выбора основного оборудования. К данному оборудованию относятся выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, ограничители перенапряжения нелинейные, шинные конструкции и изоляторы, ячейки КРУ. Необходимо произвести описание и расчет релейной защиты на подстанции. Важным пунктом является разработка заземления и молниезащиты на подстанции. После выполнения данных пунктов необходимо произвести оценку и расчет надежности работы оборудования.

Завершающей задачей является обеспечение безопасности и экологичности на подстанции, а именно: организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность при эксплуатации и выполнении различных работ, пожарная безопасность, охрана труда, а также защита окружающей среды от загрязнения трансформаторным маслом и элегазом.

Таким образом, решение поставленных в данной работе задач позволит обеспечить надежность и эффективность системы электроснабжения рассматриваемого предприятия.

При выполнении ВКР использовалось следующее лицензированное программное обеспечение: Matcad 15.

Графическая часть выполнена на 8 листах формата А1.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ, КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ОАО НССК

Акционерное общество «Новосибирский сельский строительный комбинат» начал работать в 1973 году. Оснащенный итальянским оборудованием НССК изначально был ориентирован на решение задач комплексного полносборного строительства на селе. Впоследствии, гибко реагируя на изменение спроса, комбинат закупил новое оборудование, что позволило выйти далеко за пределы «сельского» ассортимента. Сегодня ОАО «НССК» выпускает широчайшую номенклатуру изделий, обеспечивая 100-процентную комплектность по всем видам зданий и сооружений. Кроме железобетонных изделий, завод выпускает и бетон высокой марки, который идет на ответственные строительные работы, в том числе на строительство моста через реку Обь. За 2016 год заводом выпущено 44969 м³ товарного бетона.

Технологический процесс производства железобетонных изделий достаточно сложен, включает в себя несколько переделов, каждый из которых находится под воздействием целого ряда переменных факторов – возмущений, изменяющих ход процесса и, как следствие, качество готовых изделий.

При производстве железобетонных изделий основными переделами являются: изготовления арматуры, подготовки и сборки форм, формования изделий и их тепловлажностной обработки, распалубки и контроля качества готовых изделий. Бетонную смесь укладывают в формы. После окончания формования формы подключают к тепловлажностной обработки. Режим обработки: выдержка при температуре цеха — 2ч, подъем температуры до 80 — 85 °С — 2 ч, изотермический прогрев — 8 ч и охлаждение в формах до распалубки — 2ч.

Готовое изделие после распалубки извлекают из формы и укладывают в цехе на специальные прокладки на месте их выдержки или на самоходную тележку и вывозят на склад готовой продукции. За 2016 год заводом выпущено 40002 м³ сборного железобетона.

Также стоит отметить технологический процесс изготовления арматуры. Технологический процесс изготовления арматуры предусматривает, правку и резку арматурной стали, поставляемой в мотках и прутках, на стержни заданной длины, стыковую сварку и гибку стержней, сварку сеток и каркасов, укрупнительную сборку объемных арматурных блоков, транспортирование их и монтаж в формах.

На заводах по производству железобетонных конструкций и изделий применяют поточно-механизированные линии для заготовки и сварки арматурных изделий, включающие устройства для транспортных операций изделий в процессе изготовления.

Изготовление арматурных каркасов и закладных деталей – одна из наиболее трудоемких операций в производстве сборных железобетонных изделий. Для различных технологических процессов и видов изделий трудоемкость этих операций составляет 20...60%. Основные закладные детали и арматурные каркасы изготавливают непосредственно на заводах сборного железобетона в арматурных цехах.

На предприятии присутствует цех пенополистирола. Производство пенополистирола состоит из следующих этапов:

1. В предвспенивателе, куда подаётся пар под давлением, происходит предварительное вспенивание сырья (полистирола вспенивающегося). Под воздействием пара гранулы полистирола многократно увеличиваются в размере, - как бы вспениваются. При достижении гранулами определённого объема процесс подачи пара прекращается, а сырье посредством пневмотранспорта отправляется в бункера выдержки.
2. Во время выдержки вспененных гранул в бункерах дозревания происходит сушка и стабилизация внутренних напряжений гранул. В зависимости от используемого сырья время выдержки составляет 12 – 24 часа.
3. Формование блока пенопласта в блок-форме. Гранулы загружаются в блок-форму, где происходит их тепловая обработка, и гранулы повторно расширяются, формируясь таким образом внутри установки блок пенопласта.

Затем происходит процесс охлаждения отформованного блока путем создания установкой вакуумирования разряжения в рабочей камере блок-формы и выталкивание толкателем, работающим от пневмоцилиндра, либо «пневмоподушкой».

4. В период выдержки после формовки в блоках снижается влажность, а также стабилизируются внутренние напряжения.

5. Выдержанный блок можно нарезать на листы на горизонтальной, вертикальной или комбинированной резке.

6. Отходы производства измельчаются в дробильной установке, из которой по пневмотранспорту загружаются в отдельный накопительный бункер. Измельченный пенопласт повторно используется в производстве пенополистирольных плит.

К вспомогательным цехам относятся: цех по изготовлению инструмента с участием централизованной заточки инструмента для всех цехов предприятия; Электроцех, обслуживающий электрооборудование в цехах; Механический цех; Котельная, в которой установлено 4 котла, работающих на газовом топливе. Вырабатываемый котельной пар, используется для теплоснабжения помещений и на технологические нужды. Производительность котельной – 40 тонн/час пара; Компрессорная; Лаборатория, выполняющая функции контроля качества выпускаемой продукции; Формовочный, формирование и окончательная отделка заготовки.

На предприятии также имеется обслуживающее хозяйство (административное здание, столовая, кулинария). Приведенный технологический процесс позволит внедрить электроприемники, относящиеся к разным категориям надежности.

1.1 Описание существующей схемы электроснабжения

На сегодняшний день состояние систем электроснабжения на большинстве промышленных предприятий достигло своего критически низкого уровня. Приблизительно на 600 предприятиях 5 отраслей промышленности в 5 федеральных округах Российской Федерации, степень износа системы электроснабжения достигает 70%.

На большинстве промышленных предприятий существующие системы энергоснабжения являются проектами как минимум двадцатилетней давности, в том числе и на ОАО НССК. Предприятие столкнулось с такими проблемами как высокий износ энергетического оборудования, низкий уровень внедрения энергосберегающих технологий и автоматизации, большие расходы, связанные с ремонтами и простоями. Из-за увеличения производственной мощности предприятия, устаревшее электрооборудование не в силах справиться с ростом нагрузки и как следствие постоянно испытывает перегрузки, что приводит к сокращению его срока службы.

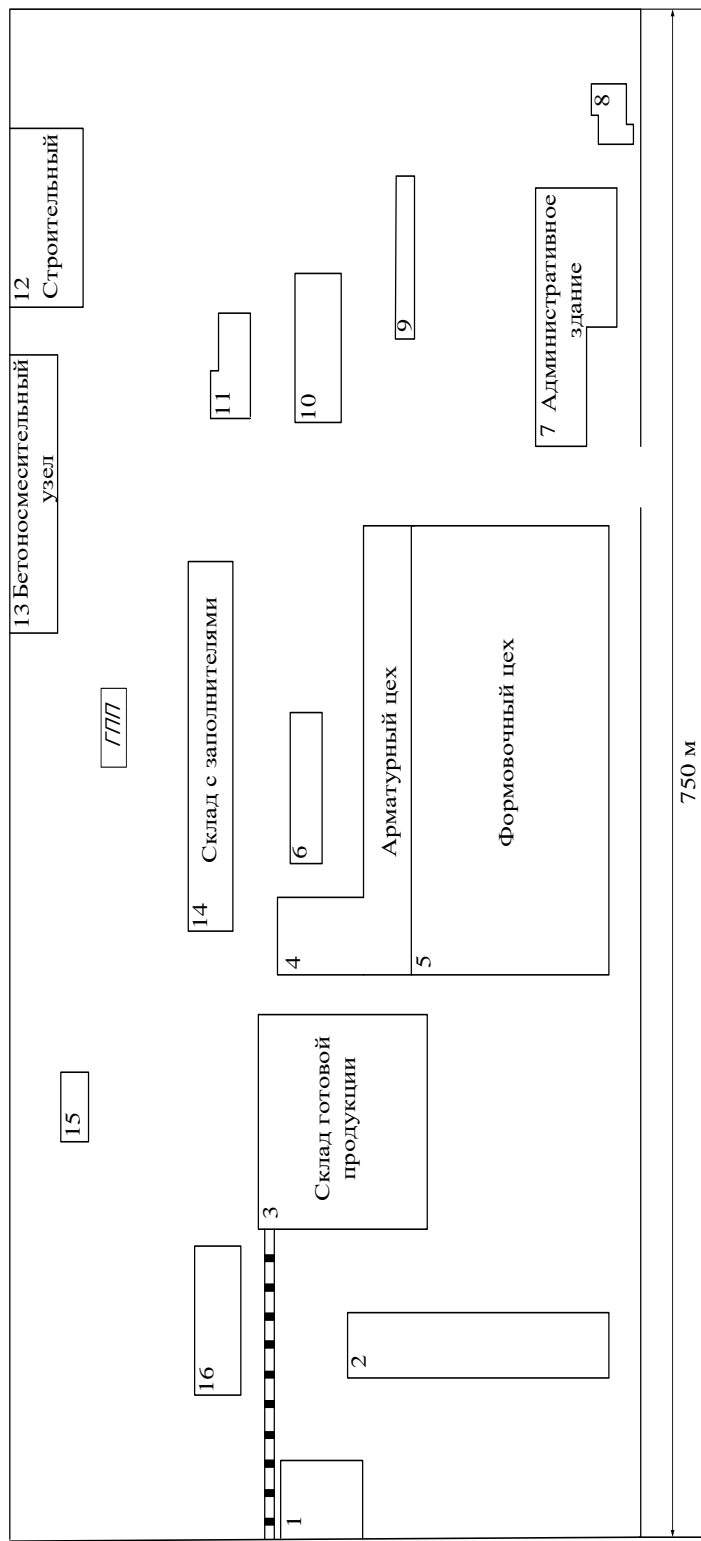
Таким образом, разработав проект по реконструкции системы электроснабжения и воплотив его в реальность, будет обеспечена бесперебойная работа предприятия, а также его дальнейшее развитие и возможность наращивания производственных мощностей.

1.2 Классификация и общая характеристика потребителей электрической энергии предприятия

Потребителем электрической энергии называется электроприемник или группа электроприемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории.

Приемником электрической энергии (электроприемником) называется аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии для ее использования.

На рисунке 1 представлен генеральный план АО «НССК».



- | | | | |
|--------------------|---------------------------|-----------------------|----------------------------|
| 1-Механический цех | 5-Формовочный цех | 9-Камеры пропаривания | 13-Бетоносмесительный узел |
| 2-Цех пеностирола | 6-Компрессорная | 10-Паросиловой цех | 14-Склад с заполнителями |
| 3-Склад | 7-Административное здание | 11-Электрощитовая | 15-Насосная |
| 4-Арматурный цех | 8-Лаборатория | 12-Строительный | 16-Котельная |

Рисунок 1 – Генеральный план ОАО “НССК”

На листе 1 графической части указан Генеральный план ОАО «НССК» с картограммой нагрузки. Основными электроприемниками завода является станочное оборудование, пресловое. Станки в большинстве своем являются потребителями трехфазного тока промышленной частоты напряжением 380 В. Они относятся к II и III категории по степени надежности электроснабжения. Имеются как трехфазные станки, так и однофазные. Режим работы – кратковременный. Режим работы нейтрали у станков – глухозаземленный.

На заводе присутствует сварочное оборудование. Сварочное оборудование завода питается напряжением 380 В трехфазным переменным током промышленной частоты. Относится ко II категории по степени надежности, режим работы – повторно-кратковременный. Является однофазной нагрузкой.

Подъемно-транспортные механизмы (ПТМ) питаются переменным током. Для питания мостовых кранов применяется напряжение 380 В. Режим работы кранов – повторно-кратковременный. Категория бесперебойности электроснабжения зависит от их назначения, в данном случае – 2 категория. ПТМ в процессе работы перемещаются по специальным путям и питаются через – троллейный шинопровод. Положение самих троллей стабильно, электронагрузки подъемно-транспортных машин постоянны по расположению.

Котельная, компрессорная, лаборатория, насосная являются потребителями трехфазного переменного тока промышленной частоты напряжением 380 В, а также и напряжением 10кВ. Котельная, арматурный, формовочный, электроцех, строительный цех, полимерный цех компрессорная и насосная станции, административное здание относятся ко II категории, остальные потребители – к III категории по надежности электроснабжения.

2. РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПО ЦЕХАМ И ПРЕДПРИЯТИЮ В ЦЕЛОМ

Четкая работа современных промышленных предприятий с их сложными технологическими процессами и широким применением средств автоматического управления и регулирования в значительной степени зависит от надежности и качества систем электроснабжения. Поэтому важнейшими требованиями к проектируемым и существующим системам электроснабжения промышленных предприятий являются надежность, экономичность и обеспечение требуемых показателей качества электроэнергии. В последние годы на предприятии увеличилась аварийность и выход из строя оборудования. Ввиду того, что предприятие функционирует более 30 лет и за этот период ни разу не производилась замена питающих линий, трансформаторных подстанций, оборудования главного распределительного пункта и т.д. согласно ПУЭ требуется произвести замену технически и морально устаревшего оборудования для надежной системы электроснабжения. Для этих целей произведем расчет системы электроснабжения и произведем замену оборудования.

В таблице 1 приведены данные необходимые для расчета.

Таблица 1 – Установленная мощность цехов

Номер на плане	Наименование цехов	Установленная мощность $P_{ном}$, кВт	Коэффициент использования $K_{и}$	$tg \varphi$	Размер цеха АxВ
1	2	3	4	5	6
1	Механический	575	0,25	1,33	50x38
2	Пенополистирола	165	0,5	0,5	160x32
3	Склад готовой продукции	100	0,25	1,33	102x104
4	Арматурный	2500	0,35	1,33	82x220
5	Формовочный	1600	0,3	1,02	120x220

6	Компрессорная (СД≈50% U↑ 1 кВ)	2100	0,7	0,62	20x74
7	Административное здание	550	0,7	1,02	49x125
8	Лаборатория	500	0,35	1,02	25x36
9	Камеры пропаривания	800	0,4	0,62	20x80
10	Паросиловой	800	0,4	0,62	27x72
11	Электроцех	740	0,7	1,02	24x51
12	Строительный	1600	0,5	0,88	45x86
13	Бетоносмесительный узел	1100	0,5	0,88	29x135
14	Склад с заполнителями	180	0,25	1,33	26x180
15	Насосная (СД≈60% U↑ 1 кВ)	1200	0,6	1,02	17x34
16	Котельная	600	0,5	0,75	28x73

На листе 3 графической части указана Однолинейная электрическая схема завода. Расчет электрических нагрузок является одним из основных этапов проектирования. По значению электрических нагрузок выбирают электрооборудование и схему системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования.

В зависимости от стадии проектирования и места расположения расчетного узла в схеме электроснабжения применяют различные методы определения электрических нагрузок упрощенные или более точные.

На данном этапе проектирования важно выбрать правильно метод расчета нагрузок, так как в дальнейшем по ним мы будем выбирать сечение питающих и распределительных сетей до 1 кВ и выше, числа и мощности трансформаторов КТП и ГПП, коммутационную и защитную аппаратуру до 1 кВ и выше.

Расчет электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше. Расчет электрических нагрузок производится спомощью метода коэффициента расчетной нагрузки.

Номинальную мощность (активную $P_{ном}$ и реактивную $Q_{ном}$) группы цехов определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных цехов.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{ном} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \quad (1)$$

где n - число цехов.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{ном} = \sum_{i=1}^n Q_{номi} = \sum_{i=1}^n P_{номi} \cdot tg\varphi_i \quad (2)$$

Средние активные и реактивные мощности цехов:

$$P_c = P_{ном} \cdot k_u, \quad (3)$$

$$Q_c = P_c \cdot tg\varphi \quad (3')$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности цехов:

$$P_{ср\Sigma} = \sum_1^m P_{номi} \cdot k_{ui}, \quad (4)$$

$$Q_{ср\Sigma} = \sum_1^m P_{срi} \cdot tg\varphi_i \quad (5)$$

где m - число цехов.

Определяется расчетная мощность на шинах 6-10 кВ ГПП с учетом коэффициента расчетной нагрузки, для высоковольтной схемы электроснабжения $K_p=1$.

Расчетные активная и реактивные мощности группы цехов выше 1 кВ:

$$P_{P\Sigma} = K_p \cdot P_{cp\Sigma} = P_{cp\Sigma}, \quad (6)$$

$$Q_{P\Sigma} = K_p \cdot Q_{cp\Sigma} = Q_{cp\Sigma}. \quad (7)$$

Произведем расчет нагрузки по рассмотренному выше алгоритму.

Средние активные и реактивные мощности в кВт и квар соответственно приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Активные и реактивные мощности потребителей

Потребитель	P_{cpi}	Q_{cpi}
1	2	3
Механический	143	213,7
Пенополистирола	89,5	109,72
Склад готовой продукции	25	33,25
Арматурный	875	1164
Формовочный	480	489,6
Компрессорная (СД≈50% U↑ 1 кВ)	1470	911,4
Административное здание	385	392,7
Лаборатория	175	178,5
Камеры пропаривания	320	198,4
Паросиловой	560	347,2
Электроцех	518	528,36
Строительный	800	704
Бетономесительный узел	550	484
Склад с заполнителями	45	59,85
Насосная (СД≈60% U↑ 1 кВ)	720	734,4
Котельная	300	225

Расчет осветительной нагрузки ведется с помощью метода удельной нагрузки по формуле:

$$P_{осв} = p_{уд.осв.} \cdot S_{ц} \cdot k_{исп.осв} \text{ кВт}, \quad (8)$$

где $p_{уд.осв.}$ - удельная нагрузка освещения, кВт/м²;

$S_{ц}$ - площадь помещения, м²;

$k_{исп.осв}$ - коэффициент использования осветительной нагрузки.

$$Q_{осв} = P_{осв} \cdot tg\varphi_{осв} \text{ квар}, \quad (9)$$

где $tg\varphi_{осв}$ - коэффициент мощности для определения реактивной нагрузки освещения.

Для освещения складских и подсобных помещений примем лампы ДРЛ, для освещения производственных цехов ДРИ, и для освещения территории лампы ДНаТ.

Пример расчета осветительной нагрузки для цеха пенополистирола:

$$P_{осв1} = 0,024 \cdot 160 \cdot 32 \cdot 0,9 = 110,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{осв1} = 110,6 \cdot 0,48 = 44,23 \text{ квар}.$$

Осветительная нагрузка в кВт и квар для всех помещений предприятия представлена в таблице 3.

Таблица 3 – Расчетная мощность внутреннего освещения предприятия

Потребитель	$P_{осв1}$	$Q_{осв1}$
1	2	3
Механический	38,76	31,008
Пенополистирола	110,6	44,23
Склад готовой продукции	229,13	91,65
Арматурный	389,66	155,86
Формовочный	570,24	228,1
Компрессорная (СД≈50% U↑ 1 кВ)	32	12,8
Административное здание	132,3	53
Лаборатория	19,5	7,77
Камеры пропаривания	34,5	13,82

Паросиловой	42	16,8
Электроцех	26,44	10,57
Строительный	83,6	33,43
Бетоносмесительный узел	84,56	33,82
Склад с заполнителями	101,08	40,43
Насосная (СД≈60% U↑ 1 кВ)	12,48	5
Котельная	44,15	17,66

Определим мощность ГПП:

$$S_{расчГПП} = \sqrt{\left[\left(\sum P_{cp} + \sum P_{освн} + \sum P_{осветер} \right) \cdot K_{PM} + \Delta P_{л} + \Delta P_{тр} \right]^2 + \left[\left(\sum Q_{cp} + \sum Q_{освн} + \sum Q_{осветер} \right) \cdot K_{PM} + \Delta Q_{тр} - Q_{ку} \right]^2} \quad (10)$$

где, $\sum P_{cp}$ - суммарная средняя активная мощность;

$\sum Q_{cp}$ - суммарная средняя реактивная мощность;

$\sum P_{освн}$ - активная мощность внутреннего освещения;

$\sum Q_{освн}$ - реактивная мощность внутреннего освещения;

$\sum P_{осветер}$ - активная мощность освещения территории;

$\sum Q_{осветер}$ - реактивная мощность освещения территории;

$\Delta P_{л}$ - потери активной мощности в линии, $0,03 \cdot S_{расч}$;

$\Delta P_{тр}$ - потери активной мощности в трансформаторе $0,02 \cdot S_{расч}$;

$\Delta Q_{тр}$ - потери реактивной мощности в линии $0,1 \cdot S_{расч}$;

$$S_{расчГПП} = \sqrt{\left[(7448,5 + 1951,16 + 290,64) \cdot 0,95 + 302,04 + 201,3 \right]^2 + \left[(6773,83 + 796,14 + 116,25) \cdot 0,95 + 1006,8 - 4740 \right]^2} = 13277,9 \text{ кВА.}$$

Определим мощность трансформатора ГПП:

$$S_{\text{трасчГПП}} = \frac{S_{\text{расчГПП}}}{n \cdot K_3}; \quad (11)$$

$$S_{\text{трасчГПП}} = \frac{13277,9}{2 \cdot 0,7} = 9484,2 \text{ кВА};$$

Проверим по коэффициенту загрузки:

$$K_{\text{норм}} = \frac{\sqrt{P_{\text{зпп}}^2 + Q_{\text{зпп}}^2}}{S_{\text{ном}} \cdot n_T}; \quad (12)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность выбранного трансформатора.

Полученное значение должно находиться в пределах от 0,5 до 0,75.

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{авар}} = \frac{\sqrt{P_{\text{зпп}}^2 + Q_{\text{зпп}}^2}}{S_{\text{ном}} \cdot (n_T - 1)}; \quad (13)$$

$$K_{\text{авар}} \leq 1,4;$$

Коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$K_{\text{норм}} = \frac{13277,9}{10000 \cdot 2} = 0.66.$$

Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:

$$K_{\text{авар}} = \frac{13277,9}{10000} = 1.32.$$

Таким образом, трансформатор ТДН 10000/110 не перегружен.Его замена не требуется.

3.ВЫБОР ЭКОНОМИЧЕСКИ ЦЕЛЕСООБРАЗНОЙ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Схемы электроснабжения промышленных предприятий, питаемых от энергосистемы, подразделяются на схемы внешнего и на схемы внутреннего электроснабжения. Они отличаются сравнительной сложностью и большим разнообразием. Схемы электроснабжения промышленных предприятий, как правило, выполняются разомкнутыми и строятся по ступенчатому принципу. Число ступеней распределения электроэнергии на предприятии определяется мощностью и расположением электрических нагрузок на территории предприятия. Обычно применяется не более двух ступеней распределения электроэнергии на одном напряжении. При большем числе ступеней распределения ухудшаются технико-экономические показатели системы электроснабжения и усложняются условия эксплуатации. Распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам.

Выполнение схем электроснабжения промышленных предприятий зависит от надежности и бесперебойности электроснабжения потребителей электроэнергии, наличия электростанции на предприятии и возможности присоединения ее к энергетической системе, расположения объекта электроснабжения по отношению к источнику питания и электрическим сетям энергетической системы.

3.1 Разработка вариантов схемы внутреннего электроснабжения

На этапе разработки вариантов схемы внутреннего электроснабжения возможен следующий шаг реконструкции: предлагается изменить существующую конфигурацию сети электроснабжения на более рациональную, при этом изменив место расположения существующих ТП;

На предприятиях применяются радиальные магистральные и смешанные схемы электроснабжения. Радиальной называется такая схема, в которой к одной линии подключена одна подстанция или один высоковольтный ЭП.

Радиальные схемы применяются на предприятиях малой мощности, предприятиях, где нагрузка территориально разбросана и неупорядоченна по своему расположению, на предприятиях, на которых предъявляются высокие требования к надежности электроснабжения. В радиальных схемах на предприятиях используется глухое присоединение трансформаторов к кабельным линиям. Преимущество радиальных схем - высокая надежность, недостаток - большое количество коммутаций.

Магистральная схема - когда к одной линии подключено несколько понизительных подстанций. Магистральные схемы применяются в тех случаях, когда радиальные схемы являются не целесообразными или на предприятиях средней и крупной мощностей, или при упорядочном расположении электрических нагрузок.

Используется магистральная схема электроснабжения. Высоковольтная нагрузка компрессорной и насосной запитывается через распределительный пункт.

При проектировании сети электроснабжения предприятия необходимо правильно выбрать место расположения главной понизительной подстанции (ГПП). Определение центра электрических нагрузок приведено в Приложении А. Два варианта схемы внутреннего электроснабжения завода представлены на рисунках 2,3.

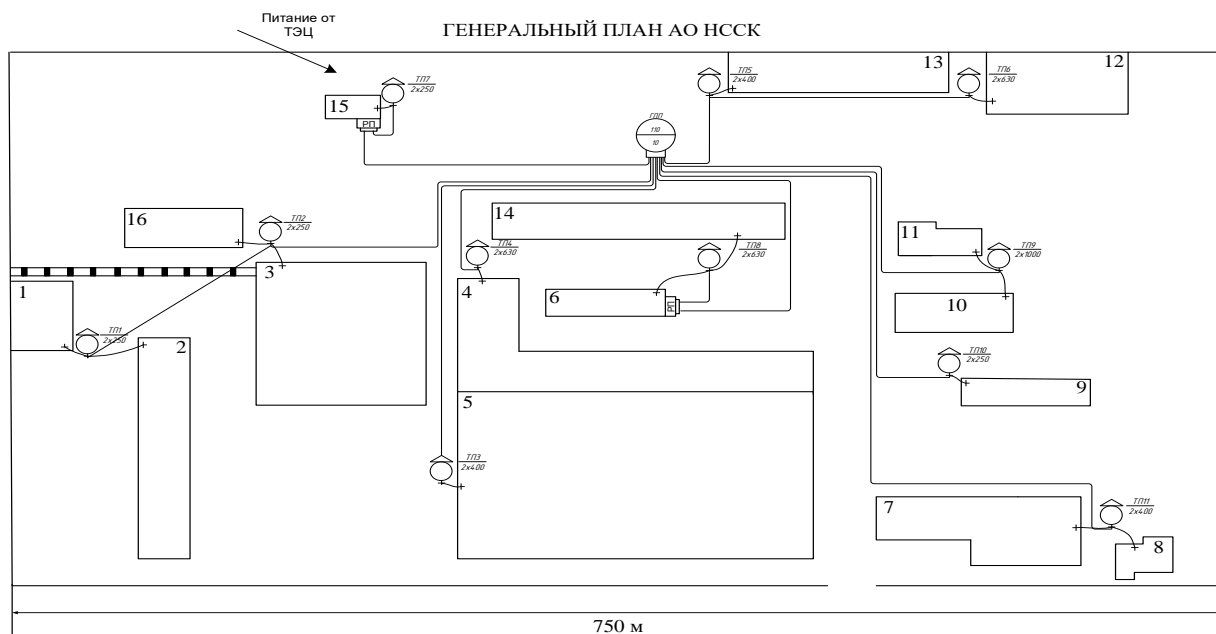


Рисунок 2 - Существующая схема электроснабжения

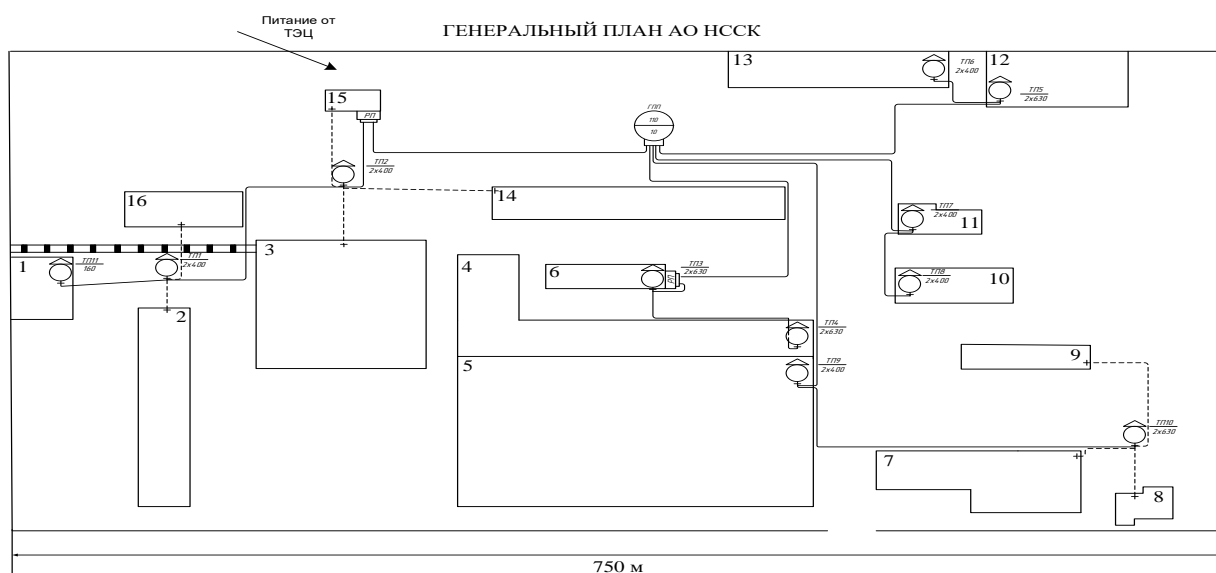


Рисунок 3 - Второй вариант схемы электроснабжения

На листе 2 графической части указан План расположения цехов с кабельной разводкой и растановкой КТП.

3.2 Выбор номинального напряжения

В питающих и распределительных сетях небольших и средних предприятий применяются номинальные напряжения 6 и 10 кВ. Как правило, следует применять напряжение 10 кВ как более экономичное, чем напряжение 6 кВ. Напряжение 6 кВ применяется при преобладании на объекте

электроприемников с напряжением 6 кВ. В ряде случаев электроснабжение электроприемников с напряжением 6 кВ осуществляется по питающим линиям напряжением 10 кВ с последующей трансформацией на напряжение 6 кВ непосредственно для данных электроприемников.

Напряжение 660 В как внутрицеховое целесообразно на тех предприятиях, на которых по условиям расположения цехового технологического оборудования или окружающей среды нельзя или затруднительно приблизить цеховые трансформаторные подстанции к питаемым ими электроприемникам.

Напряжение 660 В целесообразно также на предприятиях с большой удельной плотностью электрических нагрузок, концентрацией мощностей и большим числом двигателей мощностью 200...600 кВт. Наиболее целесообразно сочетание напряжения 660 В с первичным напряжением 10 кВ. Необходимо учитывать, что при применении напряжения 660 В возникает необходимость и в сетях напряжением 380 В для питания небольших электродвигателей и светотехнических установок. Наиболее широко применяется и является основным напряжением 380/220 В.

3.3 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП с учётом КРМ

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов для цеховых трансформаторных подстанций промышленных предприятий должен быть технически и экономически обоснованным, так как он оказывает существенное влияние на рациональное построение схем промышленного электроснабжения.

Критерием при выборе трансформаторов являются надежность электроснабжения, расход цветного металла и мощность трансформатора.

При сооружении цеховых трансформаторных подстанций предпочтение следует отдавать, комплектным трансформаторным подстанциям (КТП), полностью изготовленным на заводах. Они великолепно выполняют возложенные на них функции - снижают напряжение и ток до приемлемого конечным потребителям. Они могут "забирать" от линии электропередач трехфазный ток с частотой 50 Гц и напряжением 6(10) кВ и трансформировать

его в ток с напряжением 380 В. КТП - небольших размеров строение, которое может удачно вписаться в любой ландшафт. Трансформаторная подстанция не будет смотреться чужеродно на заводе.

Вообще они могут возводиться повсюду, поскольку выдерживают температуры от -40 до +40, оснащены системой природной вентиляции. Надежность составляющих элементов и всей конструкции гарантирует каждой подстанции продолжительную работу без каждодневного обслуживания. Срок службы КТП может достигать 25 лет.

Комплектные трансформаторные подстанции киоскового типа представляют собой одно- или двухтрансформаторные подстанции наружной установки и служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ, ее транзита и преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ, а также электроснабжения и защиты потребителей населенных пунктов, промышленных и других объектов. Они представляют собой корпус, устанавливаемый непосредственно на подготовленную площадку. По типам различают тупиковые и проходные подстанции. По виду подключения различают воздушные и кабельные вводы как по стороне ВН, так и по НН.

Внутрицеховые ТП выполнены КТП-ВЦ.

Цеховой трансформатор выберем по формуле:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{P_{расч}}{n_{тр} \cdot k_3}, \quad (14)$$

где k_3 – коэффициент загрузки приняли равным 0,7 для двух трансформаторной подстанции с преобладанием 2 категории.

Рассмотрим на примере цехов 7, 8 и 9:

$$S_{тр\text{расч}} = \frac{385 + 175 + 320}{2 \cdot 0,7} = 628,3 \text{ кВА}$$

Выбираем ТМ – 630 – 10/0,4.

Для выбранного трансформатора произведём расчёт КРМ.

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через выбранный силовой трансформатор из сети ВН в сеть низкого напряжения по формуле:

$$Q_m = \sqrt{(n_{mp} \cdot k_3 \cdot S_{mном})^2 - P_{цеха}^2}; \quad (15)$$

$$Q_T = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 880^2} = 59,36 \text{ квар.}$$

Определяем суммарную мощность НБК по формуле:

$$Q_{НБК1} = Q_{цеха} - Q_m; \quad (16)$$

$$Q_{нбк1} = 369,6 - 59,36 = 710,237 \text{ квар.}$$

Определение дополнительной суммарной мощности НБК:

$$Q_{НБК2} = Q_{цеха} - Q_{НБК} - \gamma \cdot S_{mном} \cdot n_{mp} \quad (17)$$

где γ – расчётный коэффициент, зависящий от параметров ($k_1=9$ и $k_2=2$);

k_1 – удельный коэффициент потерь, /1, с. 398/;

k_2 – удельный коэффициент зависящий от длины питающей линии и мощности трансформатора, /1, с. 398/.

$$Q_{НБК2} = 769,6 - 710,237 - 0,35 \cdot 2 \cdot 630 = -381,637 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность НБК:

$$Q_{НКУ} = Q_{НБК1} + Q_{НБК2}; \quad (18)$$

$$Q_{НКУ} = 710,237 + 0 = 710,237 \text{ квар}$$

Принимаем БК УКЛ (П) Н – 0.38 – 450 – 150У3 2шт.

Выбранные трансформаторы и батареи конденсаторов для каждого цеха покажем в таблице 4.

Таблица 4 – Расчетная нагрузка машиностроительного завода

Наименование цехов	Трансформатор	НБК
Механический	ТСЗ - 160 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-216-108У3
Пенополистирола Котельная	ТМ - 400 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-450-150У3
Склад готовой продукции Насосная Склад с заполнителями	ТМ - 400 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-600-150У3
Компрессорная	ТСЗ - 630 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-600-150У3
Арматурный цех	ТСЗ - 630 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-450-150У3 2шт
Строительный	ТСЗ - 630 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-450-150У3
Бетоносмесительный узел	ТСЗ - 400 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-450-150У3
Электроцех	ТСЗ - 400 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-450-150У3
Паросиловой цех	ТСЗ - 400 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-324-108У3
Формовочный	ТСЗ - 400 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-216-108У3
Административное здание Лаборатория Камеры пропаривания	ТМ - 630 10/0.4	УКЛ(П) Н-0.38-450-150У3 2шт

Далее, определим реактивную мощность, генерируемую СД.

Каждый установленный синхронный двигатель является источником РМ, минимальное значение которого по условию устойчивой работы СД определяется формулой:

$$Q_{СД\text{ ном}} = P_{СД\text{ ном}} \cdot \beta_{СД} \cdot tg\varphi_{\text{ ном}}, \quad (19)$$

где $P_{СД\text{ ном}}$ - номинальная активная мощность СД (400кВт);

$\beta_{СД}$ - коэффициент загрузки по активной мощности;

$tg\varphi_{\text{ ном}}$ - номинальный коэффициент реактивной мощности.

Рассмотрим на примере компрессорной, где 50% нагрузки потребляют СД напряжением выше 1кВ.

$$Q_{СДном} = 400 \cdot 0,85 \cdot 0,75 = 255 \text{ квар.}$$

Располагаемая реактивная мощность синхронного двигателя определяется по формуле:

$$Q_{расч} = \alpha_M \cdot \sqrt{P_{СД ном}^2 + Q_{СД ном}^2}, \quad (20)$$

где α_M - коэффициент допустимой перегрузки СД;

$$Q_{расч} = 0,64 \cdot \sqrt{400^2 + 255^2} = 303,6 \text{ квар.}$$

Расчёт реактивной мощности, генерируемой СД насосной приведён в приложении Б.

Затем определим мощность батарей конденсаторов в сетях напряжением 10 кВ.

Для каждой цеховой ПС определяется нескомпенсированная реактивная нагрузка на стороне ВН:

$$Q_{т нагр} = Q_{р цеха} - Q_{НБК} + \Delta Q_{тр}, \quad (21)$$

где $Q_{НБК}$ - фактическая принятая мощность НБК;

$\Delta Q_{тр}$ - суммарные реактивные потери в трансформаторе, [1]

Рассмотрим на примере цехов 7,8,9:

$$Q_{т нагр} = 769,6 - 900 + 37,714 = -92,686 \text{ квар}$$

Значения нескомпенсированной реактивной нагрузки для каждого цеха покажем в таблице 5.

Таблица 5 – Значения некомпенсированной реактивной нагрузки

Наименование цехов	$Q_{р\ цеха}$, квар	$\Delta Q_{пр}$, квар	$Q_{НБК}$, квар	$Q_{Т\ нагр}$,квар
Механический	213,7	2,451	216	0,151
Пенополистирола Котельная	548.42	22.52	450	120.95
Склад готовой продукции Насосная Склад с заполнителями	827.5	15.34	600	242.84
Компрессорная	911,4	15.75	600	327.15
Арматурный цех	1164	18.75	900	282,5
Строительный	704	17,143	450	271,14
Бетоносмесительный узел	528,36	11,786	450	45,786
Электроцех	484	22,2	450	100,56
Паросиловой цех	347,2	24	324	470,2
Формовочный	489,6	20,57	216	594,17
Административное здание Лаборатория Камеры пропаривания	769,6	37,71	900	-92,686

Суммарная расчетная реактивная мощность ВБК определяется из условия баланса реактивной мощности.

$$Q_{ВБК} = Q_{э} - Q_{НКУ} - Q_{Т\ нагр} - Q_{СД} , \quad (22)$$

где $Q_{э}$ - входная реактивная мощность заданная энергосистемой.

$$Q_{э} = P_{р} \cdot tg\varphi_{пред} , \quad (23)$$

где $tg\varphi_{пред}$ - предельное значение коэффициента реактивной мощности нагрузки.

$$Q_{пред} = 7448.5 \cdot 0,4 = 2979,4 \text{ квар};$$

$$Q_{ВБК} = 2979,4 - 4740 - 2388,37 - 255 - 200,81 = -4604,782 \text{ квар.}$$

Вывод: ВБК устанавливать не нужно.

3.4 Выбор сечений линий

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

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (24)$$

$$I_{доп} = I_{доп. табл.} \cdot K_{ср} \cdot K_n \cdot K_{пер.}, \quad (25)$$

где $K_{ср}$ – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля, по ПУЭ принимаем 1;

K_n – коэффициент снижения токовой нагрузки при групповой однослойной или многослойной прокладке кабелей и проводов в трубах, по ПУЭ принимаем 0,9;

$K_{пер}$ – коэффициент повышения допустимого тока при недогруженности отдельных кабелей в группе, по ПУЭ принимаем 1,3.

Выбранные сечения кабелей проверяют на потерю напряжения по следующей формуле:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_{расч} \cdot (r_0 \cdot l \cdot \cos\Phi + x_0 \cdot l \cdot \sin\Phi) \cdot 10^{-3}, \quad (26)$$

где r_0 , x_0 – удельное активное и индуктивное сопротивление;

l – длина питающей или распределительной линии.

Для примера рассчитаем кабель прокладываемый между ГПП и ТП5.

$$I_{max} = \frac{\sqrt{(800 + 550)^2 + (271,143 + 45,78)^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 80,061 \text{ A};$$

Выбираем длительно допустимый ток

$$I_{дон} = 115A$$

$$I_{дон} = 115 \cdot 1,09 \cdot 1,3 = 134,55A$$

$$80,061 \leq 134,55$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 112 \cdot (1,55 \cdot 0,248 \cdot 0,85 + 0,163 \cdot 0,248 \cdot 0,53) \cdot 10^{-3} = 0,036 \%$$

Примем кабель сечением 3x25 мм².

Сведём данные по схеме высоковольтного внутреннего электроснабжения в таблицу 6.

Таблица 6 - Результаты расчета

Линия	P _p , кВт	Q _p , квар	I _p , А	I _{доп} , А	Марка и сечение кабеля
Первый вариант схемы					
ГПП-ТП2-ТП1	550,5	581,67	36,34	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП3	480	489,6	32,42	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП4	875	1163,75	50,52	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП5-ТП6	1350	1188	80,35	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-РП	432	440,64	25,45	134,5	АПвП (3x25)
РП-ТП7	288	293,76	17,38	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-РП	735	455,7	44,46	134,5	АПвП (3x25)
РП-ТП8	780	515,5	46,95	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП9	1078	875,56	73,67	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП10	320	198,4	19,43	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП11	560	571,2	32,34	134,5	АПвП (3x25)
Второй вариант схемы					
ГПП-ТП2-ТП1- ТП11	1315	363,79	78,8	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП4-ТП3	2345	328,286	136,71	204,75	АПвП (3x50)
ГПП-ТП5-ТП6	1350	316,93	80,061	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП7-ТП8	1078	147,76	62,82	134,5	АПвП (3x25)
ГПП-ТП9-ТП10	1360	201,486	79,377	134,5	АПвП (3x25)

Для выбора оптимального варианта системы внутреннего электроснабжения сравним капиталовложения на два варианта сети.

$$K = K_{0i} \cdot l_i, \quad (27)$$

где K_{0i} - стоимость кабеля тыс. руб/км;

l_i - длина i -ого участка кабеля.

Таблица 7 - Капиталовложения в сеть

Линия	Длина линии, км	Сечение кабеля	Удельная стоимость, тыс. руб/м	Капиталовложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Первый вариант схемы				
ГПП-ТП2-ТП1	0,41	АПвП (3x50)	376.25	154,26
ГПП-ТП3	0,358	АПвП (3x50)	376.25	134,7
ГПП-ТП4	0.206	АПвП (3x50)	376.25	77,51
ГПП-ТП5-ТП6	0,23	АПвП (3x50)	376.25	86.53
ГПП-ТП7	0,234	АПвП (3x50)	376.25	88,04
ГПП-ТП8	0.3	АПвП (3x50)	376.25	112,87
ГПП-ТП9	0.285	АПвП (3x50)	376.25	107,23
ГПП-ТП10	0.321	АПвП (3x50)	376.25	120,78
ГПП-ТП11	0,498	АПвП (3x50)	376.25	187,4
ИТОГО				1069.32
Второй вариант схемы				
1	2	3	4	5
ГПП-ТП2-ТП1-ТП11	0,379	АПвП (3x50)	376.25	142,6
ГПП-ТП4-ТП3	0.336	АПвП (3x50)	376.25	126,42
ГПП-ТП5-ТП6	0,277	АПвП (3x50)	376.25	104.22
ГПП-ТП7-ТП8	0,253	АПвП (3x50)	376.25	95.192
ГПП-ТП9-ТП10	0,482	АПвП (3x50)	376.25	181.35
ИТОГО				649,8

По результатам расчета видно, что дешевле модернизированный вариант схемы электроснабжения, его и выбираем для реконструкции завода.

4. КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Существует множество вариантов прокладки кабелей. Кабельные линии прокладывают в земляных траншеях, специальных кабельных сооружениях (кабельные каналы, лотки), на эстакадах, в галереях, открыто по стенам зданий и сооружений, в трубах, туннелях и т.д. Наиболее дешевый способ прокладки кабелей это размещение кабелей в траншее в земле.

Этот способ не требует больших затрат на строительные работы, и кроме того создаются хорошие условия для охлаждения кабелей. К недостаткам этого способа можно отнести как возможность механических повреждений кабелей при земляных работах вблизи трассы кабелей.

Выбор способа прокладки кабельных сетей производят в зависимости от:

- величины и размещения нагрузок, плотности застройки предприятия,
- наличия технологических, транспортных коммуникаций,
- уровня грунтовых вод,
- степени загрязнения окружающей среды и грунта,
- назначения кабельной линии.

Редко отдаётся предпочтение какому-либо одному виду прокладки кабелей. Обычно применяют смешанную прокладку, когда в зависимости от конкретных условий является целесообразным комбинированное исполнение различных способов прокладки кабельных линий.

В данном дипломном проекте на предприятии прокладка кабелей произведена преимущественно в траншеях.

На территории предприятия имеется ветка железнодорожной линии, служащая для обеспечения комбината инертными материалами. В этом случае используем прокладка кабельных линий бестраншейным методом горизонтально-направленного бурения (ГНБ) без вскрытия грунта.

5. ИЗМЕРЕНИЕ И УЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

На подстанциях устанавливают измерительные приборы, обеспечивающие учет расхода электроэнергии, активной и реактивной мощности, тока в линиях и напряжения. Амперметры для измерения электрического тока устанавливают на всех трансформаторах и линиях, питающих приемники электроэнергии или их группы. Амперметры устанавливают в одной фазе. Три амперметра предусматривают только в тех цепях, где возможна несимметрия нагрузки фаз приемников (освещение, сварочные посты, конденсаторные батареи). Амперметры включают непосредственно в сеть или через трансформаторы тока.

Напряжение контролируют на каждой секции сборных шин всех РУ, причем вольтметр включают только на одно линейное напряжение, так как обычно в СЭС междуфазовые напряжения симметричны. Вольтметры подключают непосредственно при напряжении до 1000 В или через трансформаторы напряжения - при напряжении свыше 1000 В.

Для измерения активной и реактивной мощности на ГПП применяют трехфазные ваттметры с переключателем фаз напряжения, чтобы обеспечить измерение P и Q одним ваттметром. Ваттметры активной и реактивной мощностей устанавливают на подстанциях, где требуется повседневный контроль за перетоком мощности более 4000 кВ·А по отдельным линиям, на синхронных двигателях, если необходим контроль за их работой, на подстанционных трансформаторах напряжением 110 кВ и выше. На трансформаторах напряжением до 35 кВ, мощностью 6300 кВ·А и более устанавливают только активный ваттметр. Подключают ваттметры через трансформаторы тока и напряжения.

Класс точности щитовых измерительных приборов должен быть не ниже 2,5. Расход электроэнергии измеряется для коммерческого расчета с энергосистемой (расчетный (коммерческий) учет) и контрольного расчета внутри предприятия (технический учет).

Счетчики коммерческого учета устанавливают обычно со стороны высшего напряжения, то есть на вводах от энергосистемы. Рассчитываются за электроэнергию с энергосистемой по одноставочному тарифу (только за потребленную активную энергию по показаниям счетчика) и по двухставочному тарифу (за потребленную активную энергию и за присоединенную мощность или за заявленную нагрузку в часы максимума нагрузки энергосистемы).

В соответствии с действующей тарифной системой требуется еще измерение 30-минутного максимума активной и реактивной нагрузок в часы максимума нагрузки энергосистемы. Для этого применяются специальные счетчики или специальные ваттметры максимальной мощности.

Технический учет организуется внутри предприятия - для контроля за удельными нормами расхода электроэнергии на единицу продукции, учета ее расхода на подсобные нужды, учета реактивной энергии и соблюдения планов электропотребления.

6. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕЛИЧИНЫ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

В нормальном режиме работы по электросети и электрооборудованию протекают токи, допустимые для данной установки. В случае нарушения электрической прочности изоляции проводов в электросети мгновенно возникает режим короткого замыкания, который вызывает резкое увеличение токов, которые достигают огромных размеров и представляют большую опасность для элементов электрической сети и оборудования. Если оборудование недостаточно прочно, то оно может быть разрушено, а перегрев приведет к нарушению изоляции. Поэтому, для правильной эксплуатации электросетей и оборудования производят расчеты возможных аварийных режимов, а электрическую сеть и оборудование выбирают таким образом, чтобы они выдерживали без повреждения действия наибольших возможных токов короткого замыкания.

Расчет токов к.з. может осуществляться двумя методами: в относительных единицах и в именованных единицах. В данном случае мы ведем расчет в относительных единицах. Поэтому необходимо параметры элементов сети привести к базисным условиям. В качестве базисных условий принимают базисную мощность и базисное напряжение.

Расчетный вид КЗ – трехфазное, по которому проверяется электродинамическая устойчивость выключателей, а также термическая устойчивость токоведущих частей электроустановок и аппаратов.

Схема для расчета токов КЗ с указанием расчетных точек приведена на рисунке 4.

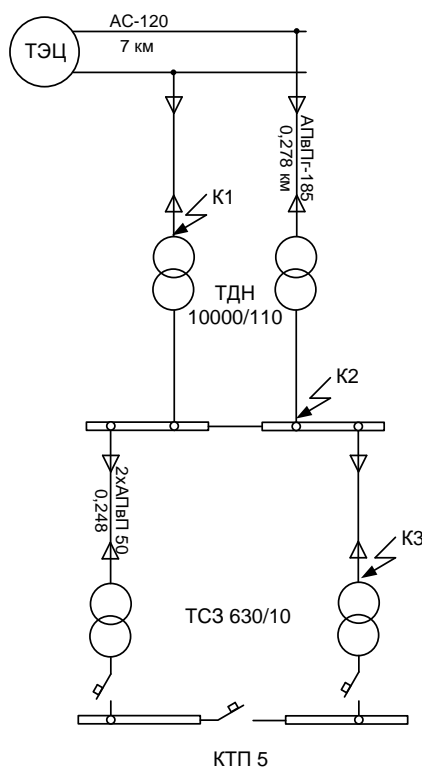


Рисунок 4 – Схема для расчета токов КЗ с указанием расчетных точек

Исходными данными для расчета являются сечение и длина воздушных и кабельных линий, марки трансформаторов и уровень токов трехфазного КЗ на питающих станциях. Сечения и длины линий, тип трансформаторов указаны на рисунке 4. Для питания ГПП используется кабельная линия марки АПВЛГ (А - алюминиевая жила; Пв - изоляция из сшитого полиэтилена; П - оболочка из полиэтилена; г - герметизация металлического экрана водоблокирующими лентами).

Схема замещения для расчета токов КЗ приведена на рисунке 5.

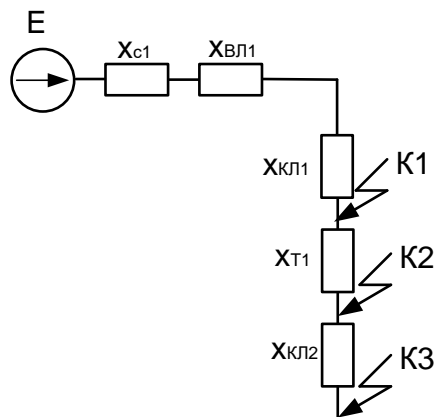


Рисунок 5 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Приводится пример для расчета в точке К1.

Для расчетов принимается базисная мощность, напряжение и вычисляется базисный ток:

$$S_{\text{баз}} = 100 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$U_{\text{баз1}} = 115 \text{ кВ};$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА}. \quad (28)$$

Определяются сопротивления элементов схемы замещения:

ЭДС систем:

$$E = 1 \text{ о.е.};$$

Сопротивления систем:

$$x_{\text{с1}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз1}} \cdot I_{\text{с}}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 18} = 0,028 \text{ о.е.} \quad (29)$$

Сопротивления воздушных линий:

$$x_{\text{ВЛ1}} = L_{\text{ВЛ1}} \cdot x_{\text{уд.ВЛ}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср.ВЛ}}^2} = 7 \cdot 0,4 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,021 \text{ о.е.} \quad (30)$$

$$r_{\text{ВЛ1}} = L_{\text{ВЛ1}} \cdot r_{\text{уд.ВЛ}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср.ВЛ}}^2} = 7 \cdot 0,27 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,014 \text{ о.е.}$$

Сопротивление кабельной линии:

$$x_{\text{КЛ1}} = L_{\text{КЛ1}} \cdot x_{\text{уд.КЛ}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср.КЛ}}^2} = 0,278 \cdot 0,138 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,00029 \text{ о.е.}$$

$$r_{\text{КЛ1}} = L_{\text{КЛ1}} \cdot r_{\text{уд.КЛ}} \cdot \frac{S_{\text{баз}}}{U_{\text{ср.КЛ}}^2} = 0,278 \cdot 0,122 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,00025 \text{ о.е.}$$

Эквивалентруется схема замещения:

$$x_I = x_{cI} + x_{ВЛ1}; \quad (31)$$

$$x_I = 0,028 + 0,021 = 0,049 \text{ о.е.}$$

Ветвь КЛ1 и эквивалентная ветвь соединены последовательно:

$$x_{IS} = x_I + x_{КЛ1} = 0,049 + 0,00091 = 0,0499 \text{ о.е.} \quad (32)$$

Периодическая составляющая тока трехфазного КЗ:

$$I_{n01}^{(3)} = \frac{E_{\Sigma} \cdot I_{\text{баз1}}}{\sqrt{x_{I\Sigma}^2 + r_{КЛ1}^2}} = \frac{1 \cdot 0,502}{\sqrt{0,049^2 + 0,00025^2}} = 10,2 \text{ кА.} \quad (33)$$

Для определения тока однофазного КЗ необходимо определить сопротивления элементов схемы замещения для обратной и нулевой последовательности.

Схема замещения обратной последовательности представлена на рисунке 6.

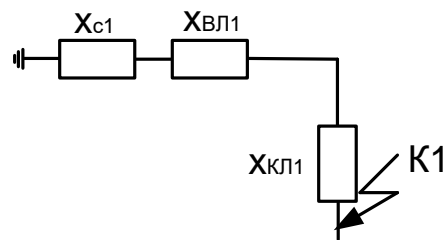


Рисунок 6 – Схема замещения обратной последовательности относительно точки К1

Для обратной последовательности сопротивления элементов схемы замещения равны сопротивлениям прямой последовательности (для расчета токов трехфазного КЗ), следовательно:

$$x_{ISоб.н} = x_{IS} = 0,049 \text{ о.е.}$$

$$r_{1\Sigma 0.n} = r_{KЛ1} = 0,00025 \text{ о.е.}$$

Для нулевой последовательности в данном случае схема замещения будет иметь тот же вид, что и для обратной, сопротивления элементов схемы замещения нулевой последовательности определяются по формулам:

$$x_{c10n} = 1,8 \cdot x_{c1} = 1,8 \cdot 0,028 = 0,05 \text{ о.е.}; \quad (34)$$

Для воздушных линий сопротивление элементов нулевой последовательности зависит от конструктивного исполнения линии.
 $x_{yд.ВЛ0n} = 0,6 \text{ о.е.}$

$$x_{ВЛ10n} = 0,6 \cdot L_{ВЛ1} \cdot \frac{S_{баз}}{U_{cp.ВЛ}^2} = 0,6 \cdot 7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,032 \text{ о.е.} \quad (35)$$

$$x_{KЛ10n} = 0,9 \cdot x_{KЛ1} = 0,9 \cdot 0,00029 = 0,00026 \text{ о.е.} \quad (36)$$

Элементы схемы замещения нулевой последовательности эквивалентизируются аналогично эквивалентированию схемы замещения прямой последовательности:

$$x_{01n} = x_{c10n} + x_{ВЛ10n} = 0,05 + 0,032 = 0,082 \text{ о.е.} \quad (37)$$

$$x_{\Sigma 0n} = x_{01n} + x_{KЛ10n} = 0,082 + 0,00026 = 0,082$$

$$r_{1\Sigma 0.n} = 10 \cdot r_{KЛ1} = 10 \cdot 0,00026 = 0,0026 \text{ о.е.}$$

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K1}^{(1,0)} = \frac{3 \cdot E_{\Sigma} \cdot I_{баз1}}{\sqrt{(x_{1\Sigma} + x_{1\Sigma 0б.n} + x_{1\Sigma 0n})^2 + (r_{1\Sigma} + r_{1\Sigma 0б.n} + r_{1\Sigma 0n})^2}}; \quad (38)$$

$$I_{K1}^{(1,0)} = \frac{3 \cdot 1 \cdot 0,502}{\sqrt{(0,049 + 0,049 + 0,082)^2 + (0,0002 + 0,00026 + 0,0026)^2}} = 8,323 \text{ кА.}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{yд} = \sqrt{2} \cdot I_{n0}^{(3)} \cdot k_{yд}, \quad (39)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент, вычисляется по формуле:

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}, \quad (40)$$

где T_a - время затухания апериодической составляющей тока трехфазного КЗ, вычисляется по формуле:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}}, \quad (41)$$

где x_{Σ} - эквивалентное индуктивное сопротивление сети о.е.;

r_{Σ} - эквивалентное активное сопротивление сети, о.е.;

ω - угловая частота сети, определяется по выражению:

$$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f, \quad (42)$$

где f - частота сети, равная 50 Гц.

$$\omega = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 = 314 \text{ c}^{-1} \quad (43)$$

Эквивалентное активное сопротивление сети определяется по формулам, аналогичным эквивалентному индуктивному сопротивлению.

Для точки К1:

$$r_{S1} = 0,015 \text{ о.е.}$$

$$T_{a1} = \frac{x_{\Sigma 1}}{\omega \cdot r_{\Sigma 1}} = \frac{0,049}{314 \cdot 0,015} = 0,011 \text{ с.} \quad (44)$$

Ударный ток КЗ в точке К1:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot I_{n01}^{(3)} \cdot k_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 10,172 \cdot (1 + e^{-\frac{0,01}{0,011}}) = 20,087 \text{ кА.} \quad (45)$$

Действующее значение ударного тока:

$$I_{y\partial 1} = \frac{i_{y\partial 1}}{\sqrt{2}} = \frac{20,087}{\sqrt{2}} = 14,2 \text{ кА.} \quad (46)$$

Апериодическая составляющая тока трехфазного КЗ:

$$i_{at=0,01} = \sqrt{2} \cdot I_{n01}^{(3)} \cdot e^{-\frac{0,01}{T_{a1}}} = \sqrt{2} \cdot 10,172 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,011}} = 5,7 \text{ кА.}$$

Для расчетов принимается:

$$I_{n1}^{(3)} = I_{n01}^{(3)} = 10,172 \text{ кА;}$$

$$i_{a01} = i_{at=0,01} = 5,7 \text{ кА.}$$

Действующее значение апериодической составляющей:

$$I_{a01} = \frac{i_{a01}}{\sqrt{2}} = \frac{5,7}{\sqrt{2}} = 4,03 \text{ кА.} \quad (47)$$

Для сети 10 кВ (изолированная нейтраль) рассчитывается ток двухфазного КЗ вместо однофазного.

Расчет токов КЗ для точек К2 и К3 представлен в приложении Г. В таблице 8 показаны результаты расчета в точке К2, в таблице 9 – результаты для точки К3.

Таблица 8 – Результаты расчетов токов КЗ в точке К2

$I_{n02}^{(3)}$, кА	2,266
$I_2^{(1,1)}$, кА	1,962
i_{y2} , кА	3,204

Таблица 9 – Результаты расчетов токов КЗ в точке К3

$I_{n03}^{(3)}$, кА	2,198
$I_3^{(1,1)}$, кА	1,904

$i_{y3}, \text{кА}$	3,109
---------------------	-------

7. ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ЛИНИЙ В ПРИНЯТОМ ВАРИАНТЕ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Проверка сечений КЛ 10 кВ на термическую стойкость осуществляется следующим образом:

Определяется термически стойкое к токам КЗ минимально допустимое сечение, мм²:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (48)$$

где $B_{\text{кз}}$ - тепловой импульс, А²·с;

C - температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, значения которого приведены в табл.3.4 [8] и принимается для алюминиевых жил кабеля с полиэтиленовой изоляцией 65 А·с^{1/2}/мм².

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a),$$

где $I_{\text{к}}$ - ток трехфазного короткого замыкания, принимается равным 10.2 кА;

$t_{\text{отк}}$ - время отключения тока короткого замыкания, 0,06 с;

T_a - постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ.

Постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ находится по формуле:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{314 \cdot r_{\Sigma}}, \quad (49)$$

где r_{Σ}, x_{Σ} - суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ, Ом.

Рассмотрим на примере линии ГПП-ТП2-ТП1.

$$x_{\Sigma} = 0.326$$

$$r_{\Sigma} = 3.1$$

$$T_a = \frac{0.326}{314 \cdot 3.1} = 0.00033,$$

$$B_k = 10,2^2(0.06 + 0.00033) = 6.276,$$

$$F_{min} = \frac{\sqrt{6.276}}{65} = 0.038 \text{ мм}^2.$$

Принимаем сечение линии (3x50мм²).

8. ВЫБОР И ПРОВЕРКА ВЫСОКОВОЛЬТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В РУ промышленного предприятия назрела замена устаревших и отработавших свой ресурс, масляных выключателей на более современные их типы.

При анализе существующей системы электроснабжения были выявлены возможности для повышения надежности, качества и эффективности электроснабжения предприятия. В частности, установлено, что выключатели РУ 10 кВ маломасляные типа ВМГ-133. Необходимо произвести замену этих выключателей на вакуумные. Электрическая прочность вакуума значительно выше прочности других сред, применяемых в выключателях, что обеспечивает более высокую эффективность и быстродействие данных выключателей. Также выключатели 110 кВ заменим на элегазовые.

Все РУ предприятия должны надёжно работать в условиях нормальных длительных режимов, а также обладать термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов очень важна проверка соответствия их параметров длительным рабочим и аварийным кратковременным режимам, возникающих при эксплуатации. Кроме этого, следует учитывать внешние условия работы РУ (влажность, загрязнённость воздуха, окружающую температуру и т.д.), так как эти условия могут потребовать оборудования специального исполнения повышенной надёжности.

Основными параметрами оборудования, которые должны соответствовать условиям рабочего (длительного) режима, являются номинальные ток и напряжения.

Проверяют выбранное оборудование, аппараты по токам короткого замыкания:

1. Проверка на электродинамическую стойкость.
2. Проверка на термическую стойкость.

3. Проверка на коммутационную (отключающую) способность.

Термическая стойкость электрических проводников и аппаратов ограничивается предельно допустимой кратковременной температурой частей проводников и аппаратов при коротком замыкании. При проверке аппаратов и токоведущих частей РУ на термическую и динамическую стойкость за расчётный вид короткого замыкания принимают трёхфазное короткое замыкание. На коммутационную способность проверяют коммутационные аппараты. На листе 4 графической части указана Однолинейная схема ГПП ОАО «НССК»

8.1 Выбор выключателей

Выключатели выбираются по номинальному напряжению, длительному току и проверяется по отключающей способности, а также динамической и термической устойчивости к токам короткого замыкания. Для выбранного выключателя указывается тип привода.

Отключающую способность выключателя характеризуют номинальный ток отключения $I_{откл.ном.}$ (приведен в каталогах) и номинальное относительное значение аperiodической составляющей $\beta_{норм.}$.

Высоковольтные выключатели выбираются элегазовые со встроенными трансформаторами тока для удобства эксплуатации, так как они более современны, имеют большую отключающую способность и более надежны и просты в применении. Выключатели 10 кВ – вакуумные, т.к. они имеют хорошие характеристики и более дешевы по сравнению с элегазовыми.

Например, для выбора выключателя на 110 кВ необходимо определить следующие параметры.

Максимальный ток, проходящий через выключатель, в нормальном режиме работы I_{max} :

$$I_{max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А}, \quad (50)$$

К установке принимается выключатель элегазовый типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ-1 со встроенными трансформаторами тока.

Таблица 10 – Технические характеристики выключателя ВЭБ-110

Номинальное напряжение	110 кВ
Номинальный ток сборных шин	2500 А
Номинальный ток отключения	40 кА
Сквозной ток короткого замыкания	102 кА
Расшифровка буквенных обозначений	ВЭ- выключатель элегазовый; Б- баковый;
Тип привода	пружинный

Рассчитывается апериодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя:

$$i_{аном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{норм}}{100} \cdot I_{откл.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 40}{100} \cdot 40 = 22,627 \text{ кА};$$

где $\beta_{норм}$ - номинальное содержание апериодической составляющей, %.

Определяется номинальный ток отключения выключателя:

$$i_{откном} = \sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{норм}}{100}\right) = \sqrt{2} \cdot 40 \cdot \left(1 + \frac{40}{100}\right) = 79,196 \text{ кА}. \quad (51)$$

Определяется значение апериодической составляющей в момент разведения контактов выключателя:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-0,01/T_a} = \sqrt{2} \cdot 10,172 \cdot e^{-0,01/0,011} = 5,7 \text{ кА}, \quad (52)$$

где T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Для проверки на термическую стойкость определяется тепловой импульс, $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$:

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = I_{n0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a) = 10,172^2 \cdot (2,3 + 0,055 + 0,011) = 244,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (53)$$

где I_{n0} - начальное значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания, кА;

$t_{р.з.}$ - время срабатывания резервной релейной защиты, с;

$t_{о.в.}$ - время отключения выключателя.

Определяется номинальный коэффициент термической стойкости:

$$B_{кном} = I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 40^2 \cdot 2 = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad (54)$$

где $I_{тер}$ - ток термической стойкости, приведенный в каталожных данных, кА;

$t_{тер}$ - время термической стойкости, с.

Результаты выбора выключателей 110 кВ сведены в таблицу 11, где указаны каталожные данные выбранного выключателя и условия выбора.

Из таблицы 11 видно, что условия соблюдаются, следовательно, принимается к установке выключатель типа ВЭБ-110-40/2500 УХЛ 1.

Результаты выбора выключателей на 10 кВ приведены в Приложении Д.

Таблица 11 – Выбор выключателя 110 кВ

Справочные данные	Расчётные данные	Условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{ном} = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 52,5 \text{ А}$	$I_{ном} \geq I_{рmax}$
$I_{отк.ном} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,172 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{по}$
$i_{аном} = 22,63 \text{ кА}$	$i_{ат} = 5,7 \text{ кА}$	$i_{а.ном} \geq i_{ат}$
$I_{пр.скв.} = 40 \text{ кА}$	$I_{по} = 10,172 \text{ кА}$	$I_{пр.скв} \geq I_{по}$
$i_{скв} = 102 \text{ кА}$	$i_{уд} = 20,087 \text{ кА}$	$i_{скв} \geq i_{уд}$
$B_{к.ном} = 3200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.} = 244,81 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{к.ном} \geq B_{к.}$

Аналогично выбираются и проверяются остальные выключатели. Их марки указаны на листе 4 графической части.

8.2 Выбор и проверка разъединителей

Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и для создания видимого разрыва цепи в воздухе.

Выбор разъединителей производится также как и выключателей, но не делаются проверки на отключающую способность, т.к. они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током.

Для выбора разъединителей $P1$ определяется максимальный ток, проходящий через разъединитель в нормальном режиме:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.} \quad (55)$$

Сопоставление справочных данных и расчетных и указание условий выбора приведены в таблице 13.

К установке принимаются разъединители РНДЗ-2-110/630.

В перемычку устанавливаются разъединители РНДЗ-1-110/630, выбор которых аналогичен.

Таблица 12– Технические характеристики разъединителя РНДЗ-2-110/630

Номинальное напряжение	110кВ
Номинальный ток сборных шин	630А
Расшифровка буквенных обозначений	<p>Р – разъединитель</p> <p>Н – наружной установки</p> <p>В – внутренней установки</p> <p>Д – двухколонковый</p> <p>З - Наличие заземляющих ножей</p>

Таблица 13 – Выбор разъединителей 110 кВ

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{НОМ}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{расч}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{расч}}$
$I_{\text{НОМ}}=630 \text{ А}$	$I_{\text{рmax}}=52,5 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{рmax}}$
$I_{\text{дин}}=80 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=20,087 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
Главные ножи		
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=3969 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{k}}=244,81 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{T}} \geq B_{\text{k}}$
Заземляющие ножи		
$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{T}}=992,25 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{k}}=244,81 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{\text{T}} \geq B_{\text{k}}$

Аналогично выбираются и проверяются остальные разъединители. Их марки указаны на листе 4 графической части.

8.3 Выбор и проверка трансформаторов тока

Измерительные трансформаторы тока применяют в цепях переменного тока электроустановок при высоких напряжениях, когда непосредственное включение в первичные цепи контрольно-измерительных приборов, реле и приборов автоматики технически невозможно, нерационально или недопустимо по условиям безопасности. Измерительные трансформаторы состоят из сердечника, собранного из листовой или ленточной стали и двух обмоток на нем, первичной и вторичной, с соответствующей изоляцией и несущими или опорными конструкциями в зависимости от вида установки.

Измерительные трансформаторы тока (ИТТ) выбираются по напряжению, по номинальному току первичной цепи, классу точности, соответствующему приборам, подключенным во вторичную цепь ИТТ, номинальной мощности вторичной цепи. Проверяются на динамическую и термическую стойкость при

протекании сквозных токов короткого замыкания. Трансформаторы тока выбираются с двумя вторичными обмотками, одна из которых предназначена для включения электроизмерительных приборов, другая – для приборов защиты. Номинальный ток вторичной обмотки 5 А. Так как сопротивление обмоток приборов, включенных во вторичную цепь трансформаторов тока, невелико, то трансформаторы тока работают в режиме, близком к режиму короткого замыкания. Класс точности трансформаторов тока при включении в них цепи электрических счетчиков должен быть 0,5.

Для выбора трансформаторов тока на отходящее присоединение распределяются приборы, присоединяющиеся ко вторичной обмотке трансформатора тока по фазам А и С, т.к. ТТ устанавливаются в 2 фазы.

Нагрузка вторичных цепей трансформатора тока отходящих присоединений 10 кВ и приборы вторичных цепей приведены в таблице 14.

Таблица 14 - Распределение приборов по фазам на напряжении 10 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А	
		А	С
Амперметр	ЦА1504	4	
Счетчик АЭ и РЭ	Ртутный- 201	1,5	1,5
		1,5	1,5
Итого		7,5	3

Далее расчет ведется по наиболее загруженной фазе – фазе А.

Номинальная нагрузка ТТ:

$$Z_{2\text{дон}} = \frac{S_{2H}}{I_{2H}^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом}, \quad (56)$$

где S_{2H} - номинальная нагрузка вторичной цепи, справочная величина, В·А,

I_{2H} - номинальный ток вторичной цепи, А.

Определяется сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} \cong Z_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2H}^2} = \frac{7,5}{5^2} = 0,3 \text{ Ом}, \quad (57)$$

где $S_{\text{приб}}$ - нагрузка наиболее загруженной фазы (таблица 14).

Сопротивление проводов не должно превышать следующего значения:

$$Z_{\text{пров}} \leq Z_{2\text{дон}} - (\sum Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}}) = 0,4 - (0,3 + 0,05) = 0,05 \text{ Ом}, \quad (58)$$

где $Z_{\text{конт}}$ - сопротивление контактов, при наличии 2-3 приборов принимается равным 0,05. [17]

Минимальное сечение проводов определяется по формуле:

$$S_{\text{min}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}} = \frac{0,019 \cdot 10}{0,21} = 0,9 \text{ мм}^2, \quad (59)$$

где $l_{\text{расч}}$ - расчетная длина соединительных проводов, зависит от класса напряжения и от схемы соединения, для 10 кВ и схемы «полная звезда» принимается равной 10 м.

Принимается сечение проводов 2,5 мм², как минимально допустимое.

Действительное сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{S_{\text{min}}} = \frac{0,019 \cdot 10}{2,5} = 0,076 \text{ Ом}. \quad (60)$$

Расчетное сопротивление вторичной цепи трансформатора тока:

$$Z_{p2} = Z_{\text{приб}} + Z_{\text{конт}} + Z_{\text{пров}} = 0,3 + 0,05 + 0,05 = 0,4 \text{ Ом}. \quad (61)$$

Для обеспечения заданного класса точности должно соблюдаться условие:

$$Z_{2\text{дон}} \geq Z_{p2} \quad (0,4 = 0,4) \quad (62)$$

Осуществляется проверка на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k = I_{ПО}^{(3)} \cdot (t_{откл} + T_a) = 2,266^2 \cdot (1,8 + 0,08 + 0,00061) = 9,65 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (63)$$

Номинальный тепловой импульс:

$$B_{кном} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} = 8,7^2 \cdot 3 = 227,07 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

К установке принимаются трансформаторы тока ТОЛ – 10, с номинальным первичным током 100 А вторичным током 5 А, предназначенный к установке в КРУ. Выбора трансформаторов тока представлены в таблице 15.

Таблица 15 – Выбор трансформаторов тока на отходящее присоединение

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$I_{max} = 86,95 \text{ А}$	$I_{1ном} = 100 \text{ А}$	$I_{1ном} \geq I_{max}$
$Z_{p2} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} = 0,4 \text{ Ом}$	$Z_{2доп} \geq Z_{p2}$
$i_{уд} = 3,204 \text{ кА}$	$i_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{дин}$
	$I_{2ном} = 5 \text{ А}$	

Аналогично выбираются и проверяются остальные трансформаторы тока.

На остальные присоединения 10 кВ принимаются к установке также трансформаторы тока ТОЛ-10.

Нагрузка трансформатора тока 110 кВ приведена в таблице 16.

Таблица 16 – Нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В·А		
		А	В	С
Амперметр	ЦА1504		4	

На напряжении 110 кВ установлены элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока ТВГ-110-0,5 с номинальным первичным током 500 А ,вторичным током 5 А.

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Вводы в аппарат и изоляция первичной обмотки выбираются по напряжению первичной цепи. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Сечения проводов первичной и вторичной цепей трансформаторов напряжения невелики, они зависят от мощности трансформатора, но чаще всего выбираются наименьшими допустимыми по механической прочности. Измерительные трансформаторы как приборы высокого напряжения устанавливаются в закрытых и открытых распределительных устройствах.

Класс точности для питания счетчиков равен 0,5.

Для измерения напряжений и контроля изоляции фаз относительно земли в сетях с малыми токами замыкания на землю (6 и 10 кВ) устанавливают трехобмоточные пятистержневые трансформаторы напряжения типа НАМИ с обязательным заземлением нулевой точки, схема соединения – «открытый треугольник».

Трансформаторы напряжения выбирают по:

- Номинальному напряжению
- Классу точности
- Схеме соединения обмоток
- Конструктивному выполнению

Для проверки на соответствие классу точности составляется таблица нагрузок (таблица 17) и определяется расчетная нагрузка во вторичной цепи

$$S_{2\text{расч}} \cdot$$

Таблица 17 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 10 кВ.

Наименование прибора	Тип Прибора	Мощность одной обмотки. S ВА	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая потребляемая мощность	
						P, кВт	Q, В·А
Вольтметр	ЦП8506/120	4	1	0	1	4	-
Счетчик АЭ	Меркурий-201	1,5	0,38	0,92	8	4,56	11,04
Счетчик РЭ	Меркурий-201	1,5	0,38	0,92	9	5,13	12,42
Ваттметр	ЦП8506/120	3	0,42	0,91	1	1,26	2,73
Варметр	Ц301МЦ	3	0,42	0,91	1	1,26	2,73
Сумма:		13			20	16,21	28,92

Расчетная нагрузка вторичной цепи:

$$S_{расч} = \sqrt{P_{пр}^2 + Q_{пр}^2} = \sqrt{16,21^2 + 28,92^2} = 33,153 \text{ ВА.} \quad (64)$$

Для соблюдения класса точности должно выполняться условие:

$$S_{расч} \leq S_{дон}. \quad (65)$$

Выбор трансформатора напряжения приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Выбор трансформатора напряжения 10 кВ.

Расчетные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} \geq U_{уст}$
$S_{расч} = 33,153 \text{ ВА}$	$S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$	$S_{2ном} \geq S_{расч}$

Аналогично выбираются и проверяются остальные трансформаторы напряжения. Их марки указаны на листе 4 графической части.

К установке примем трансформаторы напряжения НАМИ – 10 – ХЛ1.

8.5 Выбор нелинейных ограничителей перенапряжения (ОПН)

При построении схемы реконструкции, также следует уделить внимание замене разрядников на ОПН. Так как большинство разрядников, находящихся в эксплуатации, выработали свой ресурс и уже не могут обеспечить эффективную защиту электрооборудования от перенапряжений.

В связи с этим на первый план выходит проблема замены их на более надёжные и простые в эксплуатации нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые выпускаются как в фарфоровых, так и в полимерных корпусах. Контроль за ОПН, так же как и за разрядниками, необходимо осуществлять 1 раз в год. Оценка их состояния, производится пофазным сравнением температур нагрева ограничителей одного присоединения. Исправный ОПН по всей высоте не должен иметь локальных нагревов, а температуры между фазами не должны отличаться друг от друга.

На практике, пока не было выявлено ни одного дефектного ограничителя. В результате на напряжение 110 кВ устанавливаются ОПН-У/TEL, основные характеристики которого приведены в таблице 19.

ОПН/TEL предназначены для защиты трансформаторов, электрооборудования распределительных устройств и аппаратов от атмосферных и коммутационных перенапряжений.

Таблица 19 – Технические характеристики ОПН-У-110/126,5/10/1.

Наименование параметров	Паспортные данные
Класс напряжения сети, кВ	110
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	73
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока, кА	100
Пропускная способность не менее, А	450
Длина пути утечки, мм	2800

На шинах ГПП в ячейку с трансформатором напряжения устанавливаем ОПН-КР/TEL 10/12. Основные технические данные ОПН-КР/TEL 10/12 приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Технические характеристики ОПН-КР/TEL 10/12

Наименование параметров	Паспортные данные
Класс напряжения сети, кВ	10
Наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение, кВ	12
Номинальный ток разряда, кА	10
Максимальная амплитуда импульса тока, кА	100
Пропускная способность не менее, А	250
Удельная энергия, кДж/кВ	3,6
Длина пути утечки, мм	205

Благодаря глубокому уровню ограничения перенапряжений, ОПН обеспечивают эффективную защиту оборудования в кабельных сетях и продлевают срок его службы. Они просты и безопасны в эксплуатации, т.к. не требуют частого обслуживания и ремонта и являются взрывобезопасными. Предназначены для защиты электрооборудования распределительных устройств в кабельных сетях напряжением 10 кВ переменного тока с изолированной или резонансно заземленной нейтралью. ОПН КР/TEL применяются для внутренней установки в условиях умеренного и холодного климата при температуре окружающего воздуха от -60°С до +40°С.

8.6 Выбор гибких шин 110 кВ

В распределительных устройствах 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами АС. Сталеалюминевые провода несут в основном механическую нагрузку от собственного веса, гололеда и ветра. Алюминиевые являются только токоведущими.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току) производится по:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \quad (66)$$

Максимальный расчетный ток:

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.} \quad (67)$$

Принимаются провода АС 70 с $I_{\text{доп}} = 270 \text{ А}$.

При больших токах КЗ ($I_{n0}^{(3)} \geq 20 \text{ кА}$) провода в фазах в результате динамического взаимодействия могут настолько сблизиться, что произойдет схлестывание или пробой между фазами. Так как в данном случае $I_{n0}^{(3)} = 10,172 \text{ кА}$ проверка на схлестывание не выполняется.

Провод сечением 70 мм² является минимально возможным по условиям короны, т.е. корона при данном сечении не возникает, поэтому нет необходимости в проверки на коронирование.

Гибкие шины проверяются на термическую устойчивость к токам короткого замыкания.

Минимально допустимое сечение по условию термической устойчивости определяется выражением:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c}, \quad (68)$$

где c для алюминиевых шин равен 88.

$$q_{min} = \frac{\sqrt{6,28}}{88} = 0,028 \text{ мм}^2.$$

Необходимо увеличить сечение до 70 мм²

Таким образом, гибкие шины 110 кВ выполняются проводами марки АС 70/11.

8.7 Выбор жестких шин 10 кВ

Ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины не применяются из-за высокой стоимости. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ из проводников прямоугольного сечения крепится на опорных фарфоровых изоляторах.

Принимается горизонтальное расположение шин, эскиз которого представлен на рисунке 7.

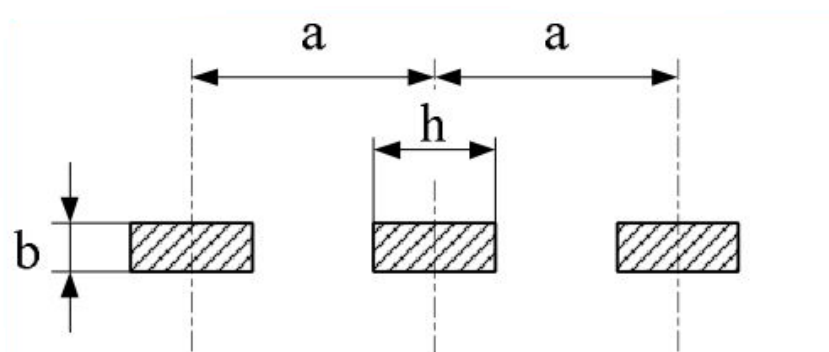


Рисунок 7 – Расположение шин плашмя

Соединение шин по длине обычно осуществляется сваркой. Присоединение алюминиевых шин к медным (латунным) зажимам аппаратов производится с помощью переходных зажимов, предотвращающих образование электролитической пары – медь-алюминий.

Для лучшей теплоотдачи и удобства эксплуатации шины окрашивают при переменном токе: фаза А – желтый, фаза В – в зеленый и фаза С – в красный цвета.

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

Выбор сечения шин производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы, а также режимы в период ремонта и возможность неравномерного распределения токов между секциями шин.

Условие выбора:

$$I_{\max} \leq I_{\text{доп}}, \quad (69)$$

где $I_{\text{доп}}$ - допустимый ток на шины выбранного сечения с учетом поправки при расположении шин плашмя или температуре воздуха ($\theta_{0,\text{ном}} = 25^\circ \text{C}$):

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.ном}} \cdot \sqrt{\frac{\theta_{\text{доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{доп}} - \theta_{0,\text{ном}}}}, \quad (70)$$

$$I_{\max} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,27 \text{ A.}$$

Принимаются шины прямоугольного сечения с размерами 50x5 мм и $I_{\text{доп.ном}} = 630 \text{ A}$.

$$I_{\text{доп}} = 630 \cdot \sqrt{\frac{75 - 15}{75 - 25}} = 690,13 \text{ A.}$$

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

Жесткие шины, укрепленные на изоляторах, представляют собой динамическую колебательную систему, находящуюся под воздействием электродинамических сил. В такой системе возникают колебания, частота которых зависит от массы и жесткости конструкций. Электродинамические силы, возникающие при КЗ имеют составляющие, которые изменяются с

частотой 50 и 100 Гц. Если собственные частоты колебательной системы шины – изоляторы совпадут с этими значениями, то нагрузки на шины и изоляторы возрастут. Если собственные частоты меньше 30 и больше 200 Гц, то механический резонанс не возникает. В большинстве практически применяемых конструкций эти условия соблюдаются, поэтому ПУЭ не требует проверки на электродинамическую стойкость с учетом механических колебаний.

Производится механический расчет жестких шин для проверки на механическую прочность.

Наибольшее удельное усилие при трехфазном КЗ определяется по выражению:

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{i_y^{(3)2}}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (71)$$

где a – расстояние между фазами, $a \gg 2(a + b)$, принимается 0,22 м.

$$f^{(3)} = \sqrt{3} \cdot \frac{3204^2}{0,22} \cdot 10^{-7} = 8,082 \text{ Н/м}. \quad (72)$$

Равномерно распределенная сила $f^{(3)}$ создает изгибающий момент, равный:

$$M = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10}, \quad (73)$$

где l – длина пролета между опорными изоляторами, определяется из выражения:

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{J}{q}} \cdot \frac{173,2}{200}, \quad (74)$$

где q - сечение выбранных шин, 5 см²;

J - момент инерции шин, для шин прямоугольного сечения:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{5 \cdot 0,5^3}{12} = 0,052 \text{ см}^4, \quad (75)$$

где b - ширина шин, см;

h - высота шин, см.

$$l^2 \leq \sqrt{\frac{0,052}{5} \cdot \frac{173,2}{200}} = 0,088 \text{ см}.$$

$$M = \frac{8,082 \cdot 0,088}{10} = 0,071 \text{ Н/м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента:

$$\sigma_{расч} = \frac{M}{W} = \frac{f^{(3)} \cdot l^2}{10 \cdot W}, \quad (76)$$

где W – момент сопротивления шины относительно оси перпендикулярной действию усилия, при горизонтальном расположении шин вычисляется по выражению:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{5 \cdot 0,5^2}{6} = 0,21 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{расч} = \frac{0,071}{0,21} = 0,34 \text{ МПа}.$$

Шины механически прочны, если соблюдается условие:

$$\sigma_{расч} \leq \sigma_{дон}, \quad (77)$$

где $\sigma_{дон}$ – допустимое механическое напряжение в материале шин.

В электроустановках широко применяют пресованные шины (ГОСТ 15176-84) из алюминиевого сплава, закаленные и естественно состаренные АДЗ1Т.

Выбираются шины из сплава марки АДЗ1Т, для которых $\sigma_{доп} = 60$ МПа.

Согласно ПУЭ $\sigma_{доп} \leq 0,7 \cdot \sigma_{разр}$.

Проверка шин на термическую стойкость производится по условию:

$$q_{\min} \leq q, \quad (78)$$

где q_{\min} - минимальное сечение шин из условий термической устойчивости, определяется по выражению:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{c} = \frac{\sqrt{12,015 \cdot 10^6}}{88} = 39,38 \text{ мм}^2. \quad (79)$$

Сечение выбранных шин:

$$q = b \cdot h = 50 \cdot 5 = 250 \text{ мм}^2. \quad (80)$$

Сравнение расчетных и справочных данных для выбора жестких шин приведено в таблице 21.

Таблица 21 – Сопоставление расчётных и каталожных данных шин.

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$I_{\max} = 577,27 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 690,13 \text{ А}$	$I_{\text{дл. доп}} \geq I_{\max}$
$q_{\min} = 39,38 \text{ мм}^2$	$q = 250 \text{ мм}^2$	$q \geq q_{\min}$
$\sigma_{\text{расч}} = 0,34 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 60 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} \geq \sigma_{\text{расч}}$

Таким образом, выбраны жесткие шины из сплава АДЗ1Т размерами 50x5.

8.8 Выбор изоляторов

В распределительных устройствах шины крепятся на опорных и проходных изоляторах.

Выбор опорных изоляторов:

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

по допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$,

где $F_{расч}$ - сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ - допустимая нагрузка на головку изолятора: $F_{доп} = 0,6F_{разр}$;

$F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб.

Принимаются к установке изоляторы внутренней установки ИОР-10-3,75 УХЛ1 с $F_{разр} = 3750 \text{ Н}$.

При вертикальном расположении изоляторов всех фаз расчетная сила $F_{расч}$ определяется по выражению:

$$F_{расч} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l \cdot k_h \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 3204^2 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 10^{-7}}{0,22} = 5,65 \text{ Н}. \quad (81)$$

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

$5,65 \leq 2250$, следовательно, изоляторы выбраны, верно.

Выбор проходных изоляторов:

Проходные изоляторы выбираются по следующим условиям:

По номинальному напряжению $U_{уст} \leq U_{ном}$;

По допустимой нагрузке $F_{расч} \leq F_{доп}$;

По номинальному току $I_{мах} \leq I_{ном}$.

Устанавливаются изоляторы наружно-внутренней установки ИП-10/630-750 УХЛ 1 с параметрами: $I_{ном} = 630 \text{ А}$; $F_{разр} = 750 \text{ Н}$.

Для проходных изоляторов расчетная сила $F_{расч}$ определяется:

$$F_{расч} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot i_y^2 \cdot l \cdot 10^{-7}}{a} = \frac{0,5 \cdot \sqrt{3} \cdot 3204^2 \cdot 0,7 \cdot 10^{-7}}{0,22} = 2,83 \text{ Н}.$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 750 = 450 \text{ Н}.$$

Проверяем: $2,83 \leq 450$.

Условия выбора изоляторов соблюдаются, следовательно, изоляторы выбраны верно.

Таблица 22 – Сопоставление расчётных и каталожных данных.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 10 \text{ В}$	$U_n = 10 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{расч} = 2,83 \text{ Н}$	$F_{доп} = 450 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$
$I_p = 86,95 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n \geq I_p$

8.9 Выбор ячеек КРУ

Распределительные устройства НН ГПП выполнено шкафами КРУ серии К-63.

КРУ серии К-63 предназначены для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты в данном случае 50 Гц напряжением 10 кВ.

К-63 применяются в качестве распределительных устройств 10 кВ для электрических сетей промышленности. Шкафы предназначены для работы внутри помещения.

Ячейки К-63 представляют собой сварную металлическую конструкцию из гнутых стальных профилей, так же каркас ячеек может изготавливаться из оцинкованной стали с применением технологии заклепочных соединений, что

значительно повышает прочность корпуса, улучшает внешний вид и антикоррозийные свойства изделия.

Сопоставление каталожных и расчетных данных для выбора ячеек КРУ приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Сопоставление расчётных и каталожных данных КРУ

Расчётные данные	Справочные данные	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} = U_{ном}$
$I_{max} = 86,95 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{ном} > I_{max}$
$I_{п0} = 2,266 \text{ кА}$	$I_{откл ном} = 20 \text{ кА}$	$I_{откл ном} > I_{п0}$
$I_{уд} = 3,204 \text{ кА}$	$I_{эд} = 51 \text{ кА}$	$I_{эд} > I_{уд}$
$B_k = 12,02 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2\text{с}$	$I_{тер}^2 t_{откл} > B_k$

8.10 Выбор трансформаторов собственных нужд

Состав потребителей собственных нужд (с.н.) подстанций зависит от типа подстанции, мощности трансформаторов, наличия синхронных компенсаторов, типа электрооборудования. Наименьшее количество потребителей с.н. на подстанциях, выполненных по упрощенным схемам, без синхронных компенсаторов, без постоянного дежурства. Это электродвигатели обдува трансформаторов, обогрев приводов QR и QN, шкафов КРУН, а также освещение подстанции.

Наиболее ответственными потребителями с.н. подстанций являются оперативные цепи, система связи, телемеханики, система охлаждения трансформаторов, аварийное освещение, система пожаротушения, электроприемники компрессорной.

Мощность потребителей с.н. невелика, поэтому они присоединяются к сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов.

Мощность ТСН при двух трансформаторах с.н. на подстанции без постоянного дежурства и при одном трансформаторе с.н. принимается из условия - $S_T \geq S_{расч}$;

Предельная мощность каждого трансформатора должна быть не более 630 кВА, при технико-экономическом обосновании допускается применение трансформаторов 1000 кВА с $u_k = 8\%$.

Два трансформатора с.н. устанавливаются на всех двухтрансформаторных подстанциях 35-750 кВ.

На подстанциях с постоянным оперативным током трансформаторы с.н. Т1 и Т2 присоединяются к шинам 10 кВ.

На проектируемой подстанции к нагрузке с.н. относятся следующие мероприятия по нормальному функционированию и эксплуатации оборудования и обеспечению допустимых условий нахождения персонала на подстанции:

подогрев ВЭБ – 110- 40/2500 УХЛ 1 – 14,3 кВт х 2;

подогрев КРУ – 50 кВт;

освещение, отопление, вентиляция ЗРУ – 60 кВт;

освещение ОРУ 110 кВ – 25 кВт;

зарядные устройства аккумуляторных батарей – 40 кВт;

система пожаротушения – 25 кВт.

У всех данных видов нагрузки коэффициент реактивной мощности равен 1, поэтому расчетная суммарная мощность ТСН определится по выражению:

$$S_{расч} = \sum \kappa_{ci} \cdot P_{с.н.i}, \quad (82)$$

где κ_{ci} - коэффициент спроса нагрузки с.н.;

$P_{с.н.i}$ - нагрузка с.н. подстанции.

$$S_{расч} = 14,3 \cdot 2 + 50 + 0,6 \cdot 60 + 0,5 \cdot 25 + 0,12 \cdot 40 + 25 = 156,9 \text{ кВА} \quad (83)$$

Определяется мощность ТСН по формуле:

$$S_{ТСНрасч} = \frac{S_{расч}}{N_{ТСНрасч} \cdot k_3}, \quad (84)$$

где $N_{ТСН}$ - число трансформаторов с.н., из приведенных выше условий принимается равным 2.

$$S_{ТСНрасч} = \frac{156,9}{2 \cdot 0,7} = 112,071 \text{ кВА.}$$

Принимается трансформатор ТМ 100/10. Выбранные трансформаторы проверяются на коэффициент загрузки:

$$k_3 = \frac{S_{расч}}{2 \cdot S_{ном}} = \frac{112,071}{2 \cdot 100} = 0,56 \quad (85)$$

На ГПП приняты к установке 2 ТСН марки ТМ 100/10.

9. АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ УЧАСТКА СЕТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Под надежностью системы электроснабжения понимается ее свойство сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, ремонта, хранения и транспортировки.

Работоспособное состояние – это такое состояние системы, при котором она способна выполнять все или часть заданных функций в полном объеме или частично. Состояние называется полностью работоспособным, если все заданные функции выполняются полностью. Если ни одна из функций не выполняется, то имеет место неработоспособное состояние.

Отказом называется событие, заключающееся в нарушении работоспособности, т.е. переходе объекта с одного уровня работоспособности или функционирования на другой, более низкий или полностью неработоспособное состояние.

Вероятность безотказной работы ($p(t)$) – вероятность того, что в пределах заданной наработки (t) отказа не произойдет при заданных условиях работы.

Вероятность отказа ($q(t)$) – противоположной событие безотказной работе.

Время безотказной работы (T_p) – случайная величина, которая характеризует среднее время безотказной работы, определяется по формуле:

$$T_p = 0,105 \cdot \frac{1}{\lambda}, \quad (86)$$

где λ - интенсивность отказа.

При внезапных отказах и нормальных условиях работы:

$$\lambda = \omega, \quad (87)$$

где ω - параметр потока отказов, справочная величина.

Время восстановления – отношение суммарного время аварийного ремонта всех элементов к числу рассматриваемых элементов, вышедших из строя.

Расчет ведется в период нормальной эксплуатации при наличии системы диагностики и ремонтов оборудования, что обуславливает наличие только внезапных отказов.

Участок сети электроснабжения ГПП-КТП 8, показан на рисунке 8.

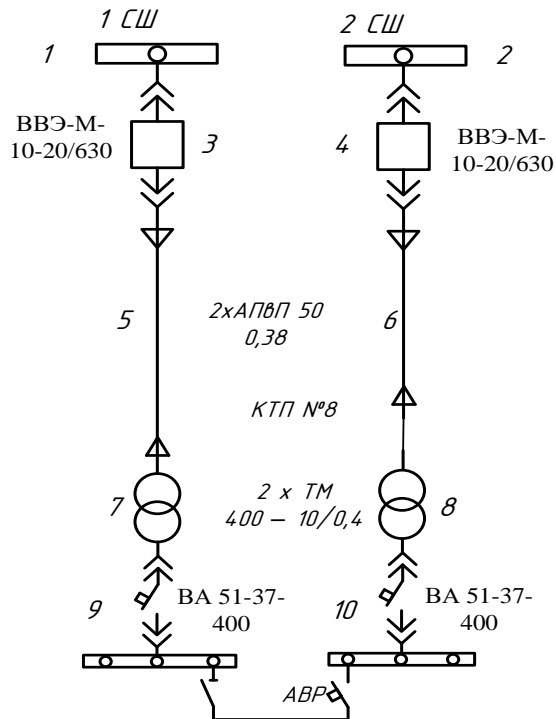


Рисунок 8 – Участок сети электроснабжения ГПП-КТП 8

Показатели надежности элементов сети электроснабжения представлены в таблице 24.

Таблица 24 – Показатели надежности элементов

Элемент	Параметр потока отказов, ω (1/год·км)	Среднее время восстановления, t_B^- , ч	Средняя частота капитальных ремонтов ω_{nl}^{kan} , 1/год	Средняя прод-ть капитального ремонта, t , ч
1	2	3	4	5
Секция шин 10 кВ	0,03	5	0,166	5
Выключатель 10 кВ	0,01	11	0,2	24
Кабельная линия 10 кВ	0,075	16	1	2
Трансформатор 10/04 кВ	0,016	50	0,166	150
Автомат 0,4 кВ	0,02	4	0,33	10
Кабельная линия 0,4 кВ	0,02	4	0,33	10
Токовая отсечка	0,00194	0,25		

Дифференциальная защита шин	0,00136	0,25		
Газовая защита трансформатора	0,000087	0,25		

Для выключателей и автоматов:

- вероятность отказа на коммутационную операцию - $a_{он} = 0,002$ о.е.;
- вероятность отказа при отключении короткого замыкания - $a_{аem} = 0,027$ о.е.

Время оперативных переключения принимаем $T_{o.n.} = 1,5$ ч.

Для расчета надежности составляется схема замещения, представленная на рисунке 9, при этом учитывается, что системой из последовательно соединенных элементов является такая система, отказ одного элемента в которой вызывает отказ всей системы, но не меняет надежности другой системы. Структурой с параллельным соединением элементов считается система из n элементов, если для нормальной работы нужно r элементов, а $m - r$ считаются резервными. Отказ наступает при выходе из m элементов, т.е. пока число резервирующих элементов превышает число отказавших, система не отказывает.

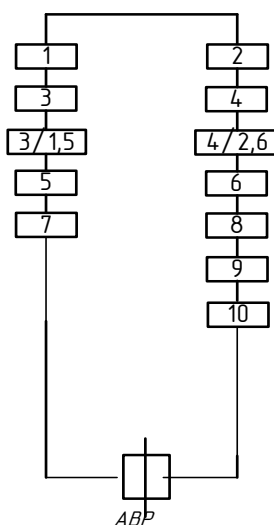


Рисунок 9 - Схема замещения для расчета надежности

Внезапный отказ – отказ, возникающий вследствие внешних случайных воздействий в случайный момент времени, которое нельзя предсказать заранее, т.е. внезапные отказы не связаны с внутренним состоянием объекта.

Выключатели в схему замещения вводятся со смежными элементами (например, на рисунке 10 – выключатель 4 имеет смежные элементы 2 и 6). Выключатели могут отказать в статическом состоянии, при оперативных переключениях и при автоматическом отключении поврежденного элемента. Для формирования модели выключателя в справочных данных приводится частота отказов в двух последних случаях.

Параметр потока отказа выключателя:

$$\omega_{\epsilon} = \omega_{cm} + a_{авт} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \sum_{i=1}^n \omega_{cmi} \cdot \sum_{j=1}^m \omega_{p.з.j} + a_{o.n.} \cdot N_{o.n.}, \quad (88)$$

где ω_{cm} - средняя частота отказов в статическом состоянии;

$a_{авт}$ - относительная частота отказа при автоматическом отключении поврежденного смежного элемента;

a - показатель наличия АПВ (равен 0, т.к. нет АПВ);

$K_{АПВ}$ - относительная частота неустойчивых действий АПВ;

$\sum_{i=1}^n \omega_{cmi}$ - сумма средних частот отказа смежных с выключателем элементов;

$\sum_{j=1}^m \omega_{p.з.j}$ - средняя частота отказов основных релейных защит, действующих на

выключатель;

$a_{o.n.}$ - число оперативных переключений;

$N_{o.n.}$ - число оперативных переключений в год.

Вероятность отказа выключателя:

$$q_{\epsilon} = \omega_{cm} \cdot t_{\epsilon} + a_{авт} \cdot (1 + a \cdot K_{АПВ}) \cdot \sum_{i=1}^n (\omega_{cmi} \cdot t_{\epsilon i}) \cdot \sum_{j=1}^m (\omega_{p.з.j} \cdot t_{p.з.j}) + a_{o.n.} \cdot N_{o.n.} \cdot T_{o.n.}, \quad (89)$$

где t_g - среднее время восстановления выключателя (автомата), ч;

t_{cmi} - среднее время восстановления смежных элементов, ч;

$t_{p.z.j}$ - время шунтирования выключателей (автоматов) релейной защитой, ч;

$T_{o.n.}$ - длительность оперативных переключений.

При эквивалентировании схемы замещения находятся эквивалентные параметры потока отказа и вероятности отказа по формулам:

- для последовательно соединенных элементов:

$$\omega_{эkv} = \sum_{i=1}^n \omega_i + \omega_{np.naиб.}, \quad (90)$$

где $\omega_{np.naиб.}$ - параметр потока отказа преднамеренно отключенного элемента, наибольший по времени $t_{np.naиб.}$.

$$q_{эkv} = \sum_{i=1}^n q_i + q_{np.naиб.}, \quad (91)$$

где $q_{np.naиб.}$ - вероятность преднамеренного отключения элемента, определяется по формуле:

$$q_{np.naиб.} = \omega_{np.naиб.} \cdot t_{np.naиб.}, \quad (92)$$

где $t_{np.naиб.}$ - наибольшее время капитального ремонта элемента, ч.

- для параллельно соединенных элементов:

$$\omega_{эkv} = \omega_{эkv1} \cdot \omega_{эkv2} \cdot t_{в.эkv2} + (\omega_{эkv1} - \omega_{np.naиб.1}) \cdot \omega_{np.naиб.2} \cdot t_{np.naиб2} + \omega_{эkv2} \cdot \omega_{эkv1} \cdot t_{в.эkv1} + (\omega_{эkv2} - \omega_{np.naиб.2}) \cdot \omega_{np.naиб.1} \cdot t_{np.naиб1}; \quad (93)$$

$$q_{эkv1} = q_1 \cdot q_2 + k_{np1} q_{np.naиб.1} \cdot q_2 + k_{np2} q_{np.naиб.2} \cdot q_1, \quad (94)$$

где k_{npi} - коэффициент преднамеренных отключений эквивалентной цепи, определяется по формуле:

$$k_{np.i} = 1 - e^{-t_{np.наиб.i}/t_{ej}} . \quad (95)$$

Для эквивалентных ветвей определяется время восстановления:

$$t_{в.экв.} = \frac{Q_{экв}}{\omega_{экв} - \omega_{np.наиб.}} . \quad (96)$$

АВР при вводе резерва кабельной линии 0,4 кВ учитывается по формуле полной вероятности:

$$q_c = q(S / A_1 A_2) p(A_1) p(A_2) + q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2) q(A_1) p(A_2) + \\ + q(S / A_1 \bar{A}_2) p(A_1) q(A_2) + q(S / \bar{A}_1 A_2) q(A_1) q(A_2) , \quad (97)$$

где $q(S / A_1 A_2)$ - условная вероятность отказа системы при отсутствии отказа аппаратуры, определяется из расчета надежности системы;

$q(S / \bar{A}_1 \bar{A}_2)$ - условная вероятность отказа системы при отказе в отключении отказавшего элемента, равна 0,5 для 2 питающих линиях;

$q(S / A_1 \bar{A}_2)$ - условная вероятность отказа системы при отказе во включении резервного элемента, равна 0,5;

$q(S / \bar{A}_1 A_2)$ - условная вероятность отказа системы при совпадении в отключении поврежденного элемента и во включении резервного элемента, равна 0,5;

$p(A_1)$ - вероятность отсутствия отказа в отключении;

$p(A_2)$ - вероятность отсутствия отказа во включении.

Событие A_1 - выключатель и соответствующая РЗ, действующая на него;

A_2 - секционный выключатель и АВР в рабочем состоянии.

Коэффициент готовности ($K_r(t)$)- вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, определяется по выражению:

$$K_r(t) = \frac{1}{1 + \frac{t_B}{T_p}}, \quad (98)$$

где t_B - время восстановления системы, ч;

T_p - время работы системы, ч.

Расчет надежности участка сети электроснабжения ГПП-КТП 8 показан в Приложении Е, его результаты сведены в таблицу 25.

Таблица 25 – Результаты расчета надежности участка сети электроснабжения ГПП-КТП 8

Вероятность отказа без учета АВР	$1,39141 \cdot 10^{-5}$
Вероятность безотказной работы	0,99999
Вероятность отказа с учетом АВР	$1,50687 \cdot 10^{-3}$
Вероятность безотказной работы с учетом АВР	0,99849
Время восстановления, ч	24,126
Время работы, г	20,784
Коэффициент готовности	0,99987

Из анализа результатов расчета надежности видно, что сеть является надёжной.

10.МОЛНИЕЗАЩИТА И ЗАЗЕМЛЕНИЕ

10.1 Молниезащита ГПП

Для расчетов выбирается зона защиты А. Для защиты данной подстанции принимается система из 4 стержневых молниеотводов одинаковой высоты $h=17$ м, 2 из которых установлены на линейных порталах и 2 отдельно стоящих. Необходимо рассчитать зоны защиты между молниеотводами 1 и 2, 1 и 3, 3 и 4 и для проверки действия системы молниеотводов как системы 1 и 4.

Самое высокое из защищаемых сооружений – портал, высотой $h_x = 11$ м.

Так как $h = 17 < 150$ м, используются следующие формулы для определения внешней зоны защиты:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot h, \quad (99)$$

где $h_{эф}$ - эффективная высота молниеотвода, м;

h - принятая высота молниеотвода, м.

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot h)h, \quad (100)$$

где r_0 - радиус зоны защиты на уровне земли, м.

$$r_x = \left(1 - \frac{h_x}{h_{эф}} \right) r_0, \quad (101)$$

где h_x - высота защищаемого объекта, м;

r_x - радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта, м.

Так как во всех расчетных случаях соблюдается условие:

$$h < L \leq 2h, \quad (102)$$

где L - расстояние между молниеотводами в метрах, то для определения внутренней зоны защиты пользуются следующими формулами:

$$h_{cx} = h_{эф} - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot h)(L - h), \quad (103)$$

где h_{cx} - наименьшая высота внутренней зоны защиты, м.

$$r_{c0} = r_0, \quad (104)$$

где r_{c0} - половина ширины внутренней зоны на уровне земли, м.

$$r_{cx} = \left(\frac{h_{cx} - h_x}{h_{cx}} \right) r_{c0}, \quad (105)$$

где r_{cx} - половина ширины внутренней зоны на уровне высоты защищаемого объекта, м.

Например, для молниеотводов 1 и 2, $L = 18,5$ м:

$$h_{эф} = 0,85 \cdot 17 = 14,45 \text{ м};$$

$$r_0 = (1,1 - 0,002 \cdot 17) \cdot 17 = 18,122 \text{ м};$$

$$r_x = \left(1 - \frac{11}{14,45} \right) \cdot 18,122 = 4,327 \text{ м}.$$

Так как $17 < 18,5 \leq 34$:

$$h_{cx} = 14,45 - (0,17 + 3 \cdot 10^{-4} \cdot 17)(18,5 - 17) = 14,187 \text{ м};$$

$$r_{c0} = 18,122 \text{ м};$$

$$r_{cx} = \left(\frac{14,187 - 11}{14,187} \right) 18,122 = 4,071 \text{ м}.$$

Результаты расчета зоны защиты остальных молниеотводов приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Результаты расчета зоны защиты молниеотводов

Молниеотводы	L , м	$h_{эф}$, м	r_0 , м	r_x , м	h_{cx} , м	r_{c0} , м	r_{cx} , м
1 и 3	25,4	14,45	18,122	4,327	12,979	18,122	2,763
3 и 4	20,4	14,45	18,122	4,327	13,855	18,122	3,734
1 и 4	32,2	14,45	18,122	4,327	11,788	18,122	1,212

Внутренняя зона защиты молниеотводов показана на рисунке 10.

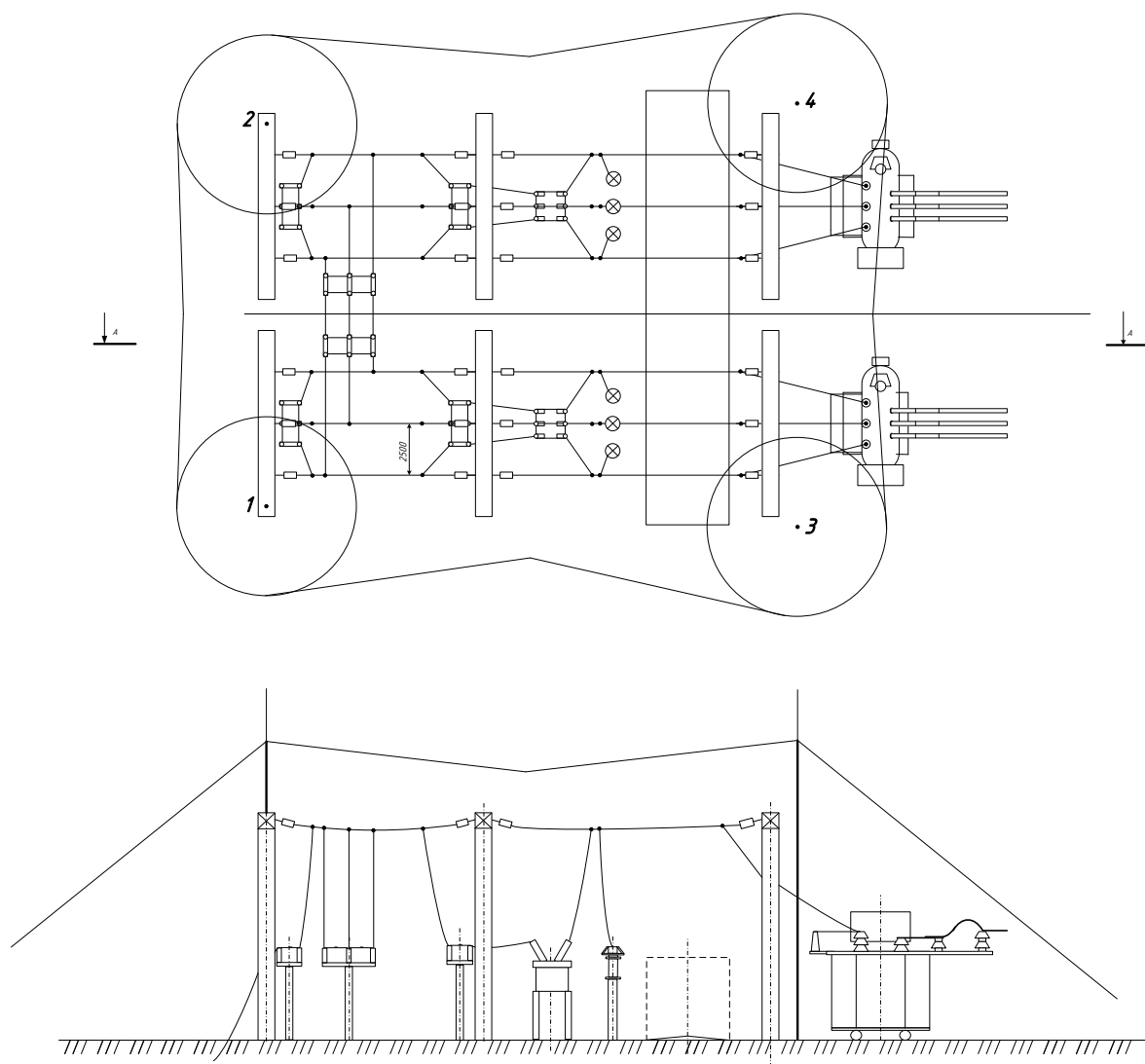


Рисунок 10 – Внутренняя зона защиты молниеотводов

10.2 Расчет заземления ГПП

Контур сетки заземления выполняется с выходом за границы оборудования на 1,5 м для того, чтобы человек не попал в зону с наличием потенциала

электрического поля. Рассчитываемое ОРУ имеет размеры А х В. Для 110 кВ:
А=25 м, В=20 м.

Площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 3)(B + 3) = (25 + 3)(20 + 3) = 644 \text{ м}^2. \quad (106)$$

Для горизонтальных проводников сетки выполненных в виде прутков по условиям механической прочности выбираем диаметр $d_r=30$ мм.

Производится проверка выбранного прута:

по условиям механической прочности:

$$F_{м.п.} = \pi \cdot r^2 = 3,14 \cdot 15^2 = 706,5 \text{ Н}. \quad (107)$$

по термической стойкости:

$$F_{м.с.} = \sqrt{\frac{I_{к.з.}^2 \cdot t_{отк}}{400 \cdot \beta}} = \sqrt{\frac{(10172)^2 \cdot 2,355}{400 \cdot 21}} = 170,32 \text{ Н}, \quad (108)$$

где β - коэффициент термической стойкости, для стали равен 21.

коррозийная стойкость:

$$S_{cp} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k, \quad (109)$$

где a_k, b_k, c_k, α_k - коэффициенты аппроксимации, зависят от коррозионной стойкости грунта, для грунта с весьма высокой коррозионной активностью:
 $a_k = 0,0118, b_k = 0,035, c_k = -0,0612, \alpha_k = 0,148, T = 20 \text{ лет} = 240 \text{ мес}$ - время использования заземлителя.

$$S_{cp} = 0,0118 \cdot \ln^3 240 + 0,035 \cdot \ln^2 240 + 0,0612 \cdot \ln 240 + 0,148 = 2,807 \text{ м}^2.$$

$$F_{кор.ст.} = \pi \cdot S_{cp} (d + S_{cp}) = 3,14 \cdot 2,807 (30 + 2,807) = 289,16 \text{ Н}. \quad (110)$$

По приведенным параметрам сечение горизонтальных проводов должно удовлетворять условию:

$$706,5 \geq F_{\text{мин.}} = 170,32 + 289,16 = 459,5. \quad (111)$$

Принимается расстояние между полосами сетки: $l_{n-n} = 6 \text{ м.}$

Общая длина полос в сетке:

$$\begin{aligned} L_{\Gamma} &= \frac{A+3}{l_{n-n}} \cdot (B+3) + \frac{B+3}{l_{n-n}} \cdot (A+3) = \frac{28}{6} \cdot 23 + \frac{23}{6} \cdot 28 = \\ &= 107,3 + 107,3 = 215 \text{ м} \end{aligned} \quad (112)$$

Число горизонтальных полос по длине:

$$n_{\Gamma}(A) = \frac{A+3}{l_{n-n}} = \frac{28}{6} = 5 \quad (113)$$

$$n_{\Gamma}(B) = \frac{B+3}{l_{n-n}} = \frac{23}{6} = 4 \quad (114)$$

Общее число горизонтальных полос:

$$n_{\Gamma} = n_{\Gamma}(A) + n_{\Gamma}(B) = 5 + 4 = 9. \quad (115)$$

Уточняется длина горизонтальных полос при представлении площади ПС квадратичной моделью со стороной \sqrt{S} .

В этом случае число ячеек m :

$$m = \frac{L_{\Gamma}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1 = \frac{215}{2 \cdot \sqrt{644}} - 1 = 3. \quad (116)$$

Длина стороны ячейки \sqrt{S} / m :

$$\sqrt{S} / m = \sqrt{644} / 3 = 8,5 \text{ м.} \quad (117)$$

Длина горизонтальных полос в расчетах горизонтальной модели:

$$L = 2\sqrt{S}(m+1) = 2\sqrt{644}(3+1) = 203 \text{ м.} \quad (118)$$

Принимается расстояние между вертикальными электродами $a = 2l_{n-n} = 2 \cdot 6 = 12 \text{ м}$.

Количество вертикальных электродов:

$$n_B = \frac{4\sqrt{S}}{a} = \frac{4 \cdot \sqrt{644}}{12} = 8 \text{ шт.} \quad (119)$$

Принимается длина вертикальных электродов $l_e = 5 \text{ м}$.

Сеть заземления для ГПП показана на рисунке 11.

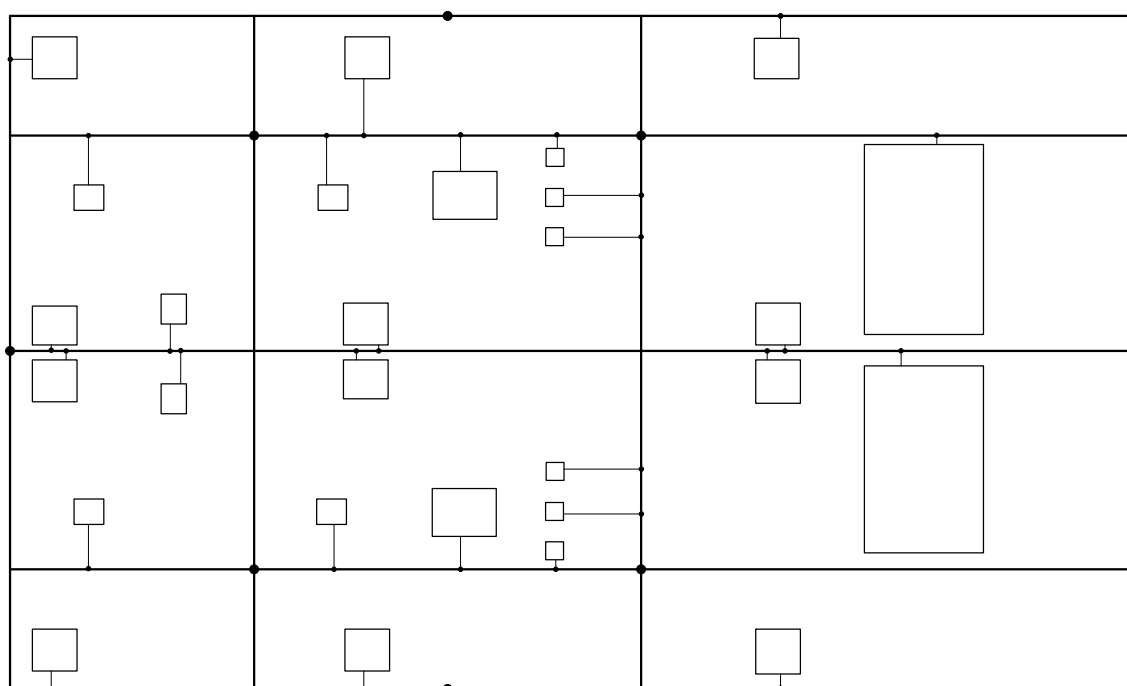


Рисунок 11 – Сеть заземления ГПП

Расчет импульсного сопротивления заземлителя приведен в Приложении Ж.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

11.1 Выбор системы оперативного тока

Совокупность источников питания, кабельных линий, шин питания переключающих устройств и других элементов оперативных цепей составляет систему оперативного тока данной электроустановки.

К системе оперативного тока предъявляются требования высокой надежности при КЗ и других аномальных режимах в цепях главного тока.

Постоянный оперативный ток применяется на подстанциях 110-220 кВ со сборными шинами этих напряжений.

В качестве источника постоянного оперативного тока для подстанций используются аккумуляторные батареи типа СК на напряжение, как правило, 220 В, работающие в режиме постоянного подзаряда.

11.2 Выбор аккумуляторных батарей

Аккумуляторная батарея должна быть выбрана так, чтобы она совместно с кабелями, питающими цепи включения приводов выключателей, и зарядно-подзарядными устройствами обеспечивала надежное и экономичное питание потребителей постоянного тока во всех возможных режимах работы.

Различают три группы потребителей постоянного оперативного тока:

1) Потребители, включенные длительно (реле контроля, повторители и другие реле, постоянно обтекаемые током);

2) Потребители, подключаемые кратковременно в режиме аварийного разряда тока на время 0,5 – 1,5 ч (лампы аварийного освещения, электродвигатель агрегата резервного питания устройств связи и телемеханики и т.п.). Для подстанций 110 кВ нагрузка в режиме аварийного разряда находится в пределах 20-80 А.

3) Потребители, подключаемые кратковременно (до 1 с), например электромагнитные приводы выключателей.

Аккумуляторные батареи выбираются по необходимой емкости, уровню напряжения в аварийном режиме и схеме присоединения к шинам.

Аккумуляторные батареи эксплуатируются в режиме постоянного подзаряда по схеме с элементным коммутатором.

Напряжение при этом на элементе в начале разряда составляет 2,15 В, а допустимое напряжение в конце полного разряда в получасовом режиме принимается равным 1,75 В.

По данным научного – исследовательского аккумуляторного института токи разряда в указанном получасовом режиме принимаются: для разряда при начальной температуре электролита 10⁰ С – 21 А, при 25⁰ С – 25А.

Выбор аккумуляторной батареи представлен в приложении 3.

В результате выбора принимается аккумуляторная батарея СК-4.

11.3 Релейная защита элементов сети электроснабжения

Устройства релейной защиты и автоматики выбираются в соответствии с правилами устройства электроустановок (ПУЭ) и руководящими указаниями по релейной защите.

11.3.1 Релейная защита трансформаторов ГПП ТДН 10000/110.

Для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

многофазных замыканий в обмотках и на выводах;

витковых замыканий в обмотках;

однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;

токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;

токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;

понижения уровня масла;

однофазных замыканий на землю в сетях 3-10 кВ с изолированной нейтралью, если трансформатор питает сеть, в которой отключение однофазных замыканий на землю необходимо по требованиям безопасности.

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений должны быть предусмотрена продольная дифференциальная токовая защита без выдержки времени. В качестве защиты от токов в

обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ должна быть предусмотрена максимальная токовая защита с комбинированным пуском напряжения или без него. От повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла предусматривается газовая защита. Она должна действовать на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Для защиты принимаются блоки микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-ТД-03-20-11 [3], предназначенный для выполнения функций основной быстродействующей защиты, автоматики выключателя высокого напряжения (ВН), управления, измерения и сигнализации двухобмоточных трансформаторов с напряжением ВН до 220 кВ, и БМРЗ-ТР-04-40-12 [4], предназначенный для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации трансформатора 110/10 кВ. На листе 6 графической части указана Релейная защита трансформатора 110/10 на базе блоков БМРЗ-ТД-03-20-11 и БМРЗ-ТР-04-40-12.

Продольная дифференциальная токовая защита:

Расчет уставок защиты [3] проводится в относительных единицах (о.е.). За базисное значение принимается номинальный ток стороны высокого напряжения (ВН) силового трансформатора.

$$I_{\text{баз}} = \frac{\sqrt{P_{\text{рВН}}^2 + Q_{\text{рВН}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.} \quad (120)$$

Для выбора номинального тока преобразователя измерительного тока (ПИТ) на стороне ВН и низкого напряжения (НН) необходимо определить входной расчетный ток по выражению:

$$I_{\text{вх.расч.}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot k_I}, \quad (121)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение стороны ВН или НН при нейтральном положении РПН трансформатора, кВ;

k_I - коэффициент трансформации трансформаторов тока со стороны ВН или НН, определяется по выражению:

$$k_I = \frac{I_1}{I_2}, \quad (122)$$

где I_1 - номинальный первичный ток трансформатора тока, А;

I_2 - номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, А.

Коэффициент трансформации трансформатора тока со стороны ВН трансформатора:

$$k_{IBH} = \frac{500}{5} = 100;$$

$$k_{ИНН} = \frac{600}{5} = 120.$$

$$I_{вх.расч.ВН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 100} = 0,5 \text{ А.}$$

$$I_{вх.расч.НН} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 120} = 4,58 \text{ А.}$$

Для стороны ВН принимается $I_{пит.ВН} = 5 \text{ А}$; на низкой стороне $I_{пит.НН} = 1 \text{ А}$.

Относительное значение начального дифференциального тока срабатывания определяется по выражению:

$$I_{дзт.нач.} = 0,5 \cdot k_{отс.} \cdot (\varepsilon + U_{рег} + F_{выр}), \quad (123)$$

где $k_{отс.}$ - коэффициент отстройки, равен 1,3;

ε - относительная погрешность первичного трансформатора тока в установившемся режиме, равна 0,1;

$U_{рег}$ - при автоматическом выравнивании токов цепей циркуляции с учетом реального коэффициента трансформации по текущему положению РПН, равен 0,1;

$F_{выр}$ - относительное значение погрешности выравнивания токов плеч, равно 0,03.

Коэффициент 0,5 учитывает, что тормозная характеристика имеет первый излом при значении тормозного тока, равном $0,5 \cdot I_{ном}$.

$$I_{дзт.нач.} = 0,5 \cdot 1,3 \cdot (0,1 + 0,1 + 0,03) = 0,149 \text{ о.е.}$$

Тормозная характеристика включает три участка. Тормозная характеристика для БМРЗ-ТД-03-20-11 приведена в о.е., приведенных к номинальному току стороны ВН силового трансформатора, изображена на рисунке 12. Угол наклона характеристики на первом участке равен нулю, на втором и третьем участках задается коэффициентами $k_{торм.2}$ и $k_{торм.3}$.

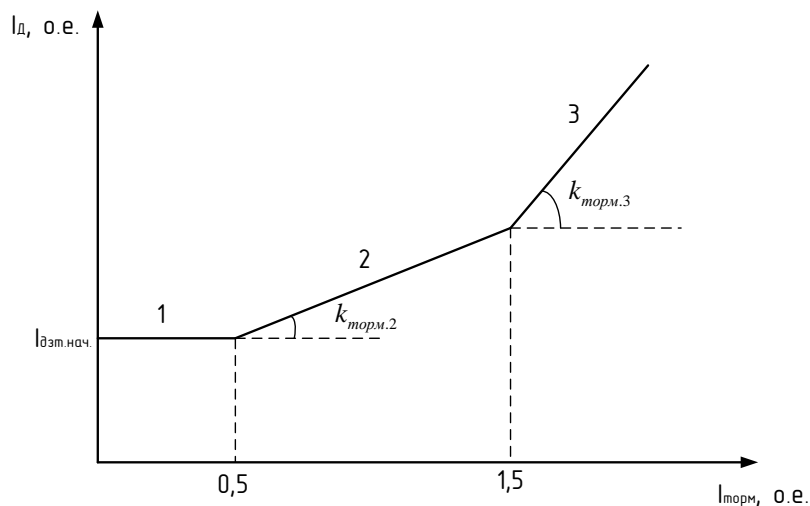


Рисунок 12 - Тормозная характеристика ДЗТ

Расчет коэффициента торможения на втором участке проводится исходя из отстройки от тока небаланса. Расчет относительного значения тока небаланса выполняется по выражению:

$$I_{нб.расч.} = k_{пер.} \cdot \varepsilon + U_{рег} + F_{выр}, \quad (124)$$

где $k_{пер.}$ - коэффициент, учитывающий возрастание погрешности трансформаторов тока в переходном режиме, равен 1,8.

$$I_{нб.расч.} = 1,8 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,03 = 0,31 \text{ о.е.}$$

Коэффициент торможения определяется по выражению:

$$k_{торм.2} = 1,5 \cdot k_{отс.} \cdot I_{нб.расч.} - I_{дзм.нач.}, \quad (125)$$

где $k_{отс.}$ - коэффициент отстройки, равен 1,3.

Коэффициент 1,5 учитывает положение второй точки излома характеристики торможения при значении тормозного тока, равном $1,5 \cdot I_{ном.}$

$$k_{торм.2} = 1,5 \cdot 1,3 \cdot 0,31 - 0,149 = 0,455.$$

Коэффициент торможения на третьем участке выбирается с учетом того, что при больших кратностях токов внешних КЗ наблюдается значительное искажение формы кривой токов небаланса. Для трансформаторов мощность 25 МВ·А и менее следует принять $k_{торм.3} = 0,7$. [3]

Основным режимом, определяющим значение коэффициента информационного параметра блокировки, является режим отстройки от броска тока намагничивания силового трансформатора при его включении на холостой ход. Для защит трансформаторов распределительных сетей принимается значение $k_{инб} = 0,38$

Поскольку $I_{дзм.нач.}$ меньше 0,5 о.е. и тормозная характеристика имеет горизонтальный участок до тока торможения, равного 0,5 о.е., то для дифференциальных защит двухобмоточных трансформаторов всегда получается $k_{\chi} > 2$ с большим запасом и проводить проверку чувствительности не обязательно.

Максимальная токовая защита:

Первичный ток срабатывания защиты определяется по условию отстройки от тока в месте её установки при самозапуске двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{C3} = \frac{k_{омс} \cdot k_{зан}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (126)$$

где $k_{омс}$ - коэффициент отстройки, учитывающий необходимый запас, равен 1,2;

$k_{зан}$ - коэффициент, учитывающий увеличение тока в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки, зависит от удалённости, процентного содержания в нагрузке и порядка отключения двигателей, равен 1;

k_{ϵ} - коэффициент возврата по току, равен 0,97;

$I_{раб.макс}$ - первичное значение максимального рабочего тока в месте установки защиты;

$$I_{раб.макс ВН} = \frac{\sqrt{P_{рВН}^2 + Q_{рВН}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ A}. \quad (127)$$

$$I_{раб.макс НН} = \frac{\sqrt{P_{рНН}^2 + Q_{неск}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{9709,18^2 + 2388,37^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577,27 \text{ A}. \quad (128)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{C3.ВН} = \frac{k_{омс} \cdot k_{зан}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб.макс ВН} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,97} \cdot 52,5 = 65 \text{ A}. \quad (129)$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{C3.HH} = \frac{k_{омс} \cdot k_{зан}}{k_{\epsilon}} \cdot I_{раб\ max\ HH} = \frac{1,2 \cdot 1}{0,97} \cdot 577,27 = 714,15 \text{ A.} \quad (130)$$

Вторичный ток срабатывания реле определяется по выражению:

$$I_{CP} = I_{C3} \cdot \frac{k_{cx}}{k_I}, \quad (131)$$

где k_{cx} - коэффициент, зависящий от схемы соединения трансформаторов тока защиты, при соединении ТТ в звезду $k_{cx} = 1$; при соединении ТТ в треугольник $k_{cx} = \sqrt{3}$.

k_I - коэффициент трансформации ТТ защиты.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{CP.BH} = 65 \cdot \frac{1}{100} = 0,65 \text{ A.}$$

На стороне НН трансформатора:

$$I_{CP.HH} = 714,15 \cdot \frac{\sqrt{3}}{120} = 10,3 \text{ A.}$$

Выдержка времени защиты выбирается по условию согласования с последними, наиболее чувствительными ступенями защит от многофазных КЗ $\Delta t = 0,5c$.

Чувствительность защиты:

$$k_q = \frac{I_{K3\ min}}{I_{C3}}, \quad (132)$$

где $I_{K3\ min}$ - минимальный ток короткого замыкания в месте установки защиты.

Коэффициент чувствительности должен быть больше 1,2, т.к. защита – резервная.

$$k_{ч.ВН} = \frac{I^{(1,0)}}{I_{СЗ.ВН}} = \frac{8323}{65} = 128 > 1,2 \quad (133)$$

$$k_{ч.НН1} = \frac{I^{(1,1)}}{I_{СЗ.НН}} = \frac{2266}{714,15} = 3,17 > 1,2 \quad (134)$$

Защита от перегрузки трансформатора:

Первичный ток срабатывания реле тока защиты от перегрузки:

$$I_{СЗ} = I_{ном} \cdot \frac{k_{отс}}{k_{\epsilon}}, \quad (135)$$

где $I_{ном}$ - номинальный ток обмотки трансформатора с учётом регулирования напряжения, на стороне которой установлена рассматриваемое реле;

$k_{отс}$ - коэффициент отстройки, равен 1,05.

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{ном.ВН} = \frac{S_{Т.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном.ВН}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ А.} \quad (136)$$

$$I_{СЗ.ВН} = 52,5 \cdot \frac{1,05}{0,97} = 56,81 \text{ А.}$$

Вторичный ток срабатывания реле тока определяется по формуле:

$$I_{СР} = I_{СЗ} \cdot \frac{k_{сх}}{k_I} \quad (137)$$

На стороне ВН трансформатора:

$$I_{СР.ВН} = 56,81 \cdot \frac{1}{100} = 0,57 \text{ А.} \quad (138)$$

11.4 Защита кабельных линий 10 кВ

На кабельных линиях 10 кВ устанавливается защита от многофазных замыканий на землю, которая выполняется в виде двухступенчатой токовой защиты (1 ступень – токовая отсечка (ТО), 2 ступень – МТЗ), и защита от однофазных замыканий на землю.

Для защиты кабельных линий принят блок микропроцессорной релейной защиты БМРЗ-101-2-С-01 [2], который обеспечивает функции защиты, автоматики и управления кабельными линиями электропередачи распределительных подстанций. На листе 5 графической части указан Релейная защита кабельных линий на базе блоков БМРЗ-101-2-С-01.

Расчет релейной защиты кабельных линий на примере участка сети ГПП - КТП 9 приведен в Приложении И.

11.5 Автоматика сети электроснабжения

В сети электроснабжения 10 кВ имеется устройство автоматического ввода резерва (АВР) и автоматика частотной разгрузки (АЧР).

Функции АВР и АЧР имеются в блоке БМРЗ-101-2-С-01. [2]

Устройство автоматического ввода резерва (УАВР, АВР):

Устройство автоматического включения резервных источников питания обеспечивает надежность электроснабжения. Установка АВР широко распространена в системах электроснабжения, прежде всего на секционных выключателях двухтрансформаторных ПС.

Главное требование к ним – быстродействие. Также требованиями является однократность действия, пуск только при исчезновении напряжения и, как правило, после отключения рабочего выключателя. Весьма простые устройства АВР существенно усложняются из-за требования не действия при КЗ, после отключения которых напряжение восстанавливается.

Расчет АВР:

Уставка реле контроля напряжения на резервном источнике питания:

$$U_{c.p.} \geq (0,65 - 0,7) \cdot \frac{U_{ном}}{n_{TV}} \quad (139)$$

$$U_{c.p.} \geq 0,7 \cdot \frac{10000}{100} = 70 \text{ В.}$$

Выдержка времени реле однократного включения (РОВ):

$$t_{ABP} = t_{в.в.} + t_{зан}, \quad (140)$$

где $t_{в.в.}$ - время включения резервного выключателя, равное 0,06 с;

$t_{зан}$ - время запаса, принимается в пределах 0,3÷0,5 с.

$$t_{ABP} = 0,06 + 0,4 = 0,46 \text{ с.}$$

12. РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА.

12.1 Краткое описание технологического процесса.

Механический цех предназначен для ремонта оборудования, установленного на заводе, изготовления и обработки деталей. И поэтому металлорежущие, фрезерные, шлифовальные станки являются основным видом оборудования. Цех размещен на площади 50x38 м.

Технологический процесс изготовления деталей имеет уплотненный характер: на одном станке выполняются несколько операций и часто производится полная обработка деталей разнообразных конструкций и из различных материалов. Приспособления для обработки деталей на станках имеют здесь универсальный характер, т. е. могут быть использованы в разнообразных случаях, например тиски для крепления деталей, угольники, прихваты и т. п. Необходимый при этом виде производства режущий инструмент также должен быть универсальным (стандартные сверла, развертки, фрезы, резцы обычных типов и т. п.), так как из-за разнообразия обрабатываемых деталей применение специального инструмента экономически нецелесообразно. Равным образом и измерительный инструмент, употребляемый при обработке деталей, должен быть универсальным, т. е. он должен позволять измерять детали разнообразных размеров; в этом случае широко применяются штангенциркули, микрометры, нутромеры, индикаторы и другие универсальные измерительные средства.

В цехе имеются два сварочных участка с применением аргонной сварки; сверлильные участки для обработки крупных деталей; участок крупных токарных станков для обработки крупных деталей цилиндрической формы; фрезерный участок для обработки плоских деталей; мелкотокарный участок для обработки менее крупных деталей; так же на территории цеха работают два мостовых крана.

12.2 Краткая характеристика электрических нагрузок

На рисунке 13 показан план механического цеха.

1мм=0.077м

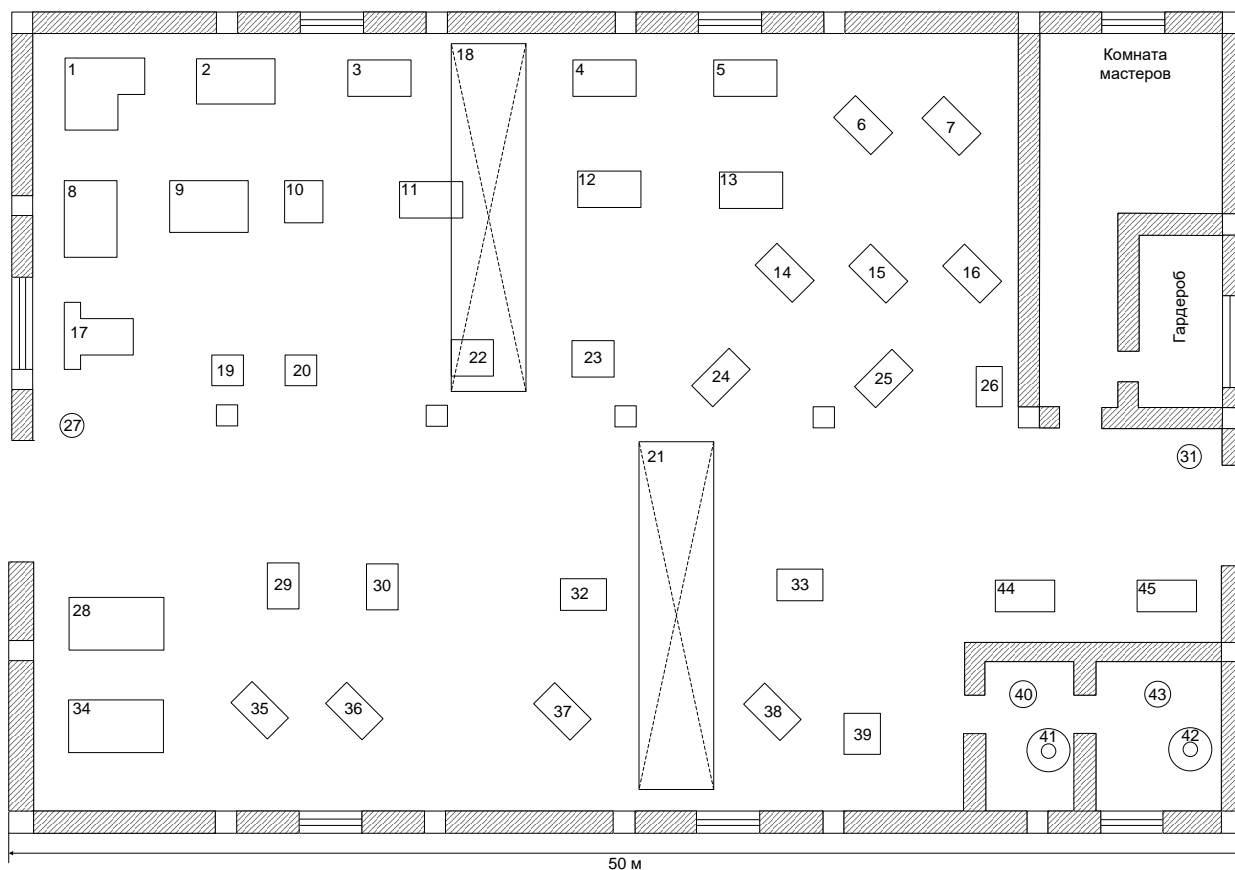


Рисунок 13– План механического цеха

На листе 7 графической части указан План механического цеха. Станки механического цеха относятся ко II группе по степени надежности электроснабжения. Нагрузка цеха – станки трехфазные, имеют кратковременный режим работы, также имеется и однофазная нагрузка.

Вентиляционное оборудование (вентиляторы и нагнетатель) имеют продолжительный режим работы, трехфазная нагрузка, относится ко II категории по степени надежности.

Сварочная нагрузка цеха – автоматы контактной электросварки небольшой мощности. Нагрузка однофазная. Режим работы – повторно-кратковременный.

Подъемно-транспортные механизмы цеха работают в повторно-кратковременном режиме работы. Относятся ко II категории по степени надежности.

12.3 Описание вариантов низковольтного электроснабжения

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий и осуществляют непосредственное питание электроприемников (ЭП). Схема внутрицеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещений цеха, взаимным расположением ЭП и вводом питания, ТП, требованиям бесперебойности электроснабжения, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды.

По своей структуре схемы электрических сетей цеха могут быть радиальными, магистральными и смешанными.

Радиальные схемы применяются при наличии сосредоточенных нагрузок с неравномерным распределением их по площади цеха, во взрыво- и пожароопасных и других цехах и выполняются кабелями или изолированными проводами. Они могут быть применены для нагрузок любой категории надежности.

Магистральные схемы целесообразно применять для питания силовых и осветительных нагрузок, распределенных относительно равномерно по площади цеха, а также для питания групп ЭП, принадлежащих одной технологической линии.

Одной из видов магистральных схем является схема БТМ (блок трансформатор - магистраль). Схемы БТМ широко применяются для питания цеховых сетей механических цехов машиностроительных предприятий с поточным производством. Магистральный шинопровод присоединяется непосредственно к выводам низкого напряжения трансформатора, а количество магистральных шинопроводов соответствует числу трансформаторов КТП. При магистральной схеме ЭП подключаются в любой

точке шинпровода. Обеспечения надежности электроснабжения ЭП обеспечивается введением в схему резервной перемычки.

Наибольшее распространение имеют смешанные (комбинированные) схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем и пригодные для любой категории электроснабжения.

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- обеспечивать необходимую надежность электроснабжения приемников электроэнергии в зависимости от их категории;

- иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение промышленных и скоростных методов монтажа.

Цеховые электрические сети выполняются шинпроводами, кабельными линиями.

Составляются два варианта конфигурации сети электроснабжения механического цеха.

Вариант № 1, выполнен с использованием распределительных, троллейных и осветительных шинпроводов и силовых пунктов. Магистральный шинпровод прокладывается на высоте 3,5 м; распределительный – 2,5 м; троллейный – 14 м; осветительный – 15 м. От шинпроводов к двигателям станков кабели спускаются в металлорукавах и трубах.

Вариант № 2 выполнен с распределительным щитом на низкой стороне КТП. Сети подъемно-транспортных средств выполнены кабельными троллеями. По цеху кабели проложены в кабельных каналах, к станкам ответвления осуществляются также в трубах.

12.4 Выбор оптимального варианта

Использование шинпроводов позволяет легко подвергать сеть небольшим изменениям. Это связано с их конструкцией. Шинпроводы обладают следующими улучшенными характеристиками по сравнению с кабельными линиями:

- Легкая перестановка, замена, изменение длин ответвлений в ходе эксплуатации, что обеспечивает питание ЭП при перестановке или замене технологического оборудования;
- Возможность проведения электромонтажных работ после установки электрооборудования;
- Малая стоимость и высокая оптимальность электромонтажных работ;
- Возможность незначительной реконструкции сети путем частичного демонтажа или добавления новых секций инопроводов;
- Возможность многократного использования секций и других узлов шинопроводов, не снижая при этом надежности;
- Возможность использования для прокладки лотков и проводов кабелей, для подвески светильников, что снижает стоимость монтажа этих элементов.

Схемы с использованием в основном кабельных линий усложняют монтаж оборудования и делают практически невозможным быстрое изменение сети электроснабжения. Кроме того, в кабельных сетях увеличиваются потери электроэнергии по сравнению со схемами, выполненными шинопроводами.

На рисунке 14 показана система электроснабжения механического цеха.

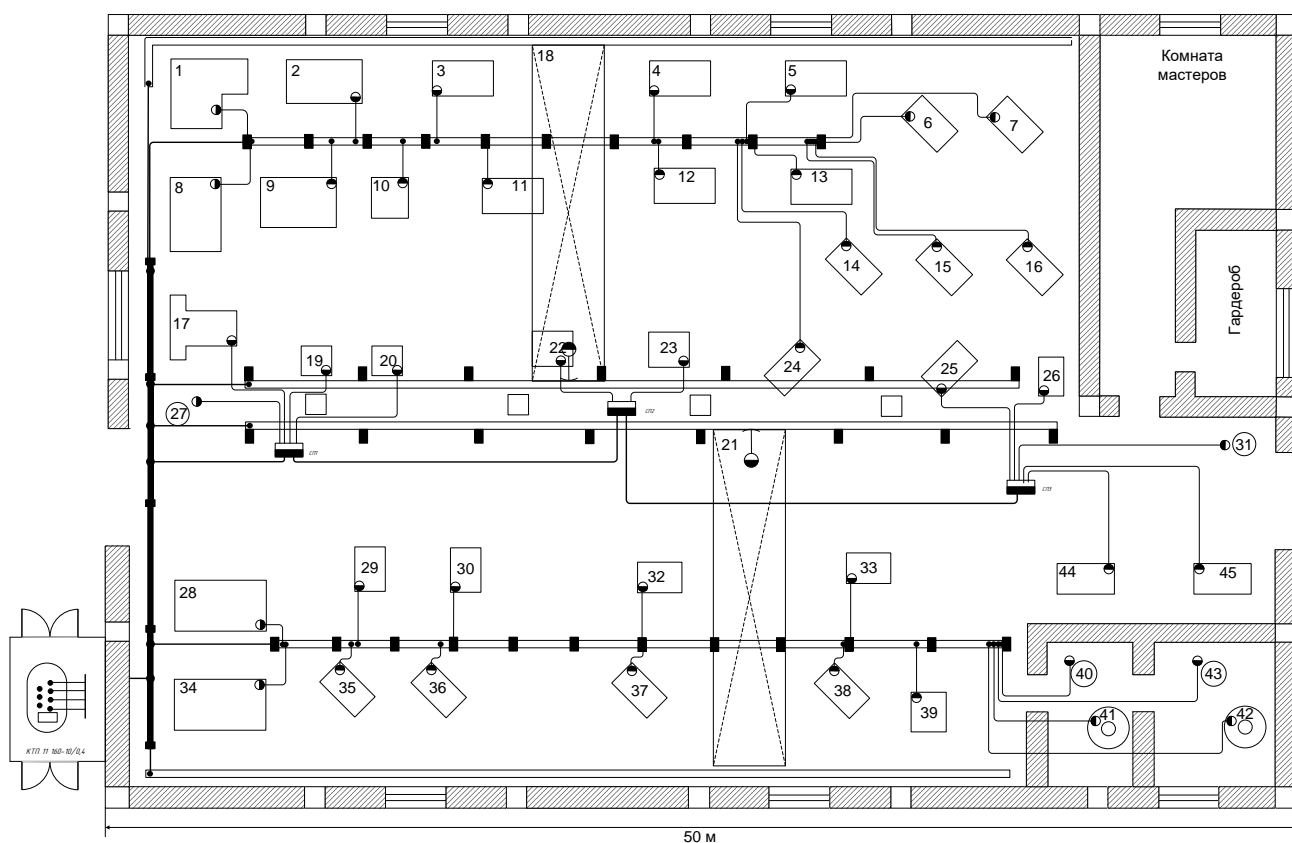


Рисунок 14– Электроснабжение механического цеха

Принимается вариант № 1 с использованием шинопроводов.

На листе 8 графической части указана Схема электроснабжения механического цеха ОАО «НССК»

12.5 Расчёт электрических нагрузок

Нагрузки по первому этапу рассчитываются методом коэффициента расчетной нагрузки.

ЭП цеха распределяются по характерным категориям (ХК). К ХК относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, одинаковые графики нагрузок, расположены в одном цеху и имеют одинаковый режим работы.

Произведём расчёт относительно механического цеха (на плане под №1). Для этого необходимо всё количество электроприёмников разбить на характерные группы, что показано в таблице 27.

Таблица 27 – Характерные группы ЭП

Наименование ЭО	п, шт	$P_{ном}$, кВт	K_u	$tg\Phi$
1	2	3	4	5
Характерная категория №1				
Кругло шлифовальный станок	1	11,4	0,13	2,29
Плоскошлифовальный станок	3	7,5	0,17	2,29
Токарный станок	3	4,7	0,13	2,29
Универсальный фрезерный станок	2	3,8	0,13	2,29
Точильный станок	4	2,8	0,1	1,02
Сверлильный станок	5	2,2	0,13	1,73
Токарно-винторезный станок	6	8,7	0,13	1,73
Пресс гидравлический	1	7,5	0,17	1,17
Пресс холодного выдавливания	2	40	0,17	1,17
Пресс кривошипный	2	30	0,17	1,17
Долбежный станок	4	4	0,13	1,73
Резьбонарезной станок	1	35	0,13	1,73

Продолжение таблицы 27

1	2	3	4	5
Ножницы дисковые	1	5,5	0,1	1,02
Гильотинный нож	2	13	0,1	1,02
Характерная категория №2				
Кран мостовой (ПВ=25%)	2	18,2	0,2	1,73
Характерная категория №3				
Вентилятор калорифера	2	4,5	0,7	0,75
Вентилятор вытяжной	2	10	0,7	0,75
Характерная категория №4				
Сварочный преобразователь	2	28	0,4	1,73

Алгоритм расчёта разберём на примере для характерная категория №1.

Определяем среднюю мощность для каждого типа ЭП и по характерной группе в целом по формулам:

$$P_{уст} = P_{ном} \cdot n; \quad (141)$$

$$P_{cp} = P_{уст} \cdot K_u; \quad (142)$$

$$Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\varphi_k \quad (143)$$

Для токарного станка:

$$P_{уст} = 4,7 \cdot 3 = 14,1 \text{ кВт};$$

$$P_{cp} = 14,1 \cdot 0,13 = 1,83 \text{ кВт};$$

$$Q_{cp} = 1,83 \cdot 2,29 = 4,2 \text{ квар.}$$

Определяем эффективное число ЭП для данной характерной категории:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{уст}}{P_{уст \max}} = \frac{2 \cdot (11,4 + 22,5 + 14,1 + 7,6 + 11,2 + 11 + 52,2 + 7,5 + 80 + 60 + 16 + 35 + 5,5 + 26)}{40} = 18; \quad (144)$$

Определяем средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_u = \frac{\sum P_{cp}}{\sum P_{уст}} = \frac{1,48 + 2,93 + 1,83 + 0,98 + 1,12 + 1,43 + 6,77 + 1,27 + 13,6 + 10,2 + 2,08 + 4,55 + 0,55 + 2,6}{11,4 + 22,5 + 14,1 + 7,6 + 11,2 + 11 + 52,2 + 7,5 + 80 + 60 + 16 + 35 + 5,5 + 26} = 0,143$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_{cp}}{\sum P_{cp}} = \frac{3,4 + 6,7 + 4,2 + 2,26 + 1,14 + 2,47 + 11,74 + 1,492 + 15,9 + 11,93 + 3,6 + 7,87 + 0,561 + 2,65}{1,48 + 2,93 + 1,83 + 0,98 + 1,12 + 1,43 + 6,77 + 1,27 + 13,6 + 10,2 + 2,08 + 4,55 + 0,55 + 2,6} = 1,47$$

Определяем коэффициент расчётной нагрузки:

$$K_p = f(K_u, n_{\varphi}); \quad (145)$$

$$K_p = 0,8.$$

Определяем расчётные нагрузки по формулам:

$$P_p = P_{cp} \cdot k_p; \quad (146)$$

$$Q_p = Q_{cp} \cdot k_p; \quad (147)$$

$$P_p = 0,8 \cdot 51,42 = 41,135 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 75,93 = 75,93 \text{ квар.}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{41,135^2 + 75,93^2} = 86,35 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = \frac{86,35}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 131,2 \text{ А}$$

При определении суммарной нагрузки цеха учтём осветительную нагрузку по формуле:

$$P_{росв} = 0,85 \cdot \alpha \cdot F; \quad (148)$$

$$Q_{росв} = P_{росв} \cdot \operatorname{tg} \varphi_k, \quad (149)$$

где F - площадь цеха;

α - удельный показатель;

0.85 – коэффициент использования осветительной нагрузки.

$$P_{росв} = 0,85 \cdot 0,024 \cdot 1900 = 38,76 \text{ кВт};$$

$$Q_{росв} = 38,76 \cdot 0,8 = 31,01 \text{ квар}.$$

Расчёт электрических нагрузок работающих в повторно-кратковременном режиме.

В этом режиме кратковременные периоды работы чередуются с кратковременными периодами отключения. Повторно-кратковременный режим работы характеризуется относительной продолжительностью включения (ПВ) и длительностью цикла $t_{ц}$.

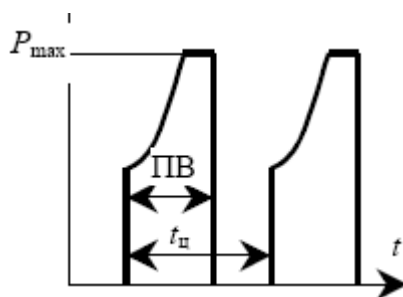


Рисунок 15 – Повторно-кратковременный режим работы.

В соответствии с ПУЭ для выбора сечения проводников потребителей, работающих в повторно-кратковременном режиме этот режим должен быть приведен к продолжительности включения ПВ 100 %.

$$P_p = P_{ном} \cdot \sqrt{ПВ} = 18,2 \cdot \sqrt{0,25} = 9,1 \text{ кВт} \quad (150)$$

Расчёт однофазных нагрузок.

Электроприемники в общем случае могут быть как трехфазные, так и однофазные, последние подключаются на линейное или фазное напряжение. Однофазными ЭП могут быть сварочные трансформаторы, печи сопротивления, асинхронные двигатели и т.д. Однофазные ЭП считаются равномерно распределенными по фазам, если разность номинальных мощностей наиболее и наименее загруженных фаз не превышает 15% суммарной номинальной мощности трехфазных и однофазных ЭП

рассматриваемого узла. Условная трехфазная номинальная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности всех однофазных ЭП. Если неравномерность нагрузки более 15%, то расчетная нагрузка определяется по наиболее загруженной фазе.

Результаты расчёта для остальных характерных категорий сведём в таблицу 28. Нагрузка цеха представлена как трехфазной, так и однофазной нагрузкой.

Таблица 28 – Результаты расчета электрических нагрузок

Характерная категория	$P_{\text{ном}}$, кВт	$P_{\text{ср}}$, кВт	$Q_{\text{ср}}$, квар	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	I_p , А
Первая характерная категория	360	51,42	75,93	41,135	75,93	86,356	131,204
Вторая характерная категория	18,2	3,64	6,3	9,8	6,93	12	18,22
Третья характерная категория	29	20,3	15,23	18,5	16,75	24,94	37,88
Четвёртая характерная категория	168	67,2	116,26	102,144	127,88	163,67	248,67

Продолжение таблицы 28

1	2	3	4	5	6	7	8
Осветительная нагрузка				38,76	31,01		
ИТОГО по цеху				210,304	258,5	333,236	506,3

Далее выполняется расчёт электрических нагрузок цеха, по второму этапу.

Разделим всё количество электроприёмников на характерные категории. При этом выделяют следующие особенности расчета на втором этапе:

- Под характерными категориями (ХК) понимаются количество ЭП, подключенных к одному распределительному шинопроводу, либо к одному РУ (силовому пункту, распределительному шинопроводу, распределительному пункту, щиту управления).

- Для питающих сетей, напряжением до 1 кВ реактивная расчетная нагрузка определяется исходя из эффективного числа ЭП для категории:

$$- Q_p = 1,1Q_{cp} \text{ при } n_{эф} \leq 10; \quad (151)$$

$$- Q_p = Q_{cp} \text{ при } n_{эф} > 10.$$

Подробный состав характерных категорий указан в таблице 29.

Таблица 29 – Характерные группы ЭП

№ п/п	Название ЭП	Кол-во.шт	$P_{ном}$, кВт	K_u	$tg\Phi$
I характерная категория					
1	Круглошлифовальный станок	1	11,4	0,13	2,29
2	Плоскошлифовальный станок	3	7,5	0,13	2,29
3	Токарный станок	3	4,7	0,13	2,29
4	Универсальный фрезерный станок	2	3,8	0,13	2,29
5	Точильный станок	1	2,8	0,1	1,02

Продолжение таблицы 29

1	2	3	4	5	6
6	Сверлильный станок	4	2,2	0,13	1,73
7	Токарно-винторезный станок	3	8,7	0,13	1,73
II характерная категория					
8	Токарно-винторезный станок	3	8,7	0,13	1,73
9	Пресс кривошипный	2	30	0,17	1,17
10	Долбежный станок	4	4	0,13	1,73

11	Резьбонарезной станок	1	35	0,13	1,73
12	Ножницы дисковые	1	5,5	0,1	1,02
13	Сварочный преобразователь	2	28	0,4	1,73
14	Вентилятор вытяжной	2	10	0,7	0,75
III характерная категория					
15	Кран мостовой ПВ=25%	1	18,2	0,2	1,73
IV характерная категория					
16	Кран мостовой ПВ=25%	1	18,2	0,2	1,73
V характерная категория					
17	Точильный станок	2	2,8	0,1	1,02
18	Пресс гидравлический	1	7,5	0,17	1,17
19	Вентилятор калорифера	1	4,5	0,7	0,75
VI характерная категория					
20	Пресс холодного выдавливания	2	40	0,17	1,17
VII характерная категория					
21	Сверлильный станок	1	2,2	0,13	1,73
22	Точильный станок	1	2,8	0,1	1,02
23	Вентилятор калорифера	1	4,5	0,7	0,75
24	Гильотинный нож	2	13	0,1	1,02

Определяем среднюю мощность для каждой характерной категории по следующим формулам:

$$P_{уст\ i} = P_{ном\ i} \cdot n_i; \quad (152)$$

$$P_{ср\ i} = P_{уст\ i} \cdot K_u; \quad (153)$$

$$Q_{ср\ i} = P_{ср\ i} \cdot tgj_i; \quad (154)$$

$$P_{cp \Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{cp i} ; \quad (155)$$

$$Q_{cp \Sigma} = \sum_{i=1}^n Q_{cp i} . \quad (156)$$

Определяем эффективное число ЭП для данной характерной категории:

$$n_{эф} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^n P_{уст}}{P_{уст \max}} ; \quad (157)$$

Определяем средневзвешенный тангенс по формуле:

$$tg \varphi_{cp} = \frac{\sum Q_{cp}}{\sum P_{cp}} \quad (158)$$

Определяем средневзвешенный коэффициент использования по формуле:

$$K_u = \frac{\sum P_{cp}}{\sum P_{уст}} ; \quad (159)$$

Определяем коэффициент расчётной нагрузки:

$$k_p = f(k_u, n_{эф}) ; \quad (160)$$

Определяем расчётные нагрузки по формулам:

$$P_{p\Sigma} = P_{cp\Sigma} \cdot k_p ; \quad (161)$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{cp\Sigma} ; \quad (162)$$

Данные расчёта нагрузок покажем в таблице 30.

Таблица 30 – Значения расчёта по второму этапу

Название ЭП	$N_{эф}$	$\sum P_{cp}$	$\sum Q_{cp}$	K_u	$tg\varphi_{cp}$	K_P	P_p	Q_p
I характерная категория								
Круглошлифовальный станок	16	12,04	24,68	0,13	2,05	0,8	9,64	24,69
Плоскошлифовальный станок								
Токарный станок								
Универсальный фрезерный станок								
Точильный станок								
Сверлильный станок								
Токарно-винторезный станок								
II характерная категория								
Токарно-винторезный станок	8	101,97	156,6	0,31	1,53	0,95	96,87	172,25
Пресс кривошипный								
Долбежный станок								
Резьбонарезной станок								
Ножницы дисковые								
Сварочный преобразователь								
Вентилятор вытяжной								
III характерная категория								
Кран мостовой ПВ=25%	1	1,82	3,15	0,2	1,73	1,82	3,31	3,46
IV характерная категория								
Кран мостовой ПВ=25%	1	1,82	3,15	0,2	1,73	1,82	3,31	3,46

Продолжение таблицы 30

1	2	3	4	5	6	7	8	9
V характерная категория								
Точильный станок	5	4,98	4,42	0,28	0,88	1	4,48	4,87
Пресс гидравлический								

Вентилятор калорифера								
VI характерная категория								
Пресс холодного выдавливания	4	13.6	15.91	0.17	1.17	1.73	22.53	17.5
VII характерная категория								
Сверлильный станок	5	6.32	5.8	0.18	0.92	1.02	6.44	6.37
Точильный станок								
Вентилятор калорифера								
Гильотинный нож								

12.6 Выбор коммутационно-защитных аппаратов

Согласно ПУЭ от перегрузок необходимо защищать силовые и осветительные сети, выполненные внутри помещений, в том числе и силовые сети, когда по условиям технологического процесса или режима их работы могут возникнуть длительные перегрузки.

Для защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ применяют плавкие предохранители и автоматические выключатели.

В соответствии с требованиями автоматические выключатели выбирают по условиям:

1) Соответствие номинального напряжения АВ $U_{ном.в}$ номинальному напряжению сети $U_{ном.с}$:

$$U_{ном.в} \geq U_{ном.с}; \quad (163)$$

2) Соответствие номинального тока выключателя расчётному току цепи:

$$I_{н.расц} \geq I_p; \quad (164)$$

3) Определяем ток электромагнитного расцепителя:

$$I_{ср.эм} = (7 - 12) \cdot I_{н.расц}; \quad (165)$$

4) Определяем пиковый ток:

$$I_{\text{пик}} = k_n \cdot I_p \text{ - для одного ЭП;} \quad (166)$$

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{сум.гр}} + (k_n - 1) \cdot I_{p.\text{max}} \text{ - для группы ЭП,} \quad (167)$$

где k_n - кратность пуска ЭД;

$I_{\text{сум.гр}}$ - суммарный ток группы ЭП;

$I_{p.\text{max}}$ - максимальный ток ЭП из данной группы.

5) Ток срабатывания электромагнитного расцепителя должен соответствовать данному условию:

$$I_{\text{ср.эм}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}}; \quad (168)$$

б) Проверка по согласованию с тепловым расцепителем:

$$I_{\text{н.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.доп}}. \quad (169)$$

Рассмотрим выбор автоматического выключателя для группы электроприемников, для СП1:

$$63 \text{ A} \geq 54,84 \text{ A};$$

$$I_{\text{ср.эм}} = 7 \cdot 63 = 441 \text{ A};$$

$$I_{\text{пик}} = 54,84 + (5 - 1) \cdot 14,63 = 113,36 \text{ A};$$

$$I_{\text{ср.эм}} \geq 1,25 \cdot I_{\text{пик}} = 1,25 \cdot 113,36 = 141,7 \text{ A};$$

$$I_{\text{н.расц}} \leq 1,5 \cdot I_{\text{дл.доп}} \leq 1,5 \cdot 60 \leq 90 \text{ A}.$$

Принимаем к установке ВА 51-31-1 63А.

Данные по другим автоматическим выключателям сведём в таблицу 31.

Таблица 31-Данные выбранных автоматов.

Наименование ЭП	$I_{\text{н.расц}}$, А	$I_{\text{ср.эм}}$, А	$I_{\text{пик}}$, А	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}$, А	$1,5 \cdot I_{\text{дл доп}}$, А	Маркировка

СП1	63	441	113,36	141,7	90	ВА 51-31-1-63
СП2	80	560	400	500,064	165	ВА 51-31-1-80
СП3	40	280	114,45	143,062	63	ВА 51-31-1-40
Распределительный шинопровод 1	50	350	193,33	241,661	94,5	ВА 51-31-1-50
Распределительный шинопровод 2	400	2800	1198,3	1497,95	600	ВА 51-37-400
Магистральный шинопровод	400	2800	1521	1901	600	ВА 51-37-400
Троллейный шинопровод	8	56	36,407	45,51	30	ВА 61-29-8
Осветительный шинопровод	40	280	188,54	235,67	60	ВА 51-31-1-40

Плавкий предохранитель предназначен для защиты электрических установок от токов КЗ и перегрузок.

Плавкие предохранители выбирают по условиям:

$$I_{номвст} \geq I_{номЭП}, \quad (170)$$

$$I_{номвст} \geq \frac{I_{пуск}}{2,5}, \quad (171)$$

где $I_{ном. вст}$ - номинальный ток плавкой вставки, А;

$I_{ном. эп}$ - номинальный ток отдельного ЭП, А;

$I_{пуск}$ - пусковой ток ЭП.

$$I_{пуск} = K_n \cdot I_{номЭП}, \quad (172)$$

где K_n - кратность пуска, равная 5.

Выберем предохранители на примере ЭП 1.

Пусковой ток определяется по формуле:

$$I_{\text{пуск1}} = 5 \cdot 38,26 / 2,5 = 76,53 \text{ A}$$

$$I_{\text{ном. вст}} > I_{\text{пуск1}} ;$$

$$80 > 76,53$$

Выбираем номинальный ток плавкой вставки - $I_{\text{ном. вст}} = 80 \text{ A}$,
предохранитель типа ПН2 100 - 80А.

В таблице 32 приведены расчетные и пусковые токи для выбора плавких вставок и выбранные марки предохранителей с номинальными токами плавких вставок принятых в соответствии с расчетными номинальными и пусковыми токами соответственно.

Таблица 32 - Выбор предохранителей.

Номер на плане	$I_{\text{ном}}$, А	Пусковой ток, А	Ток плавкой вставки, А	Марка предохранителя
1	38,26	76,53	80	ПН2 – 100-80
2,8,9	25,17	50,35	60	ПН2 – 100-60
3,4,5	15,77	31,55	40	ПН2 – 100-40
6,7	12,75	25,51	30	ПН2 – 100-30
10	9,4	18,8	20	НПН – 60-20
11,12,13	7,38	14,78	15	НПН – 60-15
14,15,16	29,2	58,4	60	ПН2 – 100-60
24	7,38	14,77	15	НПН – 60-15
28,34	80,2	160,37	200	ПН2 – 250-200
29..33	10,7	21,4	25	НПН – 60-25
35	93,55	187,1	200	ПН2 – 250-200
36,37,38	23,25	46,51	50	ПН2 – 100-50

Продолжение таблицы 32

1	2	3	4	5
39	14,7	29,4	30	ПН2 – 100-30
40,43	224,53	449,05	500	ПН2 – 600-500
41,42	26,73	53,46	60	ПН2 – 100-60
18,21	37,53	75,056	80	ПН2 – 100-80

27	8,77	17,55	20	НПН – 60-20
17	14,63	29,26	30	ПН2 – 100-30
19,20	5,46	10,93	15	НПН – 60-15
22,23	88,82	177,65	200	ПН2 – 250-200
25	4,3	8,6	10	НПН – 15-10
26	5,46	10,93	15	НПН – 60-15
31	8,77	17,555	20	НПН – 60-20
44,45	25,36	50,71	60	ПН2 – 100-60

12.7 Выбор сечений линий цеховой сети

Цеховая сеть выполнена шинопроводами магистральным, троллейными, осветительными и распределительными, спуски к ЭП выполнены кабелями и проводами.

Выбор шинопроводов осуществляется по его расчетному току по формуле:

$$I_p = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (173)$$

где P_p , Q_p - активная и реактивная нагрузка, рассчитанная по 2 этапу, протекающая по шинопроводу. Для осветительных – соответственно активная и реактивная нагрузка освещения, для троллейных – нагрузка кранов.

Расчетный ток для ШРА 1:

$$I_{рШРА1} = 40,264 \text{ А.}$$

По данному току принимается распределительный шинопровод Canalis KNA, рассчитанный на ток 63 А.

Выбранный шинопровод проверяется по потере напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{уд} \cdot \cos \varphi + x_{уд} \cdot \sin \varphi) \cdot 100}{U_{ном}}, \% \quad (174)$$

где l - длина шинопровода, если он запитан в середине, то учитывается половина его длины, км;

$r_{уд}$, $x_{уд}$ - активное и реактивное удельные сопротивления шинпровода,

Ом;

$\cos \varphi$, $\sin \varphi$ - коэффициенты мощности для средневзвешенного угла, определенного для данного шинпровода.

Потеря напряжения для силовых сетей должна составлять не более 5 %. [5]

Проверка по данному условию для ШРА 1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 40,264 \cdot 0,024 \cdot (0,14 \cdot 0,43 + 0,1 \cdot 0,89) \cdot 100}{380} = 0,066 \text{ \%}.$$

Результаты выбора шинпроводов приведены в таблице 33.

Таблица 33 – Выбор шинпроводов

Шинпровод	$I_{расч}$, А	$I_{ном}$, А	Марка	ΔU , %
1	2	3	4	5
Магистральный	320	400	Canalis KV	0,397
Распределительный 1	40,26	63	Canalis KNA	0,066
Распределительный 2	300,26	400	Canalis KS	3,163
Троллейный 1	7,281	20	Mobils Elite 750V	0,244
Троллейный 1	7,281	20	Mobils Elite 750V	0,244
Осветительный 1	37,71	40	Canalis KBA KBB	2,51
Осветительный 1	37,71	40	Canalis KBA KBB	2,25

Для сетей напряжением до 1 кВ определяющим в выборе сечения проводника являются не экономические, а технические требования и условия: нагрева проводников, их механическая прочность, потери напряжения, термическая устойчивость к токам КЗ.

Выбор сечений проводников по техническим условиям включает: [13]

выбор по условиям теплового нагрева;

по их пропускной способности и условиям защиты;

потерям напряжения;

термической стойкости к токам КЗ;
механической прочности.

По условию нагрева длительным расчетным током проверка происходит по формуле:

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2}, \quad (175)$$

где $I_{\text{дл.доп.}}$ - длительно допустимый ток на провода, кабели;

I_p - расчетный ток нагрузки;

k_1 - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей, для данных условий прокладки (расчетная температура соответствует фактической) равен 1;

k_2 - поправочный коэффициент на число работающих кабелей, лежащих рядом в земле или трубах или без них, при одиночной прокладке равен 1.

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{\text{дл.доп.}} \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_1 \cdot k_2}, \quad (176)$$

где k_3 - коэффициент защиты или кратность защиты (отношение длительно-допустимого тока для провода к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата), при выполнении защиты автоматическими выключателями и предохранителями в невзрывоопасных производственных помещениях промышленных предприятий равен 1;

I_3 - номинальный ток или ток срабатывания защитного аппарата.

Для выбора кабеля, питающего СП 1 находится рабочий ток этой линии:

$$I_{p.cп1} = \frac{\sqrt{(P_{cп1} + P_{cп2} + P_{cп3})^2 + (Q_{cп1} + Q_{cп2} + Q_{cп3})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(4,98 + 13,6 + 6,32)^2 + (4,42 + 15,91 + 5,8)^2}}{\sqrt{3} \cdot 380} = 54,84 \text{ A} \quad (177)$$

Номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, защищающего сеть:

$$I_{ном.расц.} = 63 \text{ A.}$$

$$I_{дл.доп.} \geq \frac{1 \cdot 63}{1 \cdot 1} = 63 \text{ A.}$$

Принимается провод сечением 25 мм² и $I_{н.доп} = 75 \text{ A}$.

Потеря напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 54,84 \cdot 0,005 \cdot (1,54 \cdot 0,74 + 0,088 \cdot 0,66) \cdot 100}{380} = 0,15 \text{ \%}.$$

Результаты выбора кабелей представлены в таблице 34.

Результаты выбора проводов и кабелей к электроприемникам цеха приведены в Приложении К.

Таблица 34 - Выбор кабелей и проводов

Трасса кабеля	Маркировка	I_p , А	$I_{дл.доп}$, А	L, м	ΔU , %	Сечение, мм ²
1	2	3	4	5	6	7
ШМА-СП1	АПВ	54,84	75	5,5	0,15	25
СП1-СП2	АПВ	44,76	60	15,4	1,274	16

Продолжение таблицы 34

1	2	3	4	5	6	7
СП2-СП3	АПВ	13,023	42	20	0,557	10
ШМА-ШРА 1	АПВ	40,43	60	8,7	0,458	16
ШМА-ШРА 2	АВВГ	258,94	340	4,85	0,46	150
ШМА-ШОС1	АПВ	39,4	60	7,1	0,572	16

ШМА-ШОС2	АПВ	39,4	60	1	0,08	16
ШМА-ШТА1	АПВ	5,25	32	3,8	0,02	6
ШМА-ШТА2	АПВ	5,25	32	3,8	0,02	6

Провода имеют максимальное сечение 25 мм², проводники, имеющие большее сечение – кабели. Принимаются провода марки АПВ, кабели – АВВГ.

12.8 Расчет трехфазных и однофазных токов короткого замыкания

При электроснабжении электроустановки от энергосистемы через понижающий трансформатор начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ ($I_{П0}$) в кило амперах без учета подпитки от электродвигателей следует определять по формуле:

$$I_{П0} = \frac{U_{СРНН}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \quad (178)$$

Ударный ток трехфазного КЗ в электроустановках с одним источником энергии рассчитывается по формуле:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot K_{y\partial} \quad (179)$$

Токи КЗ считаем в точках наиболее приближенных и наиболее удаленных от КТП.

Формулы для определения сопротивлений элементов схемы:

$$Z_m = \frac{U_{к,\%}}{100} \cdot \frac{U_{НН}}{S_{тр\text{ ном}}}; \quad (180)$$

$$R_m = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{НН}^2}{S_{тр\text{ ном}}^2}; \quad (181)$$

$$X_m = \sqrt{Z_m^2 - R_m^2}, \quad (182)$$

где $U_{к,\%}$ – напряжение КЗ, %;

$S_{тр\text{ ном}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

ΔP_k – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт.

Активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности шинпроводов, кабелей:

$$R_{ш} = R_{ш0} \cdot l; \quad (183)$$

$$X_{ш} = X_{ш0} \cdot l, \quad (184)$$

где $R_{ш0}$, $X_{ш0}$ – удельные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности, мОм/м;

l – длина линии, м.

Сопротивление питающей системы рассчитывают по формуле:

$$X_c = \frac{U_{нн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{откл\ ном} \cdot U_{вн}}, \quad (185)$$

где $I_{откл\ ном}$ – номинальный ток отключения выключателя, установленного на стороне высшего напряжения понижающего трансформатора цепи;

Схема замещения с указанием расчетных точек показана на рисунке 16.

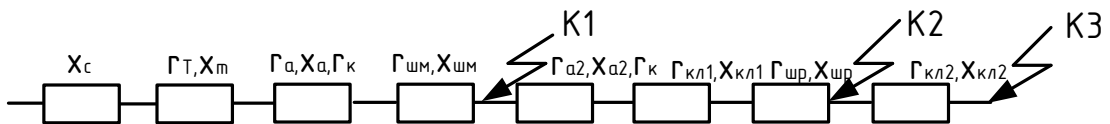


Рисунок 16 – Схема замещения для расчета токов КЗ

Сопротивления элементов схемы замещения приведены в таблице 35.

Таблица 35 – Сопротивления элементов схемы замещения

r_i , мОм	x_i , мОм
Система	
-	0,462
Трансформатор	

5,9	17,006
Автомат ШМА	
$r_{\text{конт}} = 0,5, r_{\text{рас}} = 0,25$	$x_{\text{рас}} = 0,1$
ШМА	
0.548	0.467
Автомат ШРА 2	
0,25	0,1
ШРА 2	
4,8	4,08
КЛ	
КЛ 2,305	0,71
КЛ 2 25,43	1,435

Подробный расчёт токов КЗ приведен в Приложении Л.

Результаты расчета токов однофазных и трехфазных КЗ приведены в таблице 36.

Таблица 36 – Результаты расчёта токов КЗ.

т. КЗ	$I_{\text{помах}}^{(3)},$ кА	$I_{\text{помин}}^{(3)},$ кА	$I_{\text{помах}}^{(1)},$ кА	$I_{\text{помин}}^{(1)},$ кА	$I_{\text{уд}},$ кА
1	4.991	4,3	3.883	2.67	9.03
2	4.29	3.53	2.22	1.58	7.25
3	3.28	2.57	1.43	1.012	4,53

12.9 Проверка коммутационно-защитной аппаратуры и шинопроводов

Токи плавких вставок должны соответствовать кратностям допустимых длительных токов и кратностям токов однофазных КЗ в сетях с заземленной нейтралью:

$$I^{(1)} \geq k_{з.о.} \cdot I_{ном.вст.}, \quad (186)$$

где $I^{(1)}$ - ток однофазного КЗ;

$k_{з.о.}$ - кратность тока замыкания, равна 3 в помещениях с нормальной средой.

Например, для вытяжного вентилятора, номинальный ток плавкой вставки предохранителя равен 60 А:

$$800 \geq 180 \text{ А.}$$

Условия проверки выполняются.

Проверка предохранителей и автоматических выключателей показана в приложении М.

Шинопроводы проверяются на электродинамическую стойкость по условию:

$$I_{уд} \leq I_{дин.}, \quad (187)$$

где $I_{уд}$ - ударный ток короткого замыкания в начале шинопровода, кА;

$I_{дин.}$ - ток электродинамической стойкости шинопровода, кА.

Для ШМА:

$$10,27 \leq 25$$

Для ШРА 2:

$$8,26 \leq 25$$

Условия проверки выполняются.

12.10 Построение карты селективности

Селективность — свойство релейной защиты, характеризующее способность выявлять поврежденный элемент электроэнергетической системы и отключать этот элемент только ближайшими к нему

выключателями. Это позволяет локализовать повреждённый участок и не прерывать нормальную работу других участков сети.

В сетях напряжением до 1 кВ, как и в сетях выше 1 кВ, необходимо обеспечить селективность действия защиты. Число ступеней защиты должно быть не более 3-4: ответвления к ЭП, распределительному шкафу или шинопроводу и магистраль от трансформатора.

Для более наглядного представления о правильности действий защиты строится карта селективности. В логарифмическом масштабе по оси абсцисс откладываются токи расчетные, пиковые, пусковые и КЗ; по оси ординат – времена действия пиковых, пусковых токов и времена срабатывания защит по защитным характеристикам.

Пример построения карты селективности приведен для автоматов шин КТП, ШМА, ШРА 2 и ЭП 42. Данные для построения карты представлены в таблице 37.

Таблица 37 – Необходимые данные для построения карты селективности

	$I_{расч.}, A$	$i_{тик.}, A$	$I^{(1,0)}, A$	Тип защитного средства	$I_{ном.расц/вст.}, A$
1	2	3	4	5	
ШМА	320	1521,03	3883	ВА51-37	400
ШРА	300,26	1198,36	2218	ВА51-37	400
ЭП 42	26,8	53,46	1425	ПН2-100-60	60

Схема замещения, по которой строится карта селективности, показана на рисунке 17.

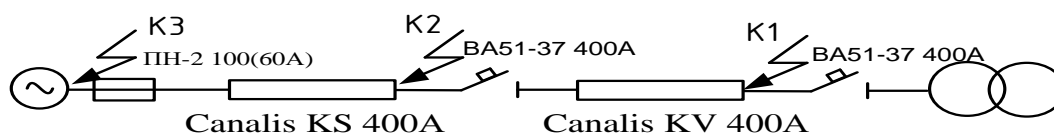


Рисунок 17 – Схема для построения карты селективности

Карта селективности изображена на рисунке 18.

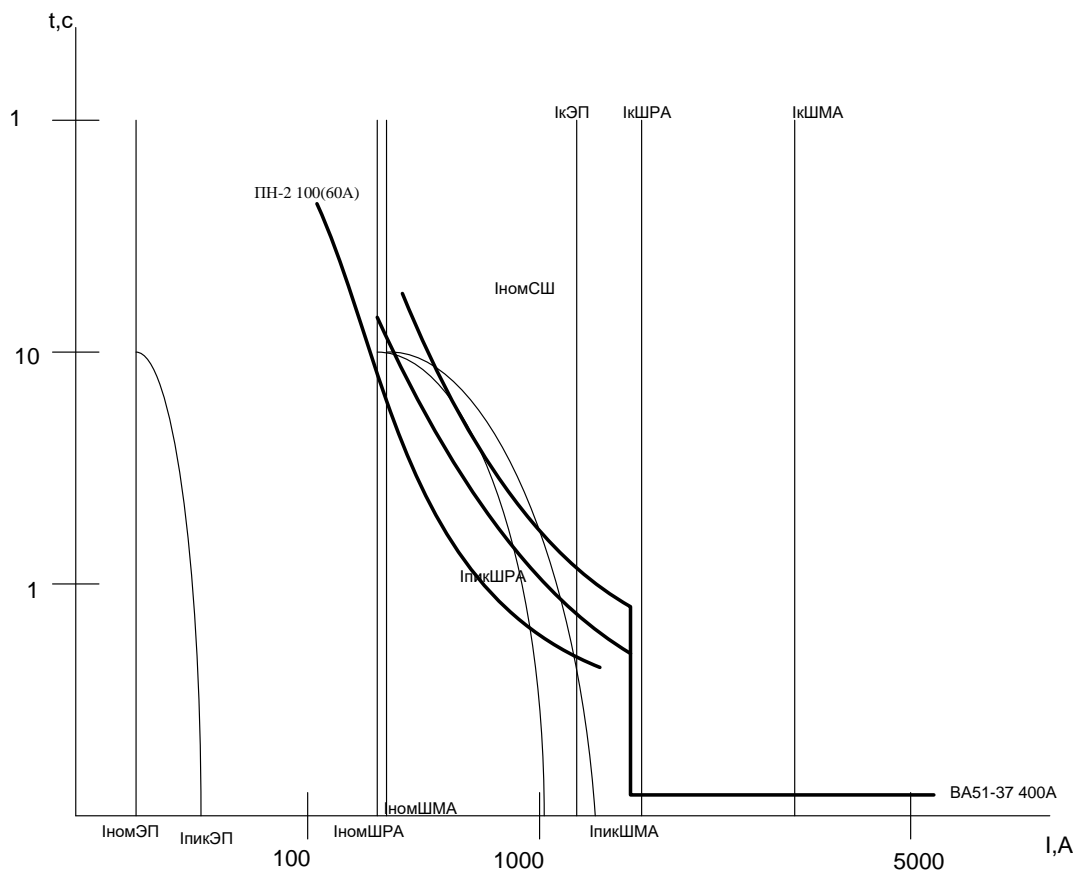


Рисунок 18 – Карта селективности

Из рисунка видно, что аппараты работают селективно.

13 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ.

Система электроснабжения предприятия ОАО “Новосибирский сельский строительный комбинат” имеет напряжение 10 и 0,4 кВ, которые не оказывают большого воздействия на окружающую среду и человека. Но в системе электроснабжения предприятия возможно возникновение чрезвычайных ситуаций, которые могут оказать влияние на окружающую среду и привести к смерти человека.

Рассмотрим в данной части ВКР три раздела:

- безопасность,
- экологичность,
- чрезвычайная ситуация.

13.1 Безопасность

13.1.1 Безопасность при прокладке кабельных линий

При осуществлении реконструкции системы электроснабжения ОАО “НССК” прокладка кабельных линий будет выполняться в траншеях, так как этот способ является наиболее дешёвым. Рассмотрим прокладку кабельных линий на примере введения в эксплуатацию линий 10 кВ, которая связывает ГПП с РП и КТП 2.

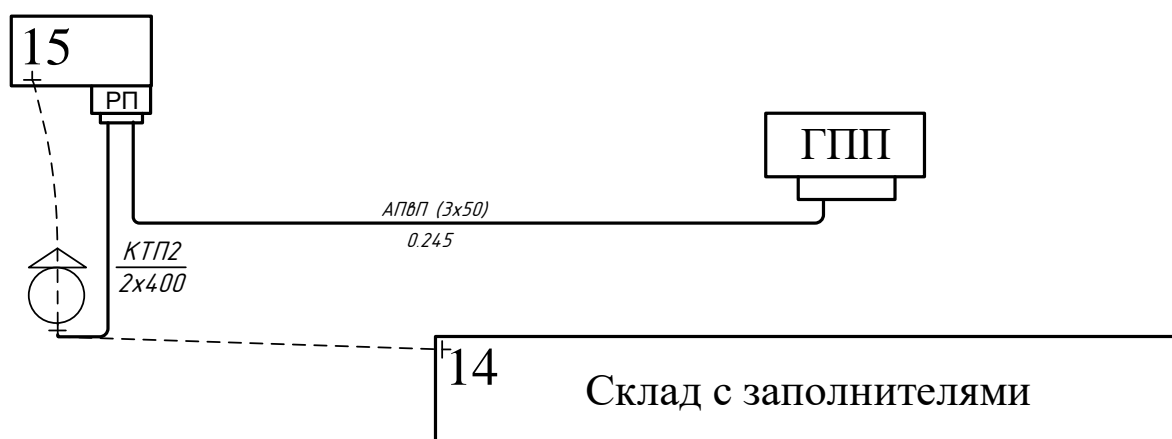


Рисунок 19– План прокладки КЛ

Этот способ не требует больших затрат на строительные работы, и кроме того создаются хорошие условия для охлаждения кабелей. К недостаткам этого способа можно отнести как возможность механических повреждений

кабелей при земляных работах вблизи трассы кабелей. В траншеях прокладывают кабели на глубине 0,7 м [23]. Расстояние между кабелем и фундаментами зданий составляет не менее 0,6 м, а между силовыми кабелями и кабелями связи - 0,5 м [23]. В одной траншее размещают не более 6-ти кабелей на напряжение 6 - 10 кВ или двух кабелей на 35 кВ. Допускается рядом с ними прокладка не более одного пучка контрольных кабелей.

Ширина траншеи по дну для одного кабеля определяется удобством земляных работ и составляет 0,2 м при напряжении до 10 кВ и 0,3 м при 35 кВ. Ширина траншеи по верху зависит от её глубины и угла естественного откоса грунта.

Рассмотрим правила техники безопасности при монтаже линий.

Не допускается прокладка кабелей параллельно трубопроводам по вертикали. Разрешается размещать кабели параллельно трубопроводам в горизонтальной плоскости при условии, что расстояние между кабелем и трубопроводами будет не менее: 0,5 м - при прокладке параллельно трубопроводам всех назначений, кроме нефтепроводов, газопроводов и теплопроводов, 1,0 м - при прокладке параллельно нефтепроводам и газопроводам.

Пересекающий теплопровод кабель должен быть отдален от последнего не менее чем на 0,5 м. При этом теплопровод на участке пересечения плюс по 2 м в каждую сторону от крайних кабелей должен быть изолирован так, чтобы температура почвы не превышала высшую летнюю температуру более чем на 10° С и низшую зимнюю более чем на 15°С [23]

Объем работ по прокладке кабелей в траншеях включает в себя: подготовительные работы, устройство траншей, доставка катушек с кабелем к месту работ, раскатка кабеля и укладка его в траншее, защита кабеля от механических повреждений (использование металлических или железобетонных труб, железобетонных труб плит кирпичной кладки и пр.) и засыпка траншеи.

Кабели, доставленные к месту прокладки, раскатывают с катушек при помощи движущегося транспорта, лебёдкой по роликам, вручную по роликам или без роликов.

В траншее до начала раскатки кабеля устанавливают линейные и угловые раскаточные ролики. Линейные ролики устанавливают на прямых участках траншеи через каждые 2 м, а угловые - в местах изгибов и поворотов траншеи.

В местах входа кабеля в трубу и выхода из нее на кабель наматывают 3 - 4 слоя джутовой пряжи для предохранения от повреждения острыми краями трубы.

По окончании укладки кабеля в траншее проверяют соответствие всех размеров пересечения и сближения проложенного кабеля с имеющимися вблизи подземными сооружениями и составляют исполнительный чертеж трассы проложенных кабельных линий, где указывают местонахождение каждой линии по отношению к постоянным ориентирам.

При ручной раскатке кабеля протягивание кабеля ведут электромонтажники. Расставлять людей необходимо таким образом, чтобы на каждого из них приходилась нагрузка не более 35 кг.

Каждая кабельная линия должна быть замаркирована, т. е. должна иметь присвоенный ей номер или наименование, указанные на бирках, прикрепляемых к кабелю у всех муфт и заделок.

После завершения маркировки и заключительного осмотра кабель засыпают слоем мягкой просеянной земли или песка толщиной 1,0 м, поверх которого кладут железобетонные плиты или кирпич в один слой для защиты кабеля от механических повреждений при раскопках.

Во время монтажа кабельных линий необходимо применять меры по обеспечению безопасности работ при рытье траншей и котлованов, разгрузке, раскатке и прокладке кабеля в траншеях и по конструкциям.

Рабочий персонал при раскатке и прокладке кабеля должен работать в брезентовых рукавицах. Категорически запрещается во время раскатки кабеля оттягивать руками кабель на углах поворота во избежание получения травм

рук. Запрещается в местах поворотов находиться с внутренней стороны кабеля.

При протаскивании кабеля через отверстия в стенах и потолках следует оберегать руки от затягивания их в отверстие вместе с кабелем. Во время работы с кабельной массой необходимо соблюдать особую осторожность, так как попадание на незащищенное тело разогретой массы вызывает ожоги.

13.1.2 Безопасность на КТП

В системе электроснабжения предприятия питание производственных цехов осуществляется с помощью комплектных трансформаторных подстанций. КТП 1, КТП 2, КТП 10 выполнены киоскового типа, остальные КТП внутрицеховые.

При работах на оборудовании КТП без отключения питающей линии напряжением выше 1000 В разрешаются лишь те осмотры и ремонты, которые возможно выполнять, стоя на площадке и при условии соблюдения расстояний до токоведущих частей, находящихся под напряжением, указанных в межотраслевых правилах по охране труда при эксплуатации электроустановок. Если эти расстояния меньше допустимых, то работа должна выполняться при отключении и заземлении токоведущих частей напряжением выше 1000 В.

Допуск к работам в КТП киоскового типа независимо от наличия или отсутствия напряжения на линии должен быть произведен только после отключения сначала коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В, затем линейного разъединителя напряжением выше 1000 В и наложения заземления на токоведущие части подстанции. Если возможна подача напряжения со стороны 380/220 В, то линии этого напряжения должны быть отключены с противоположной питающей стороны, приняты меры против их ошибочного или самопроизвольного включения, а на подстанции на эти линии до коммутационных аппаратов наложены заземления.

На устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей, выключателей нагрузки, шкафы напряжением выше 1000 В и щиты

напряжением до 1000 В должны быть заперты на замок. Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями и заперты на замок.

13.2 Экологичность

13.2.1 Влияние системы электроснабжения

Передача и распределение электроэнергии на напряжении 0,38 – 110 кВ является безотходным процессом и не сопровождается вредными выбросами в окружающую среду, также это напряжение не оказывает негативного воздействия на человека.

Наибольшую опасность окружающей среде могут нанести маслонаполненные трансформаторы, установленные на ГПП ОАО «НССК».

В результате механического повреждения корпуса силового трансформатора масло может попасть в почву и грунтовые воды.

В аварийной ситуации при возгорании большого объема масла может произойти выброс в атмосферу продуктов сгорания нефтепродуктов, оказывающих неблагоприятное воздействие на окружающую среду.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара, а также для предохранения почвы от загрязнения маслом при аварии с трансформаторами предусматривается сооружение под трансформаторами маслосборных ям (маслоприемников) с удалением масла и замасленных вод из них системой закрытых маслоотводов в маслосборник.

13.2.2 Расчет маслоприемника для трансформатора ТДН 10000/110

По проекту реконструкции системы электроснабжения предусмотрена замена трансформатора ГПП установленного на ОРУ. Произведём расчёт маслоприёмника для ТДН 10000/110.

Для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждениях маслонаполненных силовых трансформаторов используют маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

Перечень горючих веществ и материалов в силовом трансформаторе:

- трансформаторное масло;

- твердая изоляция обмоток.

Причины возгорания:

- короткие замыкания, которые возникают при повреждении изоляции;
- перегрузки трансформаторов вследствие неправильного выбора их мощности;
- большие переходные сопротивления;
- электрические дуги и искры;
- нарушение правил эксплуатации силовых трансформаторов.

В зависимости от массы трансформаторного масла в единице маслonaполненного оборудования, маслоприемники бывают:

(п. 4.2.69 ПУЭ 7-я редакция):

1. Без отвода масла (до 20 т)
2. С отводом масла (свыше 20 т).

В трансформаторах ТДН 10000/110 масса трансформаторного масла равна 11800 кг. Габариты трансформатора: длина – 5385 мм; ширина – 3320 мм; высота – 4250 мм.

Так как масса масла меньше 20 т, принимается маслоприемник без отвода масла.

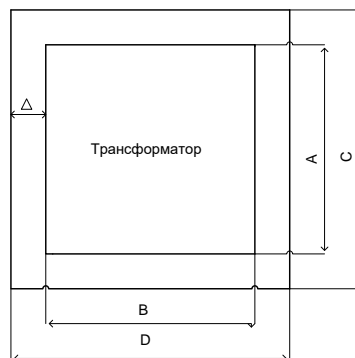


Рисунок 20 – Габариты маслоприёмника

Рассчитываются размеры маслоприемника:

Длина:

$$C = A + 2 \cdot \Delta, \quad (188)$$

где A – длина трансформатора,

Δ – величина, на которую габариты маслоприемника должны выступать за габариты трансформатора, зависит от массы трансформаторного масла: при массе от 10 до 50 т – не менее 1,5 м.

$$C = 5,3 + 2 \cdot 1,5 = 8,3 \text{ м.} \quad (189)$$

Ширина маслоприемника:

$$D = B + 2 \cdot \Delta, \quad (190)$$

где B - ширина трансформатора.

$$D = 3,3 + 2 \cdot 1,5 = 6,3 \text{ м.}$$

Конструкция маслоприемника приведена на рисунке 21.

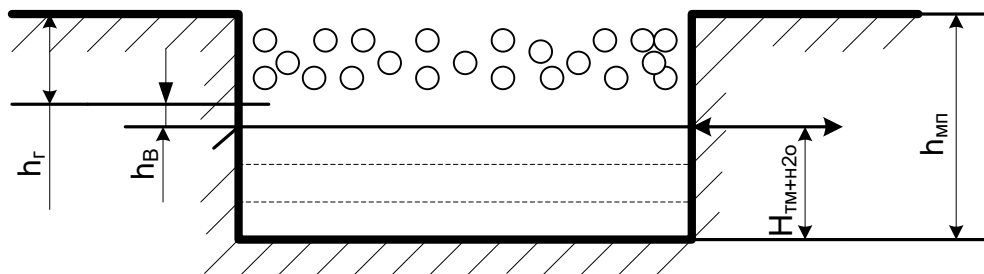


Рисунок 21 – Конструкция маслоприемника

Глубина маслоприемника:

$$h_{МП} = h_{Г} + h_{В} + h_{ТМ+H_2O} \quad (191)$$

где $h_{Г}$ - высота слоя гравия = 0,25 м;

$h_{В}$ - высота воздушного зазора = 0,05 м;

$h_{ТМ+H_2O}$ - высота слоя трансформаторного масла и воды.

$$h_{TM+H_2O} = h_{TM} + h_{H_2O} = \frac{V_{TM}}{S_{МП}} + \frac{0,8 \cdot V_{H_2O}}{S_{МП}}, \quad (192)$$

где V_{TM} - объем трансформаторного масла, м³;

V_{H_2O} - объем воды, м³;

$S_{МП}$ - площадь маслоприемника, м².

$$V_{TM} = \frac{M_{TM}}{\rho_{TM}}, \quad (193)$$

где M_{TM} - масса трансформаторного масла.

ρ_{TM} - плотность трансформаторного масла, = 880-890 кг/м³.

$$V_{TM} = \frac{11800}{880} = 13,41 \text{ м}^3.$$

$$V_{H_2O} = I_n \cdot t_n \cdot (S_{МП} + S_{БПТ}), \text{ м}^3 \quad (194)$$

где I_n - коэффициент интенсивности пожаротушения, равен $0,2 \cdot 10^{-3}$ (м³/с·м²);

t_n - время пожаротушения, 1800 с,

$S_{БПТ}$ - площадь боковой поверхности трансформатора, м².

$$S_{БПТ} = 2 \cdot H \cdot (A + B) = 2 \cdot 4,25 \cdot (5,38 + 3,32) = 73,95 \text{ м}^2. \quad (195)$$

$$S_{МП} = C \cdot D = 8,3 \cdot 6,3 = 52,3 \text{ м}^2. \quad (196)$$

$$V_{H_2O} = 0,2 \cdot 10^{-3} \cdot 1800 \cdot (73,95 + 52,3) = 45,45 \text{ м}^3.$$

$$h_{TM+H_2O} = \frac{13,41}{52,3} + \frac{0,8 \cdot 45,45}{52,3} = 0,95 \text{ м.}$$

$$h_{МП} = 0,25 + 0,05 + 0,95 = 1,25 \text{ м.}$$

Объем маслоприемника:

$$V_{МП} = S_{МП} \cdot h_{МП} = 52,3 \cdot 1,25 = 65,37 \text{ м}^3. \quad (197)$$

Таким образом можно сделать вывод, что для трансформатора ТДН 10000/110 необходим маслоприемник объемом 65,37 м³, размерами С=8,3м, D=6,3 м и $h_{МП} = 1,25$ м.

13.3 Чрезвычайные ситуации

В системе электроснабжения ОАО "НССК" возможно возникновение чрезвычайных ситуаций. В качестве чрезвычайных ситуаций рассмотрим возгорание кабельных линий, пожар на главной понизительной подстанции и основные противопожарные мероприятия.

Пожар - комплекс физико-химических явлений, в основе которых лежат неконтролируемые процессы горения, тепло - и массообмена, сопровождающиеся уничтожением материальных ценностей и создающие опасность для жизни людей.

Причины пожара на производстве:

1. Нарушение правил технической эксплуатации оборудования;
2. Неисправленное электрооборудование;
3. Нарушениями правил пожарной безопасности;
4. Конструктивные недостатки (неправильный выбор сечений кабелей);
5. Несоблюдение графиков плановых и предупредительных работ.

Так как, на главной понизительной подстанции установлено два трансформатора марки ТДН 10000/110, единичная мощность трансформатора менее 63 МВ·А [4], то противопожарный водопровод и водоем не предусматривается. В случае загорания масла, под трансформатором оборудуется специальная маслоприемная яма, покрытая решеткой, поверх которой насыпают гравий. При пожаре трансформатора масло из бака через нижний спускной кран сливают через гравий в яму.

На предприятии в первую очередь проводится огнезащита кабелей, так как система электроснабжения некоторых цехов, таких как электроцех,

строительный цех и другие, выполнена преимущественно кабельными линиями. Эти меры вызваны особенностями сложной конструкции кабелей, так как они сами содержат материалы, являющиеся источниками тепла (горючие материалы, компоненты и вещества), и тем самым могут стать очагом распространения огня. В процессе пожара резко возрастает горючая нагрузка, появляется опасность мгновенного нарастания очереди коротких замыканий, которые воспламеняют кабельные сети, что заканчивается практически моментальным распространением дыма и возрастанием температуры.

Причём риск возгорания кабелей существенно увеличивается в связи с их недоступностью, так как в основном проложены в коробах, трубах, рукавах, то есть скрыты. В связи с этими причинами, пассивная огнезащита кабелей, коммуникаций и проводок является единственным решением пожарной безопасности.

Основными огнегасительными средствами и веществами являются вода, пена, песок, инертные газы, сухие (твёрдые) огнегасительные вещества, войлочные и асбестовые полотна.

Песок используют для тушения небольших очагов воспламенения кабелей, электропроводки. На ОРУ ящики с песком ставят у трансформаторов. Для тушения пожаров используют огнетушители, которые различаются в зависимости от того, какое огнегасительное вещество используется. Различают жидкостные, пенные, газовые, порошковые, углекислотные огнетушители.

Преимущество пенных огнетушителей заключается в том, что пена гасит большинство горящих веществ, в том числе горящие жидкости (масла, керосин, бензин, нефть). На практике широкое распространение получили ручные пенные химические огнетушители ОПХ-5.

Для тушения электроустановок и приборов, находящихся под напряжением, применяются углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8. На ГПП находится 4 пенных и 2 углекислотных огнетушителя.

При загорании кабелей, проводок и аппаратуры на панелях в первую

очередь следует снять с них напряжение, приступить к тушению, не допуская перехода огня на соседние панели.

Бесперебойность системы электроснабжения предприятия характеризуется использованием аккумуляторных батарей. Аккумуляторные батареи установлены в специальном помещении, к которому предъявляются определенные требования. В соответствии с НПБ 105-03 помещение аккумуляторной относится к категории А взрывопожароопасная. Для обеспечения взрывобезопасности в помещении аккумуляторной предусматривается принудительная вентиляция с резервом оборудования, а также установка электродвигателей вентиляторов и светильников во взрывобезопасном исполнении.

Таким образом, распространению пожара способствуют: наличие путей, создающих возможность распространения пламени и продуктов горения на смежные установки и соседние помещения; внезапное появление в процессе пожара факторов, ускоряющих его развитие; запоздалое обнаружение возникшего пожара и сообщение о нем в пожарную часть; отсутствие или неисправность стационарных и первичных средств тушения пожара; неправильные действия людей при тушении пожара.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения ВКР была произведена реконструкция системы электроснабжения ОАО «Новосибирский сельский строительный комбинат».

В ходе реконструкции были рассчитаны нагрузки предприятия, полная мощность предприятия на шинах ГПП составила 13277,9 кВА. Осуществлена замена трансформаторов ГПП и выбор нового оборудования. На ГПП установлены 2 трансформатора ТДН-10000/110, защищенные элегазовыми выключателями марки ВЭБ-110-40/2500 УХЛ 1 со встроенными трансформаторами тока. Выбраны выключатели на 10 кВ типа ВВЭ-М, канализация электроэнергии на напряжении 10 кВ осуществляется кабелями АПвП, а на напряжении 0,4 кВ кабельными линиями марки АПвПГ.

Для питания цехов в основном используются комплектные трансформаторные подстанции разной мощности. Для компенсации реактивной мощности используются конденсаторные батареи, устанавливаемые на выводах низкого напряжения цеховой подстанции.

Выбраны блоки релейной защиты типа БМРЗ для защиты трансформатора 110/10 и кабельных линий 10 кВ.

Разработана оптимальная схема электроснабжения механического цеха с использованием магистральных, распределительных, троллейных и осветительных шинопроводов, распределительных шкафов и кабельных линий.

Для трансформатора ТДН 10000/110 необходим маслоприемник объемом 65,37 м³.

Для тушения электроустановок и приборов, находящихся под напряжением, применяются углекислотные огнетушители типа ОУ-2, ОУ-5, ОУ-8. На ГПП должны находиться 4 пенных и 2 углекислотных огнетушителя.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Андреев В. А., Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Учеб. для вузов по спец. «Электроснабжение». – 3-е изд., перераб. и доп. – М.; Высш. шк., 1991. – 496 с.
2. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-101 Руководство по эксплуатации. Часть 2. ДИВГ.648228.024-01 РЭ1. – М.: Механотроника, 2005. – 38 с.
3. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД-03-20-11. Руководство по эксплуатации. ДИВГ.648228.016-003 РЭ. - М.: Механотроника, 2004. – 47 с.
4. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТР-04-40-12. Руководство по эксплуатации. Часть 2. ДИВГ.648228.001-124 РЭ1. - М.: Механотроника, 2003. – 35 с.
5. ГОСТ 32144-2013 Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения/ Межгосударственный стандарт – Москва, ФГУП Стандартиформ, 2014. – 38 с.
6. Дьяков В.И. Типовые расчеты по электрооборудованию. – М.: Высшая школа, 1990. – 163 с.
7. Иманов Г.М., Халилов Ф.Х., Таджибаев А.И. Методика выбора нелинейных ограничителей, необходимых для защиты изоляции сетей низкого, среднего, высокого и сверхвысокого напряжения трехфазного переменного тока. Издание Петербургского энергетического институтского института повышения квалификации руководящих и специалистов Минэнерго РФ, С.-Петербург, 2004. – 31 с.

8. Карякин Р.Н., Солнцев В.И. Заземляющие устройства промышленных электроустановок: Справочник электромонтажника / Под ред. А.Д. Смирнова и др. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 191 с.

9. Киреева Э.А., Орлов В.В., Старкова Л.Е. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. – М.: НТФ «Энергопрогресс», 2003. – 120 с.

10. Китушин В.Г. Надежность энергетических систем. Часть I. Теоретические основы: Учебное пособие. – Новосибирск: Изд-во НГТУ. – 2003. – 256 с.

11. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для студентов вузов. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005. – 672 с.

12. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок ПОТРМ-016-2001 РД 153-34.0-03.150-00 (с изменениями от 18 февраля 2003 г), 2003. – 107 с.

13. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2002. – 143 с.

14. Милаш Е.В. Стимулирование труда работников электроэнергетической отрасли // Справочник экономиста № 9, 2005 г.

15. Монаков В. Узо против возгараний // Новости электротехники № 3, 2004.

16. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. Учебник для вузов. М., «Энергия», 1973. – 584 с.

17. Мясоедов Ю.В., Савина Н.В., Ротачева А.Г. Электрическая часть станций и подстанций: Учебное пособие. Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2007 – 192 с.

18. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для вузов./Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – М. : Энергоатомиздат, 2014. – 608 с.

19. НПБ 105-03. Нормы пожарной безопасности. НПБ 105-03 Определение категорий помещений и наружных установок по

взрывопожарной и пожарной опасности: Санитарно-эпидемиологические правила и нормативы. – М.:Издательский отдел Минздрава России, 2003.- 17 с.

20.Овчаренко Н.И., Автоматика электрических станций и электроэнергетических систем: Учебник для вузов / Под ред. А.Ф. Дьякова. М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2000. – 504 с.

21. Оценка экономической эффективности проектов по строительству, реконструкции и модернизации систем электроснабжения объектов. Учебные пособие. – Благовещенск: Амурский гос. ун-т, 2006. – 186 с.

22. Правила устройства электроустановок. – Новосибир.: Сиб. унив. изд-во, 2009. – 853 с.

23.Правила эксплуатации электроустановок потребителей. Главгосэнергонадзор России – М.: ЗАО «Энергосервис», 1997. – 175 с.

24.РД 153-34.0-20.527-98 Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. – М.: 2001. – 150 с.

25. Руководство по защите электрических сетей 6-1150 кВ от грозových и внутренних перенапряжений / Под редакцией Н.Н. Тиходеева. – 2-е издание. – Санкт-Петербург: ПЭИПК Минтопэнерго РФ, 1999. – 353 с.

26. Савина Н.В., Мясоедов Ю.В., Дудченко Л.Н. Электрические сети в примерах и расчетах: Учебное пособие. Благовещенск, Издательство АмГУ, 1999. – 238 с.

27.Справочник по проектированию электроснабжения/Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

28.Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. – 464 с.

29.Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: ЭНАС, 2009. – 392 с.

30.Справочник по электроснабжению промышленных предприятий: Проектирование и расчет / А.С. Овчаренко, М.Л. Рабинович, В.И. Мозырский, Д.И. Розинский. – К.: Техника, 1985. – 279 с.

31.Указания по расчету электрических нагрузок. Технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект № 358-90 от 1 августа 1990 г. – 7 с.

32.Федоров А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. -4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.

33. Федоров А.А., Старкова Л.Е., Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. –М.; Энергоатомиздат, 2012. – 368 с.

34. Электротехнический справочник: В 4т. Т.3. Производство, передача и распределение электрической энергии / Под общ. ред. Профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. Попов). – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2004. – 964 с.

