

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2018 г.

Электроснабжение группы цехов Магнитогорского
метизно-металлургического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 2018 г.

Руководитель работы
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
д.т.н.

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 2018 г.

Автор работы
Студент группы ПЗ-573

_____ В.А. Асватов
« ___ » _____ 2018 г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 2018 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Асватова Виталия Альбертовича

Группа ПЗ-573

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов Магнитогорского метизно-
металлургического завода

утверждена приказом по университету от 04.04.2018 г. № 518

2 Срок сдачи студентом законченной работы _____ 30 мая 2018 г.

3 Исходные данные к работе

Из архива кафедры СЭС

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов Магнитогорского метизно-металлургического завода	-1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов Магнитогорского метизно-металлургического завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный ОРУ-110/10 кВ	- 1 лист
4 Схема электрическая принципиальная релейной защиты синхронного двигателя СДН-1000 кВт	- 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	- 1 лист
6 Плакат по экономике	- 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания _____
 Руководитель _____ **И.П. Титов**
 Задание принял к исполнению _____ **В.А. Асватов**

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	15.01.18 – 04.02.18	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий	04.02.18– 07.02.18	
3 Технически паспорт	07.02.18– 10.02.18	
3 Расчёт электрических нагрузок	10.02.18– 14.02.18	
4 Выбор цеховых трансформаторных подстанций	14.02.18 – 18.02.18	
5 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	18.02.18 – 25.02.18	
6 Расчет схемы внешнего электроснабжения	25.02.18– 03.03.18	
7 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения, расчет питающих линий	03.03.18 – 10.03.18	
8 Расчет токов короткого замыкания	10.03.18 – 15.03.18	
9 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	15.03.18 – 18.03.18	
10 Техничко-экономическое обоснование схемы внутреннего электроснабжения	18.03.18 – 25.03.18	
11 Компенсации реактивной мощности	25.03.18 – 31.03.18	
12 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	31.03.18 – 07.04.18	
13 Релейная защита синхронного двигателя	07.04.18 – 14.04.18	
14 Безопасность жизнедеятельности	14.04.18 – 18.04.18	
15 Заключение	18.04.18 – 21.04.18	
16 Библиографический список	21.04.18 – 25.04.18	
17 Оформление пояснительной записки	25.04.18 – 30.04.18	
18 Оформление графической части	30.04.18 – 30.05.18	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

И.П. Титов

Студент

(подпись)

В.А. Асватов

АННОТАЦИЯ

Асватов В.А. Электроснабжение группы цехов Магнитогорского метизно-металлургического завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2018, 115 с, 22 ил., 43 табл., библиогр. список 50 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения группы цехов Магнитогорского метизно-металлургического завода.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схема внешнего электроснабжением 110 кВ и схема внутривзаводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование: подстанция открытого типа с элегазовыми выключателями напряжением 110 кВ; комплектный закрытой токопровод ТЗК-10 кВ, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена; силовые трансформаторы типа ТМГ.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения и вопросы безопасности жизнедеятельности.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ								
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение группы цехов Магнитогорского метизно-металлургического завода			Лит.		Лист	Листов		
Разраб.	Асватов							В	К	Р	3	115	
Провер.	Титов							ФГБОУ ВПО ЮУрГУ Кафедра «ЭССиСЭ»					
Н. Контр.	Аверина												
Утверд.	Кирпичникова												

ОГЛАВЛЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ	7
ВВЕДЕНИЕ	8
КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА	9
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
Выводы по разделу.....	12
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчет электрических нагрузок ЭРЦ	13
1.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ.	16
1.3 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ.	19
1.4 Картограмма электрических нагрузок	21
Выводы по разделу 1	22
2 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов	24
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....	24
Выводы по разделу 2.....	28
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	30
Выводы по разделу 3.....	31
4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
4.1 Определение потерь в трансформаторах	32
4.2 Расчет линии электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия.	34
4.3 Расчет токов короткого замыкания	35
4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.	37
4.5 Выбор трансформаторов напряжения	40
Выводы по разделу 4.....	40
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	41
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия.....	41
5.3 Конструктивное выполнение электрической сети	41
5.4 Расчет питающих линий	42
Выводы по разделу 5.....	44
6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	46
7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1 Выбор ячеек комплектно распределительного устройства ГПП	54
7.2 Выбор выключателей КРУ.....	55
7.3 Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях.....	55
7.4 Выбор трансформатора напряжения	57

									Лист
									4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ				

12.2.1 Расчет заземляющего устройства открытого распределительного устройства	101
12.2.2 Молниезащита ГПП.....	104
12.2.3 Обеспечение безопасных условий и охраны труда при эксплуатации электроустановок	106
12.3 Освещение ОРУ 110/10 кВ.....	107
12.4 Пожарная безопасность.....	108
12.4.1 Категории помещений взрывопожарной безопасности.....	108
12.4.2 Пожарная безопасность трансформатора.....	109
12.4.3 Пожарная безопасность ОПУ, ЗРУ и ОРУ	110
12.5 Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации	111
Выводы по разделу 12	111
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	112
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	113

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ

- 1) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 26712 кВт.
- 2) Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1 кВ – 11080 кВт
- 3) Категория основных потребителей надежности по электроснабжению – II.
- 4) Расчетная активная мощность на шинах 110 кВ главной понизительной подстанции: 47355 кВт·А.
- 5) Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi = 0,55$; расчетный $\text{tg}\varphi_p = 0,48$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_s = 0,5$.
- 6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.
- 7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3550 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110кВ – АС–3х120/19.
- 8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы: 11,5 км.
- 9) Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТРДН–40000/110/10/10.
- 10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.
- 11) Типы принятых ячеек распределительных устройств на главной понизительной подстанции К–104М.
- 12) На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типов ТМГ, мощностью 630, 1000, 1600 кВА.
- 13) Грунт: коррозионная активность – средняя, блуждающие токи есть, без значительных растягивающих усилий.
- 14) Число часов использования максимума нагрузки 4400 ч/год.
- 15) Тип и сечение кабельных линий: АПвПу–10 (3х240), АПвПу–10 (3х120), ААПл –1 (4х150), ААПл –1 (4х120), ААПл –1 (4х70), ААПл –1 (4х50).

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения промышленных предприятий должны отвечать определенным технико–экономическим требованиям: обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы работы как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

Таким образом, создание рациональной системы электроснабжения промышленных предприятий является сложной задачей, включающей в себя выбор рационального числа трансформаций, выбор рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых подстанций и ГПП, совершенствование методики определения электрических нагрузок, рациональный выбор числа и мощности трансформаторов, схемы внешнего электроснабжения и ее параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др. Принятие оптимальных решений на каждом этапе проектирования ведет к сокращению потерь электроэнергии, повышению надежности и способствует осуществлению общей задачи оптимизации построения систем электроснабжения.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ ПРОЦЕССЕ ПРОИЗВОДСТВА

В работе предусматривается проектирование системы электроснабжения группы цехов Магнитогорского метизно-металлургического завода. В целом по надежности электроснабжения завода можно отнести ко второй категории, также на территории предприятия имеется цеха и здания, которые относятся к первой и к третьей категориям. Электроприемники завода питаются на переменном токе промышленной частоты, преимущественно все они трехфазные.

Так как почти все кабельные линии предприятия проложены в земле, то необходимо отметить, что грунт характеризуется средней коррозионной активностью, также в грунте завода присутствуют блуждающие токи и отсутствие колебаний и растягивающих усилий в грунте. Все это следует учитывать при выборе типа кабельных линий, чтобы был выдержан срок службы этих линий, установленный производителем.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Сравнение оборудования будем производить на примере элегазовых выключателей 110 кВ.

1) Элегазовый выключатель ВЭБ–110

Внешний вид выключателя ВГТ–110 [1] представлен на рисунке А



Рисунок А – Элегазовый выключатель ВЭМ–110

Производитель: Уралэлектротяжмаш.

Номинальное напряжение, кВ: 110.

Наибольшее рабочее напряжение, кВ: 126.

Номинальный ток, А: 3150.

Номинальный ток отключения, кА: 40.

Ток термической стойкости, кА (с): 40 (3).

Собственное время отключения, мс: 35.

Полное время отключения, мс: 55.

Масса элегаза (тетрафторметана), кг: 27,3 (26,4).

Цена: 1100 т.руб.

Выключатели изготавливаются в климатическом исполнении У и ХЛ. Они предназначены для эксплуатации в открытых и закрытых распределительных устройствах в районах с умеренным и холодным климатом (минус 55°С).

Условия работы выключателя:

– окружающая среда – невзрывоопасная, не содержащая агрессивных газов и паров в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию;

– верхнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет 40°С;

– нижнее рабочее значение температуры окружающего выключатель воздуха составляет: для исполнения У1 – минус 45°С при заполнении выключателя элегазом, для исполнения ХЛ1* – минус 55°С при заполнении выключателя газовой смесью (элегаз SF6 и тетрафторметан CF4);

– относительная влажность воздуха: при температуре +15°С – 75% (верхнее значение 100% при температуре +25°С);

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ				

- при гололеде с толщиной корки льда до 20 мм и ветре скоростью до 15 м/с, а при отсутствии гололеда – при ветре скоростью до 40 м/с;
- высота установки над уровнем моря не более 1000 м;
- сейсмичность – до 9 баллов по шкале MSK–64;
- тяжение проводов в горизонтальном направлении для выключателей ВГТ–110 – не более 1000 Н (100 кгс).

Допустимое для каждого полюса выключателя ВГТ–110 без осмотра и ремонта дугогасительных устройств число операций отключения составляет:

- при токах в диапазоне свыше 60 до 100% номинального тока отключения – 20 операций;

- при токах в диапазоне свыше 30 до 60% номинального тока отключения – 50 операций;

- при рабочих токах, равных номинальному току – 5000 операций «включение – произвольная пауза – отключение».

- ресурс по механической стойкости до первого ремонта – 10000 циклов.

- срок службы до первого ремонта – не менее 25 лет, если до этого срока не исчерпаны ресурсы по механической или коммутационной стойкости;

- срок службы – не менее 40 лет.

2) Элегазовый выключатель 100–SFMT–40E

Внешний вид выключателя 100–SFMT–40E [2] представлен на рисунке Б



Рисунок Б – Элегазовый выключатель 100–SFMT–40E

Производитель: Mitsubishi Electric .

Номинальное напряжение, кВ: 110.

Наибольшее рабочее напряжение, кВ: 123.

Номинальный ток, А: 1200, 2000, 3000, 4000.

Номинальный ток отключения, кА: 40.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

Ток термической стойкости, кА (с): 40 (3).

Масса элегаза: 25 кг.

Цена: 1890 т.руб.

Элегазовые выключатели серии SFMT представляют собой отдельные для каждого полюса баки поддерживаемые конструкцией из нержавеющей стали. Корпус бака не находится под напряжением, содержит одну дугогасительную камеру и два фарфоровых проходных изолятора. Изолирующей и дугогасящей средой служит элегаз (SF₆). Дизайн и работа всех выключателей полностью проверены в соответствии с нормами ANSI C.37 и IEC 56, и испытаны в лабораториях Мицубиси, в которых выключателям создают условия, значительно более всесторонние и серьезные, чем при реальной эксплуатации электрооборудования.

Испытания подтвердили безопасность и надежность выключателей Мицубиси. Например, они подтверждают, что выключатели Мицубиси имеют 10000 механических циклов отключения–включения и выдерживают серьезные сейсмические усилия, и сохраняют свою работоспособность при чрезвычайно низких или высоких температурах.

Отличительные черты выключателей SFMT :

- малый вес, позволяющий минимизировать размер фундамента.
- быстрый взвод привода 0–ВО–10 сек– ВО;
- универсальная заводка пружинного привода двигателя (AC/DC);
- бесшумность работы; подходит для городской установки;
- возможность использования в сейсмически опасных районах;
- возможность отключения емкостных токов и индуктивных токов;
- включение до –35°C без нагревателей бака; до –50°C с нагревателями бака;
- гибкость применения;
- составной NEMA вывод высоковольтного ввода с 4 отверстиями;
- контакты, легкодоступные для обслуживания и замены;
- дугогасящее устройство компрессионного типа;
- низкое Рабочее давление (71 фунт/дюйм² при 20°C).
- только SF₆ для гашения дуги;
- бак не находится под потенциалом;

Выводы по разделу

Для решения задачи, поставленной в проекте, анализируя варианты, отдаем предпочтение выключателям типа ВЭБ. Цена выключателей ВГТ более чем в олтора раза ниже, меньший расход элегаза, остальные данные удовлетворяют требованиям.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

1.1 Расчет электрических нагрузок ЭРЦ.

Для расчета электрических нагрузок будем использовать метод упорядоченных диаграмм [3].

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{иа}$ и коэффициента мощности $\cos \phi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [4]. Зная $\cos \phi$ определяем $\operatorname{tg} \phi$.

Далее для каждой группы электроприемников находим средние мощности

$$P_p = K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot n, \quad (1.1)$$

$$Q_p = K_{ИА} \cdot P_{НОМ} \cdot n \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников ;

$P_{НОМ}$ - номинальная мощность одного электроприемника , кВт.

Далее определяем эффективное число электроприемников

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{НОМ i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ i}^2}, \quad (1.3)$$

где $P_{н.i}$ - номинальная мощность i -го ЭП;

n – реальное число электроприемников.

Далее находим средневзвешенные значения коэффициента использования

$$K_{ИА} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{ИА i} \cdot P_{НОМ i}}{\sum_{i=1}^n P_{НОМ i}}, \quad (1.4)$$

где $k_{иа i}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

Средневзвешенное значение $\operatorname{tg} \phi$ определяем по формуле

$$\operatorname{tg} \phi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иа i} \cdot P_{НОМ i} \cdot \operatorname{tg} \phi_i}{\sum_{i=1}^n k_{иа i} \cdot P_{НОМ i}}, \quad (1.5)$$

где $\operatorname{tg}\phi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника.

По полученному значению $\operatorname{tg}\phi$ находим $\cos\phi$.

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам

$$P_p = K_{PA} \cdot \sum_{i=1}^n k_{IAi} \cdot P_{НОМi}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{PP} \cdot \sum_{i=1}^n k_{IAi} \cdot P_{НОМi} \cdot \operatorname{tg}\phi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{p.a.}$ - коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности приводится в [5] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $K_{p.a.} = f(n_{\Sigma}, K_{и})$; $K_{p.p}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной реактивной мощности находим по формуле

$$K_{PP} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_{\Sigma}}}. \quad (1.8)$$

Полная мощность группы ЭП определяется по следующей формуле

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

Расчетный ток группы ЭП

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (1.10)$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети.

Номинальный ток ЭП, включенного в трехфазную сеть, определяется по формуле

$$I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos\phi}. \quad (1.11)$$

Весь перечень электрооборудования ЭРЦ с номинальными мощностями по каждому электроприемнику сведем в таблицу 1.1.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
						14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 1.1 – Исходные данные для расчета электрических нагрузок однофазных электроприемников по ЭРЦ

Наименование оборудования	Мощность, кВт	Количество потребителей, шт.
Заготовительное отделение		
Ножницы гильотинные	7,0	3
Ножницы листовые	14,0	4
Вальцы гибочные	5,0	7
Пресс-ножницы	2,2	11
Пила дисковая	5,8	8
Пресс кривошипный	4,5	4
Пресс двухкривошипный	14,0	2
Пресс кривошипный	20,0	4
Пресс фрикционный	10,0	6
Машина для кислородной резки	0,6	2
Радиально-сверлильный станок	4,5	8
Вентилятор	4,5	11
Мостовой кран	27,0	3
Сборочно-сварочное отделение		
Автоматы для сварки	3,6	10
Сварочный трансформатор	35,0	2
Шланговый полуавтомат	5,2	5
Сварочный трансформатор	10,5	4
Электронагреватель	10,0	5
Радиально-сверлильный станок	4,5	3
То же	2,2	8
Обдирочно-шлифовальный станок	2,2	7
Пресс гидравлический	6,0	4
То же	10,0	2
Дыропробивной станок	4,5	4
Вентилятор	4,5	5
Мостовой кран	6,1	2
Кузнечно-котельное отделение		
Пресс фрикционный	3,2	8
Молот пневматический	26,5	4
Эксцентриковый пресс	4,5	4
Вентилятор дутьевой	2,2	8
Точило обдирочное	3,2	6
Сварочный трансформатор	33,0	5
Электронагреватель заклепок	10,0	5
Электропечь камерная	45,0	7
Электропечь высокого отпуска	24,0	3
Мостовой кран	36,0	3
Вентилятор	4,5	7

Питание потребителей будем осуществлять при помощи силовых распределительных шкафов. Каждое отделение будем запитывать от собственного распределительного шкафа. Произведем расчет электрических нагрузок ЭРЦ по формулам (1.1-1.11) и сведем полученные данные в таблицу 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок на стороне 0,4 кВ.

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и по формулам (1.3) – (1.5) соответственно получаем $\text{tg}\phi$.

Расчетные активная и реактивная мощности определяются по формулам

$$P_{\text{РЦ}} = K_{\text{РА}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{ИАi}} \cdot P_{\text{НОМi}}, \quad (1.12)$$

$$Q_{\text{РЦ}} = K_{\text{РА}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{ИАi}} \cdot P_{\text{НОМi}} \cdot \text{tg}\phi_i, \quad (1.13)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

Расчетная осветительная нагрузка $P_{\text{р.осв.}}$ цеха вычисляется по выражению (1.17) с учетом площади производственной поверхности пола $F_{\text{ц}}$ цеха, определяемой по генплану предприятия, удельной осветительной нагрузки $P_{\text{уд.осв.}}$ и коэффициента спроса на освещение $K_{\text{с.осв.}}$.

$$P_{\text{Росв}} = K_{\text{Сосв}} \cdot P_{\text{Уосв}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (1.14)$$

$$Q_{\text{Росв}} = P_{\text{Росв}} \cdot \text{tg}\phi_{\text{осв}}, \quad (1.15)$$

где $K_{\text{осв}}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{\text{уд.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт/м²;

$F_{\text{ц}}$ – поверхность пола цеха, м²;

$\text{tg}\phi_{\text{осв}}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

В качестве примера рассчитаем электрические нагрузки по прокатному цеху.

Расчетная активная нагрузка прокатного цеха равна:

$$P_{\text{рц}} = 1 \cdot 7880 \cdot 0,6 = 4278 \text{ кВт}.$$

Расчетная реактивная нагрузка прокатного цеха равна:

$$Q_{\text{рц}} = 1 \cdot 4278 \cdot 0,75 = 3546 \text{ кВар}.$$

Расчетная осветительная нагрузка прокатного цеха равна:

$$P_{\text{р.осв.пр.}} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 6905,6 = 93,22 \text{ кВт}.$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист 16

$$Q_{p.осв.гр} = 93,22 \cdot 0,61 = 56,86 \text{кВар}.$$

Результаты расчетов по остальным цехам сведем в таблицу 1.3

1.3 Расчет электрических нагрузок на стороне 10 кВ.

Активная нагрузка высоковольтных электроприёмников определяется с учетом технологического резервирования и коэффициента загрузки для общезаводских ЭП по формуле (1.16).

$$P_{pBB.ЭП} = k_{uBB.ЭП} \cdot P_{ном.ВВ.ЭП} \cdot n \cdot k_{загр.ВВ.ЭП}, \quad (1.16)$$

где $P_{ном}$ – активная номинальная мощность одного ЭП, в кВт;

n – количество высоковольтных ЭП;

$K_{и}$ – коэффициент использования, принятый с учетом объектов резервирования,

$K_{загр}$ – для механизмов общезаводского назначения принимается равным 0,8 – для СД, так как при такой нагрузке возможно использование СД в качестве естественных компенсаторов реактивной мощности, если в качестве привода используется АД, а также для высоковольтных ЭП технологического назначения, $K_{загр}=1$.

На данном предприятии высоковольтными электроприёмниками являются синхронные электродвигатели расположенные в насосно-фильтровальной станции и оцинковальном цеху, и преобразователи частоты расположенные в прокатном цеху.

Реактивная нагрузка высоковольтных электроприёмников определяется по формуле (1.19)

$$Q_{pBB.ЭП} = P_{pBB.ЭП} \cdot \text{tg}\phi. \quad (1.17)$$

Рассчитаем активную нагрузку высоковольтных преобразователей частоты прокатного цеха 1

$$P_{pBB.ЭП} = 0,7 \cdot 1880 \cdot 6 \cdot 0,75 = 6316,8 \text{кВт}.$$

Рассчитаем реактивную нагрузку высоковольтных преобразователей частоты прокатного цеха 1

$$Q_{pBB.ЭП} = 6316,8 \cdot 0,88 = 5570,89 \text{кВар}.$$

Данные по расчетным нагрузкам остальных высоковольтных электроприемников занесем в таблицу 1.4

Рассчитаем полную нагрузку на стороне низкого напряжения ГПП просуммировав все значения активных и реактивных нагрузок:

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
						19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\sum P_p = P_p + P_{p.осв.} + P_{p.ВВ.ЭП} = 26712,78 + 955,03 + 11080,8 = 38748,61 \text{ кВт.}$$

$$\sum Q_p = Q_p + Q_{p.осв.} + Q_{p.ВВ.ЭП} = 17236,2 + 582,68 + 1765 = 27222,36 \text{ кВар.}$$

$$\sum S_p = \sqrt{(\sum P_p)^2 + (\sum Q_p)^2} = \sqrt{38748,61^2 + 27222,36^2} = 47355,17 \text{ кВА.}$$

1.4 Картограмма электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, площади окружностей пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Окружность делится на секторы, площади которых пропорциональны активным нагрузкам с напряжением до 1 кВ, электроприемников с напряжением свыше 1 кВ и электрического освещения. При этом радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m}}, \quad (1.18)$$

где P_p – активная расчетная нагрузка всего цеха, кВт,
 m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м².

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot R_{min}^2}, \quad (1.19)$$

где $P_{p.min}$ – минимальная расчетная активная мощность одного цеха;
 R_{min} – минимальный радиус, $R_{min} = 5$ мм.

Углы секторов для каждого цеха определяются по формулам:

$$\alpha_p = \frac{360 \cdot P_{p.}}{\sum P}; \alpha_{p.ВВ.} = \frac{360 \cdot P_{p.ВВ.}}{\sum P}; \alpha_{p.осв.} = \frac{360 \cdot P_{p.осв.}}{\sum P}; \quad (1.20)$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [6]:

$$X_{ц.н} = \frac{\sum_1^n P_i \cdot X_i}{\sum_1^n P_i}, \quad (1.21)$$

$$y_{ц.н} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (1.22)$$

где x_i, y_i – координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Расчеты произведенные по формулам (1.18) – (1.22) сведем в таблицу 1.5

По расчетным данным таблицы 1.5 определим координаты центра электрических нагрузок

$$x_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}, \quad (1.23)$$

$$y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{Pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{Pi}}. \quad (1.24)$$

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ГПП;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия: $X_{ГПП} = 278$ м; $Y_{ГПП} = 169$ м.

Выводы по разделу 1

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, осуществлен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, выбран символический центр электрических нагрузок, а также определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.

2 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор трансформаторов цеховых ТП является важным этапом проектирования, существенно влияющим на основные технико-экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия. В общем случае выбор трансформаторов представляет собой достаточно сложную задачу, которая может иметь не одно, а несколько решений, из которых следует выбрать наилучшее. Основой расчетов при этом служит, как правило, технико – экономическое сравнение вариантов.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [7], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [8]:

- трансформаторы ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении, в гофрированных баках с полным заполнением маслом, без маслорасширителя и без воздушной или газовой подушки;

- температурные колебания объема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака трансформатора;

- контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует, что значительно улучшает условия работы масла, исключает его увлажнение, окисление и шлакообразование;

- трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре $40 \pm 20^\circ\text{C}$ в специальной вакуумзаливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора;

- трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах, трансформаторы ТМЗ, кроме того, требуют систематической подкачки азота для поддержания в них давления не менее $0,2 \text{ кгс/см}^2$, так как происходит снижение давления азота даже при полной герметизации за счет поглощения азота маслом.

2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{\text{ЭТ}}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки, эта связь приведена в [9]. Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле

$$\sigma = \frac{S_p}{F_c}, \quad (2.1)$$

где - расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;
F - площадь цеха, м².

В таблице 2.1 представлена связь между плотностью электрической нагрузки цеха и экономически целесообразной мощностью трансформаторов цеховой трансформаторной подстанции.

Таблица 2.1 – Связь между плотностью нагрузки и мощностью трансформатора

σ , кВА/м ²	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{ЭТ}$, кВА	400	630	1000	1600	2500

Выбор цеховых ТП сводится к решению нескольких задач:

- выбор единичной мощности трансформатора;
- выбор числа трансформаторов на подстанции;
- выбор местоположения.

Оптимальное количество трансформаторов всех подстанций цеха обычно определяется по выражению:

$$N_{Тмин}^{Э} = \frac{P_p}{k_{зд} \cdot S_{ЭТ}} + \Delta N, \quad (2.2)$$

где P_p - расчетная активная нагрузка цеха от низковольтных потребителей, кВт;
 $k_{зд}$ - допустимый коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{ЭТ}$ - выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП,
 ΔN - добавка до целого числа;

Полученный результат округляем до ближайшего целого числа.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия:

$$S_{Т.н.} \geq \frac{P_c}{k_{зд} \cdot N_T} \quad (2.3)$$

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{k_{зд} \cdot N_T \cdot S_T^2 - P_c^2} \quad (2.4)$$

В общем случае мощности Q_{1p} и $Q_{p.c}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор определяется из соотношений:

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.c}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.c} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.c} \end{cases}. \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{p.c}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{p.c}$.

2 Если оказывается, что мощность Q_{1p} меньше нагрузки $Q_{p.c}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{p.c}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н.} = Q_{p.c} - Q_1, \quad (2.6)$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{з.т.н} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_{1p}^2}}{n \cdot S_{н.т.}}, \quad (2.7)$$

$$K_{з.т.п} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_1^2}}{(n-1) \cdot S_{н.т.}}. \quad (2.8)$$

В качестве примера выберем мощность и количество трансформаторов комплектной трансформаторной подстанции для электроснабжения прокатного цеха 1. Предварительно отнесем потребителей прокатного цеха 1 к потребителям 2 категории надежности по электроснабжению, значит в цеху устанавливается двухтрансформаторная ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н.} \geq \frac{4965}{0,8 \cdot 2} = 3103 \text{ кВА.}$$

Так как, максимальная мощность трансформатора должна быть меньше либо равна 2500 кВА, в данном случае необходимо разделить нагрузку цеха на две трансформаторные подстанции.

Тогда

$$S_{Т.Н.} \geq \frac{4965}{0,8 \cdot 2} = 1551,5 \text{ кВА.}$$

Принимаем единичную мощность трансформаторов 1600 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1P} = \sqrt{0,8 \cdot 2 \cdot 1600^2 - 2482,5^2} = 625,13 \text{ квар.}$$

Так как

$$Q_{1P} < Q_{р.ц.},$$

$$Q_1 = Q_{1P}.$$

Для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле (2.6)

$$Q_{к.н.} = 1801 - 625 = 1176 \text{ квар.}$$

Коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и послеаварийном режимах определяются следующим образом:

$$K_{з.т.н.} = \frac{\sqrt{2482,5^2 + 1801^2}}{2 \cdot 1600} = 0,96.$$

$$K_{з.т.п.} = \frac{\sqrt{2482,5^2 + 1801^2}}{(2-1) \cdot 1600} = 1,92.$$

Определение мощности трансформаторов электротехнологических установок (преобразователей частоты) производится из условия пропуска трансформатором полной мощности установки.

$$S_{Т.Н.} \geq S_{эт.уст.} \cdot \quad (2.9)$$

Полная мощность электротехнологической установки находится по формуле

$$S_{эт.уст.} = \frac{P_{эт.уст.}}{\cos \varphi}, \quad (2.10)$$

где $P_{эт.уст.}$ – номинальная активная мощность электротехнологической установки, кВт.

										Лист
										27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ					

Для примера произведем выбор понижающего трансформатора для преобразователя частоты по выражениям (2.9) – (2.10)

$$S_{\text{т.пч.}} = \frac{1800}{0,75} = 2400 \text{ кВА} .$$

Поэтому принимаем ближайшую большую единичную мощность трансформатора, а именно принимаем к установке трансформатор типа ТСЗП [7] номинальной мощностью 2500 кВА.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (НПП), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

Целесообразность данной установки НПП определяется условием

$$S_{\text{р.ц.}} \cdot Q_1 \leq 15000 \quad (2.11)$$

где $S_{\text{р.ц.}}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВА;

L – расстояние от НПП данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.11) при установке низковольтных распределительных пунктов (НПП) представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 – Обоснование установки НПП

Номер цеховой ТП	Номер НПП	$S_{\text{р.ц.}} \cdot L, \text{ кВА} \cdot \text{м}$
3	1	9234
4	2	2484
6	3	10134
6	4	13548
6	5	14596
8	6	3560

Выбор цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.10), представим в таблице 2.3.

Выводы по разделу 2

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки НПП в цехах с малой нагрузкой.

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжения на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных или кабельных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Из всех возможных вариантов внешнего электроснабжения нужно выбрать оптимальный, то есть имеющий наилучшие технико-экономические показатели. Для этого, прежде всего, следует найти величину рационального напряжения, которую можно оценить по формуле Стилла.

$$U = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_p}, \quad (3.1)$$

где L – длина питающей ГПП линии;

P_p – расчетная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП.

Нагрузка главной понизительной подстанции на стороне низкого напряжения определим по формуле

$$P_{p.п} = K_{o.m} \cdot [P_{p.НВ} + P_{p.ВВ} + \Delta P_{т\Sigma}] + P_{p.o}, \quad (3.2)$$

где $K_{o.m}$ – коэффициент одновременности максимумов;

$P_{p.НВ}$ – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭПЗ

$P_{p.ВВ}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия;

$P_{p.o}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая внутрицеховое и наружное освещение,

$\Delta P_{т\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в цеховых трансформаторах.

Коэффициент одновременности максимумов $K_{o.m}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m – число ТП, питающихся от ГПП, M – число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{иА}$ и приводится в [5].

Число присоединений $n = m + M = 11 + 14 = 25$; $K_{иА} = 0,66$, тогда $K_{o.m} = 0,9$.

По формуле (3.2)

$$P_{p.п} = 0,9 \cdot (11080,8 + 26712,8 + 347) + 955,3 = 35281 \text{ кВт}.$$

Подставив полученные значения в исходную формулу (3.1) получим:

$$U = 4,34 \cdot \sqrt{11,5 + 35281 \cdot 0,016} = 107 \text{ кВ}.$$

4 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Определение потерь в трансформаторах

Питание ГПП осуществляется по двум воздушным линиям электропередач на напряжение 110 кВ через трансформаторы типа ТРДН-40000-110/10.

Потери активной и реактивной мощности в силовых трансформаторах определяются по формулам (4.1) и (4.2).

$$\Delta P_{\tau} = N_{\text{ТР-Р}} \cdot (P_{\text{xx}} + K_{\text{загр}}^2 P_{\text{кз}}), \quad (4.1)$$

$$\Delta Q_{\tau} = N_{\text{ТР-Р}} \cdot \left(\frac{i_{\text{xx}}}{100} S_{\text{тр}} + K_{\text{загр}}^2 \cdot \frac{u_{\text{кз}}}{100} S_{\text{тр}} \right). \quad (4.2)$$

Потери электрической энергии в трансформаторах определяется по формуле (4.3):

$$\Delta A_{\tau} = N_{\text{ТР-Р}} \cdot (P_{\text{xx}} \cdot T_{\tau} + K_{\text{загр}}^2 P_{\text{кз}} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где τ -годовое число часов максимальных потерь.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right) \cdot T_{\tau}, \quad (4.4)$$

где $T_{\tau}=8760$ часов - годовое число часов работы предприятия;

$T_{\text{м}}$ - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, $T_{\text{м}} = 4400$ часов.

Представим схему внешнего электроснабжения на рисунке 4.1. Результаты расчета по трансформаторам сведем в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Характеристики и потери трансформаторов

Напряжение, кВ	110
Трансформатор	ТРДН 40000 110/10/10
$S_{\text{нт}}$, кВА	40000
n, штук	2
$K_{\text{зн}}$	0,7
ΔP_{xx} , кВт	22
$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	170
I_{xx} , %	0,28
$U_{\text{кз}}$, %	10,5
ΔP_{τ} , кВт	210,6
ΔQ_{τ} , квар	4340
ΔA_{τ} , МВт·ч/год	726,4

4.2 Расчет линии электропередач от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

Нагрузка в начале линии определяется по формуле

$$S_{p.l} = \sqrt{\sum (P_p + \Delta P_T)^2 + \sum (Q_p + \Delta Q_T)^2}, \quad (4.5)$$

Расчетный ток цепи линии:

$$I_{p.l} = \frac{S_{p.l}}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{л}}, \quad (4.6)$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания всей нагрузки по одной цепи):

$$I_{п} = 2 \cdot I_{p.l}. \quad (4.7)$$

Сечение проводов линии находится по экономической плотности тока A/mm^2 [10]:

$$F_3 = \frac{I_{p.l}}{j_3} \quad (4.8)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, A/mm^2 . Согласно [10, табл. 1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов равняется $j_3 = 1,1 A/mm^2$

Выбирается ближайшее меньшее стандартное сечение. По справочнику определяем длительно-допустимые токи и удельные сопротивления выбранных проводов и проверяем провод по нагреву в послеаварийном режиме: $I_{д} \geq I_{п}$.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta W_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{p.l}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau). \quad (4.9)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 – Характеристики и потери воздушных линий

Напряжение, кВ	110
$S_{рл}$, кВА	50139,83456
$I_{рл}$, А	131,7389242
$I_{п}$, А	263,4778484
j_3 , А/мм ²	1,1
F_3 , мм ²	119,7626584
Марка провода	АС-120/19[4]
$I_{д}$, А	390
r_0 , Ом/км	0,25
x_0 , Ом/км	0,427
L , км	11,5
$\Delta Ал$, МВт·ч/год	824

4.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчетов короткого замыкания приведена на рисунке 4.2

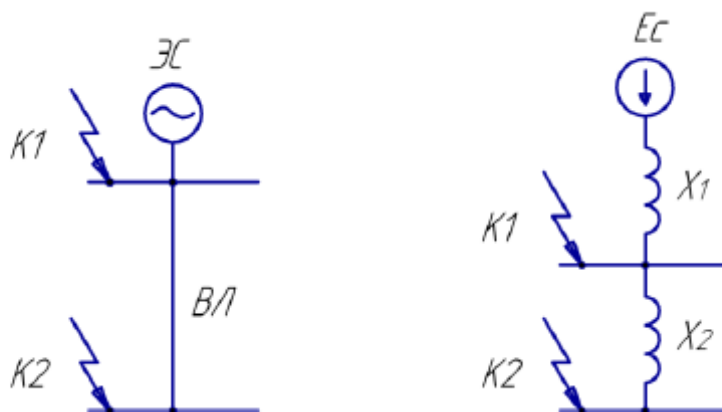


Рисунок 4.2 – Расчетная схема

Определяем параметры схемы замещения. Мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы задана $S_{с1}=3550$ МВА при напряжении $U_1=110$ кВ. Сопротивление системы в относительных единицах:

$$x_c = \frac{S_B}{S_{кз}}, \quad (4.10)$$

$$x_c = \frac{1000}{3550} = 0,28.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{л} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (4.11)$$

$$x_{л1} = \frac{0,427 \cdot 11,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,35.$$

Ток короткого замыкания в начале линии в точке К1 (периодическая составляющая принимается постоянной в течение всего процесса замыкания). $x_{к1} = x_c$

$$I_{к1} = I_{1п,τ} = I_{1п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_c}, \quad (4.12)$$

$$I_{к1} = I_{1п,τ} = I_{1п0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,28} = 17,95 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к1}, \quad (4.13)$$

где $k_y = 1,72$ - ударный коэффициент для точки К1 [4].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,95 = 43,4 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ ступени

$$S_{кз.ст.} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к1}. \quad (4.14)$$

Определим ток короткого замыкания в точке К2 в конце линии

$$x_2 = x_c + x_{л1}, \quad (4.15)$$

$$x_2 = 0,28 + 0,35 = 0,63.$$

Ток короткого замыкания в точке К2

$$I_{к2} = I_{2п,τ} = I_{2п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_2}, \quad (4.16)$$

$$I_{к2} = I_{2п,τ} = I_{2п0} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,63} = 7,97 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К2

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к2}, \quad (4.17)$$

где $k_y = 1,8$ - ударный коэффициент для точки К2 [4].

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 7,97 = 20,22 \text{ кА}.$$

Мощность КЗ ступени:

$$S_{\text{КЗ.СТ.}} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{\text{к2}}, \quad (4.18)$$

$$S_{\text{КЗ.СТ.}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 7,97 = 1585.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (4.10) – (4.18), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Результаты расчетов токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{\text{ср}}$, расчетной точки, кВ	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Мощность ступени $S_{\text{КЗ}}$, МВА
К1	115	17,95	43,4	3550
К2	115	7,97	20,2	1585

4.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.

Выбор выключателей производится по следующим условиям [4]:

1. По номинальному напряжению:

$$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}. \quad (4.19)$$

2. По максимальному рабочему току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{раб.ут.}}, \quad (4.20)$$

где I_{max} – максимальный рабочий ток установки, А;

$I_{\text{ном}}$ – номинальный ток выключателя, А.

$$I_{\text{раб.ут.}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}. \quad (4.21)$$

3. По отключающей способности. Сначала проверяется возможность отключения периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{отк.ном}} \geq i_{\text{п,т}}, \quad (4.22)$$

где $I_{\text{п,т}}$ - периодическая составляющая тока короткого замыкания, кА,

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

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока короткого замыкания:

$$i_{\text{А,ном}} \geq i_{\text{А,т}}, \quad (4.23)$$

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, \quad (4.24)$$

где T_A - постоянная времени затухания аperiodической составляющей, для установок напряжением выше 1000 В [4] $T_A = 0,05$ с;

T_d - время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов. Определяется по формуле

$$T_d = t_{P3,MIN} + t_{C.B.}, \quad (4.25)$$

где $t_{P3,MIN}$ - минимально возможное время срабатывания релейной защиты, $t_{P3,MIN} = 0,01$ с;

$t_{C.B.}$ - собственное время отключения выключателя, с.

$$T_d = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

4. Осуществляется проверка на электродинамическую стойкость:

$$I_{дин} \geq I_{П0}, \quad (4.26)$$

$$i_{дин} \geq i_{уд}. \quad (4.27)$$

5. Осуществляется проверка на термическую стойкость.

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k, \quad (4.28)$$

где B_k – тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания, измеряется в $кА^2$;

$I_{тер.н}$ – предельный ток термической стойкости, кА;

$t_{тер.н}$ – допустимое время действия, с.

Тепловой импульс квадратичного тока короткого замыкания определим по формуле

$$B_k = I_{П0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A). \quad (4.29)$$

Разъединители выбираются по следующим параметрам:

По номинальному напряжению:

$$u_{ном} \geq u_{уст}.$$

По максимальному рабочему току:

$$I_{ном} \geq I_{раб.ут}.$$

4.5 Выбор трансформаторов напряжения

Выбор трансформатора напряжения представлен в таблице 4.6.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

110 кВ		Тип	Мощность одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число прибор.	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	P ₂ , Вт
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1[4]								S _{2Σ} =5,2 ВА	
U _{1ном} =110 кВ									
S _{2,кл.точн.0,5} = 100 ВА								S _{2,кл.точн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}	

Выводы по разделу 4

В данном разделе произведен выбор проводниковой и коммутационно-измерительной аппаратуры по выражениям (4.1)-(4.29) для реализации схемы внешнего электроснабжения.

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [14, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

При установке трансформаторов 40 МВА на двухтрансформаторной ГПП согласно [14] рекомендуется выполнение РУ-10 кВ с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [14, п.6.3.13.4].

Для снижения провала напряжения при пуске двигателей – применим тиристорное устройство плавного пуска.

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [14, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [14, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все ее элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путем перераспределения ее между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на листе 2 графической части.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигура-

									Лист
									41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ				

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}}, \quad (5.3)$$

где $K_{\text{п}}$ - поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [10], в нашем случае $K_{\text{п}}=0,9$ при двух кабелях лежащих в земле;

$K_{\text{т}}$ - поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [10], при прокладке кабелей в земле и нормированной температуре алюминиевых жил 60°C [6] и температуре воздуха 25°C $K_{\text{т}} = 1$.

$$I'_{\text{доп}} = 0,9 \cdot 1 \cdot 156 = 140,4 \text{ А.}$$

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I'_{\text{доп}} \geq I_{\text{р.к}}, \quad (5.4)$$

$$I'_{\text{доп}} = 140,4 \text{ А} \geq I_{\text{р.к}} = 91,2 \text{ А.}$$

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка на линию удваивается, то есть:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}, \quad (5.5)$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 91 = 182 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} \cdot I'_{\text{доп}}, \quad (5.6)$$

где $K_{\text{ав}}$ - коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки K_3 .

$$K_3 = \frac{I_{\text{р.к}}}{I'_{\text{доп}}}, \quad (5.7)$$

$$K_3 = \frac{91}{140,4} = 0,64.$$

Тогда $K_{\text{ав}} = 1,25$.

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 140,4 = 175,5 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
						43
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}, \quad (5.8)$$

$$I'_{ав} = 175,5 \geq \frac{I_{ав}}{n_k} = \frac{182}{2} = 91 \text{ А.}$$

Значит выбранный кабель проходит.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot l + Q_p \cdot x_0 \cdot l}{U_n^2} \times 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.9)$$

где: P_p , Q_p - расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля в послеаварийном режиме;

r_0 , x_0 - удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км.

Для рассматриваемой кабельной линии АПвПу-10 (3х50): $r_0 = 0,62$ Ом/км, $x_0 = 0,09$ Ом/км, $l = 0,180$ км, тогда:

По формуле

$$\Delta U = \frac{2482 \cdot 0,18 \cdot 0,62 + 1801 \cdot 0,18 \cdot 0,09}{10^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,3\% < \Delta U_{доп} = 5\%.$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 5.1.

Выводы по разделу 5

Произведен расчет и выбор кабельных по формулам (5.1) – (5.9) линий отходящих от ГПП к ТП, от ТП к РТП (НРП). Выбрано сечение, марка кабеля, количество проводов и способ их укладки. Произведена проверка на термическую стойкость, неподходящие кабели при первичном расчете были заменены на проходящие по нагреву кабеля.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора.

При определении токов КЗ в точках K_1 , K_2 подпитку от синхронных двигателей можно не учитывать. В подпитке точки K_3 участвуют восемь синхронных двигателей, подключенные к секции. При определении тока КЗ в точке K_4 в качестве источника рассматривается только энергосистема, а подпитка от электродвигателей напряжением 10 кВ не учитывается.

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

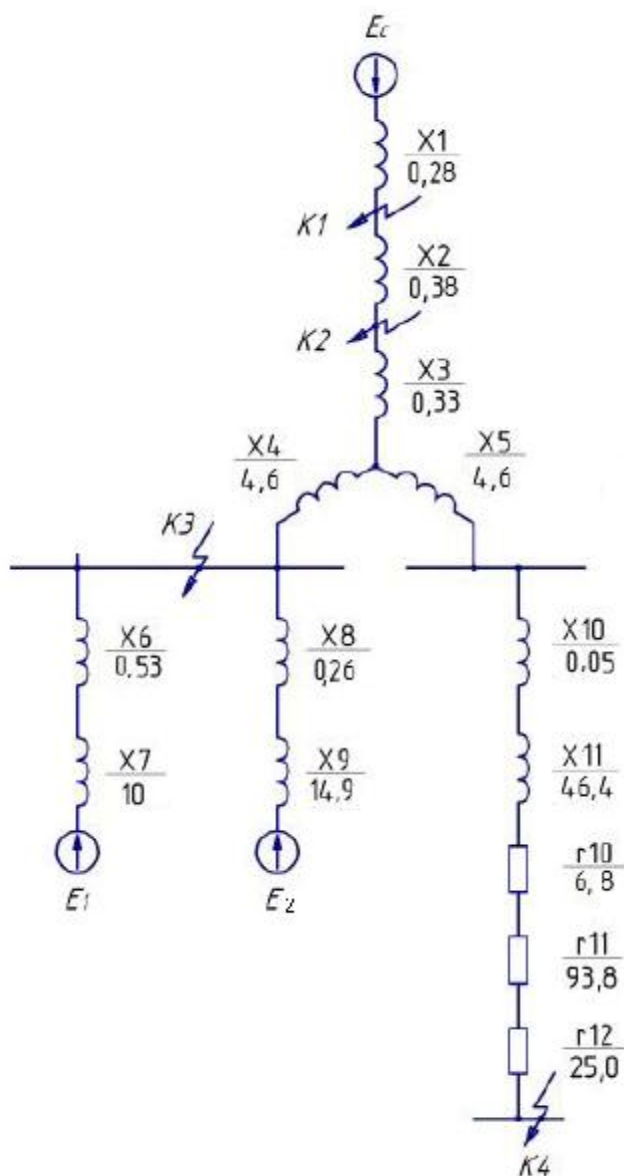


Рисунок 6.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ в точках K_3 , K_4 .

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_B=1000$ МВА и принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_C = \frac{S_B}{S_{КЗС}}, \quad (6.1)$$

где $S_{КЗС}=3550$ МВА – мощность короткого замыкания системы.

$$x_1 = \frac{1000}{3550} = 0,28.$$

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP1}^2}, \quad (6.2)$$

где $U_{CP1}=115$ кВ – среднее напряжение воздушной линии 110 кВ.

$$x_2 = 0,44 \cdot 11,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,38.$$

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_T = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}}, \quad (6.3)$$

$$x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 2,625.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения:

$$x_3 = x_T \cdot 0,125, \quad (6.4)$$

$$x_3 = 2,625 \cdot 0,125 = 0,33.$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения:

$$x_4 = x_5 = x_T \cdot 1,75, \quad (6.5)$$

$$x_4 = x_5 = 2,625 \cdot 1,75 = 4,6.$$

Сопротивление кабельных линий:

$$x_{КЛi} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP2}^2}, \quad (6.6)$$

где $U_{\text{ср2}}=10,5$ кВ – среднее напряжение кабельной линии 10 кВ.

Сопротивление кабельной линии X6:

$$X6 = 0,12 \cdot 0,486 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,53.$$

Сопротивление кабельной линии X8:

$$X8 = 0,12 \cdot 0,243 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,26.$$

Сопротивление кабельной линии X10:

$$X10 = 0,09 \cdot 0,06 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,05.$$

Сопротивление синхронных двигателей:

$$X_{\text{д}} = \frac{S_{\text{б}} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}{P_{\text{нд}} \cdot K_{\text{п}} \cdot n_{\text{д}}}, \quad (6.7)$$

где $P_{\text{нд}}$ – МВт – номинальная мощность двигателя;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя;

$K_{\text{п}}$ – кратность пуска двигателя;

η – КПД двигателей;

$n_{\text{д}}$ – количество двигателей.

$$X7 = \frac{1000 \cdot 0,8 \cdot 0,95}{1 \cdot 5 \cdot 4} = 10.$$

$$X9 = \frac{1000 \cdot 0,75 \cdot 0,95}{0,63 \cdot 5 \cdot 4} = 14,9.$$

Точку K_4 полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП4 с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП-2).

В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать и активные сопротивления.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$z_1 = z_{\text{Т4}} = \frac{u_{\text{кз}} \cdot S_{\text{б}}}{100 S_{\text{нт}}}, \quad (6.8)$$

$$z_1 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600} = 46,9.$$

Активное сопротивление трансформатора:

$$r_{10} = r_{T8} = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2}, \quad (6.9)$$

$$r_{10} = 17,3 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600^2} = 6,8.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора:

$$x_{11} = \sqrt{z_1^2 - r_1^2}, \quad (6.10)$$

$$x_{11} = \sqrt{46,9^2 - 6,8^2} = 46,4.$$

Согласно [16] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k=0,015$ Ом. Это сопротивление в относительных единицах:

$$r_{11} = r_{k*} = \frac{r_k}{r_B} = r_k \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (6.11)$$

$$r_{11} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ:

$$r_{12} = r_d \cdot \frac{S_B}{U_B^2}, \quad (6.12)$$

$$r_{12} = 0,004 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 25.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке Кз на шинах ГПП 10 кВ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям:

$$X_{12} = X_1 + X_2 + X_3 + X_4, \quad (6.13)$$

$$X_{13} = \frac{X_5}{4} + X_6, \quad (6.14)$$

$$x_{14} = \frac{x_7}{4} + x_8 \quad (6.15)$$

$$x_{12} = 0,28 + 0,38 + 0,33 + 4,6 = 5,6$$

$$x_{13} = \frac{0,53}{4} + 10 = 10,1$$

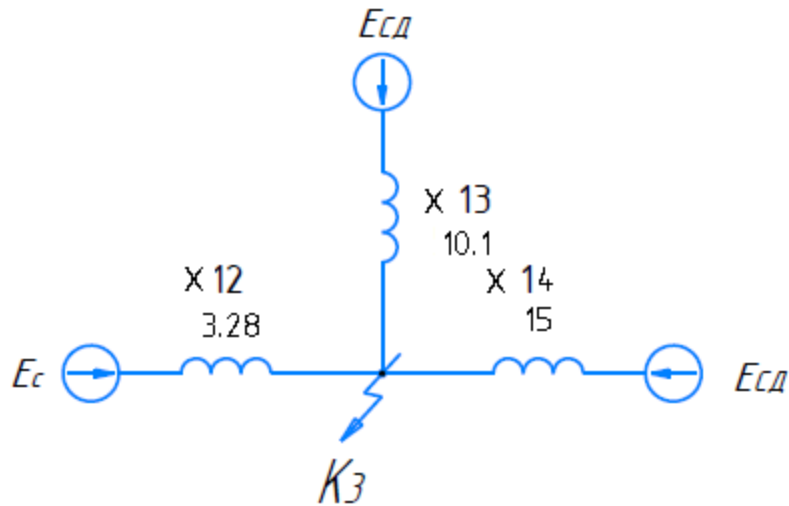


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К3

$$x_{14} = \frac{0,26}{4} + 14,9 = 15.$$

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (6.16)$$

$$I_B = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_C = \frac{E_{C^*}}{X_{11}} \cdot I_B, \quad (6.17)$$

$$I_{1CD} = \frac{E_1}{X_{12}} \cdot I_B, \quad (6.18)$$

$$I_{2CD} = \frac{E_1}{X_{13}} \cdot I_B, \quad (6.19)$$

$$I_C = \frac{1}{5,6} \cdot 55 = 9,8 \text{ кА.}$$

$$I_{1CD} = \frac{1,1}{10,1} \cdot 55 = 5,4 \text{ кА.}$$

$$I_{2CD} = \frac{1,1}{15} \cdot 55 = 4 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{K3(0)} = I_C + I_{1CD(0)} + I_{2CD(0)}, \quad (6.20)$$

$$I_{K3(0)} = 9,8 + 5,4 + 4 = 19,2 \text{ кА.}$$

Так как подпитку точки К₃ от синхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока К₃ можно считать неизменной: $I_{K3} = I_{\Pi 0} = I_{\Pi t} = 19,2 \text{ кА.}$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3}, \quad (6.21)$$

где $K_y = 1,92$ согласно [4].

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 19,2 = 51,6 \text{ кА.} \quad (6.22)$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{\Pi,0}, \quad (6.23)$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 19,2 = 349,2 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{10} + r_{11} + r_{12}; \quad (6.24)$$

$$r_{\Sigma} = 6,8 + 93,8 + 25 = 125,6.$$

Суммарное индуктивное сопротивление:

$$x_{\Sigma} = x_{10} + x_{11} + x_{12}; \quad (6.25)$$

$$x_{\Sigma} = 0,05 + 46,4 + 5,6 = 52.$$

Полное сопротивление:

$$z_4 = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2}, \quad (6.26)$$

$$z_4 = \sqrt{125,6^2 + 52^2} = 135,9.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{кз4} = \frac{S_B}{z_4}, \quad (6.27)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{135,9} = 7,35 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_B=0,4$ кВ найдем по формуле

$$I_{к4} = I_{п,0} = I_{пт} = \frac{S_{кз4}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (6.28)$$

$$I_{к4} = \frac{7,35}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 10,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к4}, \quad (6.29)$$

где ударный коэффициент K_y принят 1,6 согласно [4].

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,6 = 23,74 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ с помощью выражений (6.1)-(6.29) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	Токи, кА			Мощность КЗ ступени, МВА
		$I_{п,0}$	$I_{пт}$	$i_{уд}$	
К ₁	115	17,95	17,95	43,4	3550
К ₂	115	7,97	7,97	20,2	1585
К ₃	10,5	19,2	19,2	51,6	349,2
К ₄	0,4	10,6	10,6	23,74	7,74

Выводы по разделу 6

Была построена схема замещения сети по которой был выполнен расчет токов короткого замыкания в максимальном и минимальном режимах работы сети. Расчеты были произведены в точках предполагаемого короткого замыкания за силовым трансформатором, на сборных шинах и в кабельной линии.

7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

Время от начала короткого замыкания до отключения выключателя:

$$\tau = t_{з\min} + t_{св},$$

где $t_{з\min}$ - минимальное время срабатывания релейной защиты, с;
 $t_{св}$ - собственное время срабатывания выключателя (каталог), с.

$$\tau = 0,065 + 0,05 = 0,115.$$

Апериодическая составляющая номинального тока

$$i_{А,ном} = \sqrt{2} \cdot I_{ном.отк.} \cdot \left(1 + \frac{\beta_{ном}}{100}\right),$$

где $I_{откл. н}$ - номинальный ток отключения, кА (каталог);
 β - процентное содержание апериодической составляющей в токе КЗ

$$i_{А,ном} = \sqrt{2} \cdot 20 \cdot \left(1 + \frac{27}{100}\right) = 25,9 \text{ кА.}$$

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Расчётные данные		Условия выбора	Каталожные данные
			ВВЭ-10-20/1600 У3
$U, \text{кВ}$	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10,5 кВ
$I_{раб\ утяж}, \text{А}$	1540 А	$I_{max} < I_{ном}$	1600 А
$I_{п,о} = I_{п,т}, \text{кА}$	19,2 кА	$I_{по} < I_{дин}$	20 кА
$I_{уд}, \text{кА}$	51,6 кА	$I_{уд} < i_{дин}$	81 кА
$I_{ат}, \text{кА}$	13,8 кА	$I_{а,т} < I_{а\ ном}$	25,9 кА
$W_k, \text{кА}^2 \cdot \text{с}$	86,6 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$	$W_k < I_{тер2} \cdot t_{тер}$	1200 $\text{кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3 Выбор трансформаторов тока на отходящих линиях

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10 [19]. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 7.6.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3– Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Расчётные данные		Условия выбора	Каталожные данные
			ТЛК-10-1600/5-0,5/10Р
U, кВ	10,5 кВ	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10,5 кВ
$I_{раб\ утяж}$, А	1540 А	$I_{max} < I_{ном}$	1600 А
$I_{уд}$, кА	19,2 кА	$I_{уд} < i_{дин}$	81 кА
B_k , кА ² ·с	86,6 кА ² ·с	$B_k < I_{тер2} \cdot t_{тер}$	1200 кА ² ·с

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (7.1).

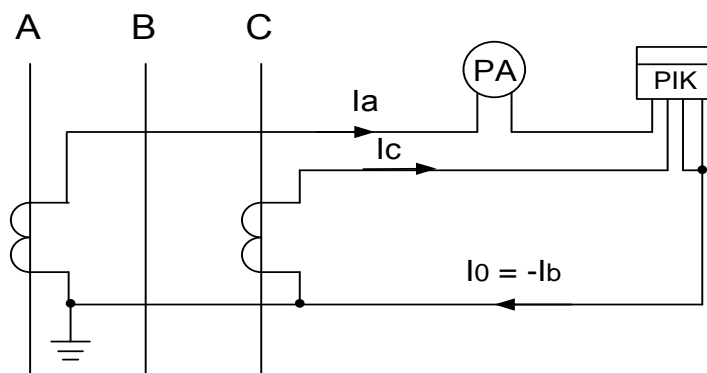


Рисунок 7.1 – Схема включения трансформаторов тока и приборов

Определяем нагрузку по фазам таблица 7.4, пользуясь схемой включения рисунок 7.1 и каталожными данными приборов, для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э335	1	0,5	-	-
Ваттметр	Д335	1	2	-	2
Счетчик энергии универсальный	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,5	-	0,5
Итого:			3	-	2,5

По данным таблицы 7.4 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{приб} = 3$ (ВА). Расчёт будем вести именно по этой фазе. Сопротивление приборов определяем по формуле

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (7.4)$$

где: $I_2 = 5$ - ток во вторичной обмотке трансформатора тока, А.

По формуле (7.4) определяем сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{3}{5^2} = 0,12.$$

Во вторичную обмотку наиболее загруженного трансформатора тока включены два прибора, поэтому сопротивление контактов принимается $r_{\text{к}} = 0,05$ Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (7.5)$$

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,12 - 0,05 = 0,23.$$

Для подстанции с высоким напряжением 110 кВ в качестве соединительных проводов принимаем медные, удельное сопротивление меди равно $\rho = 0,0175$ Ом·мм²/м.

В цепях 10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять $l = 5$ м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды рисунок 7.1, то длину провода необходимо увеличить в $\sqrt{3}$ раз:

$$l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66.$$

Сечение соединительных проводов определяем по выражению:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}}, \quad (7.6)$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot 8,66}{0,23} = 0,658.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель КВВГ [21] с жилами сечением 2,5 мм² по условию механической прочности.

7.4 Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

а) по напряжению

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{уст}}. \quad (7.7)$$

- б) по конструкции и схеме соединения обмоток;
- в) по классу точности.

При напряжении 10 кВ в ячейках типа К-104М к установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа 3хЗНОЛ.06-6.02 УЗ. Каталожные данные выбранных трансформаторов напряжения приведены в [22].

Схема включения трансформаторов напряжения - "звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник", рисунок 7.2.

Для трансформатора напряжения ЗНОЛ.09-10.0.2 УЗ номинальная мощность вторичных цепей равна $S_{2ном} = 75 \text{ ВА}$. Так как мы устанавливаем 3 однофазных трансформатора, то необходимо мощность вторичных цепей увеличить в 3 раза:

$$S_{2ном} = 3 \cdot 75 = 225 \text{ ВА} .$$

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{нагр} \leq S_{2ном}, \tag{7.8}$$

где $S_{нагр}$ - мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичной обмотки, ВА.

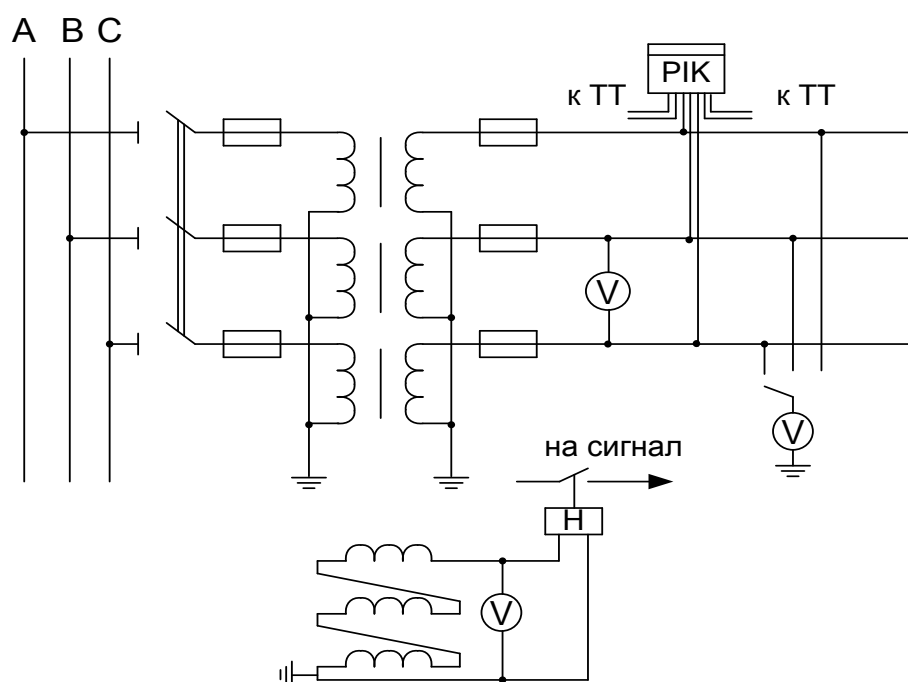


Рисунок 7.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов

Произведём проверку по допустимой нагрузке вторичных цепей трансформатора напряжения, полученные при этом величины сводим в таблицу 7.5.

Мощность, потребляемую приборами определяем по формуле

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (7.9)$$

$$S_{\text{нагр}} = \sqrt{84^2 + 189,86^2} = 207,61.$$

Таким образом, $S_{\text{нагр}} < S_{2\text{ном}}$, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель КВВГ [22] с медными жилами сечением 2,5 мм² по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКТ101-10-2-12,5 УЗ [23] и втычной разъединитель.

Таблица 7.5 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	Число приборов	Число обм-к	S одной обмотки, ВА	cosφ	sinφ	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	3	1	2,0	1,0	0	6,0	-
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10 кВ от трансформатора	ЦЭ 2727	1	2	3,0 Вт	0,38	0,925	6,0	14,6
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	ЦЭ 2727	12	2	3,0 Вт	0,38	0,925	72	175,26
Итого:								84	189,86

7.5 Выбор токопровода, соединяющего силовые трансформаторы ГПП и распределительное устройство напряжением 10 кВ

В качестве токоведущей части соединяющей силовые трансформаторы и распределительное устройство, используем закрытый комплектный токопровод типа: ТЗК-10-1600-81 [24] каталожные данные: $U_H = 10$ кВ, $I_H = 1600$ А, $I_D = 81$ кА.

7.6 Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения и соответствующих трансформаторов тока

Выбор выключателей напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения, а также соответствующие трансформаторы тока приведены в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов тока и выключателей

Кабельные линии	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _{по} , кА	I _у , кА	Тип выключателя	Тип ТА
ГПП – ТП1	10	173,3	346	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-400-0,5/10Р
ГПП – ТП4	10	133,6	267	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-300-0,5/10Р
ГПП – ТП5	10	70,0	140	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП – ТП6	10	119,5	238	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-250-0,5/10Р
ГПП – ТП8	10	108,7	217	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-250-0,5/10Р
ГПП – ТП10	10	124,2	145,8	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП – ТП11	10	103,6	107,7	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП – ТП13	10	103,6	125,2	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10Р
ГПП – ПЧ	10	81,14	81,14	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-100-0,5/10Р
ГПП – ЭД Оцинкованного цеха (4)	10	33,98	33,98	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-50-0,5/10Р
ГПП – ЭД Насосно-фильтровальной станции (7)	10	54,19	54,19	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-75-0,5/10Р
ГПП – УБПВД-ВЦ	10	68,7	137	19,2	51,6	ВВЭ-М-20/630	ТЛК-10-150-0,5/10Р

7.7 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

В качестве цеховых ТП применяем комплектные трансформаторные подстанции КТПВ-630, КТПВ-1000, КТПВ-1600 [25] комплектуются выключателями нагрузки типа «Электрон» [26]. Выбор оборудования низковольтных распределительных пунктов (0,4 кВ) осуществляется по токам нагрузки в нормальном и утяжеленном режимах. Результаты выбора сведены в таблицу 7.7

Таблица 7.7 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

№ КТП	Un, кВ	Ip, А	Iy, А	Тип вводного автоматического выключателя	Тип секционного автоматического выключателя
КТП 1	0,4	4425	8851	Э40С-УХЛ3 In=6300А	Э40С-УХЛ3 In=6300А
КТП 2	0,4	4425	8851	Э40С-УХЛ3 In=6300А	Э40С-УХЛ3 In=6300А
КТП 3	0,4	3421	6842	Э40В-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 4	0,4	3421	6842	Э40В-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 5	0,4	3585	7171	Э40С-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 6	0,4	3057	6114	Э40С-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 7	0,4	3057	6114	Э40В-УХЛ3 In=4000А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 8	0,4	2763	5526	Э40В-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 9	0,4	2840	5679	Э40С-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 10	0,4	3831	7662	Э40В-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП 11	0,4	4307	8614	Э40В-УХЛ3 In=6300А	Э40С-УХЛ3 In=6300А
КТП12	0,4	2213	4427	Э40В-УХЛ3 In=6300А	Э25В-УХЛ3 In=2500А
КТП13	0,4	3174	6349	Э40С-УХЛ3 In=6300А	Э40В-УХЛ3 In=4000А
КТП14	0,4	1047	2093	Э25В-УХЛ3 In=2500А	Э16В-УХЛ3 In=1600А
КТП 9	0,4	1218	2436	Э25В-УХЛ3 In=2500А	Э16В-УХЛ3 In=1600А
НРП 1	0,4	165	329	Э06В-УХЛ3 In=400А	Э06В-УХЛ3 In=250А
НРП 2	0,4	133	266	Э06В-УХЛ3 In=400А	Э06В-УХЛ3 In=250А
НРП 3	0,4	164	328	Э06В-УХЛ3 In=400А	Э06В-УХЛ3 In=250А
НРП 4	0,4	221	442	Э06В-УХЛ3 In=630А	Э06В-УХЛ3 In=250А
НРП 5	0,4	533	1067	Э16В-УХЛ3 In=1600А	Э16В-УХЛ3 In=1600А
НРП 6	0,4	129	257	Э06В-УХЛ3 In=250А	Э06В-УХЛ3 In=250А

При магистральном соединении КТП на вводе трансформаторов устанавливаются камеры с односторонним обслуживанием типа КСО-299М-630 [27] выключателями нагрузки ВНР-10 [28] и предохранителями ПКТ-10 [23], выбор которых представлен в таблицах 7.8 и 7.9 на примере КТП-5

Таблица 7.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400 УЗ
$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ут}}$	$I_{\text{ут}} = 108 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$	$I_{\text{уд}} = 23,4 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 78,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ104-10-160-20УЗ
$u_{\text{ном}} \geq u_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ут}}$	$I_{\text{ут}} = 108 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 160 \text{ А}$
$i_{\text{ном.отк}} \geq i_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 9,8 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчета сведем в таблицу 7.10.

Таблица 7.10 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	316	3,75	ПКТ104-10-315-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-2	10	173	3,75	ПКТ104-10-200-12,5УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-3	10	133	3,75	ПКТ104-10-200-12,5УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-4	10	267	3,75	ПКТ104-10-315-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-6	10	238	3,75	ПКТ104-10-315-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-7	10	119	3,75	ПКТ104-10-160-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-8	10	217	3,75	ПКТ104-10-315-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-9	10	110	3,75	ПКТ104-10-160-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-11	10	215	3,75	ПКТ104-10-315-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-12	10	86	3,75	ПКТ10-10-100-31,5УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-13	10	250	3,75	ПКТ104-10-315-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-14	10	126	3,75	ПКТ104-10-160-20УЗ	ВНР-10/400 УЗ
ТП-15	10	47	3,75	ПКТ103-10-50-31,5УЗ	ВНР-10/400 УЗ

7.8 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 7.11. Если при проверке, кабель не подходит по термической стойкости, то этот кабель следует пересчитать и заменить на более подходящий.

Таблица 7.11 - Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{рз}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_A , с	B_k , кА ² ·с	C	$F_{т.с.}$, мм ²
ГПП-ТП1	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП4	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП5	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП6	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП8	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП10	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП11	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ГПП-ТП13	19,2	0,5	0,06	0,12	250,6	66	239
ТП1-ТП2	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ТП4-ТП3	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ТП6-ТП7	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ТП8-ТП9	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ТП11-ТП15	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ТП13-ТП14	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ТП14-ТП12	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
СД	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
СД	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ПЧ	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123
ГПП-УБПВД-ВЦ	19,2	0	0,06	0,12	66,4	66	123

$t_{рз}$ - время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{о.в.}$ - полное время отключения выключателя, с;

T_A - время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с;

C - коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$,

B_k - тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_A), \quad (7.10)$$

$$t_{отк} = t_{рз} + t_{о.в.} \text{ с.} \quad (7.11)$$

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}. \quad (7.12)$$

Окончательный выбор сечения кабельных линий с учетом термической стойкости к токам короткого замыкания представлен в таблице 5.1

7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд.

На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд должна выбираться в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы подстанции с учетом коэффициентов одновременности и загрузки, а также с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора:

$$S_{\text{ТСН}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{Н.Т.}}^{\text{ГПП}} = 0,001 \cdot S_{\text{ТР}}, \quad (7.13)$$

где $S_{\text{ТСН}}$ - мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{\text{Н.Т.}}^{\text{ГПП}}$ - мощность силового трансформатора, кВА.

$$S_{\text{ТСН}} = 0,001 \cdot 40000 = 40 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТС-63/10 [29], которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5 [23].

7.10 Выбор устройства плавного пуска для электродвигателей

Ввиду большого количества синхронных двигателей на предприятии принято решение рассмотреть установку устройств для их плавного пуска серии УБПВД-ВЦ. Применение устройства плавного пуска серии УБПВД-ВЦ дает следующие преимущества [30]:

- значительно уменьшается пусковой ток двигателя (в 3-4 раза);
- существенно снижаются динамические нагрузки на подшипниках электродвигателя и в кинематике механизмов, работающих с данным электродвигателем;
- улучшаются условия эксплуатации электротехнического оборудования (электродвигателей, коммутационных аппаратов и др.);
- существенно снижаются потери электроэнергии в электрооборудовании при пуске электродвигателей;

Таблица 7.13 – Выключатель ВВ-TEL-10

Расчётные данные		Условия выбора	Каталожные данные ВВ-TEL-10-20/1000 У2
U, кВ	10,5	$U_{уст} \leq U_{ном}$	10
$I_{раб\ утяж}$, А	68,7	$I_{max} < I_{ном}$	1000
$I_{п,о}=I_{п,т}$, кА	26,16	$I_{по} < I_{дин}$	63
$I_{уд}$, кА	71	$I_{уд} < i_{дин}$	80
$I_{ат}$, кА	17,76	$I_{а,т} < I_{а\ ном}$	31,5
B_k , кА ² с	78,0 кА ² · с	$B_k < I_{тер2\cdotтер}$	1200 кА ² · с

Выводы по разделу 7

В данном разделе произведен выбор коммутационной по формулам (7.1) – (7.15) аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

8 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Путем технико-экономического сравнения вариантов, определим целесообразность двух вариантов подключения ТП, а именно:

1. Магистральная схема подключения цеховых ТП, вариант 1: ГПП-ТП11-ТП15, изображена на рисунке 8.1

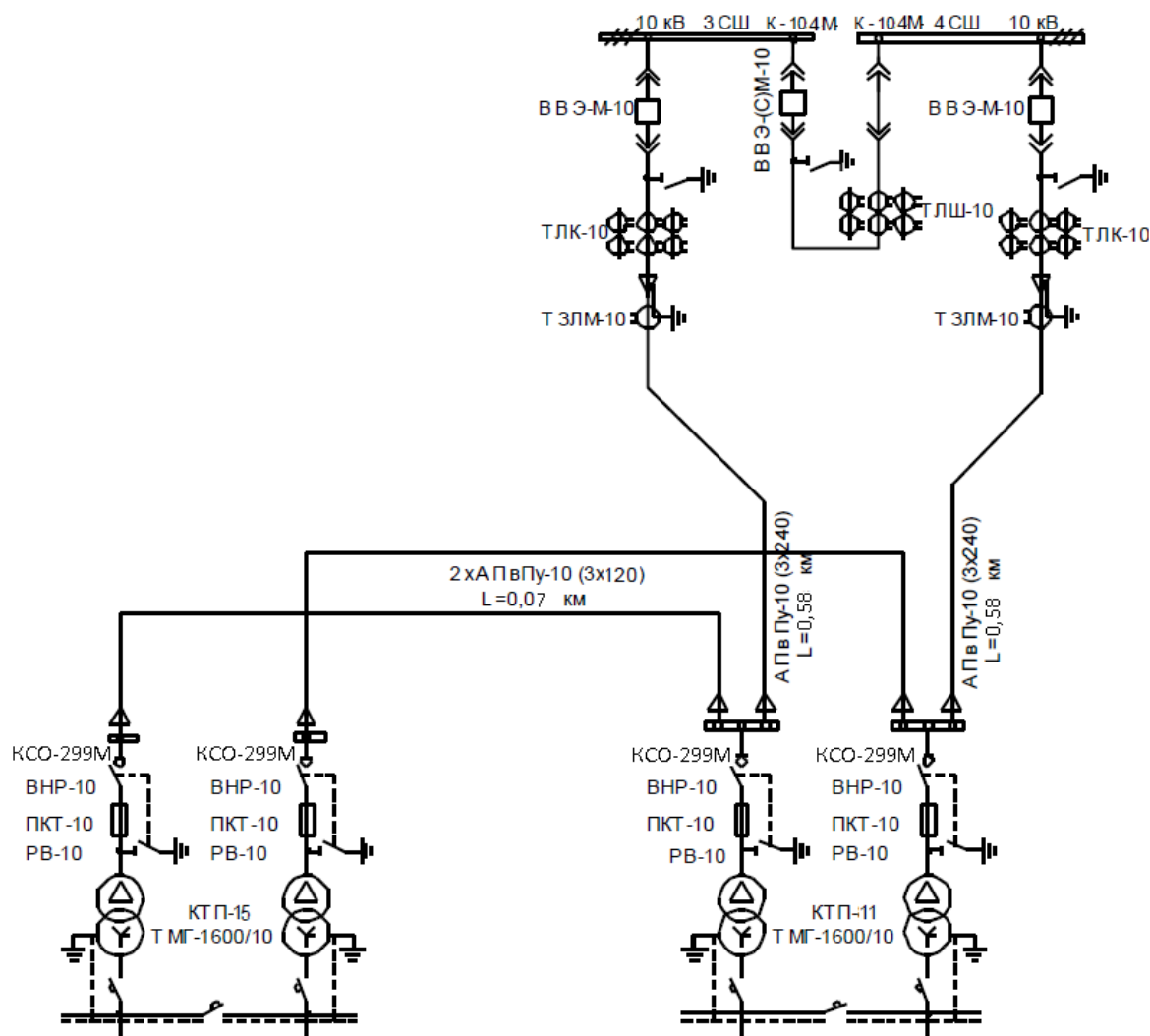


Рисунок 8.1 – Магистральная схема, вариант 1

2. Радиальная схема подключения цеховых ТП, вариант 2: ГПП-ТП11, ГПП-ТП15, изображена на рисунке 8.2

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4400}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 2786 \frac{\text{ч}}{\text{год}}. \quad (8.3)$$

В качестве примера рассчитаем потери для радиальной схемы

$$\Delta A_{\text{л15}} = 2 \cdot (3 \cdot 23,7^2 \cdot 0,13 \cdot 0,65 \cdot 2786) = 793 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}. \quad (8.4)$$

Результаты расчета потерь в кабельных линиях для двух вариантов схем, определенные по формулам (8.1) – (8.2), представим в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Определение потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	I _{р.л.} , А	г ₀ , Ом/км	l, км	ΔA, МВт·ч/год
ГПП-ТП11	2	84	0,13	0,58	2964
ГПП-ТП15	2	23,7	0,13	0,65	264
Итого:					3229
ГПП-ТП11	2	107,7	0,13	0,58	4128
ТП11-ТП15	2	23,7	0,25	0,07	55
Итого:					4183

8.2 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [4]

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_3, \quad (8.5)$$

где C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

K_i - сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (8.6)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений,

$E_n = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности,

E_{ai} - отчисления на амортизацию,

E_{oi} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_{\text{л}}) C_0, \quad (8.7)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии.

$$C_0 = \delta \left(\frac{\alpha K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (8.8)$$

где α - основная ставка тарифа [33,34], руб/кВт·год;

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии [33,34], руб/кВт·ч;

$K_M = 1$ отношение потерь активной мощности предприятия в момент наибольшей активной нагрузки к максимальным потерям активной мощности,

δ - поправочный коэффициент.

$$C_0 = 1,05 \left(\frac{11509,32 \cdot 1}{2786} + 1,3488 \right) = 5,75. \quad (8.9)$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (8.3) – (8.6) сведем в таблицу 8.2 и 8.3. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [35].

Таблица 8.2 – Технико-экономические показатели магистральной схемы

Наименование	Ед. изм	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб.	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб./год	ΔA , МВт/год	C_0 , тыс.руб/год	Прив. Загр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с ВВЭ-10	пол	2	815	1630	0,193	315			
Камера КСО-299М	пол	4	36	144	0,193	27			
Прокладка двух-цепной КЛ ГПП-ТП11 марки АПВПУ-10 (3х240) в траншее	км	0,58	857	497	0,152	75,5	4128	24	
Прокладка двух-цепной КЛ ТП11-ТП15 марки АПВПУ-10 (3х120) в траншее	км	0,07	571	40	0,152	6	55	0,3	
Всего:				2311		423,5	4183	24,7	448,2

Таблица 8.3 – Техничко-экономические показатели радиальной схемы

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб.	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб./год	ΔA , МВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. Затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с ВВЭ-10	пол	4	815	3260	0,193	629			
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП11 марки АПвПУ-10 (3x240) в траншее	км	0,58	857	497	0,152	75,5	2964	17	
Прокладка двухцепной КЛ ГПП-ТП15 марки АПвПУ-10 (3x240) в траншее	км	0,65	857	557	0,152	84,7	264	1,5	
Всего:				4314		789,2	3229	18,5	807,7

8.3 Выбор оптимального варианта схемы внутреннего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведем в таблицу 8.4.

Таблица 8.4 – Техничко-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальные затраты К, тыс. руб	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб./год	ΔA , МВт/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив.Затр., тыс.руб./год
Магистр.	2311	423,5	4183	24,7	448,2
Радиальная	4314	789,2	3229	18,5	807,7

Приведенные затраты радиальной схемы больше чем магистральной на:

$$\frac{448,2 - 807,7}{807,7} \cdot 100\% = 44,5\% . \quad (8.10)$$

Выводы по разделу 8

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанций проведенного по формулам (8.1) – (8.10), принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился экономичнее на 44,5 % в сравнении с вариантом радиального подключения цеховых ТП.

9 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

Расчет компенсации реактивной мощности делаем для одной системы шин.

На рисунке 9.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 9.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

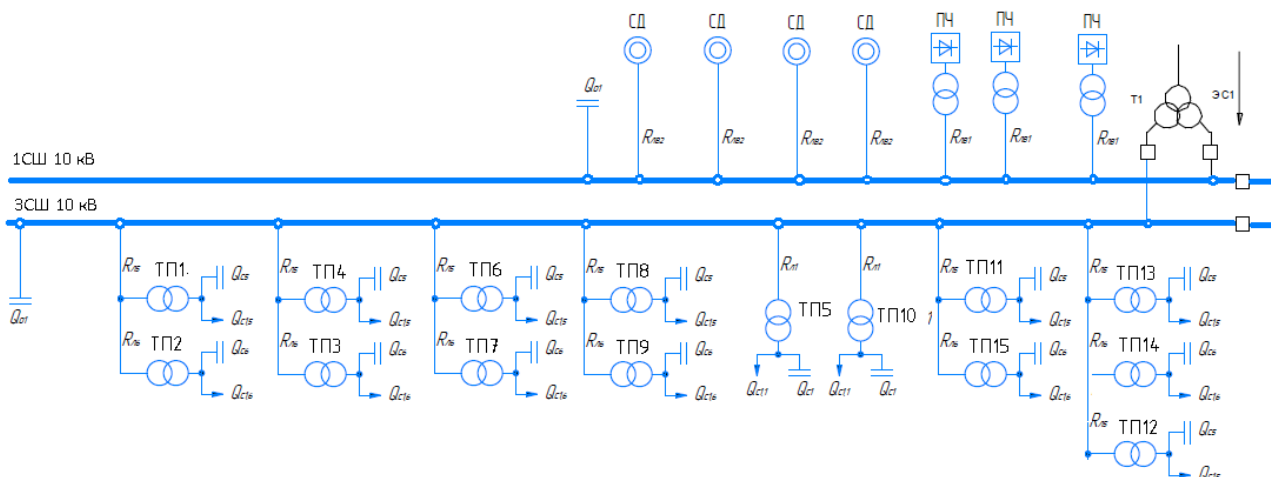


Рисунок 9.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ определяются по формуле

$$R_{Ti} = \frac{\Delta P_{к.з} \cdot U_n^2}{S_{ТН}^2}, \quad (9.1)$$

где $S_{ТНi}$ - номинальная мощность трансформатора i -й ТП;

$\Delta P_{к.з}$ - мощность короткого замыкания трансформатора i -й ТП.

Например для ТП3:

$$R_{Т3} = \frac{28 \cdot 10^2}{2500^2} = 0,45 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле

$$R_{ли} = r_{0ли} \cdot l_i, \quad (9.2)$$

где $r_{0ли}$ - удельное сопротивление i -й линии, Ом/км.

$$R_{Л3} = 0,19 \cdot 0,13 = 0,025 \text{ Ом}.$$

протекания максимальной реактивной мощности Q_m , потребляемой предприятием.

$$C_0 = 1,03 \cdot (11509,32 \cdot 1 + 1,3488 \cdot 4940) = 18717 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины (с.ш.) цеховых ТП (Q_{Ci}); с.ш. распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ГПП (Q_0); с.ш. распределительных пунктов (РП) напряжением 10 кВ. Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{эс}$).

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta p_{\text{БКН}}, \quad (9.4)$$

где E - нормативные отчисления от стоимости БК;

$K_{\text{БКН}}$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta p_{\text{БКН}}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах;

$\alpha_{\text{изм}}$ - индекс изменения сметной стоимости [4].

$$Z_{\text{Г.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 18717 \cdot 4 = 278136 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ):

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta p_{\text{БКВ}}, \quad (9.5)$$

где $K_{\text{БКВ}}$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta p_{\text{БКВ}}$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах.

$$Z_{\text{Г.КВ}} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 18717 \cdot 4 = 176502 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}.$$

Также в составе электроприемников имеются синхронные двигатели. Данные о двигателях приведены в таблице 9.2.

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД. Ми}} = \alpha_{\text{Ми}} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД. ном. i}}^2 + Q_{\text{СД. ном. i}}^2}. \quad (9.6)$$

Таблица 9.2 – Данные о двигателях

	Тип двигателя	$U_{\text{ном}}$, кВ	$P_{\text{Д. ном. i}}$, кВт	$Q_{\text{Д. ном. i}}$, квар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД 630	СДН	10	630	554	4	500	5,16	4,72
СД 1000	СДН	10	1000	750	4	600	7,66	5,38

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{\text{СД, Мi}} = \alpha_{\text{Мi}} \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{\text{СД, номi}}^2 + Q_{\text{СД, номi}}^2}, \quad (9.7)$$

где $\alpha_{\text{Мi}}$ - коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{\text{СД, М1}} = 0,47 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 554^2} = 1,56 \text{ Мвар}.$$

$$Q_{\text{СД, М2}} = 0,47 \cdot 4 \cdot \sqrt{1000^2 + 750^2} = 2,35 \text{ Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями

$$Z_{\text{1Г.СДi}} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{\text{СД, Hi}}}, \quad (9.8)$$

$$Z_{\text{2Г.СДi}} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{\text{СД, номi}}^2}, \quad (9.9)$$

где D_{1i} , D_{2i} - параметры, характеризующие потери активной мощности в СД.

$$Q_{\text{СДi}} = \frac{Z_{10} - Z_{\text{1Г.СДi}}}{2 \cdot R_{\text{э.СД, Hi}} \cdot a \cdot C_0}, \quad (9.10)$$

$$R_{\text{э.СД, Hi}} = \frac{R_{\text{л.СДi}}}{N} + \frac{Z_{\text{2Г.СДi}}}{a \cdot C_0}. \quad (9.11)$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 9.3.

Таблица 9.3

Наименование	$Q_{\text{СД, Мi}}$, Мвар	$Z_{\text{1Г.СДi}}$, руб/Мвар	$Z_{\text{2Г.СДi}}$, руб/Мвар	$R_{\text{э.СД, Hi}}$, Ом	$Q_{\text{СДi}}$, Мвар
СДН 630	1,56	17600	73011	0,4	0,48
СДН 1000	2,35	191162	44754	0,24	0,16
Итого	3,91				0,64

Для расчета оптимальной реактивной мощности, , необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП. Для ТП, питающихся по радиальным линиям, рисунок 9.2 эквивалентное сопротивление составит:

$$R_{\text{э5}} = r_1 = R_{\text{Л5}} + R_{\text{Т5}}, \quad (9.12)$$

$$R_{\text{э1}} = 0,02 + 0,68 = 0,7 \text{ Ом}.$$

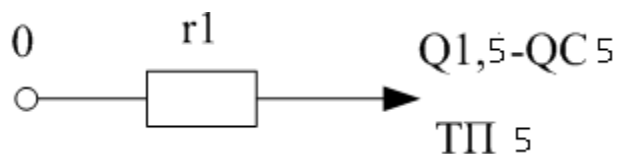


Рисунок 9.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-4 и ТП-3, эквивалентная проводимось точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (9.13)$$

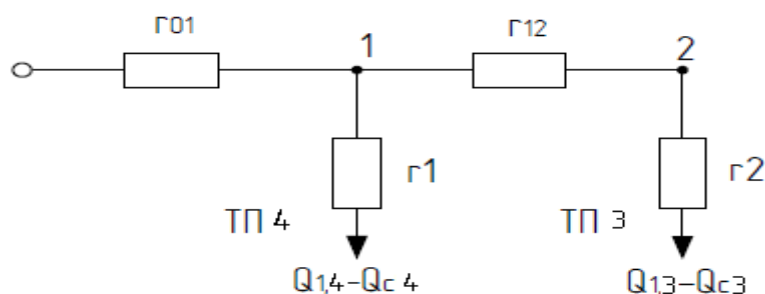


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{Э4} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot r_1, \quad (9.14)$$

$$R_{Э3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}\right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (9.15)$$

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{0,68} + \frac{1}{0,68 + 0,02} = 2,9 \text{ Ом.}$$

$$R_{Э4} = \left(1 + \frac{0,01 \cdot 2,9}{1}\right) \cdot 0,68 = 0,7 \text{ Ом.}$$

$$R_{Э3} = \left(1 + \frac{0,01 \cdot 2,9}{1}\right) \cdot (0,68 + 0,02) = 0,72 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = 3_{10}$):

$$Q_{Ci} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{3_{10} - 3_{lg.kh}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{Эi}} = Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}}, \quad (9.16)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{1Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}; \quad (9.17)$$

$$z = \frac{176502 - 278136}{2 \cdot 10 \cdot 18717} = -0,27 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{C1} = 0,34 + 0,02 - \frac{0,27}{0,75} = -0,01 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 9.4. Так же если, при расчетах $Q_{Ci} < 0$, то установка БК становится экономически нецелесообразна.

Так же в таблице приведено оборудование, которое подходит по предварительным расчетам из [36].

Таблица 9.4 – Расчет мощности БК

Место установки БК	$R_{\Sigma i}$, Ом	Q_{Ci} , Мвар		$Q_{квi}$, квар	$Q_{квi} + Q_{Ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	Q_{Cti} , квар
		расч	прин				
ТП1	0,75	-0,01	0	587	587	УКМ 58-0,4-600 У3	600
ТП2	0,74	-0,02	0	587	587	УКМ 58-0,4-600 У3	600
ТП3	0,75	0,01	0,01	0	10	УКМ 58-0,4-10 У3	10
ТП4	0,7	-0,04	0	0	0	-	0
ТП5	0,7	-0,04	0	0	0	-	0
ТП6	0,71	-0,03	0	0	0	-	0
ТП7	0,73	-0,03	0	0	0	-	0
ТП8	0,76	0,01	0,02	0	20	УКМ 58-0,4-20 У3	20
ТП9	0,78	0,01	0,02	0	20	УКМ 58-0,4-20 У3	20
ТП10	0,7	-0,04	0	0	0	-	0
ТП11	0,77	0,02	0,02	430	450	УКМ 58-0,4-450 У3	450
ТП12	1,23	0,33	0,33	0	330	УКМ 58-0,4-350 У3	350
ТП13	0,77	0,01	0,01	0	10	УКМ 58-0,4-10 У3	10
ТП14	2,24	0,85	0,85	0	850	2хУКМ 58-0,4-850 У3	850
ТП15	2,21	0,84	0,84	0	840	2хУКМ 58-0,4-850 У3	850
Итого			1840	1665	3694		3760

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \frac{\Delta Q_T^{ГПП}}{2} + \frac{\sum Q_{Bi}}{2} - \sum Q_{Ci} - \frac{\sum Q_{Cdi}}{2} - \frac{Q_{ЭС}}{2}, \quad (9.18)$$

где $\Delta Q_T^{ГПП}$ - потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП,

$Q_{ЭС1}$ - экономически целесообразная реактивная мощность, передаваемая энергосистемой предприятию.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q_{\text{ЭС}}^{\cdot} = \alpha_1 \cdot P_{\text{Р.П.}}, \quad (9.19)$$

где $\alpha_1 = 0,5$ - расчетный коэффициент;

$P_{\text{Р.П.}}$ - расчетная активная нагрузка всего предприятия.

$$Q_{\text{ЭС}}^{\cdot} = 0,5 \cdot 38748,6 = 19374,3 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{ЭС}}^{\cdot\cdot} = Q_{\text{Р.П.}} - \frac{0,7}{k_{\text{н.р.}}} \cdot Q_{\text{сд.м.}}, \quad (9.20)$$

где $k_{\text{нр}}$ - коэффициент, учитывающий несовпадение во времени максимума реактивных нагрузок промышленных предприятий и максимума реактивных нагрузок энергосистемы.

Расчетная реактивная нагрузка предприятия:

$$Q_{\text{Р.П.}} = K_{\text{ом}} \cdot \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{\text{иаi}} \cdot P_{\text{номi}} \cdot \text{tg}\varphi + \sum_{i=1}^{M1} Q_{\text{pi}}^{\text{III}} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{\text{Ti}} \right) + \sum Q_{\text{р.осв.}}, \quad (9.21)$$

$$Q_{\text{Р.П.}} = 0,9 \cdot (17236,2 + 9376,6 + 817,3) + 582,6 = 25278,42 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q_{\text{ЭС}}^{\cdot\cdot} = 25278 - \frac{0,7}{0,9} \cdot 3910 = 22236 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{\text{ЭС}} = Q_{\text{ЭС}}^{\cdot} = 19374,3 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой:

$$\text{tg}\varphi = \frac{Q_{\text{ЭС}}}{P_{\text{Р.П.}}}, \quad (9.22)$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{19374,3}{38748,6} = 0,5.$$

Определим экономически целесообразную реактивную мощность, приходящуюся на СШ1, для этого определим расчетную активную мощность 1СШ по формуле (3.2)

$$P_{\text{р1}} = 0,5 \cdot (0,9 \cdot (11080 + 144)) = 5051 \text{ кВт.}$$

Тогда

$$Q_{\text{ЭС1}} = 5051 \cdot 0,5 = 2525,5 \text{ квар.}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{p1} = \frac{\Delta Q_T^{\text{ГПП}} + \sum Q_{Bi} \sum Q_{CДи} - Q_{Ст.В}}{P_{p1}}, \quad (9.27)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{p1} = \frac{508 + 5254 - 640 - 2850}{5051} = 0,45.$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{p3} = \frac{\sum (Q_{li} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{\text{ГПП}} + \sum Q_{кyи} - Q_{Ст.Н} - Q_{Ст.В}}{P_{p3}}, \quad (9.28)$$

$$\operatorname{tg} \varphi_{p3} = \frac{(17896 + 812) + 1916 + 1665 - 3760 - 9000}{14324} = 0,5.$$

где $Q_{кy}$ - мощность компенсирующих устройств (КУ), определяемая пропускной способностью трансформаторов, квар.

$Q_{Ст.Н}$ - стандартная мощность низковольтных КУ, вар;

$Q_{Ст.В}$ - стандартная мощность высоковольтных КУ, вар.

Резерв реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum (Q_{сд.ми} - Q_{сди})}{Q_{p1}} \cdot 100\%, \quad (9.29)$$

$$Q_{рез\%} = \frac{3910 - 640}{15504} \cdot 100 = 21\%.$$

Выводы по разделу 9

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции с помощью формул (9.1) – (9.29). Отклонение расчетного $\operatorname{tg} \varphi_{p1} = 0,45$ значения от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg} \varphi_c = 0,5$, объясняется наличием большого количества синхронных двигателей с большой мощностью, которые являются также источниками реактивной мощности и могут служить в качестве компенсирующих устройств на предприятии.

10 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

10.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 10.1

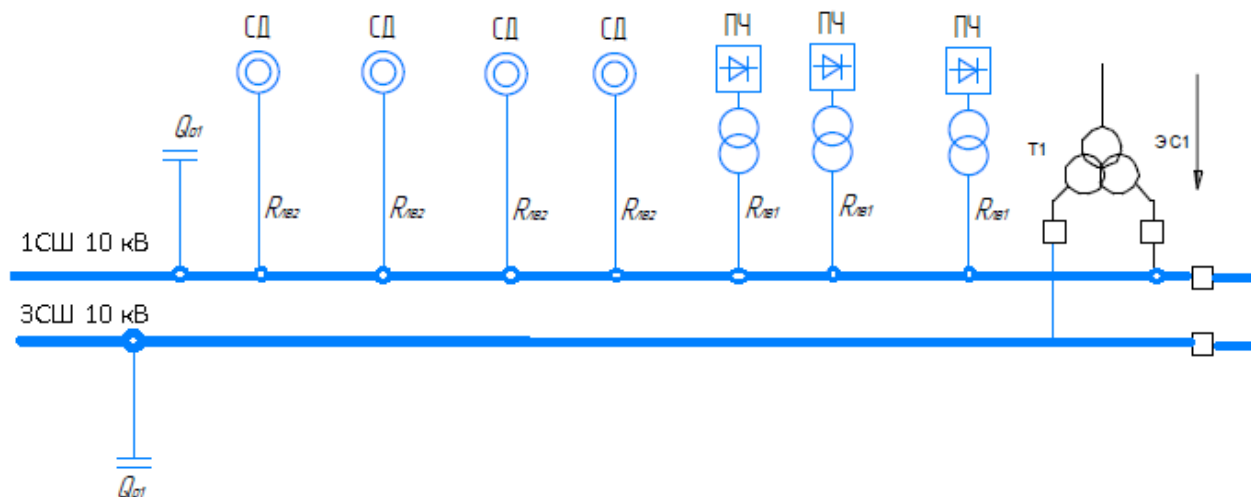


Рисунок 10.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 10.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 10.1.

Рисунок 10.2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2.

Сопротивление энергетической системы:

$$x_{Cv} = 0,65 \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_{кз}} \cdot v, \quad (10.1)$$

где $S_{к}$ – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС.

$$x_{Cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{3550 \cdot 10^6} \cdot v = 0,02v.$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_{л} = x_{0л} \cdot L \cdot \frac{U_{ст}^2}{U_{ном}^2} \cdot v, \quad (10.2)$$

где $x_{0л}$ – удельное индуктивное сопротивление линии, Ом/км;

L – длина воздушной линии, км;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

$$x_{\text{л}} = 0,427 \cdot 11,5 \cdot \frac{10,5^2}{115^2} \cdot v = 0,04v.$$

Сопротивление силового трансформатора:

$$x_{\text{Тв}} = \frac{U_{\text{кз\%}} \cdot U_{\text{ст}}^2}{100 \cdot S_{\text{Т}}} \cdot v, \quad (10.3)$$

где $U_{\text{кз\%}}$ - напряжение КЗ трансформатора, %;

$S_{\text{Т.НОМ}}$ - номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$x_{\text{Тв}} = \frac{10,5 \cdot 10500^2}{100 \cdot 40 \cdot 10^6} \cdot v = 0,29v.$$

Сопротивление обмотки высокого напряжения

$$x_{\text{ТВНв}} = x_{\text{Тв}} \cdot 0,125, \quad (10.4)$$

Сопротивление обмотки низкого напряжения

$$x_{\text{ТВНн}} = x_{\text{Тв}} \cdot 1,75, \quad (10.5)$$

Сопротивление высоковольтных двигателей:

$$x_{\text{Дв}} = \frac{17}{\sum S_{\text{д}}} \cdot v, \quad (10.6)$$

где $S_{\sum \text{д}}$ – суммарная мощность высоковольтных двигателей, МВА.

$$x_{\text{Дв}} = \frac{17}{8,36} \cdot v = 2,03v.$$

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»:

$$x_{\text{Нв}} = \frac{U_{\text{ст}}^2}{S_{\text{Н}}} \cdot v, \quad (10.7)$$

$$x_{\text{Нв}} = \frac{10500^2}{23677,5} \cdot v = 4,64v.$$

Сопротивление батареи конденсаторов:

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		82

$$X_{BKv} = -\frac{U_{CT}^2}{Q_{BK} \cdot v}, \quad (10.8)$$

где Q_{BK} – мощность батареи конденсаторов, вар.

$$X_{BK1v} = -\frac{10500^2}{2,85 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-38,7}{v}.$$

$$X_{BKv} = -\frac{10500^2}{9 \cdot 10^6 \cdot v} = \frac{-12,3}{v}.$$

Источником искажения являются:

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые преобразовательными установками:

$$I_v = \frac{S_{n\Sigma} \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v}, \quad (10.9)$$

где $S_{n\Sigma}$ – суммарная полная мощность преобразователей, ВА;

$k_{v\Sigma}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для $v=5$ и $v=7$ принимается $k_{v\Sigma}=0,9$, $v=11$ и $v=13$ – $k_{v\Sigma}=0,75$.

$$I_v = \frac{14400 \cdot k_{v\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot 10500 \cdot v} = \frac{790 \cdot k_{v\Sigma}}{v}. \quad (10.11)$$

Результаты расчета по формулам (10.1) – (10.11) представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Расчет сопротивлений

v	X_{Cv}	X_{Lv}	X_{TBHv}	$X_{TНHv}$	X_{Dv}	X_{Hv}	X_{BK1v}	X_{BK2v}	I_v
5	0,1	0,2	0,18	2,54	10,15	23,2	-7,74	-2,46	142,20
7	0,14	0,28	0,25	3,55	14,21	32,48	-5,53	-1,76	101,57
11	0,22	0,44	0,40	5,58	22,33	51,04	-3,52	-1,12	53,86
13	0,26	0,52	0,47	6,60	26,39	60,32	-2,98	-0,95	45,58

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 10.2, представим на рисунке 10.3.

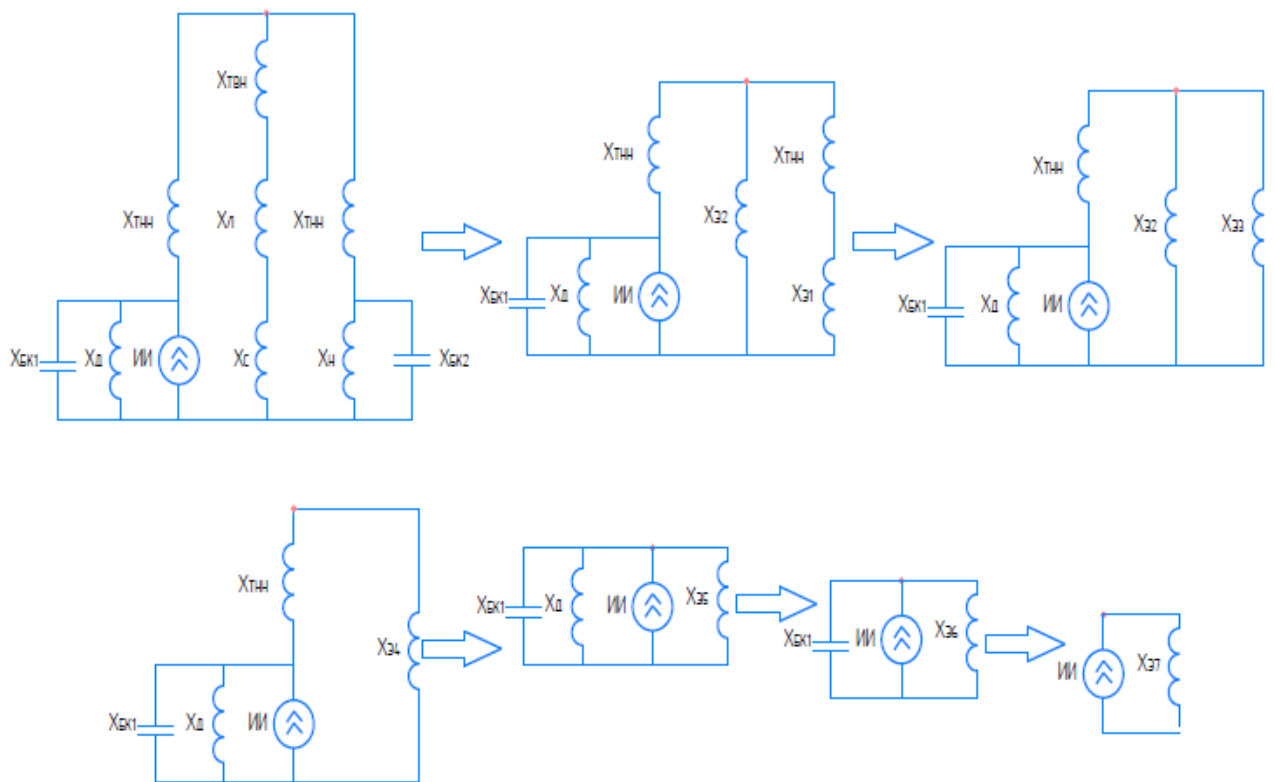


Рисунок 10.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 10.3

$$X_{\text{Э1v}} = \frac{X_{\text{БК2v}} \cdot X_{\text{Hv}}}{X_{\text{БК2v}} + X_{\text{Hv}}}, \quad (10.12)$$

$$X_{\text{Э2v}} = X_{\text{Cv}} + X_{\text{Jlv}} + X_{\text{ТВHv}}, \quad (10.13)$$

$$X_{\text{Э3v}} = X_{\text{Э1v}} + X_{\text{ТНHv}}, \quad (10.14)$$

$$X_{\text{Э4v}} = \frac{X_{\text{Э2v}} \cdot X_{\text{Э3v}}}{X_{\text{Э2v}} + X_{\text{Э3v}}}, \quad (10.15)$$

$$X_{\text{Э5v}} = X_{\text{Э4v}} + X_{\text{ТНHv}}, \quad (10.16)$$

$$X_{\text{Э6v}} = \frac{X_{\text{Э5v}} \cdot X_{\text{Дv}}}{X_{\text{Э5v}} + X_{\text{Дv}}}, \quad (10.17)$$

$$X_{\text{Э7v}} = \frac{X_{\text{БК1v}} \cdot X_{\text{Э6v}}}{X_{\text{БК1v}} + X_{\text{Э6v}}}. \quad (10.18)$$

Напряжение на СШ1 и СШ3 определим соответственно по формулам:

$$U_{\text{см1v}} = I_v \cdot X_{\text{Э4v}}, \quad (10.19)$$

$$U_{\text{см3v}} = U_{\text{см1v}} \cdot \frac{X_{\text{Э1v}} \cdot X_{\text{Э4v}}}{X_{\text{Э1v}} + X_{\text{Э4v}}}. \quad (10.20)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения:

$$K_{\text{нс.и}} = \frac{\sqrt{\sum_5^{13} U_v^2}}{U_{\Phi}} \cdot 100\%, \quad (10.21)$$

Результаты расчета по формулам (10.12) – (10.21) представим в таблице 10.2.

Таблица 10.2 – Расчет коэффициента несинусоидальности напряжения

v	X _{Э1v}	X _{Э2v}	X _{Э3v}	X _{Э4v}	X _{Э5v}	X _{Э6v}	X _{Э7v}	U _{см1v}	U _{см3v}	K _{U1}	K _{U2}
5	-2,8	0,5	-0,2	-0,4	2,2	1,8	2,3	107,4	-85,5	8,9%	4,4%
7	-1,9	0,7	1,7	0,5	4,0	3,1	7,3	130,7	207,8		
11	-1,1	1,1	4,4	0,9	6,4	5,0	-11,9	110,0	912,2		
13	-1,0	1,3	5,6	1,0	5,6	4,6	-8,4	110,1	-104		

Из таблицы 10.2 видно, что значение коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [38], а именно: $K_U^{\text{СШ1}} = 8,9\% < K_{U,\text{доп}} 10\%$, $K_U^{\text{СШ3}} = 4,4\% < K_{U,\text{доп}} 5\%$.

10.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Наличие синхронных двигателей на предприятии может привести к провалам напряжения вызванных пуском данных двигателей. Так как пусковой ток двигателя создает повышенные потери напряжения в цепи «источник – двигатель» и вызывает понижение напряжения в СЭС.

Расчет напряжения на зажимах ЭД (рисунок 9.1), подключенных к той или иной точке сети выполняют по схеме замещения, представленной на рисунке 9.4.



Рисунок 10.4 – Схема замещения для расчета напряжения на зажимах ЭД

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД:

$$U_d = U_c \cdot \frac{X_{пэ}}{X_c + X_{пэ}}, \quad (9.16)$$

где U_c – напряжение питающей сети, кВ;

$X_{пэ}$ – эквивалентное сопротивление узла, о.е;

x_c – суммарное сопротивление питающей сети до СШ, к которым подключен ЭД, о.е.

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{S_b \cdot U_n^2}{S_{п.э} \cdot U_b^2}, \quad (10.22)$$

где S_b – базисная мощность, МВА;

U_b – базисное напряжение, кВ;

$S_{п.э}$ – суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла, МВА.

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э} = \sqrt{(\sum P_n)^2 + (\sum S_n + \sum Q_n)^2}, \quad (10.23)$$

где P_n – активная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт;

S_n – расчетная пусковая мощность ЭД, кВА;

Q_n – реактивная мощность пусковой нагрузки, подключенной к узлу, кВт.

Расчетная пусковая мощность ЭД

$$S_n = \frac{P_d \cdot k_n}{\cos \Phi \cdot \eta}, \quad (10.24)$$

где $P_{д.н}$ – номинальная мощность двигателя, кВт;
 K_p – кратность пускового тока ЭД.

$$S_{п} = \frac{1000 \cdot 5}{0,8 \cdot 0,95} = 6579,8 \text{ кВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла

$$S_{п.э.} = \sqrt{4290^2 + (6579 + 3498)^2} = 10952,1 \text{ кВА.}$$

Эквивалентное сопротивление узла

$$X_{пэ} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{10,9 \cdot 10,5^2} = 91,7.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД

$$U_{д} = 10,5 \cdot \frac{91,7}{3,28 + 91,7} = 10,1 \text{ кВ.}$$

При запуске синхронных двигателей допускается провал напряжения не более 20% относительно номинального напряжения сети [39]

$$\Delta U_{1сш\%} = \frac{U_c - U_1}{U_c} \cdot 100\%, \text{ кВ,} \quad (10.25)$$

$$\Delta U_{1сш\%} = \frac{10,5 - 10,1}{10,5} \cdot 100\% = 4\% \leq 20\% . \quad (10.26)$$

Условие выполнено.

Выводы по разделу 10

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения и провал напряжения при пуске двигателей. Расчёт по формулам (10.1) – (10.26) показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА СИХНРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Рассмотрим расчет релейной защиты синхронного электродвигателя СДН-1000 кВт.

Согласно ПУЭ релейная защита электродвигателей делится на защиту электродвигателей выше 1000 В и ниже 1000 В , до 2 МВт и более 2 МВт [10].

Защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ и до 2 МВт:

- защита от многофазных замыканий;
- защита от однофазных замыканий на землю;
- защита от токов перегрузки;
- защита от понижения напряжения;

11.1 Релейная защита кабельной линии, питающей электродвигатель

Для защиты кабельной линии в ее начале установлено устройство защиты типа Seram M41[40], которое получает информацию от трех фазных трансформаторов тока. Выход устройства M41 связан с соленоидом отключения выключателя Q16.

Для защиты кабельной линии устройство M41 содержит:

- от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);
- от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51N).

11.2 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Токтовую отсечку отстраиваем от тока трехфазного КЗ на шинах питания двигателя , вычисленное при максимальном режиме работы сети с учетом режима подпитки от других электродвигателей.

Рассчитывая уставки для синхронного двигателя следует учитывать, что машина запускается в асинхронном режиме. Когда скорость вращения достигает значения близкой к синхронной – выполняют переключение обмотки возбуждения с резистора на напряжение возбуждения и двигатель втягивается в синхронизм.

Определяем значение номинального тока электродвигателя:

$$I_{\text{раб. макс}} = I_{\text{н.эд}} = \frac{P_{\text{д.н.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{д}}}, \quad (11.1)$$

$$I_{\text{н.эд}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 76 \text{ А.}$$

Принимаем ТЛК-10-100-0,5/10Р УЗ

									Лист
									88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ				

Коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$k_1 = \frac{I_{1Н}}{I_{2Н}} = \frac{100}{5} = 20. \quad (11.2)$$

Определяем максимальный бросок пускового тока электродвигателя с учётом апериодической составляющей:

$$I_{бр.пуск} = k_{апер} \cdot k_{п} \cdot I_{н.эд}, \quad (11.3)$$

где $k_{апер}$ - коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую пускового тока машины, принимается 1,8;

$k_{п}$ - кратность пускового тока машины.

$$I_{бр.пуск} = 1,8 \cdot 5,4 \cdot 76 = 738,7 \text{ А}.$$

Ток срабатывания защиты определим по формуле

$$I_{с.з} = 1,4 \cdot I_{бр.пуск}, \quad (11.4)$$

$$I_{с.з} = 1,4 \cdot 738,7 = 1034.$$

Ток срабатывания реле

$$I_{с.р.} = \frac{K_{отс} \cdot I_{с.з.}}{K_1}, \quad (11.5)$$

$$I_{с.р.} = \frac{1,2 \cdot 1034}{20} = 62 \text{ А}.$$

МТО срабатывает без выдержки времени и действует на отключение двигателя. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет 50 мс.

МТО должна быть проверена на чувствительность к току двухфазного КЗ в минимальном режиме работы сети в месте установки защиты, т.е. на сборных шинах ГПП, от которых питается кабельная линия. Определим соответствующий коэффициент чувствительности отсечки

$$k_{ч.мо} = \frac{I_{кз3}^{(2)}}{I_{с.з.}}, \quad (11.6)$$

$$k_{ч.мо} = \frac{16100}{1034} = 15,6 \geq 2.$$

Значит, защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

11.3 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram M41 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{K_{\text{н.о}} \cdot I_{\text{НОМ.ДВИГ}}}{K_{\text{в}}}, \quad (11.7)$$

$$I_{\text{МТЗ}} = \frac{1,2 \cdot 76}{0,935} = 97,5 \text{ А}.$$

Проверим чувствительность селективной токовой отсечки. Она должна быть чувствительна к токам двухфазного КЗ в конце защищаемой кабельной линии в минимальном режиме работы сети.

$$k_{\text{ч.со}} = \frac{I_{\text{КЗ3}}^{(2)}}{I_{\text{МТЗ}}}, \quad (11.8)$$

$$k_{\text{ч.со}} = \frac{16100}{97,5} = 165 \geq 1,5.$$

Защита удовлетворяет требованиям чувствительности.

11.4 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю

Так как сеть 10 кВ – сеть с малыми токами замыкания на землю, то защита выполняется с действием на сигнал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram M41.

Для кабеля марки АПвПу-10 (3х120) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{\text{с0}}=1,252 \text{ А/ км}$.

Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{0\text{l}} = I_{\text{с0}} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км.

$$I_{0\text{l}} = 1,252 \cdot 0,41 = 0,51.$$

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		90

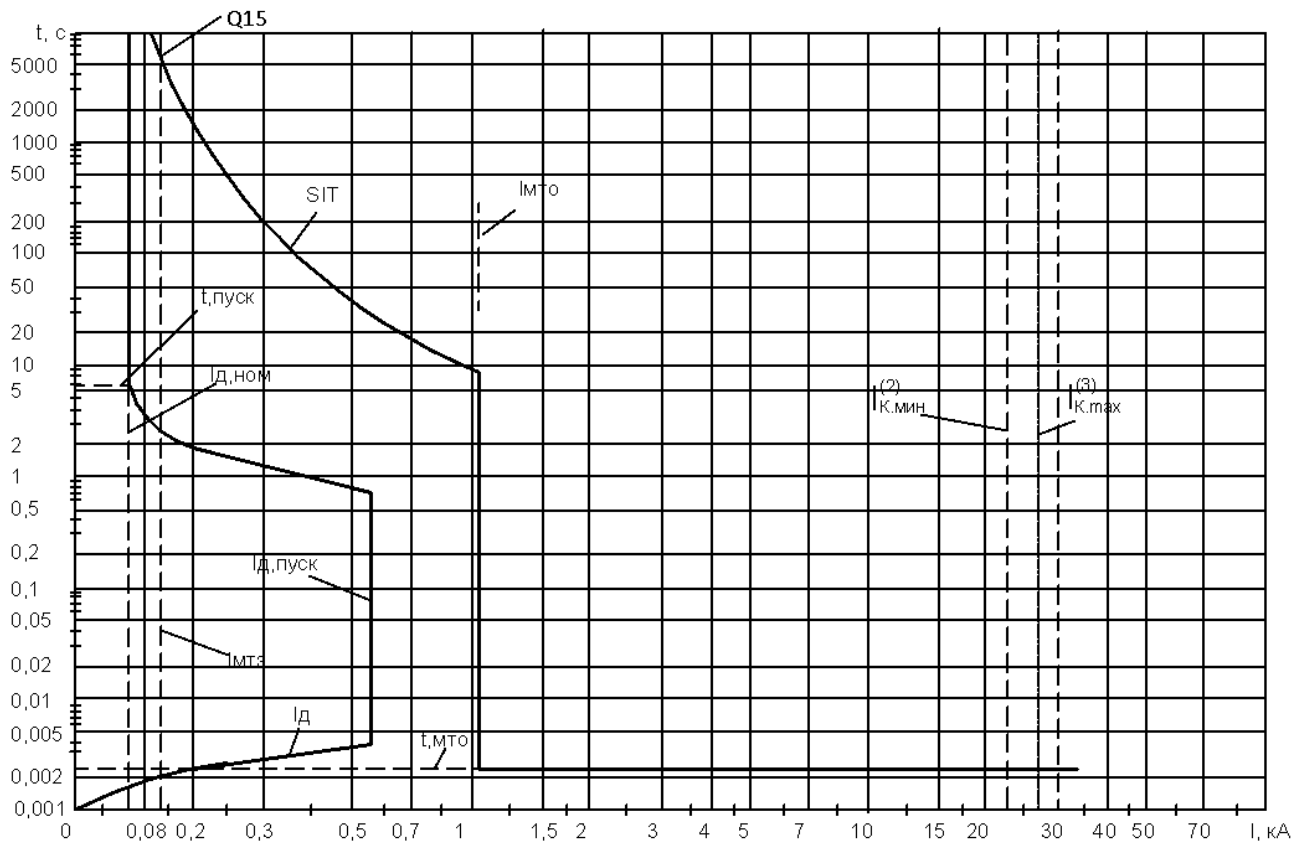


Рисунок 11.1 – Время-токовая характеристика максимальных токовых защит

Ток срабатывания защиты:

$$I_{с.з.} = k_{нс} \cdot k_{бр} \cdot I_{01}, \quad (11.9)$$

где $k_{нс} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$k_{бр} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{с.з.} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,51 = 1,53 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$k_{ч.с\sigma} = \frac{I_{с\sigma}}{I_{с.з.}} \geq 1,5. \quad (11.10)$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия:

$$I_{с\sigma} = I_{кл\sigma} + I_{с.дв\sigma}. \quad (11.11)$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

Суммарный емкостной ток от кабельных линий предприятия

$$I_{\text{кл}\Sigma} = \frac{U_{\text{ном}} \cdot L_{\text{кл}\Sigma}}{10}, \quad (11.12)$$

где $L_{\text{кл}\Sigma}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{\text{кл}\Sigma} = \frac{10 \cdot 3,86}{10} = 3,86.$$

Найдем емкость фазы электродвигателя:

$$C_{\text{эд}} = \frac{0,0187 \cdot P_{\text{д.н.}} \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{\text{ном}}} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{\text{ном}}) \cdot \cos \varphi \cdot \eta_{\text{д}}}, \quad (11.13)$$

$$C_{\text{эд}} = \frac{0,0187 \cdot 1000 \cdot 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{10} \cdot (1 + 0,08 \cdot 10) \cdot 0,8 \cdot 0,95} = 1,1 \cdot 10^{-6} \text{ Ф.}$$

Тогда емкостный ток двигателя:

$$I_{\text{кл}\Sigma} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{\text{эд}} \cdot U_{\text{ном.ф}}, \quad (11.14)$$

$$I_{\text{с.сд1}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 1,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 7 \cdot 10^{-3} \text{ А.}$$

Определим суммарный емкостный ток от всех двигателей предприятия:

$$I_{\text{с.сд}\Sigma} = \sum_{i=1}^n n_i \cdot I_{\text{с.сд}}, \quad (11.15)$$

$$I_{\text{с.сд}\Sigma} = 4,7 \cdot 10^{-3} \cdot 4 + 7 \cdot 10^{-3} \cdot 4 = 47 \cdot 10^{-3} \text{ А.}$$

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{\text{с}\Sigma} = 3,86 + 0,047 = 3,91 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен:

$$k_{\text{ч.со}} = \frac{3,91}{1,53} = 2,5 \geq 1,5.$$

11.5 Защита от перегрева

Защиту от перегрева электродвигателя осуществим с помощью функции ANSI 49T устройства Seram M41. Данная защита позволяет обнаружить перегрев электродвигателя путем измерения температуры внутри электродвигателя, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

11.6 Защита от понижения напряжения

Защита минимального напряжения для синхронных двигателей в связи с их способностью поддерживать напряжение на своих выводах после отключения или снижения напряжения питания (синхронный двигатель переходит в режим генератора) может быть построена по двум принципам:

1. Минимальная защита частоты с блокировкой по направлению мощности. После исчезновения напряжения питания синхронный двигатель благодаря системе возбуждения пытается поддерживать напряжение на своих выводах, но в связи со снижением скорости вращения падает частота этого напряжения. Кроме того, активная мощность, проходящая через ТТ, меняет направление – при наличии питания активная мощность шла от источника питания к электродвигателю, а при исчезновении напряжения питания активная мощность идет от двигателя к сборным шинам, к которым он подключен.

2. Двухступенчатая защита минимального напряжения электродвигателей. Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{\text{мин1}} = 70 \% U_{\text{н}}$:

$$U_{\text{сз}}^{\text{I ст}} = \frac{U_{\text{мин1}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{в}}}, \quad (11.16)$$

где $K_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, равный 1,1;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле.

$$U_{\text{сз}}^{\text{I ст}} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1} = 6400 \text{ В.}$$

Найдем напряжение срабатывания реле I ступени защиты:

$$U_{cp}^{1ст} = \frac{U_{сз}^{1ст}}{k_u}, \quad (11.17)$$

$$U_{cp}^{1ст} = \frac{6400}{100} = 64 \text{ В.}$$

Выдержка времени принимается на ступень селективности больше времени действия быстродействующих защит от многофазных замыканий. Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равна 0, то принимают $t_{сз}^I = 0,5-1,5 \text{ с.}$
 $t_{сз}^I = 0,5 \text{ с.}$

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{мин2} = 50 \% U_n$.

$$U_{cp}^{2ст} = \frac{U_{мин2}}{K_{отс} \cdot K_B}, \quad (11.18)$$

$$U_{сз}^{2ст} = \frac{0,5 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1} = 4545 \text{ В.}$$

Найдем напряжение срабатывания реле II ступени защиты:

$$U_{cp}^{2ст} = \frac{U_{сз}^{2ст}}{k_u}, \quad (11.19)$$

$$U_{cp}^{2ст} = \frac{4545}{100} = 45,5 \text{ В.}$$

Выдержка времени второй ступени принимается $t_{сз}^{II} = 10-15 \text{ с.}$

11.7 Защита от асинхронного хода

При возникновении асинхронного режима работы СД в статоре и роторе возникают колебания тока. Асинхронный режим может возникать либо при снижении напряжения питания, либо уменьшения тока возбуждения.

Одним из вариантов простой защиты является Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

Согласно экспериментальным исследованиям [41], сопротивление на выводах синхронной машины при потере возбуждения может изменяться в диапазоне от $(0,3 \div 0,5) x_d''$ до $(1,1 \div 1,4) x_d$, где x_d'' – сверхпереходное сопротивление СД, Ом, x_d – индуктивное сопротивление прямой последовательности СД, Ом.

Определяем базисное сопротивление по формуле

$$r_6 = \frac{U_{\text{НОМ.ДВИГ}}^2 \cdot 1000}{S_{\text{НОМ.ДВИГ}}}, \quad (11.20)$$

$$r_6 = \frac{10^2 \cdot 1000}{1250} = 80 \text{ Ом}.$$

Определяем сверхпереходное сопротивление двигателя:

$$x_d'' = \frac{x_d''(\%) \cdot r_6}{100\%}, \quad (11.21)$$

$$x_d'' = \frac{12,76 \cdot 80}{100\%} = 10 \text{ Ом}.$$

Определяем индуктивное сопротивление прямой последовательности двигателя:

$$x_d = \frac{x_d(\%) \cdot r_6}{100\%}, \quad (11.22)$$

$$x_d = \frac{183,8 \cdot 80}{100\%} = 147 \text{ Ом}.$$

В соответствии с вышесказанным, характеристика области срабатывания защиты выполняется в виде окружности, расположенной симметрично на комплексной плоскости относительно оси jX (рисунок 11.2) и проходит через точки с координатами: $(0,3 \div 0,5) x_d''$ и $(1,1 \div 1,4) x_d$.

Работа защит СД от асинхронного режима автоматически блокируется при формировании терминалом сигнала включения автомата гашения поля (АГП), а также при наличии внешнего сигнала на включение АГП (например, при управлении гашением поля в ручном режиме).

К достоинствам такой защиты следует отнести корректность выявления потери возбуждения и простоту расчета уставок, а к недостаткам – зависимость от исправности измерительных цепей напряжения.

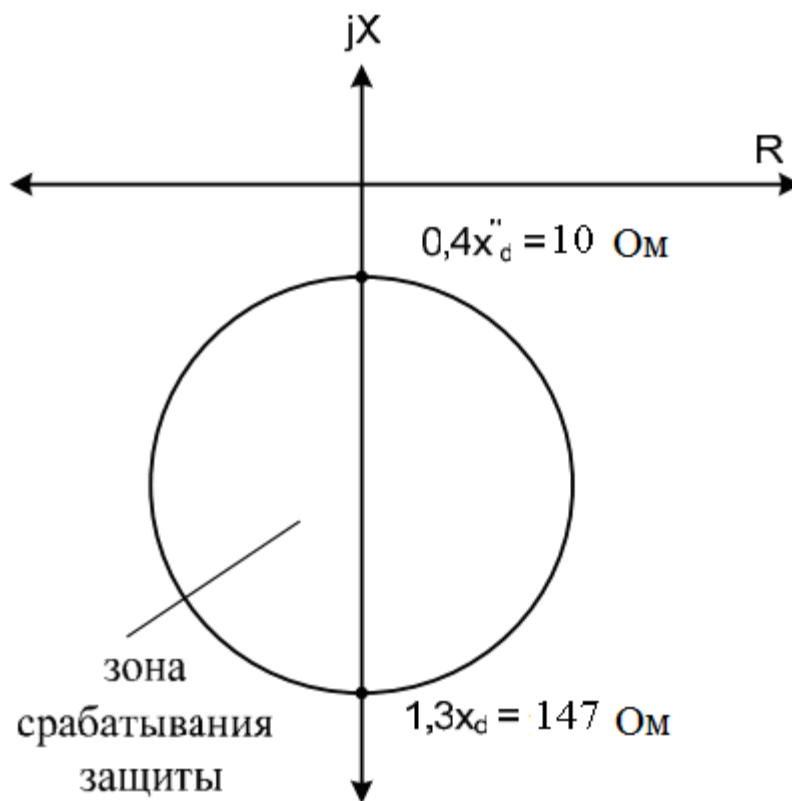


Рисунок 11.2 – Характеристика защиты СД от асинхронного режима

Вывод по разделу 11

Произведен выбор необходимых защит синхронного двигателя по формулам (11.1) – (11.22), выбрано необходимое оборудование, произведен расчет уставок и построена время-токовая характеристика максимальных токовых защит. Составлена принципиальная схема защиты синхронного электродвигателя (графическая часть).

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Вопросы безопасности жизнедеятельности рассмотрим на примере главной понизительной подстанции (ГПП) предприятия.

12.1 Планировка и конструктивная часть ГПП

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Подстанция понижающая 110/10кВ метизно-металлургического завода находится в городе Магнитогорске.

Климат умеренно континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 [42] с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание [10], и в соответствии с региональными картами расчетных районов Центральной России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая +2;
- наибольшая +40;
- наименьшая минус 43;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 39;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{II} = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190 см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз 60 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

При выборе местоположения главной понизительной подстанции учтены требования ПУЭ [10]. Распределительное устройство 110 кВ ГПП следует выполнить в открытом исполнении.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

- Место расположения подстанции выбираем согласно требованиям ПУЭ [10]:
- территория подстанции спланирована с уклоном для стока ливневых вод (уклон не более 3%);
 - территория подстанции огорожена внешним забором высотой 2 м.

12.1.2 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы снабжены стационарной лестницей.

Для катков трансформатора, в фундаменте предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, обеспечен путем установки подкладок под катки.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения необходимо обеспечить подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы.

12.1.3 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с помощью технологических проездов, шириной 4м.

На территории подстанции имеется центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен с северной и южной стороны.

12.1.4 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины, согласно [10] при переменном трехфазном токе обозначим:

- шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

Проводники защитного заземления во всех электроустановках, а также нулевые защитные проводники в электроустановках напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью, в т.ч. шины, должны иметь буквенное обозначение РЕ и цветовое обозначение чередующимися продольными или поперечными

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

полосами одинаковой ширины (для шин от 15 до 100 мм) желтого и зеленого цветов [10].

Нулевые рабочие (нейтральные) проводники обозначаются буквой N и голубым цветом. Совмещенные нулевые защитные и нулевые рабочие проводники должны иметь буквенное обозначение PEN и цветовое обозначение: голубой цвет по всей длине и желтозеленые полосы на концах [10].

12.1.5 Перечень защитных средств

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) [43] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

№	Наименование средства защиты	Количество
1	Изолирующая штанга (универсальная)	
1.1	110 кВ	2 шт.
1.2	10 кВ	2 шт.
2	Указатель напряжения	
2.1	110 кВ	2 шт.
2.2	10 кВ	2 шт.
3	Диэлектрические перчатки	2 пары
4	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
5	Переносные заземления	
5.1	110 кВ	2 шт.
5.2	10 кВ	2 шт.
6	Защитные ограждения (щиты)	2 шт.
7	Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
8	Противогаз изолирующий	2 шт.
9	Защитные очки или щитки	2 шт.

Одновременно с применением индивидуальных средств защиты на ОРУ подстанции метизно-металлургического завода используются следующие коллективные способы и средства защиты от поражения электрическим током:

- заземление в электроустановках;
- молниезащита;
- рабочая изоляция;
- соблюдение изоляционных расстояний;
- установка плакатов и электрических знаков.

12.1.6 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно [10].

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с низшим напряжением. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

12.2 Электробезопасность

Электробезопасность обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты.

Технические способы и средства, обеспечивающие электробезопасность на подстанции метизно-металлургического завода устанавливаются с учетом:

- номинального напряжения ($U_{ном}$), рода и частоты тока электроустановки;
- способа электроснабжения (от стационарной сети, от автономного или передвижного источника питания);
- режима нейтрали (средней точки) источника питания электроэнергией (изолированная, заземленная нейтраль);
- вида исполнения (стационарные, передвижные, переносные);
- условий внешней среды: особо опасные помещения, помещения с повышенной опасностью, помещения без повышенной опасности, на открытом воздухе (классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током определяется в соответствии с Правилами устройства электроустановок);
- возможности снятия напряжения с токоведущих частей, на которых или вблизи которых должны производиться работы;
- характера возможного прикосновения человека к элементам цепи тока: однофазное (однополюсное) прикосновение, двухфазное (двухполюсное) прикосновение; прикосновение к металлическим нетоковедущим частям, оказавшимся под напряжением;
- возможности приближения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, на расстояние меньше допустимого или попадания в зону растекания тока;

• видов работ: монтаж, наладка, испытание, эксплуатация электроустановок, осуществляемых в зоне расположения электроустановок, в том числе в зоне воздушных линий электропередачи (ЛЭП).

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т.е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

12.2.1 Расчет заземляющего устройства открытого распределительного устройства

Произведем расчет полного сопротивления растекания заземляющего устройства согласно справочника по проектированию электрических сетей и электрооборудования [4]. Заземляющее устройство необходимо выполнить из горизонтальной сетки, размеры ячеек 5 на 5 м, и вертикальных электродов из круглой стали диаметром 25 мм. Все соединения необходимо выполнить сваркой. Конфигурация заземляющего устройства показана на рисунке 12.1 и 12.2.

Зададим исходные данные для расчета заземляющего устройства:

- $L_r=5$ м – размер ячейки горизонтальной сетки;
- $L_{\text{сум.г}}=900$ м – общая длина горизонтальных заземлителей;
- $L_b=5$ м – высота вертикального электрода;
- $n=96$ шт. – количество вертикальных заземлителей;
- $T=0,7$ м – глубина расположения горизонтальной сетки;
- $d=0,025$ м – диаметр круглой стали, из которой изготовлены сетка и вертикальные заземлители;
- $\rho=150$ Ом·м – удельное сопротивление грунта (супесь);
- $A=57$ м – габарит длины заземляющего устройства, согласно конструктивного чертежа ОРУ–110;
- $B=35$ м – габарит ширины заземляющего устройства, согласно конструктивного чертежа ОРУ–110;
- $S=1995$ м² – площадь, занимаемая заземляющим устройством.

Сопротивление одного вертикального электрода определяется по формуле

$$R_{\text{зв}} = \frac{0,366 \cdot \rho}{L_b} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot L_b}{d} + \frac{1}{2} \cdot \frac{4 \cdot t + L_b}{4 \cdot t - L_b} \right),$$

где t – глубина заложения вертикального электрода.

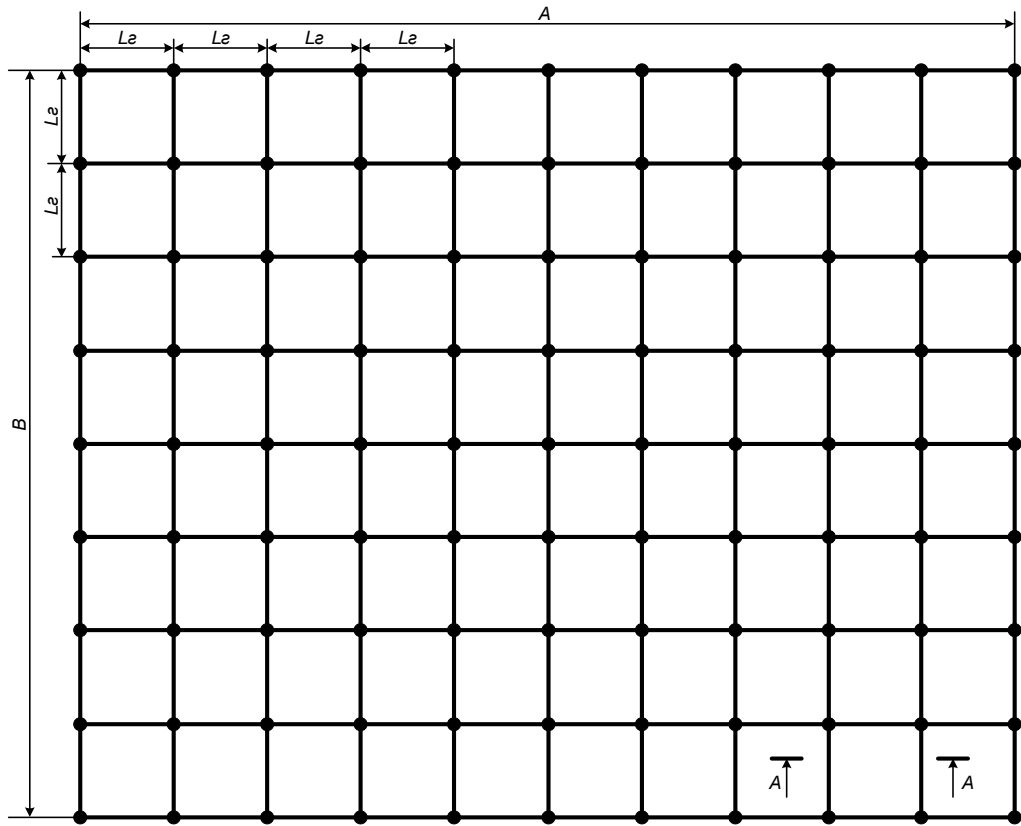


Рисунок 12.1 – Конфигурация заземляющего устройства (вид сверху)

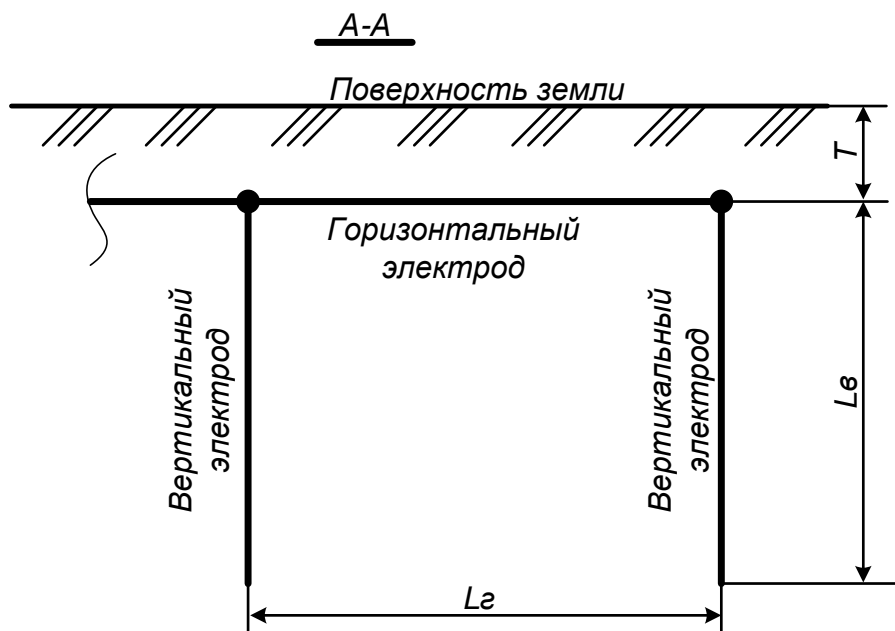


Рисунок 12.2 – Конфигурация заземляющего устройства (разрез А-А)

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ

Лист

102

t – считается от поверхности до середины электрода и определяется по формуле

$$t = \frac{L_B}{2} + T$$

$$t = \frac{1}{2} \cdot 5 + 0,7 = 3,2 \text{ м,}$$

$$R_B = \frac{0,366 \cdot 150}{5} \cdot \left(\lg \frac{2 \cdot 5}{0,025} + \frac{1}{2} \cdot \frac{4 \cdot 3,2 + 5}{4 \cdot 3,2 - 5} \right) = 8,27 \text{ Ом,}$$

Суммарное сопротивление части заземлителя, без учета соединяющей их полосы определяется по формуле

$$R_{зв} = \frac{R_B \cdot K_B}{n \cdot \eta_B},$$

где $K_B=1,45$ – поправочный коэффициент для вертикальных заземлителей, учитывающий климатический район [4];

$\eta_B=0,51$ – коэффициент использования вертикальных электродов [4].

$$R_{зв} = \frac{8,27 \cdot 1,45}{96 \cdot 0,51} = 0,2 \text{ Ом}$$

Сопротивление растекания горизонтальной сетки определяется по формуле

$$R_{зв} = \frac{0,366 \cdot \rho}{L_{\text{сум.г}}} \cdot \lg \frac{L_{\text{сум.г}}^2}{d \cdot T},$$

$$R_{г} = \frac{0,366 \cdot 150}{900} \cdot \lg \frac{900^2}{0,025 \cdot 0,7} = 0,5 \text{ Ом.}$$

Сопротивление растеканию горизонтальной сетки определяется по формуле

$$R_{зв} = \frac{R_{г} \cdot K_{г}}{\eta_{г}},$$

где $K_{г}=3,5$ – поправочный коэффициент для горизонтальных заземлителей, учитывающий климатический район [4];

$\eta_{г}=0,31$ – коэффициент использования сетки [4].

$$R_{г} = \frac{0,5 \cdot 3,5}{0,31} = 5,6 \text{ Ом.}$$

Полное сопротивление растеканию заземляющего устройство определим по формуле

$$R_{\Gamma} = \frac{R_{3.В} \cdot R_{3.Г}}{R_{3.В} + R_{3.Г}},$$

$$R_{\Gamma} = \frac{0,2 \cdot 5,6}{0,2 + 5,6} = 0,19 \text{ Ом}.$$

Из результатов расчета следует, что спроектированной заземляющее устройство удовлетворяет требований безопасности ПУЭ, т.к. полученное значение менее 0,5 Ом.

У мест ввода заземляющих проводников в здания должен быть предусмотрен опознавательный знак.

12.2.2 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [44]. Территория ГПП находится в районе с грозовой деятельностью от 40 до 60 часов в год. Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два одиночных стержневых молниеотвода на порталы рядом с силовыми трансформаторами.

Около конструкции с молниеотводом эти кабели должны быть проложены непосредственно в земле на протяжении не менее 10 метров.

Построение внешних областей зон молниеотводов (полуконусов с габаритами h_0 , r_0) производится по формулам для одиночных стержневых молниеотводов.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 12.3.

Высота молниеотвода определяется по выражению:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}.$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

r_x – радиус зоны защиты молниеотвода на высоте h_x , м.

Высота молниеотводов М1 и М2

$$h_1 = h_2 = \frac{14,65 + 1,63 \cdot 14,0}{1,5} = 25,0 \text{ м}.$$

Высота молниеотводов М3 и М4

$$h_3 = h_4 = \frac{17,4 + 1,63 \cdot 5,5}{1,5} = 17,6 \text{ м}.$$

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,92 \cdot h.$$

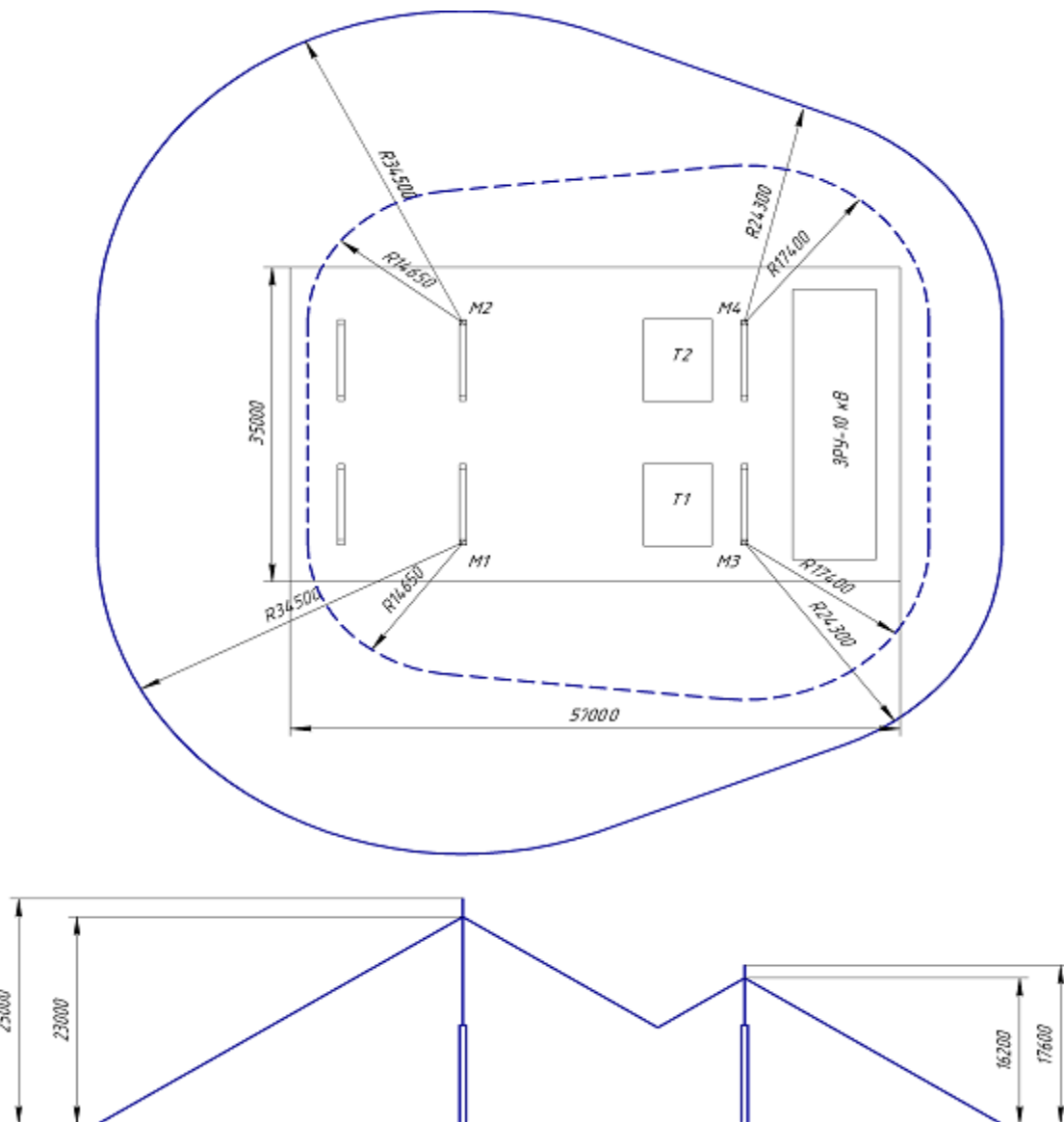


Рисунок 12.3 – Молниезащита ГПП

Высота зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$h_{01} = h_{02} = 0,92 \cdot 25,0 = 23,0 \text{ м.}$$

Высота зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$h_{03} = h_{04} = 0,92 \cdot 17,6 = 16,2 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h_0$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М1 и М2

$$r_{01} = r_{02} = 1,5 \cdot 23,0 = 34,5 \text{ м.}$$

Радиус зоны защиты молниеотводов М3 и М4

$$r_{03} = r_{04} = 1,5 \cdot 16,2 = 24,3 \text{ м.}$$

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ

Лист

105

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле

$$h_{\bar{n}} = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2},$$

$$r_{\bar{n}} = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2}.$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М3

$$h_{c13} = h_{c24} = \frac{(23,0 + 16,2)}{2} = 19,6 \text{ м.}$$

$$r_{c13} = r_{c24} = \frac{(34,5 + 24,3)}{2} = 29,4 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М1 и М2

$$h_{c12} = \frac{(23,0 + 23,0)}{2} = 23,0 \text{ м.}$$

$$r_{c12} = \frac{(34,5 + 34,5)}{2} = 34,5 \text{ м.}$$

Габаритные размеры внутренних областей между молниеотводами М3 и М4

$$h_{c34} = \frac{(16,2 + 16,2)}{2} = 16,2 \text{ м.}$$

$$r_{c34} = \frac{(24,3 + 24,3)}{2} = 24,3 \text{ м.}$$

12.2.3 Обеспечение безопасных условий и охраны труда при эксплуатации электроустановок

Одним из главных документов любого энергетика при работе в действующей электроустановке являются правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [45]. Выполнение этих правил является залогом безопасной работы.

Основой этих правил являются организационные и технические мероприятия по подготовке рабочего места.

К организационным мероприятиям относятся:

- оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;

– оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

К техническим мероприятиям например при выполнении работ со снятием напряжения относятся:

– произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

– на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;

– проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;

– установлено заземление;

– вывешены указательные плакаты "Заземлено", ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

Работники обязаны проходить обучение безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках, а также должны пройти проверку знаний правил охраны труда и других нормативно–технических документов (правил и инструкций по устройству электроустановок, по технической эксплуатации электроустановок, а также применения защитных средств) в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии, и иметь соответствующую группу по электробезопасности. Работники также должны проходить обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве а также приемам освобождения пострадавшего от действия электрического тока с учетом специфики обслуживаемых (эксплуатируемых) электроустановок, до допуска к самостоятельной работе. Работники должны проходить медицинские осмотры. Проверка состояния здоровья работника проводится до приема его на работу, а также периодически, в порядке, предусмотренном Минздравом России.

12.3 Освещение ОРУ 110/10 кВ

Площадь ОРУ-110 кВ:

$$S = L \cdot h,$$

где L – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

h – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 57 \cdot 35 = 1995 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [46].

Суммарный световой поток найдем по формуле [47]

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		107

где $k_3 = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_{\pi} = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1995 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 44887 \text{ лк.}$$

В качестве источников света выбираем прожекторы типа ПЗС-45 с лампой ДНаТ-400. Световой поток лампы $\Phi_{\text{л}} = 47500$ лм., КПД прожектора $\eta = 27\%$, максимальная сила света прожектора $I_{\text{max}} = 14$ ккд [47]:

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{\text{л}} \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{44887}{47500 \cdot 0,27} = 3,5.$$

Принимаем число светильников равное 4.

Определим высоту установки прожектора [47]:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}}.$$

Согласно [46, табл. 10] – нормируемой освещенности 10 лк соответствует величина $\frac{I_{\text{max}}}{H^2} = 700$.

Поэтому получаем

$$H = \sqrt{\frac{14000}{700}} = 4,5 \text{ м.}$$

Четыре светильника устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

12.4 Пожарная безопасность

12.4.1 Категории помещений взрывопожарной безопасности

В соответствии [48] определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения, результаты представим в таблице 12.2.

					13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		108

Таблица 12.2 – Категории помещений взрывопожарной безопасности

Помещение	Категория
ОПУ	Д
ЗРУ	Д
ОРУ	ВН

12.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях (например, во время грозы) или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

Развитию пожара в трансформаторах способствует высокая теплопроводная способность трансформаторного масла и большая теплопроводность материалов, используемых для их изготовления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонеполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, рисунок 12.13, т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДН-40000/110/10/10 объем масла составляет 15.10 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м³.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ [10] расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДН-40000/110/10/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

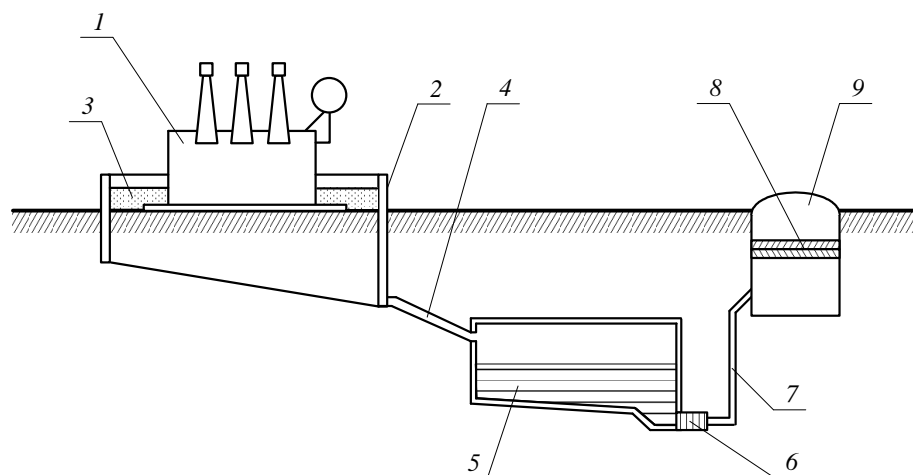


Рисунок 12.4 – Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора:

1 – трансформатор; 2 – маслоприемник; 3 – дренажно-гравийная засыпка; 4 – маслоотвод; 5 – маслосборник; 6 – насос; 7 – трубопровод; 8 – фильтр; 9 – колодец.

12.4.3 Пожарная безопасность ОПУ, ЗРУ и ОРУ

Так как ОПУ относится к категории Д по пожарной опасности, выбираем тип щита ЩП-Е [48] класс пожара Е связанный с горением электрических установок, находящихся под напряжением. Наименование первичных средств пожаротушения указан в таблице 12.3.

В ЗРУ 10 кВ должен стоять ящик с песком, а в ОРУ 110 кВ, ящик с песком должен быть около каждого трансформатора

Огнетушители должны вводиться в эксплуатацию в полностью заряженном и работоспособном состоянии.

Таблица 12.3 - Наименование первичных средств пожаротушения

Наименование средств пожаротушения	ЩП-Е
Огнетушители порошковые (ОП) вместимостью, л/массой огнетушащего состава, кг 10/9	1
Лом	1
Багор	1
Ведро	2
Лопата штыковая	1
Лопата совковая	1
Емкость для хранения воды 0,2 м ³	1

В случае пожара необходимо обесточить место возгорания и тушение производить только при отключенном электрооборудовании.

12.5 Обеспечение охраны окружающей среды при проектировании объектов и их эксплуатации

При проектировании зданий, строений, сооружений и иных объектов, согласно [49], должны учитываться нормативы допустимой антропогенной нагрузки на окружающую среду и атмосферный воздух, предусматриваться мероприятия по предупреждению и устранению загрязнения окружающей среды, а также способы размещения отходов производства и потребления, применяться ресурсосберегающие, малоотходные, безотходные и иные наилучшие доступные технологии, способствующие охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рациональному использованию и воспроизводству природных ресурсов. Строительство и реконструкция зданий, строений, сооружений и иных объектов должны осуществляться по утвержденным проектам с соблюдением требований технических регламентов в области охраны окружающей среды.

Запрещается ввод в эксплуатацию зданий, строений, сооружений и иных объектов, которые не имеют предусмотренных правилами охраны атмосферного воздуха установок очистки газов и средств контроля за выбросами вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух, не оснащенных техническими средствами и технологиями обезвреживания и безопасного размещения отходов производства и потребления, обезвреживания выбросов и сбросов загрязняющих веществ, обеспечивающими выполнение установленных требований в области охраны окружающей среды. Запрещается также ввод в эксплуатацию объектов, не оснащенных средствами контроля за загрязнением окружающей среды, без завершения предусмотренных проектами работ по охране окружающей среды, восстановлению природной среды, рекультивации земель, благоустройству территорий в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Согласно [50] предельное накопление количества отходов на территории предприятия, которое одновременно допускается размещать на его территории, определяется предприятием в каждом конкретном случае на основе баланса материалов, результатов инвентаризации отходов с учетом их макро- и микросостава, физико-химических свойств, в т.ч. агрегатного состояния, токсичности и уровней миграции компонентов отходов в атмосферный воздух. Критерием предельного накопления промышленных отходов на территории предприятия служит содержание специфических для данного отхода вредных веществ в воздухе на уровне до 2 м, которое не должно быть выше 30 % от ПДК в воздухе рабочей зоны.

Выводы по разделу 12

Произведено рассмотрение вопросов экологической, пожарной и электробезопасности. Определены необходимые требования, предъявляемые к проектируемому объекту, и меры безопасности при работе. Рассчитано заземление, грозозащита и освещение ОРУ – 110 кВ.

									Лист
									111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ				

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработчиком выпускной квалификационной работы был произведён анализ литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок арматурно-изоляторного завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения оценивался по формуле Стилла, расчет показал, что оптимальным напряжением для внешнего электроснабжения является 110 кВ.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, на основе сравнения двух вариантов внутреннего электроснабжения, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии на эстакадах и в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвПу-10 сечением 120, 240 мм².

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты силового трансформатора, установленного на главной понизительной подстанции, типа ТРДН-40000/110/10/10. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

Приведены основные положения по безопасности жизнедеятельности в отношении действующих электроустановок, произведён расчет молниезащиты и освещения главной понизительной подстанции предприятия.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов метизно-металлургического завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

									Лист
									112
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ				

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Выключатели элегазовые серии ВЭБ-УЭТМ на 35, 110 и 220 кВ. Каталог продукции. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-35,110,22.pdf.
- 2 Баковые элегазовые выключатели серии SFMT. Техническая информация. – <http://forca.ru/stati/podstancii/bakovye-elegazovye-vyklyuchateli-serii-sfmt.html>.
- 3 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 4 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 6 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 7 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464 с.
- 8 Преимущества герметичных трансформаторов типа ТМГ перед трансформаторами типа ТМ и ТМЗ. Техническая информация.
http://www.mitek.spb.ru/files/energoinfodec07_1357743030.pdf.
- 9 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 10 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 11 Выключатель элегазовый бакового типа ВЭБ-110. Каталог продукции. – http://www.promkoop.ru/userfiles/KatalogVEB-11_neff.pdf. Дата обращения: 05. 18.
- 12 Разъединители горизонтально поворотного типа серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. Каталог продукции. – http://www.zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-narujnoy-ustanovki-serii-rg/rg-35-kv.
- 13 Ограничители перенапряжения нелинейные 110 кВ. Техническая информация. – <http://forca.ru/stati/podstancii/ogranichiteli-perenapryazheniya-nelineinye-opn-v-raionnyh-i-raspredelitelnyh-setyah.htm>.
- 14 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.
- 15 Кабель силовой с пластмассовой изоляцией типа АПвПу-10. Каталог продукции. – https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/apvp_u_kamkabel/.
- 16 Рожкова, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник ВУЗов/Л.Д. Рожков, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 2007–442 с.
- 17 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ К-104М. Каталог продукции. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

										Лист
										113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ					

18 Вакуумные выключатели типа ВВЭ-10. Каталог продукции. – <http://www.konstalin.ru/?star-tid=3&id=161>.

19 Опорный измерительный трансформаторы тока типа ТЛК-10. Каталог продукции. – http://www.cztt.ru/transformator_to-ka.html.

20 Вакуумный выключатель типа ВВЭ-(С)М-10. Каталог продукции. – <http://etm-kran.ru/vakuumnyie-vyiklyuchateli/seriya-vve-sm>.

21 Контрольный кабель с ПВХ изоляцией и в ПВХ оболочке типа КВВГ. Каталог продукции. – http://elektrokable.ru/products/kabel-kvvvg/kabel_KVVG_4/.

22 Измерительные заземляемые трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ-10. Каталог продукции. – http://www.etalonpribor.ru/catalog/transformatori/product/ZNOL_06PMI-6_Zazemlyaemyi_transformator_napryazheniya/.

23 Плавкие высоковольтные предохранители типа ПКТ-10. Каталог продукции. – <http://uralen.ru/catalog/pred/group-32/218.html>.

24 Токопроводы комплектные закрытые ТЗК 0,4-10 кВ. Каталог продукции. – <http://www.zeim.ru/production/tokoprovody/tzk/tzk.pdf>.

25 Комплектные трансформаторные подстанции 25-2500 кВА. Каталог продукции. – <http://chelzet.ru/katalog-produktsii/e-lektrooborudovanie-do-10-kv/komplektny-e-transformatorny-e-podstantsii-vnutrennej-ustanovki-moshhnost-yu-ot-25-do-2500-kva-napryazheniem-do-10-kv/>.

26 Автоматические выключатели серия «Электрон». Каталог продукции. – https://www.kontaktor.ru/docs/products/elektron_ie_to.pdf.

27 Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-299, 6 и 10 кВ. Каталог продукции. – <http://www.zvo.ru/kso/609-kso-299.html>

28 Выключатели нагрузки переменного тока ВНР-10 с заземляющими ножами. Каталог продукции. – http://aenergetika.ru/vyiklyuchateli-nagruzki_v.

29 Трансформатор собственных нужд ТС-63/10. Каталог продукции. – <http://www.rec.su/catalog/ts-63.php>.

30 Устройство плавного пуска типа УБПВД-ВЦ. Техническая информация. – <http://www.vniir.ru/ept/ubpvd-vc/>.

31 Шкаф коммутационной аппаратуры ШКА 6-10 кВ. Каталог продукции. – <http://www.vniir.ru/production/cat/cat/abs-vniir-et.pdf>.

32 Вакуумный выключатель типа ВВ/TEL-10. Каталог продукции. – <https://tavrida.com/upload/iblock/117/1175b4c83c099ae3e31183cd8622e164.pdf>.

33 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 28 декабря 2017 г. №71/6 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области».

34 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>.

										Лист
										114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ					

35 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

36 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. Каталог продукции. – http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka_nizkovoltnaja.

37 Установки конденсаторные высокого напряжения регулируемые 100-3850 квар. Каталог продукции. – <http://kvar.su/katalog/kondensatornye-ustanovki/kondensatornye-ustanovki-vysokogo-n-9/>.

38 ГОСТ 32144-2013. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 2013. – 26 с.

39 Овчаренко, А.С. Повышение эффективности электроснабжения промышленных предприятий: учебник / А.С. Овчаренко.– Киев.: Техника, 1989. – 287 с.

40 Руководство по эксплуатации Seram M4. Техническая информация. – <https://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/934>.

41 Вавин В.Н. Релейная защита блоков турбогенератор-трансформатор. – М.: Энергоиздат, 1982. – 139с.

42 СП 131.13330-2012 Строительная климатология. - Министерство регионального развития Российской Федерации. – Москва, 2012. - 113с

43 СО 153-34.03.603-2003 Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – Министерство энергетики Российской Федерации. - Москва, 2003. – 57с.

44 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

45 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок: утв. приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 № 328н. – Екатеринбург: ИД «Урал-ЮрИздат», 2014. – 240 с.

46 СНиП 23-05-10. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2010. – 32 с.

47 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

48 Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 (ред. от 30.12.2017) "О противопожарном режиме".

49 Ящура, А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: справочник / А.И. Ящура. – М.: МЦ ЭНАС, 2006. – 504 с.

50 Федеральный закон от 24.06.1998 N 89-ФЗ (ред. от 25.11.2013) «Об отходах производства и потребления» (24 июня 1998 г.).

										Лист
										115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.665.00.00 ПЗ					