

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

Факультет энергетический

Кафедра энергетики

Направление подготовки 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) образовательной программы Электроэнергетика

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Зав. кафедрой

_____ Н.В. Савина

« ____ » _____ 20__ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему: Проектирование системы электроснабжения завода по производству
древенных пеллет на территории опережающего развития Надеждинская в
Приморском крае

Исполнитель

студент группы 742 узб

(подпись, дата)

А.А. Шибунув

Руководитель

профессор,

доктор. техн. наук

(подпись, дата)

Н.В. Савина

Консультант: по

безопасности и

экологичности

доцент, канд. техн. наук

(подпись, дата)

А.Б. Булгаков

Нормоконтроль

ст.преподаватель

(подпись, дата)

Л.А. Мясоедова

Благовещенск 2021

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

Факультет энергетический
Кафедра энергетики

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой

Н.В. Савина

« _____ » _____ 20__ г.

З А Д А Н И Е

К выпускной квалификационной работе студента *Шибунова Антона Алексеевича*

1. Тема выпускной квалификационной работы: *Проектирование системы электроснабжения завода по производству древесных пеллет на территории опережающего развития Надежденская в Приморском крае*
(утверждено приказом от 19.03.2021 № 575-уч)

2. Срок сдачи студентом законченной работы (проекта) *15.06.2021*

3. Исходные данные к выпускной квалификационной работе *однолинейные схема электроснабжения Приморского края, замеры нагрузок подстанций Приморского края*

4. Содержание выпускной квалификационной работы (перечень подлежащих разработке вопросов): *анализ существующей схемы, проектирование подстанции, компенсация реактивной мощности, расчёт токов короткого замыкания, выбор проверка оборудования, заземление и молниезащита подстанции, релейная защита и автоматика, определение емкостного тока замыкания на землю, безопасность и экологичность проекта, диспетчерское управление и телемеханика*

5. Перечень материалов приложения: (наличие чертежей, таблиц, графиков, схем, программных продуктов, иллюстративного материала и т.п.) *6 листов графической части, 55 таблиц, лицензионные программы Microsoft Excel (для расчёта нагрузок электроприемников), Microsoft Office Visio (для выполнения графической части работы).*

6. Консультанты по выпускной квалификационной работе (с указанием относящихся к ним разделов) *Булгаков Андрей Борисович, доцент, канд. техн. наук, раздел Безопасность и экологичность*

7. Дата выдачи задания *07.04.2021*

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

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

Задание принял к исполнению (дата): *07.04.2021*

(подпись студента)

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 156 с., 9 рисунков, 48 таблиц, 257 формул

ТРАНСФОРМАТОР, ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, ПОДСТАНЦИЯ, ВОЗДУШНАЯ ЛИНИЯ, ПОТЕРИ МОЩНОСТИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВЫКЛЮЧАТЕЛЬ, ПРЕДОХРАНИТЕЛЬ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ТРАНСФОРМАТОР НАПРЯЖЕНИЯ, НАДЁЖНОСТЬ.

В бакалаврской работе в дано кратное описание технологического процесса завода по производству древесных пеллет; дана характеристика электроприёмников завода по производству древесных пеллет; произведён расчёт электрических нагрузок завода по производству древесных пеллет с учётом компенсации реактивной мощности; произведена разработка схемы внешнего электроснабжения, произведён выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП; произведён расчёт токов короткого замыкания; произведён выбор и проверка оборудования ГПП; произведён расчёт заземления ГПП; произведён расчёт молниезащиты ГПП; произведена разработка схемы внутреннего электроснабжения завода по производству древесных пеллет; рассчитаны технико-экономические показатели проекта; произведён расчёт релейной защиты и автоматики; рассмотрена организация измерения и учёта электроэнергии, автоматизация системы электроснабжения; произведён расчёт емкостного тока замыкания на землю; рассмотрены вопросы безопасности и экологичности проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

Определения, обозначения, сокращения	7
Введение	8
1. Краткое описание технологического процесса завода по производству древесных пеллет	10
1.1 Климатическая характеристика	10
1.2 Описание технологического процесса	11
2. Характеристика электроприёмников завода	15
3. Расчёт электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности	18
4. Разработка схемы внешнего электроснабжения	27
4.1.Выбор источников питания	27
4.2 Выбор номинального напряжения	27
4.3 Выбор марки и сечения питающих линий	29
4.4 Выбор схемы ГПП и ее конструктивное исполнение	30
5. Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП	33
6. Расчет токов короткого замыкания	36
7. Выбор и проверка оборудования ГПП	45
7.1 Выбор и проверка выключателей на стороне 110 кВ	45
7.2 Выбор и проверка разъединителей на стороне 110 кВ	49
7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 110 кВ	50
7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ	53
7.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки 110 кВ	55
7.6 Выбор ячеек КРУ напряжением 10 кВ	58
7.7 Выбор и проверка сборных шин 10 кВ	70

7.8 Выбор и проверка изоляторов	74
7.9 Выбор трансформаторов собственных нужд	77
8. Заземление ПП	79
9. Молниезащита ПП	84
9.1 Защита ПП от прямых ударов молнии (выбор и расстановка молниеотводов)	84
9.2 Выбор и проверка ОПН	86
10. Разработка системы внутреннего электроснабжения завода по производству древесных пеллет	90
10.1 Разработка схемы внутреннего электроснабжения	90
10.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП	91
10.3 Выбор и проверка кабельных линий напряжений 10 кВ	94
10.4 Конструктивное исполнение схемы внутреннего электроснабжения	97
10.5 Выбор и проверка оборудования КТП	98
11 Оценка экономической целесообразности проектирования схемы электроснабжения завода	103
12. Релейная защита и автоматика, сигнализация в системе электроснабжения завода	107
12.1 Выбор системы оперативного тока	107
12.2 Расстановка средств релейной защиты	111
12.3 Релейная защита питающей линии	112
12.4 Разработка релейной защиты силовых трансформаторов ГПП	117
12.5 Автоматика	122
13. Организация измерения и учета электроэнергии, автоматизация системы электроснабжения	128

14	Определение емкостного тока замыкания на землю	130
15.	Безопасность и экологичность проекта	131
15.1	Безопасность	131
15.2	Экологичность	137
15.3	Чрезвычайные ситуации	142
	Заключение	146
	Библиографический список	147

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

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

ВВЕДЕНИЕ

Территория опережающего развития «Надеждинская» — первая из четырех территорий опережающего развития в Приморье за пять лет превратилась в производственно-логистическую площадку с высоким потенциалом. Инвесторы намерены создать здесь транспортные предприятия, компании пищевой и легкой промышленности, а также сборочные и перерабатывающие производства.

Изначально стоит отметить, что площадь территории опережающего развития «Надеждинская» постоянно расширяется, а число резидентов растет. Государство обеспечивает инфраструктуру: подводит дороги, инженерные коммуникации и создает благоприятную экономическую обстановку. Сегодня 62 резидента по соглашениям с «КогППорацией развития Дальнего Востока» реализуют проекты стоимостью более 53 млрд руб.

Территория опережающего развития «Надеждинская» — лидирующая площадка по количеству резидентов. Больше половины инвестиционных проектов в территориях опережающего развития Приморского края планируется реализовать именно на ней. Причем изначальный план по привлечению на площадку инвесторов выполнен с опережением на два года. Уже много объектов построено, и строительство еще идет. В результате планы по объему привлеченных частных инвестиций выполнены на 178%, сообщили в пресс-службе Минвостокразвития России.

Актуальность работы - на территории опережающего развития планируется строительство завода по производству древесных пеллет, для которого необходимо разработать схему внешнего электроснабжения.

Целью работы является проектирование системы электроснабжения завода по производству древесных пеллет на территории опережающего развития Надеждинская в Приморском крае.

Задачи, которые были решены для достижения указанной цели:

- дано краткое описание технологического процесса завода по производству древесных пеллет;
- дана характеристика электроприёмников завода по производству древесных пеллет;
- произведён расчёт электрических нагрузок и компенсация реактивной мощности на заводе по производству древесных пеллет;
- произведена разработка схемы внешнего электроснабжения завода по производству древесных пеллет;
- произведён выбор числа и мощности трансформаторов на пункте приёма – ГПП;
- произведён расчёт токов короткого замыкания;
- произведён выбор и проверка оборудования на проектируемом ГПП.

Практическая значимость выпускной квалификационной работы заключается в разработке оптимальной схемы подстанции для обеспечения требуемой мощности для электроснабжения завода по производству древесных пеллет.

В работе проводится проектирование системы электроснабжения завода по производству древесных пеллет на территории опережающего развития Надеждинская в Приморском крае

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

Графическая часть включает 6 листов графической части А1 в формате Microsoft Office Visio.

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ДРЕВЕСНЫХ ПЕЛЛЕТ

1.1 Климатическая характеристика района проектирования

Завод по производству древесных пеллет планируется к размещению на территории опережающего развития «Надеждинская», которая располагается в Приморском крае, на территории Надеждинского административного района. Надеждинский район находится на юге Приморского кра. Граничит с районами: Уссурийским, Хасанским и городами Артём и Владивосток. Часть границ района находится на морском побережье.

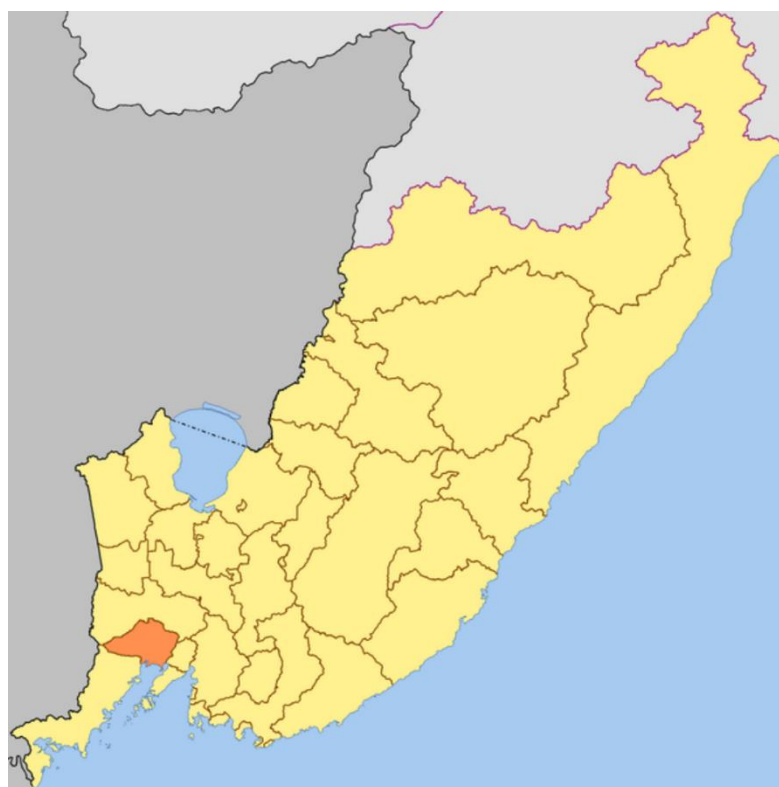


Рисунок 1 – Расположение Надеждинского района на территории
Приморского края

Климатические условия Надеждинского района, на территории которого планируется размещение завода по производству древесных пеллет,

характеризуются малоснежной зимой с частыми ветрами, дождливым теплым летом, капризной весной и продолжительной осенью.

Климат Надеждинского района умеренный муссонный. Одной из климатических характеристик Надеждинского района является температура воздуха, для которой типично резкое отличие зимних и летних значений. Наиболее холодным является январь – средняя температура $-20,3$ °С. Наиболее тёплым является август – средняя температура $+20,7$ °С, абсолютный максимум $+38$ °С.

Таблица 1 – Климатическая характеристика района

№ п/п	Климатические условия	Расчетные величины
1	Район по гололеду 25 летней повторяемости	II
2	Нормативная стенка гололеда, мм	25
3	Район по ветру 25 летней повторяемости	I
4	Нормативное ветровое давление, м/сек	29 м/сек
5	Годовое количество осадков, мм	575
6	Низшая температура воздуха, °С	-39
7	Средняя из абсолютных минимумов температура воздуха, °С	-39
8	Расчетная температура воздуха наиболее холодной пятидневки, °С	-39
9	Среднегодовая температура воздуха, °С	0,0
10	Высшая температура воздуха, °С	41
11	Число грозочасов в год	20
12	Высота снежного покрова, макс/средняя, см	60/20
13	Температура гололедообразования, °С	-10
14	Преобладающее направление ветра	СЗ
15	Продолжительность отопительного периода, сутки	270
16	Сейсмичность района, баллы (группа В)	6
17	Среднегодовая скорость ветра, м/с	2,6

1.2 Описание технологического процесса

Пеллеты (топливные гранулы) - один из самых востребованных источников энергии в развитом мире. Применение гранул в энергетике - это

серьезное повышение эффективности предприятий по переработке древесных ресурсов.



Рисунок 2 – Древесные пеллеты

Пеллеты, или древесные гранулы, - твердое насыпное топливо, которое изготавливается из высушенных измельченных древесных отходов без минеральных примесей и посторонних включений. В процессе производства отходы прессуются в плотные гранулы разной формы.



Рисунок 3 – Блок-схема технологического процесса по производству древесных пеллет

Стандартный диаметр пеллет - 6 и 8 мм (есть ряд предприятий, производящих гранулы диаметром 4 и 12 мм), длина варьирует от 5 до 40 мм, насыпная плотность - 650 кг/м³. Упаковываются гранулы либо в биг-бэги вместимостью от 500 до 1200 кг (для промышленного потребления), либо в полиэтиленовые или пропиленовые мешки от 5 до 50 кг (для розничной торговли).

Чаще всего пеллеты изготавливаются следующим образом: поступающее сырьё проходит первичную обработку. Для чего используется такой станок для производства пеллет, как дробилка, измельчается до состояния, обеспечивающего оптимальную сушку (тах размеры частиц 25,0x25,0x2,0); после измельчения сырьё поступает в сушильные камеры (барабанного, либо ленточного типа), где показатель влажности снижается до 8,0% - 12,0%. Этот этап самый энергоёмкий из всех, которые проходит материал в процессе изготовления пеллет (1 тонна – 1 МВт); после сушки выполняется вторичное измельчение (1,5 – 4,0 мм), для чего линия для производства пеллет имеет такое оборудование, как молотковые мельницы; продукт проходит прессование; охлаждается; готовые пеллеты калибруются и пакуются. В зависимости от их качества для упаковки применяют биг-бэг или стандартный мешок на 20 кг. На производство 1 тонны пеллет необходимо от 3,5 до 6 м³ опилок в зависимости от влажности. Опилки желательно собирать не с земли, чтобы не было примесей. Также желательно, чтобы поставляемые опилки и стружка были сухими, иначе производство не будет конкурентным по цене.

Поскольку работы начинаются с заготовки сырья для последующего производства, под его хранение планируется крытая площадка, на которой желательно иметь, как минимум, один погрузчик, который будет подавать сырьё в сушильный барабан. Технология производства пеллет из опилок предусматривает, что отходы древесины требуется перерабатывать. Для этого потребуется дробилка, которую часто именуют «щепобойкой» или

«щепорезом». Смесь, полученная из опилок и щепы, является основой будущих пеллет. После формирования она подаётся в сушилку, где приводится к проценту влажности, задаваемому действующим нормативным актом. Отсюда сырьё перемещается в пресс. На выходе из него (через специальные фильеры) формируются пеллеты. Наиболее востребованными являются изделия с диаметрами шесть или восемь миллиметров.

2 ЭЛЕКТРОПРИЁМНИКИ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ДРЕВЕСНЫХ ПЕЛЛЕТ

Для расчёта нагрузок проектируемого завода необходимо привести характеристики электроприёмников.

В отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники завода по производству древесных пеллет разделяются на три категории. Категории электроприёмников завода указаны в таблице ниже.

Таблица 2 – Характеристика электроприёмников завода

Номер на плане	Наименование цехов	Установленная мощность $P_{ном}$, кВт	Ки	$\cos\varphi / \operatorname{tg}\varphi$	Категория
1	2	3	4	5	6
Котельный цех					
1	Дымосос 4 шт x 50	200	0,70	0,80/0,75	1
2	Сетевой насос	45	0,43	0,70/1,02	1
3	Насос подпиточный 3 шт x 25	75	0,43	0,70/1,02	1
4	Вентилятор 4 шт x 3,3	13,2	0,70	0,80/0,75	1
5	Дробилка	30	0,10	0,45/1,98	1
6	Привод конвеера	10	0,80	0,90/0,48	1
7	Насос гидросмывателя шлака	15	0,43	0,70/1,02	1
8	Двигатель редуктора	15,8	0,2	0,65/1,17	1
9	Тельфер	15	0,80	0,90/0,48	1
10	Насос	45	0,43	0,70/1,02	1
11	Дутьевой вентилятор 5шт x 25	125	0,70	0,80/0,75	1
12	Забрасыватели 4шт x 10	40	0,10	0,45/1,98	1
13	Насос перекачивающий	105	0,43	0,70/1,02	1
14	Вентилятор вытяжной	45	0,70	0,80/0,75	1
15	Обогрев трубопроводов	66	0,56	0,85/0,62	1
	Итого	800			
Компрессорная станция					
16	Насосный агрегат бшт x 50	300	0,43	0,70/1,02	1

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
17	Воздуходувка	50	0,70	0,80/0,75	1
18	Насос погружной бшт x 200	1200	0,43	0,70/1,02	1
19	Насос дозатор бшт x 110	660	0,43	0,70/1,02	1
20	Сетевой насос бшт x 100	600	0,43	0,70/1,02	1
21	Насос пожаротушения 2шт x 150	300	0,43	0,70/1,02	1
22	Вытяжная вентиляция бшт x 65	390	0,70	0,80/0,75	1
23	Приточная вентиляция бшт x 80	480	0,70	0,80/0,75	1
24	Насос дренажный бшт x 90	540	0,43	0,70/1,02	1
25	Насос биофильтров 2шт x 150	300	0,43	0,70/1,02	1
26	Циркуляционный насос 3шт x 166	498	0,43	0,70/1,02	1
27	Обогрев трубопроводов	166	0,56	0,85/0,62	1
28	Перекачивающий насос	276	0,43	0,70/1,02	1
	Итого	5760			
Производственный корпус					
29	Вентилятор 10шт x 50	500	0,70	0,80/0,75	2
30	Насос системы ХВО	100	0,80	0,67/1,11	1
31	Обогреватель 10шт x 75	750	0,60	1,00/0,00	2
32	Охладитель воздуха 10шт x 29	290	0,30	0,80/0,75	3
33	Осушитель воздуха 10шт x 25	250	0,30	0,80/0,75	3
34	Сварочный аппарат МТП-75	75	0,80	0,90/0,48	3
35	Вытяжная вентиляция 4шт x 120	480	0,70	0,80/0,75	3
36	Приточная вентиляция 4шт x 100	400	0,70	0,80/0,75	3
37	Электронагреватель 3шт x 150	450	0,65	1,00/0,00	3
38	Вентилятор осевой	140	0,70	0,80/0,75	3
39	Воздушная завеса	140	0,70	0,80/0,75	3
40	Кран электрический	19	0,30	0,50/1,73	3

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4	5	6
41	Электрошкаф лабораторный сушильный	200	0,30	0,95/0,33	3
42	Аквадистиллятор	50	0,15	0,5/1,73	3
43	Дробилка	3400			3
44	Сушка	6400			3
45	Лента подачи	480			3
46	Пресс	600			3
	Итого	15680			
Электроремонтный цех					
47	Заточные станки	100	0,2	0,65/1,17	3
48	Сверлильные станки	90	0,2	0,65/1,17	3
49	Токарные станки	120	0,2	0,65/1,17	3
50	Плоскошлифовальные станки	110	0,2	0,65/1,17	3
51	Строгальные станки	150	0,3	0,35/2,68	3
52	Расточные станки	130	0,2	0,65/1,17	3
	Итого	800			
53	Административные и бытовые помещения	100	0,85	0,33	2
54	Склад	40	0,85	0,33	3
55	Бытовая нагрузка	7600	0,85	0,33	2
56	Осветительная нагрузка	5000	0,85	0,33	3
	ИТОГО	35770			

3 РАСЧЁТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для определения расчётной мощности низковольтной нагрузки используем метод, использующий коэффициент расчётной нагрузки. Этот метод по сравнению с другими обеспечивает наибольшую точность.

Расчетные электрические нагрузки для всех электроприемников предприятия определяем по установленной мощности и коэффициенту спроса.

Расчетная электрическая нагрузка:

$$P_{pi} = K_{pi} \cdot P_{cpi}, \quad (1)$$

Реактивная мощность:

$$Q_{pi} = P_{pi} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

где K_{ci} – коэффициент расчётной активной мощности для внешнего электроснабжения равен 1;

$\operatorname{tg} \varphi$ – соответствует характерному для электроприемника $\cos \varphi$, определяемому по лит. [1].

Средняя активная мощность:

$$P_{cpi} = K_{ui} \cdot P_{устi}, \quad (3)$$

где K_{ui} – коэффициент использования

Средняя реактивная мощность:

$$Q_{cpi} = P_{cpi} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (4)$$

Произведём расчёт для дымососа

$$P_{cp} = 200 \cdot 0,7 = 140 \text{ кВт},$$

$$Q_{cp} = 140 \cdot 0,75 = 105 \text{ квар},$$

$$P_p = 140 \cdot 1 = 140 \text{ кВт},$$

$$Q_p = 140 \cdot 0,75 = 105 \text{ квар}$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (5)$$

$$S_p = \sqrt{140^2 + 105^2} = 175 \text{ кВА}$$

Для остальных электроприёмников и цехов расчёт низковольтной нагрузки произведем по указанным формулам. Результаты полученных расчётов представлены в таблице.

Таблица 3 – Расчёт низковольтной нагрузки завода

№ п/п	Наименование помещения	Установленная мощность P_y , кВт	Установленная мощность, приведённая к ПВ=100%, кВт	$\frac{\cos \phi}{\text{tg} \phi}$	Силовая нагрузка		
					P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Котельный цех	800	800	0,75	520	161,2	544,4
2	Компрессорная станция	5760	5760	0,85	4032	0	4032
3	Главный корпус	15828 0	10234	0,95	11576	5306,3	10189,6
4	Электроремонтный цех	800	288,8	0,90	600	140,8	258,3
5	Административные и бытовые помещения	100	100	0,95	85	28,1	89,5
6	Склад	40	40	0,95	34	11,2	35,8
7	Бытовая нагрузка	7600	7600	0,95	6460	2131,8	6802,7
8	Осветительная нагрузка	5000	5000	0,95	4250	1402,5	4475,4
	Итого				24296,5	11802,7	27204,7

Суммарные расчетные активная и реактивная мощности цехов равны:

$$P_{cp\Sigma} = 24,2965 \text{ МВт},$$

$$Q_{cp\Sigma} = 11,802 \text{ МВ}\cdot\text{Ар}.$$

$$S = \sqrt{P_{\text{сумм}}^2 + Q_{\text{сумм}}^2}, \quad (6)$$

$$S = \sqrt{24296,5^2 + 11802,7^2} = 27204,7 \text{ кВА}.$$

Расчёт осветительной нагрузки

На заводе по производству древесных пеллет в качестве электрических источников света используются диодные лампы. Для расчёта используем метод расчётной нагрузки.

Активная расчётная нагрузка осветительных приёмников цеха определяется:

$$P_{\text{расч.Л.}} = K_c \cdot P_{\text{уд.Л.}} \cdot F_{\text{ц}}, \quad (7)$$

где $P_{\text{уд.Л.}}$ - удельная нагрузка осветительных приёмников (ламп);

$F_{\text{ц}}$ - площадь пола цеха, определяемая по генплану.

Разрядные лампы на заводе используются как основной источник света (составляют примерно 75% от общего освещения), обеспечивающий нормальную работу производства. Для них реактивная мощность вычисляется по формуле:

$$Q_{\text{расч.Л.}} = 0,75 \cdot P_{\text{расч.Л.}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{пл}}, \quad (8)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{пл}} = 0,33$.

Пример расчёта приведем для машинного зала, для остальных цехов результаты представлены в таблице.

Площадь пола определим по генплану:

$$F_{\text{ц}} = 2160 + 1728 - 288 = 3600 \text{ (м}^2\text{)}$$

$$P_{расч..Л.} = K_c \cdot p_{уд..Л.} \cdot F_{ц} \quad (9)$$

$$P_{расч..Л.} = 1 \cdot 7 \cdot 10^{-3} \cdot 17920 = 125,4 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч..Л.} = 0,75 \cdot P_{расч..Л.} \cdot tg\phi_{pl} \quad (10)$$

$$Q_{расч..Л.} = 0,75 \cdot 125,4 \cdot 0,33 = 31 \text{ (квар)}$$

Результаты расчёта показаны в таблице.

Таблица 4 – Результаты расчёта осветительной нагрузки

Потребитель	$F_{ц}$, $м^2$	$P_{уд..Л.}$ $Вт/м^2$	$P_{расч..Л}$ $кВт$	$Q_{расч..Л}$ $квар$
1	2	3	4	5
Котельный цех	3600	18,00	64,80	16,04
Компрессорная станция	3024	20,00	60,48	14,97
Главный корпус	35280	23,00	670,03	165,83
Электроремонтный цех	1152	23,00	26,50	6,56
Административные и бытовые помещения	1728	18,00	31,10	7,70
Склад	864	20,00	17,28	4,28
Итого			870,19	215,38

Суммарные потери активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах приближённо принимаются равными соответственно 2 и 10 % полной трансформируемой мощности $S_{расч..ΣH}$:

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч..ΣH}; \quad (11)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч..ΣH}; \quad (12)$$

$$S_{расч..ΣH} = \sqrt{(P_{расч..ΣH})^2 + (Q_{расч..ΣH})^2} \quad (13)$$

$$S_{расч.ΣН} = \sqrt{(24296,5 + 870,19)^2 + (11802,7 + 215,38)^2} = 26254 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot S_{расч.ΣН} \quad (14)$$

$$\Delta P_{ТЦ} = 0,02 \cdot 26254 = 525,08 \text{ (кВт)}$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot S_{расч.ΣН} \quad (15)$$

$$\Delta Q_{ТЦ} = 0,1 \cdot 26254 = 262,54 \text{ (квар)}$$

Полная, активная и реактивная мощность завода определяется по следующим формулам:

$$P_{расч.3} = \sum P_{расч.НН} \cdot K_{О.м.} + \sum P_{расч.Л.} + \Delta P_{ТЦ} \quad (16)$$

где $K_{О.м.}$ – коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки для шин ГПП, равный $K_{О.м.} = 0,9$

$$P_{расч.3} = 24296 \cdot 0,9 + 870,19 + 525,08 = 23294 \text{ (кВт)}$$

$$Q_{расч.3} = \sum Q_{расч.НН} + \sum Q_{расч.Л.} + \Delta Q_{ТЦ} \quad (17)$$

$$Q_{расч.3} = 11802 + 215,38 + 262,54 = 12279 \text{ (квар)}$$

$$S_{расч.3} = \sqrt{(P_{расч.3})^2 + (Q_{расч.3})^2} \quad (18)$$

$$S_{расч.3} = \sqrt{(23294)^2 + (12279)^2} = 25548 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

Значение реактивной мощности $Q_{сист}$, поступающей от питающей энергосистемы к шинам низшего напряжения ГПП, определяют по формуле:

$$Q_{сист} = P_{расч.3} \cdot \text{tg} \phi \quad (19)$$

$$Q_{сист} = 23294 \cdot 0,4 = 9317,6 \text{ (квар)}$$

Расчётная нагрузка:

$$S_{расч.Т.З} = \sqrt{(P_{расч.З})^2 + (Q_{сист.})^2} \quad (20)$$

$$S_{расч.Т.З} = \sqrt{(23294)^2 + (9317,6)^2} = 25084 \text{ (кВ} \cdot \text{А)}$$

В системе электроснабжения завода по производству древесных пеллет должна компенсироваться реактивная мощность.

Компенсация реактивной мощности

Передача реактивной мощности вызывает дополнительные затраты на увеличение сечения проводников сетей и мощностей трансформаторов, создаёт дополнительные потери электроэнергии. Кроме того, увеличиваются потери напряжения за счёт реактивной составляющей, пропорциональной реактивной нагрузке и индуктивному сопротивлению, что снижает качество электроэнергии по напряжению.

Большое значение имеет компенсация реактивных нагрузок и повышение коэффициента мощности в системах электроснабжения предприятия. Под компенсацией подразумевается установка местных источников реактивной мощности, благодаря которой повышается пропускная способность сетей и трансформаторов, а так же уменьшаются потери электроэнергии.

В соответствии с рекомендациями по проектированию суммарная расчётная мощность батарей конденсаторов при числе трансформаторов более трёх в сети 0,38 кВ определяется:

$$Q_{НК} = Q_{НК1} + Q_{НК2}, \quad (21)$$

где $Q_{НК1}$ – мощность батарей конденсаторов по первому критерию, который учитывает насколько целесообразно сократить число трансформаторов за счёт увеличения степени компенсации реактивной мощности;

$Q_{НК2}$ – мощность батарей конденсаторов по второму критерию, который учитывает необходимую мощность батарей конденсаторов для снижения потерь энергии в сети.

Определяем мощность трансформаторов по первому критерию:

$$Q_{НК1} = Q_p - Q_{\max}, \quad (22)$$

где Q_p – расчётная реактивная мощность за наиболее загруженную смену, квар;

$Q_{\max \tau}$ – наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть, квар;

$$Q_{\max \tau} = \sqrt{(K_{зт} \cdot n_{тэ} \cdot S_{нт})^2 - S_{p.i}^2}, \quad (23)$$

где $K_{зт}$ – коэффициент загрузки трансформаторов;

$n_{тэ}$ – экономически оправданное количество трансформаторов;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

P_p – расчётная активная мощность за наиболее загруженную смену, кВт.

$$Q_{\max \tau} = \sqrt{(0,85 \cdot 5 \cdot 630)^2 - 2488^2} = 989,4 \text{ квар.}$$

Определяем мощность батарей конденсаторов по первому критерию:

$$Q_{НК1} = 1447,8 - 989,4 = 458 \text{ квар.}$$

Следовательно, требуется установка батарей конденсаторов по первому критерию:

$$Q_{НК1} = 458 \text{ кВар.}$$

Определяем долю мощностей батарей конденсаторов по второму критерию:

$$Q_{НК2} = Q_p - Q_{НК1} - \gamma \cdot n_{тэ} \cdot S_{нт}, \quad (24)$$

где γ – расчётный коэффициент значение которого зависит от:

1. Выбора схемы электроснабжения;
2. Вводимых коэффициентов K_1 и K_2 :

Для зоны Дальнего Востока

$$K_1=15; \quad (25)$$

$K_2 = 3$ – в зависимости от длины линии и мощности трансформаторов;

$$\gamma = 0,32.$$

$$Q_{HK2} = 1447,8 - 458 - 0,32 \cdot 6 \cdot 630 = -220 \text{ квар.}$$

Следовательно, установка батарей конденсаторов по второму критерию не требуется $Q_{HK2} = 0$.

Таким образом, для КТП требуется установка батарей конденсаторов $Q_{HK} = 458$ квар.

Расчетная реактивная нагрузка после установки комплексных конденсаторных установок для КТП №7:

$$Q_p' = Q_p - Q_{ку} \quad (26)$$

$$Q_p' = 281,1 - 100 = 181,1 \text{ квар}$$

Пересчитываем полную расчетную мощность:

$$S_p' = \sqrt{P_p'^2 + Q_p'^2}, \quad (27)$$

$$S_p' = \sqrt{410,3^2 + 181,1^2} = 448,5 \text{ квар}$$

Определяем расчетную мощность трансформатора:

$$S_{p' \text{ тр}} = \frac{S_p'}{K_{з.м.} \cdot n_m}, \quad (28)$$

$$S_{p' \text{ тр}} = \frac{448,5}{0,85 \cdot 1} = 527,10 \text{ кВА}$$

С учетом компенсации для КТП №7 ТМ-630/10.

Таблица 5 – Выбор трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.

Номер на плане	P_p , кВт	Q_p , кВ·Ар	S_T , кВ·А	N_T	$Q_{нк\psi\Sigma}$, кВ·Ар	$Q_{нк\psi}^{\text{факт}}$, кВ·Ар
1	2	3	4	5	8	9
1	2016	1250	1600	2	354	1×324
2	3740	1234	2500	2	960	2×450
3	2550	1224	2500	2	74	1×75
4	960	460	1000	2	0	0
5	216	287	250	2	102	2×50
6	270	359	250	2	244	1×216
7	600	288	630	2	0	0
8	119	39	250	1	0	0
9	480	360,3	400	2	88	2×50

4 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ДРЕВЕСНЫХ ПЕЛЛЕТ

4.1 Выбор источника питания

Для выбора источника питания необходимо рассмотреть схему электроснабжения существующих подстанций.

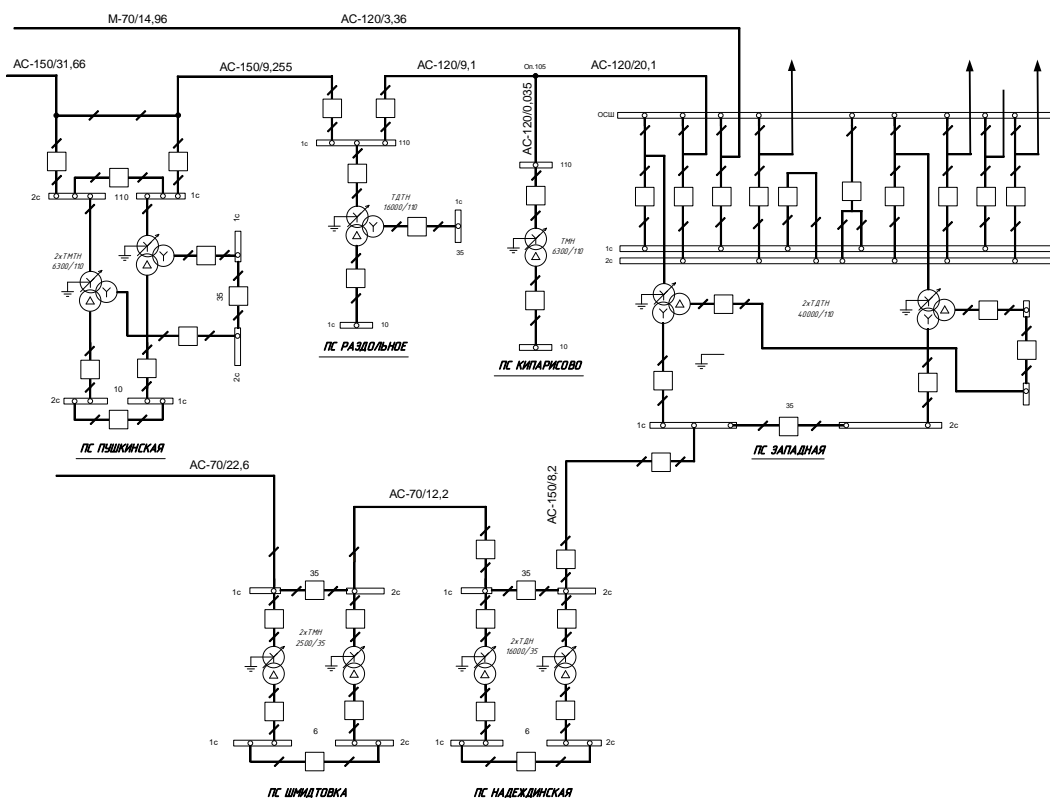


Рисунок 4 – Схема электрической сети в районе проектирования завода по производству древесных пеллет

Суммарная нагрузка завода составляет 25,08 МВА, целесообразно рассмотреть проектирования ГПП на территории предприятия. Электроснабжение ГПП возможно осуществить от шин ПС Западная, расположенной на расстоянии 23 км.

4.2 Выбор номинального напряжения

Номинальное напряжение – это такое напряжение, при котором электроустановки работают в нормальном и экономичном режимах.

Номинальное напряжение сети совпадает с номинальным напряжением электроприёмников.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов. Ориентировочно его можно определить по значениям передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается.

Для определения сечения питающих линий, необходимо рассчитать номинальное напряжение электрической сети. Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет на её технико-экономические показатели и технические характеристики. Экономически целесообразное напряжение зависит от многих факторов. Сейчас высшее напряжение диктуется энергосистемой, а распределительное (среднее) и другие – изготавливаемым оборудованием. Как поверочный расчёт может быть выполнен расчёт экономически целесообразного напряжения для передачи электроэнергии по выражению:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{S_{1ц}}}}, \quad (29)$$

где L – длина линии, км;

$S_{1ц}$ – передаваемая мощность одной цепи, МВА.

Проектируемая подстанция располагается в 23 км от ПС Западная с уровнями напряжения 220/110/35 кВ. Определим экономически целесообразное напряжение для проектируемой ПС. Целесообразно подключить электроснабжение проектируемой ПС от шин 110 кВ ПС Западная

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{8,5} + \frac{2500}{(25,084 / 2)}}} = 71,02 \text{ кВ}$$

Подстанцию экономически целесообразно проектировать на уровень напряжения 110 кВ от шин 110 кВ ПС Западная.

Напряжение 10 кВ является наиболее экономичным по сравнению с напряжением 10 кВ. Поскольку на заводе по производству древесных пеллет отсутствует нагрузка 10 кВ, выбираем на ГПП уровень 10 кВ на шинах НН.

4.3 Выбор марки и сечения питающих линий

Произведем выбор сечений воздушных линий для проектируемой ГПП по методу экономических токовых интервалов.

Выбор сечения проводников ВЛ 110 кВ принимается в зависимости от расчетного тока I_p . Значение расчетного тока определяется по выражению:

$$I_p = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{\sqrt{P_{\max}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot n} \quad (30)$$

где α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии и коэффициента попадания нагрузки в максимум энергосистемы.

Для ВЛ 110 кВ принимается $\alpha_i = 1,05$, что соответствует математическому ожиданию указанного значения в зоне наиболее часто встречающихся темпов роста нагрузки. Значение α_T определяется исходя из числа часов использования максимальной нагрузки линии T_m , который для рассматриваемого района равен 4100ч, $\alpha_T = 1,1$

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{25,08}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 0,086 \text{ кА}$$

Выбираем провод питающей линии АС-150/24.

В послеаварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_p = 1,05 \cdot 1,1 \cdot \frac{25,08}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,155 \text{ кА}$$

4.4 Выбор схемы ГПП и ее конструктивное исполнение

Все элементы распределительного устройства (РУ) ГПП должны надежно работать в условиях длительно нормального режима, а также обладать достаточной термической и динамической стойкостью при возникновении самых тяжелых коротких замыканий. Поэтому при выборе аппаратов, шин, кабелей и других элементов РУ очень важна проверка соответствия их параметров длительно рабочим и кратковременно аварийным режимам, которые могут возникать при эксплуатации.

Выбор местоположения, типа, мощности и других параметров ГПП в обуславливается величиной и характером электрических нагрузок и размещением их на плане. ГПП следует располагать ближе к центру нагрузок. Намеченное место расположения уточняется по условиям розы ветров, планировки предприятия, габаритов и типа подстанции, возможности подвода высоковольтных линий от энергосистемы.

Наиболее часто ГПП промышленных предприятий выполняют двух трансформаторными. Одно трансформаторные ГПП допускаются только при наличии централизованного резерва трансформатора и при поэтапном строительстве. Установка более двух трансформаторов возможна только в исключительных случаях: когда требуется выделить резко переменные нагрузки и питать их от отдельного трансформатора, при реконструкции ГПП, если установка третьего трансформатора экономически целесообразна.

Выбираем ГПП открытого типа (ОРУ) при реконструкции, поскольку в настоящий момент подстанция выполнена открытого типа, а изменение типа исполнения значительно увеличит стоимость реконструкции.

Под конструктивным исполнением РУ понимают размещение аппаратов и токопроводов в определенном порядке в соответствии с главной

схемой электрических соединений и с учетом действующих ПУЭ, ПТБ и ПТЭ.

РУ проектируемой ГПП состоит из ряда однотипных элементов, ячеек, каждая из которых подключена к узлам схемы, участкам сборных и уравнивающих шин, линиям, трансформаторам и т.п. В общем случае каждая ячейка содержит коммутационный аппарат (силовой выключатель, выключатель нагрузки, отделитель, разъединитель), токоведущие части и измерительные трансформаторы тока и напряжения. Зачастую на начальном этапе проектирования РУ достаточно рассмотреть только одну ячейку, транслируя разработанное решение на остальные ячейки РУ. Каждая ячейка имеет силовой выключатель, разъединители, необходимые для выполнения ремонта и обслуживания оборудования, токоведущие части и измерительные трансформаторы.

Разработка вариантов компоновки РУ проектируемой ГПП требует решения следующих вопросов: обеспечение допустимых расстояний между токоведущими частями, а также между токоведущими и заземленными частями, при проектировании заграждений, коридоров обслуживания и проездов; выполнение грозозащиты и заземлений, маслоотводящих и маслосборных устройств, площадок обслуживания и т.п.

Гибкие шины монтируют из многопроволочных проводов. Соединения гибких шин выполняют в петлях у опор сваркой, а ответвления в пролете — способом, не требующим разрезания шин.

Шины ОРУ проектируемой ГПП подвешивают на одинарных гирляндах изоляторов. Сдвоенные гирлянды применяют лишь в случаях, когда одинарная гирлянда не удовлетворяет условиям механической прочности. Применение разделительных (врезных) гирлянд не допускается закрепления гибких шин и тросов в натяжных и подвесных зажимах в отношении прочности должны соответствовать требованиям, приведенным в ПУЭ. При определении нагрузок на гибкие шины учитывают вес гирлянд

изоляторов и спусков к аппаратам и трансформаторам, а при расчете нагрузок на конструкции дополнительно вес человека с инструментом и монтажными приспособлениями.

Коэффициент запаса механической прочности для подвесных изоляторов при нагрузках должен быть не менее 3 по отношению к испытательной нагрузке. Расчетные механические усилия, передающиеся при коротком замыкании жесткими шинами на опорные изоляторы, принимают в соответствии с требованиями ПУЭ. Коэффициент запаса механической прочности в сцепной арматуре для гибких шин при нагрузках должен быть не менее 3 по отношению к разрушающей нагрузке.

5 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ГПП

При оценке мощности, которая будет приходиться в послеаварийном режиме на оставшийся в работе трансформатор, следует учитывать его перегрузочную способность. В противном случае можно без достаточных оснований завысить установленную мощность трансформаторов и тем самым увеличить стоимость подстанции. В послеаварийных режимах допускается перегрузка трансформаторов до 140 % на время максимума (не более 6 ч в сутки на протяжении не более 5 суток), при этом коэффициент заполнения суточного графика нагрузки не должен быть больше 0.75 (коэффициент заполнения графика нагрузки – отношение среднесуточного тока нагрузки к наибольшему току за сутки). Такая перегрузка может быть допущена при условии, что система обладает передвижным резервом трансформаторов. Следует учитывать, что при аварии на одном из параллельно работающих трансформаторов допускается отключение потребителей III категории. Практически это осуществимо в том случае, если потребители III категории питаются по отдельным линиям.

Если вся нагрузка состоит из потребителей только III категории, на подстанции может быть установлен один трансформатор, рассчитанный на всю подключенную в момент максимума мощность. Некоторые потребители II категории, требующие перерывы в электроснабжении, также могут питаться от однострансформаторных подстанций, особенно при наличии в системе передвижного резерва трансформаторов. Трансформатор является надежным элементом электрической системы, выходящим из строя в результате аварии не чаще одного раза в 10... 15 лет [7].

Расчётная мощность для выбора трансформатора определяется по формуле:

$$S_{\text{трасч}} = \frac{\sqrt{P_{\text{ср}}^2 + Q_{\text{неск}}^2}}{n_{\text{т}} \cdot k_{\text{зопт}}} \quad (31)$$

где $S_{\text{тр}}$ – расчётная мощность трансформатора, МВА;

$P_{\text{ср}}$ – средняя зимняя активная мощность, МВт;

$Q_{\text{неск}}$ – значение максимальной не скомпенсированной реактивной мощности, Мвар;

$n_{\text{т}}$ – число трансформаторов;

$k_{\text{зопт}}$ – оптимальный коэффициент загрузки.

$$S_{\text{трасч}} = \frac{25,084}{2 \cdot 0,7} = 17,91 \text{ кВА}$$

К установке принимаются два трансформатора мощностью 25 МВА - ТДН-25000/110/10. Произведём проверку выбранных трансформаторов.

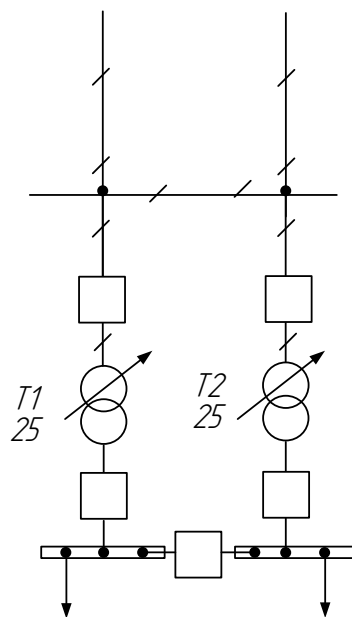


Рисунок 5 – Схема ГПП

$$k_3 = \frac{25084}{2 \cdot 25000} = 0,50$$

$$k_{з/па} = \frac{25084}{25000} = 1,00$$

В нормальном и послеаварийном режиме коэффициент загрузки соответствует оптимальным.

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

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

Для решения первой задачи, достаточно определить ток КЗ, подтекающий к месту повреждения, а в некоторых случаях также распределение токов в ветвях схемы, непосредственно примыкающих к нему. При этом основная цель расчета состоит в определении периодической составляющей тока КЗ для наиболее тяжелого режима работы сети.

Учет аperiodической составляющей производят приближено, допуская при этом, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой фазе.

Расчет тока КЗ с учетом действительных характеристик и действительного режима работы всех элементов энергосистемы, состоящей из многих электрических станций и подстанций, весьма сложен. Вместе с тем для решения большинства задач, встречающихся на практике, можно ввести допущения, упрощающие расчеты и не вносящие существенных погрешностей. К таким допущениям относятся следующие [6]:

1) принимается, что фазы ЭДС всех генераторов не изменяются (отсутствие качания генераторов) в течение всего процесса КЗ;

2) не учитывается насыщение магнитных систем, что позволяет считать постоянными и не зависящими от тока индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи;

3) пренебрегают намагничивающими токами силовых трансформаторов;

4) не учитывают, кроме специальных случаев, емкостные проводимости элементов короткозамкнутой цепи на землю;

5) считают, что трехфазная система является симметричной;

6) влияние нагрузки на ток КЗ учитывают приближенно;

7) при вычислении тока КЗ обычно пренебрегают активным сопротивлением цепи, если отношение x/r более трех. Однако активное сопротивление необходимо учитывать при определении постоянной времени затухания апериодической составляющей тока КЗ T_a .

Расчет токов КЗ для выбора и проверки электрических аппаратов удобнее и проще вести с использованием системы относительных единиц с приближенным приведением, т.е. приведение параметров различных элементов к основной ступени напряжения по средним коэффициентам трансформации.

Для расчета сопротивлений в относительных единицах необходимо задаться базовыми условиями: $S_б$ – базовой мощностью, МВ·А; $U_б$ – базовым напряжением, кВ.

За базовую мощность принципиально можно принять любую величину. Чтобы порядок относительных величин сопротивлений при расчете был удобен, принимаем $S_б = 1000$ МВ·А. За базовое напряжение удобно принять среднее напряжение $U_б = U_{ср}$ ступени, где рассчитывают короткое замыкание [7].

Составление расчетной схемы замещения и определение ее параметров.

Так как для расчета используется метод приближенного приведения в относительных единицах, то принимаем базисные условия:

$$S_{баз} = 100 \text{ МВА}, \quad (32)$$

$$U_{баз1} = 115 \text{ кВ}; U_{баз2} = 10,5 \text{ кВ}. \quad (33)$$

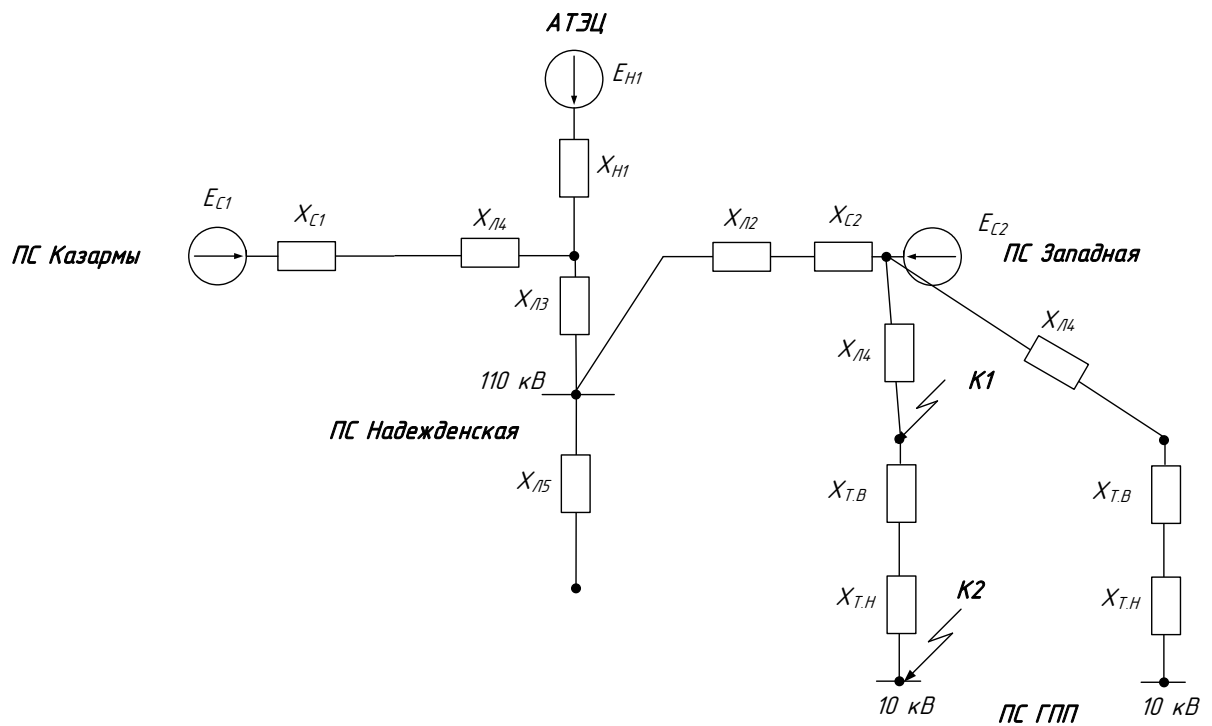


Рисунок 6 - Расчетная схема замещения для рассматриваемого участка электрической сети

Рассчитаем значение базисного тока по формуле:

$$I_{\text{баз}} = \frac{S_{\text{баз}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз}}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{баз1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА},$$

$$I_{\text{баз2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10} = 9,62 \text{ кА}.$$

Определяем сопротивления элементов сети.

Сопротивление системы будем рассчитывать по формуле:

$$X_C = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma} \cdot I_C}, \quad (35)$$

где I_C - трехфазный ток короткого замыкания на шинах питающей ПС.

$$X_C = \frac{S_{\bar{6}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{6}} \cdot I_C}, \quad (36)$$

$$X_{C1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 13,47} = 0,037 \text{ о.е.}$$

$$X_{C2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 5,71} = 0,088 \text{ о.е.}$$

$$X_{C3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 11,87} = 0,042 \text{ о.е.}$$

Рассчитаем сопротивления нагрузок по формуле:

$$X_H = X_{H*} \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{S_H}, \quad (37)$$

где $X_{H*} = 0,35$ – сопротивление нагрузки в относительных единицах;

S_H – мощность нагрузки.

Рассчитаем нагрузку ПС ГПП:

$$X_{H3} = 0,35 \cdot \frac{100}{2 \cdot 10} = 2,778 \text{ о.е.}$$

Сопротивления линий считаем по формуле, приведенной ниже:

$$X_{Л} = X_0 \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{6}}}{U_{\bar{6}}^2} \text{ о.е.}, \quad (38)$$

где X_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии;

l – длина воздушной линии.

В качестве примера рассчитаем сопротивление линии 110 кВ, выполненной проводом марки АС-120, $X_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$, $l = 40 \text{ км}$.

$$X_{Л8} = 40 \cdot 0,427 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,129 \text{ о.е.}$$

Для определения сопротивления трансформатора ТДН-25000 на ГПП необходимо знать фазные напряжения короткого замыкания, приведенные в таблице ниже.

Таблица 6 – Фазные напряжения короткого замыкания трансформаторов

$U_{K_B, \%}$	12,4
$U_{K_H, \%}$	23,3

Результаты расчета сведем в таблицы.

Таблица 7 - Сопротивления систем и нагрузок

Сопротивления систем, о.е.			Сопротивления нагрузок, о.е.					
X_{C1}	X_{C2}	X_{C3}	X_{H1}	X_{H2}	X_{H3}	X_{H4}	X_{H5}	X_{H6}
0,019	0,088	0,042	3,125	7	2,778	2,188	1,75	2,147

Таблица 8 - Сопротивления линий

Сопротивления линий					
$X_{Л1}$	$X_{Л2}$	$X_{Л3}$	$X_{Л4}$	$X_{Л5}$	$X_{Л6}$
0,0041	0,05	0,713	0,0063	0,062	0,00086
$X_{Л7}$	$X_{Л8}$	$X_{Л9}$	$X_{Л10}$	$X_{Л11}$	
0,07	0,129	0,098	0,075	0,029	

Начальное значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания в относительных единицах определяется по формуле:

$$I_{по} = \frac{E_{ЭКВ}}{X_{ЭКВ}}, \quad (39)$$

где $E_{ЭКВ}$ – эквивалентная ЭДС;

$X_{ЭКВ}$ – эквивалентное сопротивление.

Апериодическую составляющую тока к.з. в произвольный момент времени t и ударный ток короткого замыкания определим соответственно по формулам, кА:

$$i_{at} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{-t/T_a}, \quad (40)$$

$$i_y = K_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{n0}, \quad (41)$$

где K_y - ударный коэффициент;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Сворачиваем исходную схему замещения относительно точки короткого замыкания на высокой стороне ГПП – точки К1.

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1}, \quad (42)$$

$$X_2 = X_{H1} + X_{Л2}, \quad (43)$$

$$X_3 = X_{H2} + X_{Л3}, \quad (44)$$

$$X_4 = \frac{X_2 \cdot X_3}{X_2 + X_3}, \quad (45)$$

$$X_5 = X_4 + X_{AT.H}, \quad (46)$$

$$X_6 = X_{H5} + X_{Л10}, \quad (47)$$

$$X_7 = X_{H6} + X_{Л11}, \quad (48)$$

$$X_8 = \frac{X_6 \cdot X_7}{X_6 + X_7}, \quad (49)$$

$$X_9 = X_8 + X_{Л9}, \quad (50)$$

$$X_{10} = X_{H4} + X_{Л8}, \quad (51)$$

$$X_{11} = \frac{X_{10} \cdot X_9}{X_{10} + X_9}, \quad (52)$$

$$X_{12} = X_{11} + X_{J7} + \frac{X_{11} \cdot X_{J7}}{X_{C2}}, \quad (53)$$

$$X_{13} = X_{C2} + X_{J7} + \frac{X_{C2} \cdot X_{J7}}{X_{11}}, \quad (54)$$

$$X_{14} = X_{H3} + X_{J6}, \quad (55)$$

$$X_{15} = \frac{X_{14} \cdot X_{12}}{X_{14} + X_{12}}, \quad (56)$$

$$X_{16} = X_{15} + X_{J5} + \frac{X_{15} \cdot X_{J5}}{X_{13}}, \quad (57)$$

$$X_{17} = X_{13} + X_{J5} + \frac{X_{13} \cdot X_{J5}}{X_{15}}, \quad (58)$$

$$X_{18} = X_{C3} + X_{J4}, \quad (59)$$

$$X_{19} = \frac{X_{17} \cdot X_{18}}{X_{17} + X_{18}}, \quad (60)$$

$$X_{20} = \frac{X_5 \cdot X_{16}}{X_5 + X_{16}}, \quad (61)$$

$$X_{21} = X_{19} + X_{AT.B} + \frac{X_{19} \cdot X_{AT.B}}{X_{20}}, \quad (62)$$

$$X_{22} = X_{20} + X_{AT.B} + \frac{X_{20} \cdot X_{AT.B}}{X_{19}}, \quad (63)$$

$$X_{23} = \frac{X_{21} \cdot X_1}{X_{21} + X_1}, \quad (64)$$

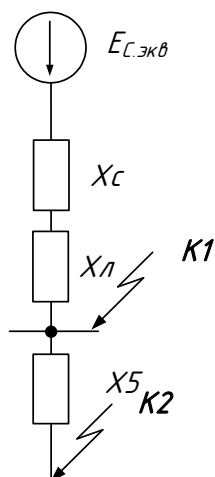


Рисунок 7 – Преобразованная схема замещения

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени производится по формуле:

$$I_{по} = \frac{E}{X} \cdot I_B, \quad (65)$$

где E – ЭДС соответствующей ветви в о.е.: для системы $E = 1$ о.е., для нагрузки $E = 0,85$ о.е.;

X – эквивалентное сопротивление ветви.

$$I_{по1} = \frac{E_C}{X_{33}} \cdot I_{B1}, \quad (66)$$

$$I_{по1} = \frac{1}{0,021} \cdot 0,251 = 12,083 \text{ кА}$$

$$I_{по2} = \frac{E_H}{X_{31}} \cdot I_{B1}, \quad (67)$$

$$I_{по2} = \frac{0,85}{5,404} \cdot 0,251 = 0,039 \text{ кА}$$

Суммарная периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ:

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = \sum_{i=1}^m I_{\text{ПО}i} = I_{\text{ПО}1} + I_{\text{ПО}2}, \quad (68)$$

$$I_{\text{ПО}\Sigma} = 12,083 + 0,039 = 12,122 \text{ кА}$$

Расчёт ударного тока КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{ПО}} \cdot k_{y\partial}, \quad (69)$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент (принят согласно [18]).

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 12,083 \cdot 1,78 = 30,415 \text{ кА}$$

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 0,039 \cdot 1,78 = 0,099 \text{ кА}$$

Находим ударный ток в месте КЗ:

$$i_{y\partial\Sigma} = \sum_{i=1}^m i_{y\partial i} = i_{y\partial 1} + i_{y\partial 2}, \quad (70)$$

$$i_{y\partial\Sigma} = 30,415 + 0,099 = 30,515 \text{ кА.}$$

Параметры расчетов КЗ сведены в таблицу.

Таблица 9 - Расчет токов короткого замыкания

№	Точка КЗ	$I_{\text{ПО}}=I_{\text{пт}}$, кА	K_y	i_y , кА
1	К1 (110 кВ)	12,122	1,78	30,515
2	К2 (10 кВ)	4,446	1,608	10,111

7 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ ГПП

К основному электрическому оборудованию на РУ относятся следующие элементы: высоковольтные выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, гибкие или жесткие шины, нелинейные ограничители перенапряжений. Как правило, оборудование выбирается по классу напряжения и максимальному рабочему току, а затем проверяется на термическую и динамическую стойкость. Важную роль при выборе оборудования играет его заводская марка и стоимость: на малоответственных подстанциях можно устанавливать оборудование подешевле, с большим временем отключения (выключатели) или с меньшим классом точности (трансформаторы тока, напряжения). На ответственных подстанциях наоборот устанавливают оборудование дороже и надежней. Также имеет большое значение характер климата и географическое расположение подстанции [10].

7.1 Выбор и проверка выключателей на стороне 110 кВ

Современный рынок имеет большой выбор выключателей по различным параметрам, в том числе по типу изолирующего материала. В данном дипломном проекте мы будем устанавливать элегазовые выключатели.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);

- быстрота действия, т.е. наименьшее время отключения;

- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т.е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;

- возможность пофазного (пополюсного) управления (110 кВ и выше);

- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Произведем выбор выключателей для ОРУ 110 кВ по следующим параметрам:

- по напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном} , \quad (71)$$

- по длительному току:

$$I_{max} \leq I_{ном}, \quad (72)$$

где I_{max} – максимальный суммарный ток трансформаторов, проходящий через один выключатель РУ 110 кВ.

$$I_{max} = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (73)$$

$$I_{max} = \frac{25,084}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,131 \text{ кА.}$$

Проверяем по отключающей способности:

$$I_{n0} \leq I_{откл ном} . \quad (74)$$

На шинах РУ ВН 110 кВ ГПП выбираем элегазовый выключатель типа ВЭБ - 110 - 50/2500 У1. При этом производим следующие расчеты.

Тепловой импульс для проверки выключателей 110 кВ на термическую стойкость необходимо проводить для 2 и 3 ступени селективности, для этого нужно учесть выдержку времени на срабатывание релейной защиты. Таким образом, время отключения выключателя равно:

$$t_{отк} = t_{PЗ} + t_{ОВ} \text{ с} \quad (75)$$

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

где t_{P3} – время действия релейной защиты, с;

t_{OB} – время отключения выключателя, с.

Расчетные значение термической устойчивости выключателя:

$$B_K = I_{n.o}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) \quad (76)$$

$$B_K = 12,122^2 \cdot (3,055 + 0,03) = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

где T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания; $T_a=0,03$ с [13].

$$I_{n.o} = 12,122 \text{ кА};$$

Номинальное допускаемое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк.ном.}}{100} \quad (77)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 47 \cdot 50}{100} = 33,24 \text{ кА},$$

где β_H – номинальное значение относительного содержания аperiodической составляющей в отключаемом токе, для данного выключателя $\beta_H = 47$.

Расчетное значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} \quad (78)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,122 \cdot e^{-\frac{0,01}{0,03}} = 12,284 \text{ кА}.$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока к.з.:

$$B_k \leq B_{к.в} = I_{мер}^2 \cdot t_{мер} \quad (79)$$

$$B_k \leq B_{к.в} = 50^2 \cdot 2 = 5000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора сводятся к тому, что значения параметров выключателя и разъединителя должны быть больше значений, полученных при расчете. Результаты сравнения сведем в таблицу.

Таблица 10 - Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформаторных выключателей 110 кВ [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Таблица 11 - Сравнение каталожных и расчетных данных для линейных выключателей 110 кВ [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2500 \text{ А}$	$I_{рmax} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{откл.ном} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{откл.ном}$
$i_{пр.скв} = 125 \text{ кА}$	$i_{уд} = 30,515 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{пр.скв}$
$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	$I_{но} = 12,122 \text{ кА}$	$I_{но} \leq I_{вкл}$
$B_k = 5000 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,1 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$
$i_{а.ном} = 33,23 \text{ кА}$	$I_{ат} = 12,284 \text{ кА}$	$I_{а.т} \leq i_{а.ном}$

Как видно из результатов, выключатели данного типа проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

Максимальные рабочие токи

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{1,4 \cdot S_{HH}}{\sqrt{3} \cdot U_1} \text{ А} \quad (80)$$

$$I_{P_{\max BH}} = \frac{1,4 \cdot 25,084}{\sqrt{3} \cdot 110} = 184 \text{ А}$$

7.2 Выбор и проверка разъединителей на стороне 110 кВ

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, но в нем отсутствует проверка отключающей способности, т.к. они не предназначены для отключения цепей находящихся под нагрузкой [13].

Выбор разъединителей производится так же, как и выключателей, но без проверок на отключающую способность, так как они не предназначены для отключения цепей, находящихся под током. Условиями выбора и проверки следующие:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном сети}}; \quad (81)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном сети}}; \quad (82)$$

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (83)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{откл}} \geq B_{\text{к}}. \quad (84)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{25,084}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,379 \text{ А.}$$

На стороне ВН выбираем разъединители марки РНДЗ.1-110/2000 У1 с одним и РНДЗ.2-220/2000 У1 с двумя заземляющими ножами.

Таблица 12 - Сравнение каталожных и расчетных данных для разъединителей 110 кВ [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{p,max} = 184 \text{ А}$	$I_p \leq I_n$
$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$I_{yд} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{yд} \leq i_{скв}$
$B_k = 3200 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2\text{с}$	$B_{кр} \leq B_{кн}$

Как видно из результатов сравнения расчетных и каталожных данных, все разъединители проходят по условиям проверки и могут быть приняты к установке.

7.3 Выбор и проверка трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения [1]. Выбор трансформаторов тока производится по следующим параметрам.

По напряжению установки [1]:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (85)$$

По току [1]:

$$I_{норм} \leq I_{1ном} \quad (86)$$

где $I_{1ном}$ – номинальный первичный ток трансформатора тока.

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. По электродинамической стойкости [1]:

$$i_{y\partial} \leq i_{\text{дин}}, \quad (87)$$

По термической стойкости [1]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (88)$$

По максимальной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (89)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Индуктивное сопротивление токовых цепей невелико, поэтому:

$$z_{2\text{доп}} \approx r_{2\text{доп}}. \quad (90)$$

$$r_{2\text{доп}} = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}}, \quad (91)$$

где $r_{\text{приб}}$ – сопротивление приборов;

$r_{\text{пров}}$ – сопротивление соединительных проводов;

$r_{\text{конт}}$ – сопротивление контактов.

Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом при двух-трех приборах и 0,1 Ом при большем числе приборов [1].

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (92)$$

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

$I_{2\text{ном}}$ – вторичный номинальный ток прибора.

Прежде чем приступить к выбору трансформаторов тока, определим число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь.

Таблица 13 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока [15]

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА по фазам		
		А	В	С
Амперметр	ВТ-01-ТК	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Варметр	ВТ-01-ТК	0,5	-	0,5
Счетчик АЭ	БИМ	1,1	-	1,1
Счетчик РЭ	БИМ	1,1		1,1
Итого		3,7	0,5	3,7

Из таблицы видно, что наиболее загружены трансформаторы тока фаз А и С. На стороне ВН проверим встроенные в выключатели трансформаторы тока марки ТВГ-110-0,5/300 У1.

Определяем общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{3,7}{5^2} = 0,148 \text{ Ом} .$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пров}} = 2 - 0,148 - 0,1 = 1,752 \text{ Ом} .$$

Минимальное сечение проводов можно определить из соотношения [6]:

$$s_{\text{min}} = \frac{l_{\text{расч}}}{\gamma \cdot r_{\text{пров}}} . \quad (93)$$

Для 110 кВ применяем кабель с медными жилами, ориентировочная длина 150 м, $\gamma = 54 \text{ м} / \text{Ом} \cdot \text{мм}^2$. Тогда сечение:

$$s_{\text{min}} = \frac{150}{54 \cdot 1,752} = 1,585 \text{ мм}^2 .$$

По найденному сечению принимаем контрольный кабель марки КВВГ сечением 2,5 мм² с медными жилами, с пластмассовой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, предназначены для неподвижного

присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660В частоты до 100Гц или постоянным напряжением до 1000В. Проверяем условие выбора трансформатора тока с учетом выбранного сечения:

$$r_{\text{пров}} = \frac{150}{54 \cdot 2,5} = 1,111 \text{ Ом.}$$

$$r_2 = 1,111 + 0,148 + 0,1 = 1,359 \text{ Ом.}$$

Таблица 14– Каталожные и расчетные данные ТВГ-110-0,5/300 У1 [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Расчетные данные для ТТ для СВ 110	Условия выбора
1	2	2	3
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сети}} \leq U_n$
$I_n = 300 \text{ А}$	$I_P = 184 \text{ А}$	$I_P = 92 \text{ А}$	$I_P \leq I_n$
$Z_n = 2 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 = 1,359 \text{ Ом}$	$Z_2 \leq Z_n$
$I_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} = 30,515 \text{ кА}$	$I_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}$
$I_T^2 \cdot t_T = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 307,113 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T > B_k$

Из расчетных данных видно, что выбранный трансформатор тока удовлетворяет всем условиям.

7.4 Выбор и проверка трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Трансформаторы напряжения являются измерительными преобразователями и предназначены для работы в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц.

Для установки на подстанции принимаем емкостные трансформаторы напряжения. Основная задача емкостных трансформаторов напряжения - коммерческий учет электроэнергии, а также передача сигнала измерительной информации приборам, устройствам защиты и управления, обеспечения

высокочастотной связи (30кГц-500кГц), в электрических системах переменного тока частотой 50-60 Гц с номинальным напряжением 110 – 750 кВ [13].

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки;
- по конструкции и схеме соединения;
- по классу точности;
- по вторичной нагрузке.

$$S_2 \leq S_{2ном}, \quad (94)$$

где $S_{2ном}$ - номинальная мощность в выбранном классе точности;

S_2 - нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения.

Измерительные трансформаторы напряжения своей первичной обмоткой включаются параллельно в цепь высокого напряжения. Во вторичную цепь включаются тоже параллельно. Номинальное напряжение вторичной обмотки обычно 100 В. Измерительные трансформаторы напряжения должны быть малогабаритными, легкими и совершенными аппаратами, надежно работающими в электроустановках.

На стороне ВН выбираю трансформатор напряжения типа НАМИ–110-0,5 У1 (антирезонансный, с естественной циркуляцией воздуха и масла, для контроля изоляции сети).

Таблица 15 – Сопоставление каталожных и расчётных данных [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 110 \text{ кВ}$	$U_p = 110 \text{ кВ}$	$U_p \leq U_n$
$S_n = 400 \text{ ВА}$	$S_p = 86,75 \text{ ВА}$	$S_p \leq S_n$

Выбранные трансформаторы напряжения удовлетворяют условиям выбора и могут быть приняты к установке.

7.5 Выбор и проверка гибкой ошиновки 110 кВ

Основное электрическое оборудование ГПП и аппараты в основных электрических цепях соединяются между собой проводниками разного типа, которые образуют токоведущие части электрической установки.

В РУ 110 кВ применяются гибкие шины, выполненные проводами марки АС.

Сечение гибких шин и токопроводов выбирается:

-по длительно допустимому току

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.утяж}}, \quad (95)$$

где $I_{\text{раб.утяж}}$ - расчетный ток утяжеленного режима для электроустановки;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток для шины выбранного сечения.

$$I_{\text{раб.утяж}} = 1,4 \cdot I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{III}}}{\sqrt{3} \cdot U_1}, \quad (96)$$

-по термической стойкости

$$q_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\text{к}}}}{C}, \quad (97)$$

где q_{min} – минимальное сечение провода,

C – коэффициент, рассчитывается по формуле:

$$C = \sqrt{A_{\text{к}} - A_{\text{н}}} = \text{const}, \quad (98)$$

Можно принять:

-для алюминиевых шин и кабелей – $C = 91$ [7];

Гибкие шины и токопроводы обычно крепят на гирляндах подвесных изоляторов с достаточно большим расстоянием между фазами. Однако при больших токах КЗ провода в фазах могут настолько сблизиться друг с другом, что произойдет их схлестывание.

При проверке шин на термическую стойкость находят температуру нагрева шины токами короткого замыкания и сравнивают ее с кратковременно допускаемой температурой нагрева токами короткого замыкания:

$$Q_{к.расч} \leq Q_{к.доп}, \quad (99)$$

Установлены нормами следующие кратковременные допускаемые температуры нагрева проводников токами короткого замыкания:

- голые медные шины - $Q_{к.доп} = 300 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые алюминиевые шины - $Q_{к.доп} = 200 \text{ }^{\circ}\text{C}$;
- голые стальные шины - $Q_{к.доп} = 400 \text{ }^{\circ}\text{C}$;

Наибольшее сближение фаз наблюдается при двухфазном КЗ между соседними фазами, когда провода начало отбрасываются в противоположные стороны, а затем после отключения тока КЗ движутся навстречу друг другу, Их сближение будет тем больше, чем меньше расстояние между фазами, чем больше стрела провеса, чем больше длительность протекания и ток КЗ.

При проверке шин на динамическую устойчивость расчет сводится к механическому расчету на изгиб многопролетных балок, лежащих на нескольких опорах.

На стороне высокого напряжения выбираем гибкие шины, выполненные проводом марки АС - 240/32, допустимый ток которых $I_{доп} = 605 \text{ А}$, радиус провода $r_0 = 1,08 \text{ см}$. Фазы расположены горизонтально с расстоянием между фазами $D = 700 \text{ см}$.

Проверка шин на схлестывание не производится, так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА. Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

Проверка сечения на нагрев (по допустимому току):

$$I_{дон} = 605 \text{ А}$$

$$I_{раб.утяж} = 184 \text{ А}$$

$$605 \geq 184 \quad (100)$$

Проверка по условию короны (необходима для гибких проводников ОРУ при напряжении 110 кВ и выше):

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0, \quad (101)$$

где E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, при которой происходит коронирование (кВ/см);

E – напряженность электрического поля около поверхности нерасщепленного провода.

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (102)$$

где m – коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m=0,82$);

r_0 – радиус провода, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}}, \quad (103)$$

где U – линейное напряжение, кВ;

D_{cp} – среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

При горизонтальном расположении фаз:

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D, \quad (104)$$

где D – расстояние между соседними фазами, см.

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 31,995 \text{ кВ/см.}$$

$$D_{cp} = 1,26 \cdot 700 = 882 \text{ см}$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 220}{1,08 \cdot \lg \frac{882}{1,08}} = 24,763 \text{ кВ/см.}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0,$$

$$1,07 \cdot E = 1,07 \cdot 24,763 = 26,496 \text{ кВ/см,}$$

$$0,9 \cdot E_0 = 0,9 \cdot 31,995 = 28,795 \text{ кВ/см,}$$

$$26,496 \leq 28,795$$

Выбранный провод проходит по условию проверки на нагрев и по условию короны.

Проверка шин на схлестывание не производится так как периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания в начальный момент времени меньше 20 кА.

Проверка на термическое действие тока короткого замыкания не производится, так как шины выполнены голыми проводами на открытом воздухе.

7.6 Выбор ячеек КРУ напряжением 10 кВ

К установке принимаем КРУ (комплектное распределительное устройство) серии К-63, которое предназначено для приема и распределения электрической энергии переменного трехфазного тока промышленной частоты 50 Гц на номинальное напряжение 6 и 10 кВ и комплектования

распределительных устройств напряжением 6 и 10 кВ подстанций. КРУ серии К-63 могут поставляться для расширения уже действующих распределительных устройств других производителей через переходные шкафы, входящие в состав КРУ.

В шкафах КРУ К-63 в зависимости от схемы главных цепей и конкретного заказа могут быть установлены следующие аппараты:

- выключатели вакуумные;
- разъединители и заземлители высоковольтные на 630, 1000 А, 10 кВ с приводами;
- трансформаторы тока опорные и шинные (по заказу) на ток до 2500 А;
- трансформаторы напряжения;
- предохранители типа ПКТ; ПКН;
- ограничители перенапряжений;
- силовые трансформаторы.

Масляные выключатели не применяются. Применяются вакуумные выключатели с дополнительными расцепителями работающими в режиме дешунтирования.

Релейная защита присоединений к шкафам КРУ обеспечивается многофункциональными малогабаритными высоконадежными микропроцессорными блоками фирм «SIEMENS», «AREVA», «SCHNEIDER ELECTRIC», «ABB» и других ведущих зарубежных производителей.

Выбор и проверка выключателей встроенных в КРУ К-63

Выбор выключателя производится по следующим параметрам:

- напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \quad (105)$$

- длительному току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{норм.расч}}; k_{\text{пг}} I_{\text{ном}} \geq I_{\text{прод.расч}}. \quad (106)$$

Проверку выключателей следует производить на симметричный ток отключения по условию: $I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$.

Затем проверяется возможность отключения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{\text{а.ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.ном}} / 100 \geq i_{\text{ат}} \quad (107)$$

где $i_{\text{а.ном}}$ – номинальное допускаемое значение апериодической составляющей в отключаемом токе для времени τ ;

$\beta_{\text{норм}}$ – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе, % [17, с.238];

$i_{\text{ат}}$ – апериодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов τ ;

τ – наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов

$$\tau = t_{\text{з min}} + t_{\text{с.в}} \quad (108)$$

где $t_{\text{з min}}$ – минимальное время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в}}$ – собственное время отключения выключателя.

По включающей способности проверка производится по условию:

$$i_{\text{вкл}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (109)$$

$$I_{\text{вкл}} \geq I_{\text{п0}}, \quad (110)$$

где $i_{\text{вкл}}$ – наибольший пик тока включения (по каталогу);

$i_{\text{уд}}$ – ударный ток КЗ в цепи выключателя;

$I_{\text{вкл}}$ – номинальный ток включения (действующее значение периодической составляющей);

$I_{п0}$ – начальное значение периодической составляющей тока КЗ в цепи выключателя.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по предельным сквозным токам КЗ:

$$i_{пр.скв} \geq i_{уд}; I_{пр.скв} \geq I_{п0}, \quad (111)$$

где $i_{пр.скв}$ – наибольший пик (ток электродинамической стойкости) по каталогу;

$I_{пр.скв}$ – действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока КЗ (по каталогу).

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ:

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k \quad (112)$$

где $I_{тер}$ – ток термической стойкости по каталогу;

$t_{тер}$ – длительность протекания тока термической стойкости по каталогу, с;

B_k – тепловой импульс тока КЗ (интеграл Джоуля) по расчету:

$$B_k = I_{п0}^2 (t_{откл} + T_a), \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (113)$$

где $t_{откл}$ – расчетная продолжительность КЗ [17, с.155].

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока КЗ [17, с.110].

На примере произведем выбор выключателя на ф.1 ПС Инструментальный завод

Значение тока в нормальном режиме протекающего по данному фидеру составляет 95А, в послеаварийном режиме при питании ф.1 ПС Надеждинская составляет $I_{max} = 182,8\text{А}$.

Тепловой импульс тока КЗ равен:

$$W_k = 4,38^2 \cdot (1 + 0,01) = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Предварительно выбираем вакуумный выключатель типа ВВЭ-М-10-20

Для проверки отключающей способности определим значения аperiodической и периодической составляющей тока КЗ для момента времени τ .

Наименьшее время от начала КЗ до момента расхождения дугогасительных контактов равно:

$$\tau = 0,01 + t_{c.в} \text{ с.} \quad (114)$$

$$\tau = 1 + 0,015 = 1,015 \text{ с.}$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ равна:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{п0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}} \text{ кА} \quad (115)$$

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot 4,38 \cdot e^{\frac{-1,015}{0,01}} = 0,51 \text{ кА}$$

Действующее значение периодической составляющей тока КЗ от системы при трехфазном КЗ для любого момента времени можно считать равным

$$I_{пт} = I_{п0}. \quad (116)$$

Определим номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе выключателя:

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{ном} \cdot I_{откл.ном}}{100} \text{ кА.} \quad (117)$$

$$i_{a.ном} = \frac{\sqrt{2} \cdot 57 \cdot 12,5}{100} = 10,08 \text{ кА.}$$

Термическая стойкость:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Результаты выбора выключателя ф.1 на ПС Надеждинская сведены в следующей таблице.

Таблица 16 – Каталожные и расчетные данные по выбору выключателя [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{мах}}=2027 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$
$I_{\text{откл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{пт}} = 4,38 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном}} \geq I_{\text{пт}}$
$i_{\text{а.ном}} = 10,08 \text{ кА}$	$i_{\text{ат}} = 0,51 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} \geq i_{\text{ат}}$
$I_{\text{пр.скв}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п0}} = 4,446 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п0}}$
$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} = 10,111 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 156 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 10,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$

Выбор трансформатора тока

Трансформатор тока предназначен для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбирают:

– по напряжению установки

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}; \tag{118}$$

– току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}; \tag{119}$$

Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей.

- конструкции и классу точности;
- электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}; \quad (120)$$

- по термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}; \quad (121)$$

- вторичной нагрузке:

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (122)$$

где Z_2 – вторичная нагрузка трансформатора тока;

$Z_{2\text{ном}}$ – номинальная допустимая нагрузка трансформатора тока в выбранном классе точности.

Для того чтобы выбрать трансформаторы тока необходимо определить число и тип измерительных приборов, включенных во вторичную цепь ТТ.

СА3020 - щитовой цифровой амперметр предназначен для измерения действующего значения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Подключается непосредственно к ИТТ и измеряет действующее значение тока, протекающего через его вторичную обмотку. Потребляемая мощность составляет $S_{\text{номА}}=4 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СВ3020 - щитовой цифровой вольтметр предназначен для измерения действующего значения напряжения переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Объединяет в себе измерительный преобразователь и цифровой прибор, подключается непосредственно к измерительным трансформаторам напряжения (ИТН). Потребляемая мощность $S_{\text{номV}}=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СР3020 - щитовой цифровой ваттметр (варметр) предназначены для измерения активной мощности, а варметры – для измерения реактивной мощности в трехфазных четырехпроводных или трехпроводных цепях

переменного тока на электростанциях и подстанциях и передачи их значений по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность: $S=5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

СЗ3020 - щитовой цифровой частотометр, предназначен для измерения значения частоты переменного тока и передачу его значения по интерфейсу RS485. Потребляемая мощность составляет $5 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Меркурий 236 ART- предназначен для многотарифного коммерческого или технического учета электрической энергии в трех- и четырехпроводных сетях переменного тока. Счетчики могут эксплуатироваться автономно или в составе автоматизированных систем: контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ); диспетчерского управления (АСДУ). Потребляемая мощность составляет $9 \text{ В}\cdot\text{А}$.

Для всех измерительных приборов принимаем класс точности 0,5, так как почти все ТТ подключены к расчетным счетчикам.

На вводе устанавливаем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. В этом трансформаторе роль первичной обмотки выполняют шины распределительного устройства.

Нагрузка приборов, подключенных к трансформаторам тока, приведена в таблице.

Таблица 17 – Нагрузка приборов ТТ на низкой стороне подстанции [15]

Цепь	Наименование прибора	Тип Прибора	Нагрузка, ВА, фазы		
			А	В	С
Ввод 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	–	5
	Варметр	СР3020-ВАР	5	–	5
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			18,5	–
Секционный выключатель 10 кВ	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Итого:			4	–
На отходящих линиях	Амперметр	СА3020	4	–	4
	Счетчик АЭ Счетчик РЭ	Меркурий 236 ART	4,5	–	4,5
	Итого:			8,5	–

Проверяем трансформатор тока на электродинамическую и термическую стойкость:

$$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА} \geq i_{\text{уд}} = 9,96 \text{ кА}, \quad (123)$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 12,5^2 \cdot 1 = 156,25 \geq B_{\text{к}} = 4,42 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

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

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} \quad (124)$$

Сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (125)$$

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

I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

$$r_{\text{приб}} = \frac{8,5}{5^2} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Принимаем во вторичных цепях трансформаторов тока провода с медными жилами ($\rho = 0,0175$). Сопротивление контактов принимается 0,05 Ом, тогда сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_2^2} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}} \text{ Ом} \quad (126)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{20}{5^2} - 0,34 - 0,05 = 0,41 \text{ Ом}$$

Сечение проводов:

$$S = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} \quad (127)$$

$$S = \frac{0,0175 \cdot 40}{0,41} = 1,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение 2,5 мм², тогда сопротивление провода равно:

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} \text{ Ом} \quad (128)$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 40}{2,5} = 0,28 \text{ Ом}$$

Далее находим сопротивление нагрузки:

$$r_2 = 0,34 + 0,28 + 0,05 = 0,67 \text{ Ом}$$

Сопоставление расчетных и каталожных данных выбранного трансформатора тока марки ТОЛ-10-1-У2 (трансформатор тока, опорный, с литой изоляцией, 10-номинальное напряжения, 1- класс точности) сводим в таблицу .

Таблица 18 – Проверка трансформатора тока на вводе 10 кВ [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{расч}}=2027 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{расч}}$
$i_{\text{дин}}=52 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}}=10,111$	$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}}=10,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$
$Z_{2\text{ном}}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}$

На секционном выключателе выбираем трансформатор тока марки ТОЛ-10-1-У2. Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу .

Таблица 19 – Проверка ТТ на секционном выключателе [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
1	2	3
$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
$I_{НОМ}=1500 \text{ А}$	$I_{расч}=1013,5 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=100 \text{ кА}$	$i_{уд}=10,111$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 10,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2НОМ}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

На отходящих присоединениях так же выбираем трансформаторы тока марки ТОЛ-10-1-У2.

Сопоставление расчетных и каталожных данных сводим в таблицу.

Таблица 20 - Проверка ТТ на отходящих присоединениях [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{сет.НОМ}=10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}$
$I_{НОМ}=2500 \text{ А}$	$I_{расч}=2027 \text{ А}$	$I_{НОМ} \geq I_{расч}$
$i_{дин}=52 \text{ кА}$	$i_{уд}=10,111$	$i_{дин} \geq i_{уд}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 306,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 10,67 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$
$Z_{2НОМ}=0,8$	$Z_2=0,67$	$Z_2 \leq Z_{2НОМ}$

Выбор трансформатора напряжения

Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 или $100/\sqrt{3} \text{ В}$ и для отделения цепей измерения и релейной защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы напряжения выбираются:

– по напряжению установки

$$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}; \quad (129)$$

– конструкции и схеме соединения обмоток;

– классу точности;

– вторичной нагрузке :

$$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma} \quad (130)$$

где $S_{\text{ном}}$ – номинальная мощность в выбранном классе точности,

$S_{2\Sigma}$ – нагрузка всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, рассчитываемая по формуле:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}})^2 + (\sum S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}})^2} \quad (131)$$

Параметры вторичной нагрузки трансформатора напряжения приведены в таблице.

Таблица 21 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения на 10 кВ [15]

Прибор	Тип	Мощность прибора, В·А	Количество приборов	cosφ	sinφ	Суммарная мощность, В·А
Вольтметр	СВ 3020	4	1	1	0	8
Ваттметр	СР3020-ВАТТ	5	2	1	0	10
Варметр	СР3020-ВАР	5	2	1	0	10
Счетчик АЭ	Меркурий 236 АРТ	9	9	0,38	0,925	81
Счетчик РЭ						
Итого						109

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(4 + 5 \cdot 2 + 5 \cdot 2 + 9 \cdot 9 \cdot 0,38)^2 + (9 \cdot 9 \cdot 0,925)^2} = 92,82 \text{ ВА}$$

Выбираем трансформатор напряжения НАМИ-10-95-УХЛ(2) (трансформатор напряжения, антирезонансный, с литой изоляцией, для измерений) с номинальной мощностью 200 ВА.

Сравнение каталожных и расчетных данных для трансформатора напряжения представлено в таблице.

Таблица 22 – Каталожные и расчетные данные выбора ТН [15]

Каталожные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}}=10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сет.ном}}$
$S_{\text{ном}}=400 \text{ В·А}$	$S_{2\Sigma}=92,82 \text{ ВА}$	$S_{\text{ном}} \geq S_{2\Sigma}$

7.7 Выбор и проверка сборных шин 10 кВ

В закрытых РУ 10 кВ ошиновка и сборные шины выполняются жесткими алюминиевыми шинами. Медные шины из-за высокой их стоимости не применяются даже при больших токовых нагрузках. При токах до 3000 А применяются одно- и двухполосные шины. При больших токах рекомендуются шины коробчатого сечения.

$$I_{\max}=2027 \text{ А}$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по допустимому току, так как шинный мост, соединяющий трансформатор с КРУН, небольшой длины и находится в пределах подстанции.

Приним аемалюминиевые шины коробчатого сечения 75х35х4х6

$$I_{\text{доп}}=2730 \text{ А.}$$

Определим минимальное допустимое сечение по формуле, мм² :

$$q_{\min} = \sqrt{B_k} / C \quad (132)$$

$$B_k=10,67 \text{ кА}^2\text{с ;}$$

$$C=91$$

$$q_{\min}=35,9 < 2 \times 480 \text{ мм}^2 \quad (133)$$

Если шины на изоляторах располагаются плашмя, то момент инерции можно определить по формуле:

$$J=b \cdot h^3/6, \text{ см}^4 \quad (134)$$

$$J=288$$

$$l_2 = 173.2/200 \times (\sqrt{J/q}), \text{ м} \quad (135)$$

$$l_2=2,45$$

Определяем расстояние между прокладками, м:

$$l_{\Pi} \leq 0,216 \times \sqrt{a_{\Pi} / i_{y\partial}} \times \sqrt[4]{(E \times J) / K_{\phi}} \quad (136)$$

$$l_{\Pi} = 1,53$$

$$a_{\Pi} = 2 * b = 1,6; \quad (137)$$

$$K_{\phi} = 0,25$$

определяем по рисунку:

$$l_{\Pi} \leq 0,133 \times \sqrt{(E \times J) / m_{\Pi}} \quad (138)$$

$$l_{\Pi} = 0,46 \text{ м}$$

где $m_{\Pi} = 1,3 \text{ кг/м}$ – масса полосы

Окончательно принимаем:

$$l_{\Pi} = 0,46 \text{ м.}$$

Тогда число прокладок в пролете можно определить по формуле:

$$N = (l / l_{\Pi}) - 1 \quad (139)$$

$$N = 5.52$$

Окончательно принимаем $N = 6$.

При наличии шести прокладок в пролете расчетный пролет равен:

$$L_{\Pi} = l / (N + 1) \quad (140)$$

$$L_{\Pi} = 0,429 \text{ м}$$

Определяем силу взаимодействия между полосами:

$$F_{\Pi} = (K_{\phi} * i_{уд}^2 * 10^{-7}) / 4b \quad (141)$$

где $b = 0.008 \text{ м}$

$$F_{\Pi} = 475,5 \text{ Н/м}$$

Напряжение в материале полос можно определить по формуле:

$$\sigma_{\Pi}=(f_{\Pi} \cdot I_{\Pi}^2) / 12 \cdot W_{\Pi} \quad (142)$$

$$W_{\Pi}=(b^2 \cdot h) / 6 \quad (143)$$

$$\sigma_{\Pi}=1,35 \text{ МПа} \quad (144)$$

Напряжение в материале шин от взаимодействия фаз определяется по формуле:

$$\sigma_{\Phi}=\sqrt{3} \times 10^{-8} \times (I_2 \times i_{\text{уд}}^2) / a \times W_{\Phi} \quad (145)$$

$$W_{\Phi}=(b \cdot h^2) / 3 \quad (146)$$

$$\sigma_{\Phi}=0,244 \text{ МПа}$$

Найдем расчетное значение напряжения в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}}=\sigma_{\Phi}+\sigma_{\Pi} \quad (147)$$

$$\sigma_{\text{расч}}=1,6 < 75 \text{ МПа}$$

Следовательно, шины механически прочны.

Сборные шины и ответвления от них к электрическим аппаратам (ошиновка) 10 кВ из проводников прямоугольного или коробчатого профиля крепятся на опорных полимерных изоляторах.

Расчётный ток продолжительного режима:

$$I_{\text{max}}=\frac{S_{\Sigma \text{РП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}; \quad (148)$$

$$I_{\text{max}}=\frac{25,084}{\sqrt{3} \cdot 10,5}=294,5 \text{ А.}$$

Выбираем сечение шин по допустимому току. Принимаем однополюсные шины прямоугольного сечения 30•4 мм², марки АДО.

По условию нагрева в продолжительном режиме шины проходят:

$$I_{\max} = 294.5 \text{ A} \leq I_{\text{доп}} = 365 \text{ A}.$$

Проверка на термическую стойкость:

Минимальное сечение по условию термической стойкости:

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (149)$$

где C – для алюминиевых шин $C = 95$.

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{51.441 \cdot 10^3}}{95} = 2.387 \text{ мм}^2.$$

Шины термически стойкие.

Проверяем шины на механическую стойкость. Определяем пролет l при условии, что частота собственных колебаний будет 200 Гц. Но перед этим найдем момент инерции. Если шины расположены плашмя, а полосы в пакете жёстко связаны между собой, то момент инерции:

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12}, \quad (150)$$

Длина пролета находится по формуле:

$$l \leq \sqrt{\frac{173.2}{200}} \cdot \sqrt{\frac{0.9}{3}} = 0.689 \text{ м}.$$

Напряжение в материале шины, возникающее при воздействии изгибающего момента.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{i_{\text{уд}}^2 \cdot l^2}{a \cdot W},$$

где a – расстояние между фазами;

W – момент сопротивления.

Если шины расположены плашмя, то момент сопротивления определяется по формуле:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}; \quad (151)$$

$$a = 2 \cdot (b + h) \cdot 10^{-2}; \quad (152)$$

$$W = \frac{0.4 \cdot 3^2}{6} = 0.6 \text{ см}^2;$$

$$a = 2 \cdot (3 + 0.4) \cdot 10^{-2} = 0.211 \text{ м.}$$

Напряжение в материале шины равно:

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \cdot \frac{(5.131 \cdot 10^3)^2 \cdot 0.689^2}{0.211 \cdot 0.6} = 1.708 \text{ МПа.}$$

Так как допустимое напряжение для данного сплава $\sigma_{\text{доп}} = 40$ МПа, то механическая прочность шин будет обеспечена. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 23 – Сопоставление расчётных и каталожных данных [15]

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$I_{\text{max}} = 2027 \text{ А}$	$I_{\text{доп}} = 2730 \text{ А}$	$2730 \geq 2027$
$\sigma_{\text{расч}} = 1.708 \text{ МПа}$	$\sigma_{\text{доп}} = 40 \text{ МПа}$	$40 \geq 1.708$
$q_{\text{min}} = 2,388 \text{ мм}^2$	$q = 300 \text{ мм}^2$	$300 \geq 2,388$

7.8 Выбор и проверка изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{\text{расч}}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{\text{разр}}$, приводимой в паспортных данных на

изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (153)$$

$$F_{расч} = 0,6F_{разр} = F_{доп}. \quad (154)$$

Выбираем опорные изоляторы ИОСПК-2-10,5/75-II-УХЛ1 с допустимой силой на изгиб (Н):

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 2000 = 1200$$

Высота изолятора равна:

$$H_{из} = 215 \text{ мм.}$$

Изолятор необходимо проверить на механическую прочность:

Максимальная сила, действующая на изгиб (Н):

$$F_{расч} = f \cdot L \quad (155)$$

$$F_{расч} = 209,448 \cdot 1,2 = 251,386$$

Так как допустимая сила меньше расчетной, то изолятор может быть принят к установке.

Выбор опорных изоляторов

Опорные изоляторы выбираются по напряжению, роду установки и допускаемой механической нагрузке.

Расчетная нагрузка на изолятор $F_{расч}$ в многопролетной шинной конструкции определяется расчетной нагрузкой шин на один пролет. Согласно ПУЭ расчетная нагрузка не должна превышать 60% от разрушающей нагрузки $F_{разр}$, приводимой в паспортных данных на изоляторы, и должны соблюдаться следующие условия при выборе изоляторов:

$$U_{уст} \leq U_{ном}, \quad (156)$$

$$F_{расч} = 0.6 F_{разр} = F_{доп}.$$

где - $F_{разр}$ - разрушающая нагрузка на изгиб, [6, с. 227, табл. 4.3];

Условие $F_{расч} < F_{доп}$ выполняется, следовательно выбранный изолятор подходит к применению. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 24 – Сопоставление расчётных и каталожных данных [15]

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 10 \text{ В}$	$U_n = 10 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{расч} = 14.882 \text{ Н}$	$F_{доп} = 2400 \text{ Н}$	$F_{доп} \geq F_{расч}$

Выбор проходных изоляторов

Выбираем изолятор ИП6/630 - 7,5УХЛЗ, $I_{max} = 294.5 \text{ А}$, $F_{разр} = 7500 \text{ Н}$

Максимальная сила, действующая на изгиб.

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{a} 1 \cdot (i_{уд})^2; \quad (157)$$

$$F_{расч} = 0.5 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7}}{0.211} 0.689 \cdot (5.131 \cdot 10^3)^2 = 7.441 \text{ Н}.$$

Допустимая нагрузка изолятора:

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 7500 = 4500 \text{ Н}.$$

Условие $F_{расч} < F_{доп}$ выполняется, следовательно выбранный изолятор подходит к применению. Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 25 – Сопоставление расчётных и каталожных данных [15]

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 10 \text{ В}$	$U_n = 10 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$F_{\text{расч}} = 7,441 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} = 2400 \text{ Н}$	$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$
$I_p = 2,027 \text{ А}$	$I_n = 630 \text{ А}$	$I_n \geq I_p$

7.9 Выбор трансформатора собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанции приведены в таблице.

Таблица 26 – Потребители собственных нужд [15]

Вид потребителя	Установленная мощность		tg φ	Нагрузка	
	ед. кВт × кол-во	всего, кВт		P _{уст} , кВт	Q _{уст} , кВар
1	2	3	4	5	6
Охлаждение трансформатора ТДН -25000/110	2×1	2	0,62	2	1,24
подогрев выключателей ВГТ -110	3×15,8	47,4	0	47,4	
Подогрев приводов разъединителей	1×8	8	0	8	
ЗРУ 10 кВ	1×5	5	0	5	
ОПУ	1×60	60	0	60	
Освещение ОРУ 110 кВ	2	2	0	2	
Позарядно-зарядный агрегат	2×32	64	0	64	
Подогрев шкафов КРУ	1×10	18	0	18	
Итого				206,4	2,17

Найдем мощность трансформатора собственных нужд по формуле:

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} \text{ кВ} \quad (133)$$

$$S_{TCH} = 0,8 \cdot \sqrt{206,4^2 + 2,17^2} = 165,608 \text{ кВ}$$

Принимаем два трансформатора ТМ – 250 – 10У1, с коэффициентом загрузки при отключении одного 1,144.

Выбор предохранителей для трансформатора СН

Для защиты трансформатора СН примем следующий тип предохранителя: ПКТ-101-10-25-31.5У1.

$$I_{\max} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А.}$$

Сравнение каталожных и расчетных данных приведено в таблице.

Таблица 27 – Сопоставление расчётных и каталожных данных [15]

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_p = 10 \text{ В}$	$U_n = 10 \text{ В}$	$U_p \geq U_n$
$I_{\max} = 14,43 \text{ А}$	$I_n = 25 \text{ А}$	$I_{\max} \geq I_p$
$I_{кз} = 4,446 \text{ А}$	$I_{откл} = 31500 \text{ А}$	$I_{откл} \geq I_{кз}$

8 ЗАЗЕМЛЕНИЕ ГПП

Определение параметров контура заземления

1) По заданному составу грунта используя (РД таблица П 15.1) определим удельное сопротивление каждого слоя.

- для первого слоя грунта:

$$\rho_1 = 50 \text{ Ом}\cdot\text{м};$$

- для второго слоя грунта:

$$\rho_2 = 30 \text{ Ом}\cdot\text{м}.$$

2) Расчет контура сетки заземлителя, расположенного с выходом за границы оборудования на 1,5 м (для того чтобы человек при прикосновении к оборудованию не смог находиться за пределами заземлителя). Геометрические размеры подстанции принимаем исходя из публичной кадастровой карты.

$$A = 184 \text{ м}; B = 150 \text{ м}.$$

Тогда площадь, используемая под заземлитель:

$$S = (A + 2 \cdot 1.5) \cdot (B + 2 \cdot 1.5) \text{ м}^2; \quad (158)$$

$$S = (184 + 3) \cdot (150 + 3) = 28611 \text{ м}^2;$$

3) Принимаем диаметр горизонтальных проводников в сетке, выполненных в виде прутков, равным мм; $d = 20$

Проверяем сечение по условиям механической прочности:

$$F_{M.П.} = \pi \cdot R^2; \quad (159)$$

$$F_{M.П.} = \pi \cdot 10^2 = 314,16 \text{ мм}^2;$$

Проверка на термическую стойкость:

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{I_{кз}^2 \cdot t_{0TKЛ}}{400 \cdot \beta}}; \quad (160)$$

где c – время срабатывания РЗ; $t_{0TKЛ} = 0,15$

$\beta = 21$ - коэффициент термической стойкости (для стали).

$$F_{T.C.} = \sqrt{\frac{12122^2 \cdot 0,15}{400 \cdot 21}} = 314,159 \text{ мм}^2;$$

4) Проверяем сечения прутка по коррозионной стойкости:

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (160)$$

$$S_{CP} = a_k \cdot \ln^3 T + b_k \cdot \ln^2 T + c_k \cdot \ln T + \alpha_k; \quad (162)$$

$$S_{CP} = 0,0026 \cdot \ln^3 240 + 0,00915 \cdot \ln^2 240 - 0,0104 \cdot \ln 240 + 0,0224 = 0,668$$

Коэффициенты приняты с учетом низкой коррозионности.

$$F_{КОР} = \pi \cdot S_{CP} \cdot (d + S_{CP}); \quad (163)$$

$$F_{КОР} = 3,14 \cdot 0,668 \cdot (12 + 0,668) = 26,57 \text{ мм}^2;$$

Сечение горизонтальных проводников должно удовлетворять условию:

$$F_{M.II} \geq F_{\min} = F_{КОР} + F_{T.C.}; \quad (164)$$

$$F_{КОР} + F_{T.C.} = 26,57 + 253,546 = 280,11 \text{ мм}^2;$$

$314,159 \geq 280,11$ - условие выполняется, следовательно оставляем выбранный диаметр прутка.

5) Для II климатической зоны толщина слоя сезонных изменений грунта равна 2 м, глубина заложения верхнего конца вертикального прутка 0,8 м; диаметр вертикального прутка 12 мм, длина 5 м.

6) Принимаем расстояние между полосами сетки: м. Тогда $l_{II-II} = 9$

общая длина горизонтальных полос в сетке:

$$L_T = (A + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(B + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}} + (B + 2 \cdot 1,5) \cdot \frac{(A + 2 \cdot 1,5)}{l_{\Pi-\Pi}}; \quad (165)$$

$$L_T = (184 + 3) \cdot \frac{(150 + 3)}{9} + (150 + 3) \cdot \frac{(184 + 3)}{9} = 9367 \text{ м.}$$

Количество горизонтальных полос по стороне А:

$$n_T(A) = \frac{A + 3}{l_{mn}}; \quad (166)$$

$$n_T(A) = \frac{184 + 3}{9} = 31,667;$$

Количество горизонтальных полос по стороне В:

$$n_T(B) = \frac{B + 3}{l_{mn}}; \quad (167)$$

$$n_T(B) = \frac{150 + 3}{9} = 25,5;$$

Общее количество горизонтальных полос:

$$n_z = n_z(A) + n_z(B); \quad (168)$$

$$n_z = 31,667 + 25,5 = 56,667;$$

Принимаем 57.

7) Определяем количество вертикальных электродов.

Принимаем:

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

m - расстояние между вертикальными электродами. $a = 12$

Тогда количество вертикальных электродов:

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

$$n_B = \frac{4 \cdot \sqrt{28611}}{12} = 56,383;$$

Принимаем . $n_B = 56$

8) Вычисляем стационарное сопротивление заземлителя:

$$R_C = \rho \cdot \left(\frac{A}{\sqrt{S}} + \frac{1}{L_T + n_B \cdot l_B} \right), \quad (170)$$

где - коэффициент подобия, принимается по ЭТС (с.303) для принятой длины вертикальных электродов 5 м и зависит от отношения: A

$$\frac{l_B}{\sqrt{S}} = \frac{5}{\sqrt{28611}} = 0,03;$$

Принимаем $A=0,4$.

9) Определяем стационарные сопротивления заземлителя:

$$R_{C1} = 50 \cdot \left(\frac{0,4}{169,15} + \frac{1}{9367 + 56 \cdot 5} \right) = 0,12 \text{ Ом};$$

10) Находим импульсные коэффициенты:

$$\alpha_u = \sqrt{\frac{1500 \cdot \sqrt{S}}{(\rho + 320) \cdot (I_m + 45)}}, \quad (171)$$

$$\alpha_{u1} = \sqrt{\frac{1500 \cdot 169,15}{(50 + 320) \cdot (60 + 45)}} = 2,556$$

11) Определяем импульсное сопротивление заземлителя:

$$R_u = R_C \cdot \alpha_u; \quad (172)$$

$$R_{z1} = 0,12 \cdot 2,556 = 0,301 \text{ Ом}$$

Сопротивление заземлителя растеканию тока согласно требованиям ПУЭ должно быть не более 0.5 Ом. Так как $0,497 < 0.5$, то делаем вывод о том, что тип заземлителя подобран правильно.

9 МОЛНИЕЗАЩИТА ГПП

Надежность защиты электрических станций и подстанций от грозовых перенапряжений должна быть значительно выше надежности грозозащиты линий электропередачи. Это определяется значительно большим ущербом от грозовых перенапряжений на подстанциях, чем на линиях. Внутренняя изоляция силовых трансформаторов и другого подстанционного оборудования имеет меньшие запасы электрической прочности по сравнению с изоляцией линии и не обладает свойством самовосстановления после погасания дуги грозового перекрытия [28].

Защита оборудования подстанций от прямых ударов молнии обеспечивается стержневыми молниеотводами. Кроме того, необходима защита от волн, возникающих на отходящих от подстанции линиях при ударах молнии в провода или опоры этих линий.

Защита от набегающих волн основана на выборе ОПН или разрядников с подходящими защитными характеристиками, выборе их числа и места установки, а также усилении защиты подходов линий для снижения числа набегающих волн с большой крутизной напряжения на фронте.

9.1 Защита ГПП от прямых ударов молнии

Для выбора необходимого числа и места расположения молниеотводов на территории подстанции необходимо знать зоны защиты молниеотводов. Зоной защиты называется та часть пространства около молниеотвода, в которой вероятность прорыва молнии в защищаемый объект не превосходит 0,05 или 0,005 относительно вероятности попадания молнии в случае отсутствия молниеотвода.

Нормируется два вида зон:

Зона А- с надежностью не менее 0,995 и кВ; $U \leq 500$

Зона Б- с надежностью не менее 0,95 и кВ $U \geq 500$

Для защиты от прямого удара молнии применяются стержневые молниеотводы, тросовые молниеотводы, а также молниезащитные сетки и металлические кровли.

Рассчитывается зона защиты типа А с надежностью не менее 0,995 и кВ, так как расчет ведется для ОРУ 110 кВ. $U \leq 500$

Принимается высоту молниеотвода:

$$h = 30 \text{ м};$$

Расстояния между молниеотводами:

$$L_{M12} = L_{M56} = 50 \text{ м};$$

$$L_{M23} = L_{M45} = 29,877 \text{ м};$$

$$L_{M34} = 24,069 \text{ м};$$

$$L_{M16} = 46,271 \text{ м}.$$

Эффективная высота молниеотвода:

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot h, \quad (173)$$

$$h_{\text{эф}} = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м}$$

Радиус зоны защиты на уровне земли:

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot h \cdot h, \quad (174)$$

$$r_0 = 1,1 - 0,002 \cdot 30 \cdot 30 = 31,2 \text{ м},$$

Радиус внешней зоны при условии : $h < L_m < 2 \cdot h$

$$r_{C0} = r_0 = 31,2 \text{ м}; \quad (175)$$

Наименьшая высота внутренней зоны защиты на уровне земли в середине пролета между молниеотводами:

$$h_{c.r} = h_{эф} - (0.17 + 0.0003 \cdot h) \cdot (L_M - h), \quad (176)$$

$$h_{c.r.12} = h_{c.r.56} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (50 - 30) = 21,92 \text{ м};$$

$$h_{c.r.23} = h_{c.r.45} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (29,877 - 30) = 25,522 \text{ м};$$

$$h_{c.r.34} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (24,069 - 30) = 26,562 \text{ м};$$

$$h_{c.r.16} = 25,5 - (0.17 + 0.0003 \cdot 30) \cdot (46,271 - 30) = 22,587 \text{ м};$$

Радиус зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = r_0 \left(1 - \frac{h_{лн}}{h_{эф}} \right), \quad (177)$$

$$r_x = 31,2 \cdot \left(1 - \frac{16,7}{25,5} \right) = 10,77 \text{ м}$$

где – высота линейного портала $h_{лн}$

$$h_{лн} = 16,7 \text{ м} - \text{для 220 кВ}. \quad (178)$$

Половина ширины внутренней зоны защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_{cx} = r_{c0} \cdot \left(\frac{h_{cз} - h_{лн}}{h_{cз}} \right), \quad (179)$$

$$r_{cx12} = 31,2 \cdot \left(\frac{26,562 - 16,7}{12,08} \right) = 11,584 \text{ м},$$

Результаты расчёта зон защит молниеотводов сведены в таблицу.

9.2 Выбор ОПН

Нелинейный ограничитель перенапряжений (ОПН) - защитный аппарат, который содержит последовательно или последовательно-

параллельно соединенные варисторы и не имеет искровых промежутков. Варистор - часть ограничителя перенапряжений, которая при рабочем напряжении промышленной частоты обладает большим сопротивлением, при перенапряжениях - малым сопротивлением, благодаря высоконелинейной вольтамперной характеристике.

Основная классификация ОПН производится по номинальному разрядному току и по группе разрядного тока, характеризующей энергопоглощающую способность ОПН при воздействии импульса большой длительности – прямоугольный импульс длительностью 2 мкс.

$$U_{н.р.110} = 252 \text{ кВ}. \quad (180)$$

Далее по графику находим коэффициент K_B , учитывающий увеличение величины допустимого напряжения за счет сокращения кратности воздействия на ОПН исходя из условий теплового баланса. При $\tau = 0,5 \text{ с}$, он имеет значение, равное 1,48 [7].

Расчетная величина длительного допустимого напряжения на ограничителе определяется по формуле:

$$U_{р.н.р.} = \frac{U_{н.р.}}{K_B}, \quad (181)$$

$$U_{р.н.р.110} = \frac{115}{1,48} = 77,70 \text{ кВ}.$$

Таблица 28 – Выбор ОПН

Тип ОПН	$U_{нр}$, кВ	$I_{ном}$, кА	$U_{ост к}$, при коммут.имп.то ка 500(1000) А, кВ	$U_{ост г}$, при.имп.тока 5(10) кА, кВ	$I_{ВБ}$, кА	Э, кДж Полная энергоёмкость
ОПН- 110/176/10/ 850 (II)	176	10	446 (463)	526 (564)	40	550

Для исключения взрывного разрушения покрышки ОПН при его внутренних повреждениях необходимо, чтобы нормируемый ток взрывобезопасности ограничителя $I_{ВБ}$ на 15-20 % превышал наибольший ток короткого замыкания в точке подключения ограничителя [8].

$$I_{ВБ} \geq (1.15 - 1.20) I_{КЗ} , \quad (182)$$

$$40 \geq 15,53 \text{ кА}$$

$$40 \geq 3,546 \text{ кА}$$

$$40 \geq 8,081 \text{ кА}$$

ОПН обеспечивает защиту от коммутационных перенапряжений, если остающееся напряжение ограничителя при воздействии коммутационного импульса тока $U_{ост\ к}$ меньше испытательного напряжения коммутационного импульса для защищаемого электрооборудования $U_{ки}$ с запасом 15-20 % [8]:

$$U_{ост\ к} \leq \frac{U_{ки}}{(1.15 - 1.20)} . \quad (183)$$

Для электрооборудования 6-220 кВ нормируются одноминутные испытательные напряжения частоты 50 Гц ($U_{исп50}$). Для 10 кВ $U_{исп50} = 85$ кВ, , для 110 кВ $U_{исп50} = 325$ кВ.

Переход от испытательного напряжения $U_{исп50}$ к выдерживаемому изоляцией электрооборудования уровню коммутационных перенапряжений осуществляется по формуле [8]:

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{исп50} , \quad (184)$$

где $K_{и}$ - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при действии короткого импульса, по сравнению с испытательным одноминутным воздействием. Для трансформаторов и электрических машин $K_{и}=1.35$;

K_K - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействия перенапряжений и возможное старение изоляции. Для трансформаторов и электрических машин $K_K=0.9$.

$$U_{KH.6} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,05 \text{ кВ},$$

$$88,4 \leq \frac{146,05}{1,20} \text{ кВ},$$

$$88,4 < 121,711 \text{ кВ}.$$

$$U_{KH.110} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 325 = 558,438 \text{ кВ},$$

$$446 \leq \frac{558,438}{1,20} \text{ кВ},$$

$$446 < 465,365 \text{ кВ}.$$

Удельная энергоёмкость выбранного ограничителя определяется по формуле:

$$\mathcal{E}^* = \frac{\mathcal{E}}{U_{ном}} ; \tag{185}$$

$$\mathcal{E}_{35}^* = \frac{115,8}{27,5} = 3,309 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует третьему классу энергоёмкости.

$$\mathcal{E}_{110}^* = \frac{550}{110} = 5 \text{ кДж/кВ}.$$

Выбранный ОПН соответствует второму классу энергоёмкости.

Таким образом, выбранные ограничители перенапряжений соответствуют всем условиям выбора и проверки.

10 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ДРЕВЕСНЫХ ПЕЛЛЕТ

10.1 Разработка схемы внутреннего электроснабжения

Наибольшее распространение имеют смешанные (комбинированные) схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем и пригодные для любой категории электроснабжения. В смешанных схемах от главных питающих магистралей и их ответвлений ЭП питаются через РЩ или ШРА в зависимости от расположения оборудования.

В качестве главной магистрали выбираем комплектный магистральный шинопровод марки ШМА4УЗ с номинальным током 1600 А, длиной 97 м.

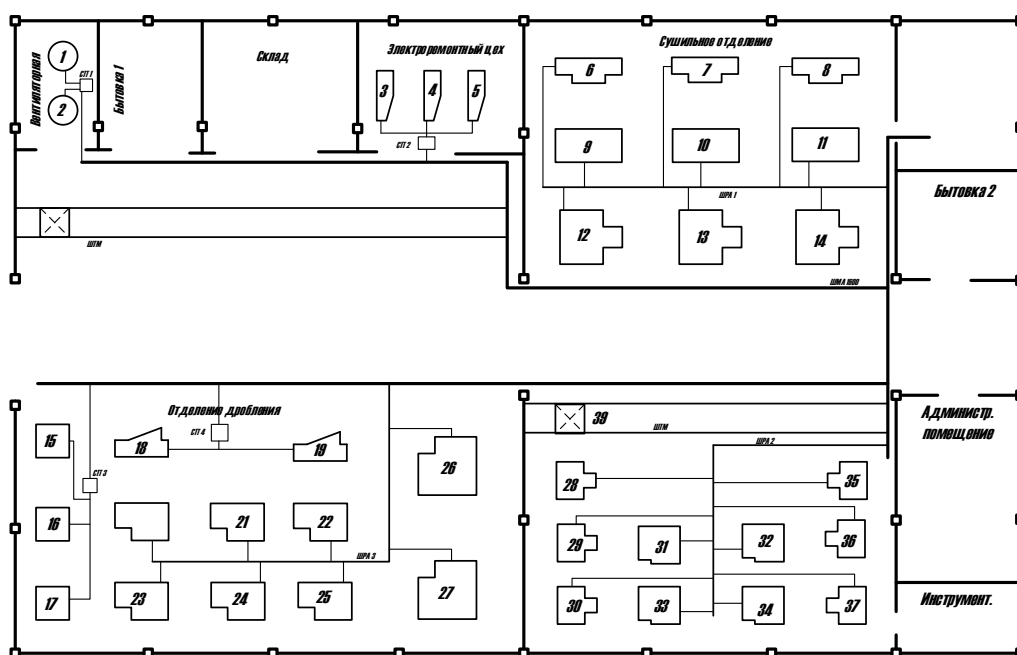


Рисунок 8 - Первый вариант схемы электроснабжения электроремонтного цеха

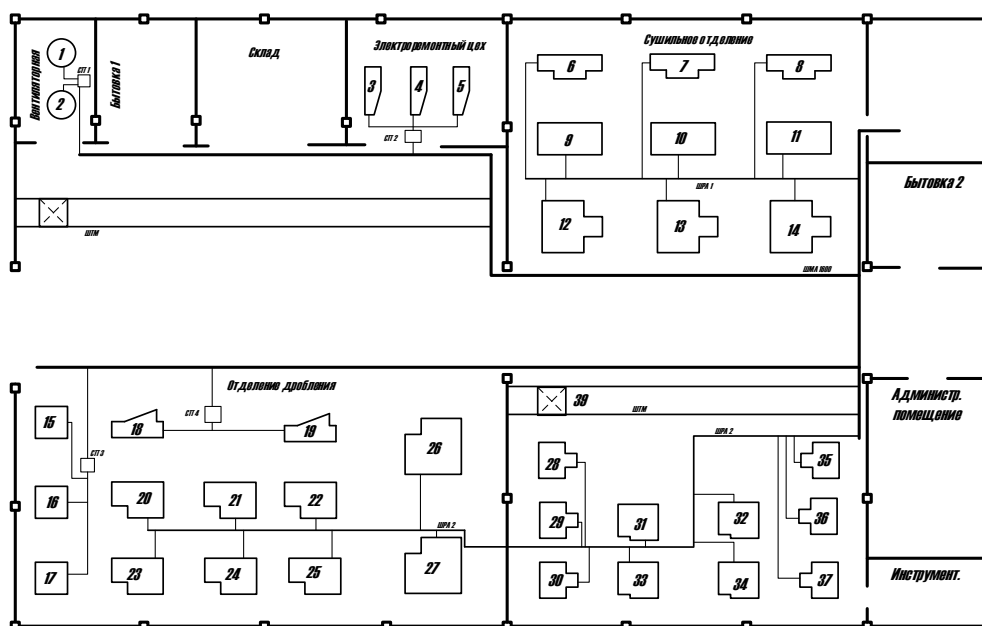


Рисунок 9 - Второй вариант схемы электроснабжения электроремонтного цеха

10.2 Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно решается вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть 0,4 кВ.

Число трансформаторов на КТП явно меньше или равно трем, следовательно, мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_p = \frac{P_p}{K_3 \cdot N}; \quad (186)$$

где P_p - активная расчетная нагрузка, полученная по методу коэффициента расчетной нагрузки (первый этап) МВт;

N - число трансформаторов,

K_3 - коэффициент загрузки трансформаторов, 0,75.

Определяется наибольшая реактивная мощность, которую выгодно передать через трансформаторы с сеть 0,4 кВ:

$$Q_T = \sqrt{(Kz \cdot N_T \cdot S_{ном.т})^2 - P_p^2} \quad (187)$$

Определяется суммарная мощность низковольтных компенсирующих устройств по первому этапу:

$$Q_{нкy1} = Q_p - Q_T \quad (188)$$

где Q_p - реактивная нагрузка полученная по методу коэффициента расчетной нагрузки (первый этап).

Если $Q_{нкy1} < 0$, то первому этапу установка компенсирующих устройств не требуется, тогда $Q_{нкy1} = 0$.

Выбор суммарной мощности НКУ по второму этапу (т. е по этапу снижения потерь электроэнергии в трансформаторе или распределительных сетях)

$$Q_{нкy2} = Q_p - Q_{кy1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_{ном.т} \quad (189)$$

где γ - расчетный коэффициент определяется в зависимости от схемы питания КТП и дополнительных показателей K_1 и K_2 . Коэффициент отвечает за оптимальное значение потерь в распределительной сети. K_1 - коэффициент зависящий от удельных приведенных затрат на КУ напряжением до 1 кВ и выше 1 кВ. K_2 - коэффициент определенный схемой сети.

Если $Q_{нкy1} < 0$, то $Q_{нкy1} = 0$.

Определение суммарной мощности НКУ и выбор фактических мощностей компенсирующих устройств.

$$Q_{нкy\Sigma} = Q_{нкy1} + Q_{нкy2} \quad (190)$$

Произведем выбор числа и мощности трансформаторов КТП на примере котельного цеха.

$$S_p = \frac{480}{0,75 \cdot 2} = 320 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Итак, число трансформаторов мощностью 400 кВ·А на КТП равно двум.

Определяем наибольшую реактивную мощность, которую выгодно передать через трансформаторы с сеть 0,4 кВ:

$$Q_m = \sqrt{(0,75 \cdot 2 \cdot 400)^2 - 480^2} = 360 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Определяем суммарную мощность низковольтных компенсирующих устройств по первому этапу:

$$Q_{нк\upsilon 1} = 422 - 360 = 62 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Выбираем суммарную мощность НКУ по второму этапу (т. е по этапу снижения потерь электроэнергии в трансформаторе или распределительных сетях):

$$Q_{нк\upsilon 2} = 422 - 62 - 0,34 \cdot 2 \cdot 400 = 88 \text{ кВ} \cdot \text{Ар},$$

Суммарная мощность НКУ равна:

$$Q_{нк\upsilon \Sigma} = 62 + 88 = 150 \text{ кВ} \cdot \text{Ар}.$$

Для компенсации реактивной мощности комплектные конденсаторные установки типа УК-0,38-50 УЗ.

Результаты расчета приведены в таблице.

Таблица 29 - Выбор числа и мощности трансформаторов КТП

Номер на плане	P_p , кВт	Q_p , кВ·Ар	S_T , кВ·А	N_T	K_2/K_1	γ	$Q_{нк\upsilon \Sigma}$, кВ·Ар	$Q_{нк\upsilon \text{факт}}$, кВ·Ар
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2016	1250	1600	2	10/9	0,28	354	1×324

1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	3740	1234	2500	2	16/9	0,23	960	2×450
3	2550	1224	2500	2	16/9	0,23	74	1×75
4	960	460	1000	2	7/9	0,35	0	0
5	216	287	250	2	4/9	0,37	102	2×50
6	270	359	250	2	4/9	0,37	244	1×216
7	600	288	630	2	7/9	0,35	0	0
8	119	39	250	1	4/9	0,37	0	0
9	480	360,3	400	2	4/9	0,37	88	2×50

10.3 Выбор и проверка кабельных линий напряжением 10 кВ

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

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_{\text{наиб}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} \quad (191)$$

Далее определяется длительно допустимый ток для КЛ по выражению:

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп. табл.}} \cdot K_1 \cdot K_2, \quad (192)$$

где K_1 - коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в земле, $K_1=0,9$;

K_2 - коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля, $K_2=1,11$.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-10 кВ:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{наиб}} \quad (193)$$

Выбор сечений кабелей

Проведем расчет на примере магистрали ГПП-ТП2-ТП1.

$$I_{\text{наиб}} = \frac{33,79}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,25 \text{ кА},$$

$$I_{\text{доп}} = 263 \cdot 0,9 \cdot 1,11 = 262,737 \text{ А}.$$

Итак, для магистрали ГПП-ТП2-ТП1 выбираем кабель марки АПвП (алюминиевая жила изоляция из сшитого полиэтилена, оболочка из полиэтилена) сечением 95 мм².

Результаты расчета сведены в таблицу.

Таблица 30 - Результаты расчета

Линия	P _p , МВт	Q _p , МВ·Ар	I _p , А	I _{доп} , А	Марка и сечение кабеля
1	2	3	4	5	6
Первый вариант схемы					
ГПП-ТП1-ТП4	3,03	1,646	199	240	АПвП (3×70)
ГПП-ТП2	4,032	2,5	274	329	АПвП (3×150)
ГПП-ТП3-ТП8	4,34	1,522	266	329	АПвП (3×150)
ГПП-ТП5	4,8	2,3	307	329	АПвП (3×150)
ГПП-ТП6-ТП7- ТП9	0,605	0,685	53	195	АПвП (3×50)
Второй вариант схемы					
ГПП-ТП1	0,48	0,422	37	195	АПвП (3×50)
ГПП-ТП2	4,032	2,5	274	329	АПвП (3×150)
ГПП-ТП4	2,55	1,224	163	195	АПвП (3×50)
ГПП-ТП5	4,8	2,3	307	329	АПвП (3×150)
ГПП-ТП8-ТП7	4,61	1,881	287	329	АПвП (3×150)
ГПП-ТП6-ТП9	301	315	25	195	АПвП (3×50)

Проверка сечений линии 10 кВ

Проверка сечений КЛ 10 кВ на термическую стойкость осуществляется следующим образом. Определяется термически стойкое к токам КЗ минимально допустимое сечение, мм²:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\text{кз}}}}{C}, \quad (194)$$

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

C - температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева жил кабеля, значения которого приведены в табл.3.4 [8] и принимается для алюминиевых жил 95 А·с^{1/2}/мм².

Тепловой импульс определяется по формуле:

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (195)$$

где $I_{\text{к}}$ - ток трехфазного короткого замыкания, принимается равным в соответствии с условием 25 кА;

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

T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ.

Постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ находится по формуле:

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{314 \cdot r_{\Sigma}} \quad (196)$$

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

Таблица 31 - Проверка сечений кабелей

Линия	Сечение кабеля, мм ²	Индуктивное сопротивление x_{Σ} , Ом/км	Активное сопротивление r_{Σ} , Ом/км	T_a	Тепловой импульс W_k , кА ² ·с	Минимальное сечение F_{min} , мм ²
ГПП-ТП1-ТП4	(3×70)	0,177	0,443	0,0013	2,904	64,9
ГПП-ТП2	(3×150)	0,164	0,206	0,0025	2,904	65,7
ГПП-ТП3-ТП8	(3×150)	0,164	0,206	0,0025	2,904	65,7
ГПП-ТП5	(3×150)	0,164	0,206	0,0025	2,904	65,7
ГПП-ТП6-ТП7-ТП9	(3×50)	0,184	0,641	0,0009	2,904	65,7

Выбранные сечения кабелей на всех участках схемы электроснабжения 10 кВ, кроме магистрали ГПП-ТП6-ТП7-ТП9 выше минимального сечения по условию термической стойкости к току КЗ на шинах 10 кВ равного 25 кА. На магистрали ГПП-ТП6-ТП7-ТП9 увеличиваем сечение кабеля, принимаем кабель сечением (3×70).

10.4 Конструктивное исполнение схемы внутреннего электроснабжения

Электрическая сеть цеха выполнена шинопроводами и кабельными линиями. Магистральные сети выполнены закрытыми шинопроводами. Такой шинопровод называют комплектным, так как он поставляется в виде отдельных сборных секций, которые представляют собой три или четыре шины, заключенные в оболочку и скрепленные самой оболочкой или изоляторами - клещами.

Для выполнения прямых участков линий служат прямые секции, для поворотов - угловые. Соединение секций на месте монтажа выполняется сваркой, болтовыми или штепсельными соединениями. Магистральные

шинопроводы крепят на высоте 3-4 метра над полом помещения на кронштейнах или специальных стойках. Это обеспечивает небольшую длину спусков к распределительным магистралям. Отдельные приемники подключают к ШРА через ответвительные коробки или кабелем проложенным в металлорукавах.

Присоединение ШРА к ШМА осуществляется кабельной перемычкой, соединяющей вводную коробку ШРА с ответвительной секцией ШМА.

Крепление ШРА выполняется на стойках на высоте 1,5 м над полом.

10.5 Выбор и проверка оборудования КТП

Выбор предохранителей

Плавкие предохранители выбирают по условиям:

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq I_{\text{НОМЭП}} \quad (197)$$

$$I_{\text{НОМВСТ}} \geq \frac{I_{\text{ПУСК}}}{2,5}, \quad (198)$$

где $I_{\text{НОМ. ВСТ}}$ - номинальный ток плавкой вставки, А;

$I_{\text{НОМ. ЭП}}$ - номинальный ток отдельного ЭП, А;

$I_{\text{ПУСК}}$ - пусковой ток ЭП.

$$I_{\text{ПУСК}} = K_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМЭП}} \quad (199)$$

где $K_{\text{П}}$ - кратность пуска, равная 5.

Выберем предохранители на примере ленты подачи 9...11, номинальная мощность равна 15 кВт и коэффициент мощности равен 0,6.

Пусковой ток двигателя зубофрезерного станка определяется по формуле

$$I_{\text{ПУСК1}} = 5 \cdot 39,2 / 2,5 = 78,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{НОМ. ВСТ}} > I_{\text{НОМ1}} 80 > 78,4 \quad (200)$$

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

Произведем расчет для других групп электроприёмников на напряжение 380 В.

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

Таблица 32 - Выбор предохранителей

Номер на плане	Наименование ЭП	$P_{\text{ном}}$, кВт	$I_{\text{ном}}$, А	Пусковой ток, А	Ток плавкой вставки, А	Марка предохранителя
1	2	3	4	5	6	7
1. .2	вентиляторы	48	100,4	200,8	250	ПН2 - 250
3...5	дробилка	10	31,4	62,8	63	ПН2 - 100
6...8	сушка	12	21,4	42,8	63	ПН2 - 100
9...11	лента подачи	15	27,8	55,6	80	ПН2 - 100
12...14	прес	4	7,4	14,8	40	ПН2 - 100
15...17	заточные станки	3	5,56	11,12	40	ПН2 - 100
18...19	сверлильные станки	3,2	5,9	11,8	40	ПН2 - 100
20...25	токарные станки	9	16,7	33,4	50	ПН2 - 100
26...27	плоскошлифовальные станки	8,5	15,7	31,4	50	ПН2 - 100
28...30	строгальные станки	12,5	23,15	46,3	80	ПН2 - 100
31...34	фрезерные станки	9,5	17,6	35,2	50	ПН2 - 100
35...37	расточные станки	11,5	21,3	42,6	63	ПН2 - 100

Проверка предохранителей Проверка по согласованию выбранной вставки с сечением выбранного кабеля осуществляется по условию:

$$I_B < 3 \cdot I_{\text{дл. доп}}, \quad (201)$$

где I_B - номинальный ток плавкой вставкой, А;

$I_{\text{дл. доп}}$ - длительно допустимый ток, А.

Проверка по согласованию теплового расцепителя с сечением выбранных элементов сети для вариантов представлены в таблице.

Таблица 33 - Проверка плавких вставок предохранителей

№ ЭП по списку	Ток номинальный, А	Ток плавкой вставки, А	Марка предохранителя	Длительно допустимый ток, А	$I_B < 3 \cdot I_{дл. доп}$
1..2	100,4	250	ПН2 - 250	102	$250 < 306$
3...5	31,4	63	ПН2 - 100	31	$63 < 93$
6...8	31,4	63	ПН2 - 100	31	$63 < 93$
9...11	39,2	80	ПН2 - 100	40	$80 < 120$
12...14	10,5	40	ПН2 - 100	31	$40 < 93$
15...17	7,8	40	ПН2 - 100	31	$40 < 93$
18...19	8,4	40	ПН2 - 100	31	$40 < 93$
20...25	23,5	50	ПН2 - 100	31	$50 < 93$
26...27	22,2	50	ПН2 - 100	31	$50 < 93$
28...30	32,7	80	ПН2 - 100	31	$80 < 93$
31...34	24,8	50	ПН2 - 100	31	$50 < 93$
35...37	30,07	63	ПН2 - 100	31	$63 < 93$

Выбор автоматических выключателей

В соответствии с требованиями автоматические выключатели выбирают по условиям:

$$I_{ном. расц} > 1,2 \cdot I_p \quad (202)$$

$$I_{ср. эл.} > (1,25 \div 1,35) \cdot I_{п}, \quad (203)$$

где $I_{ном. расц}$ - номинальный ток расцепителя, А;

I_p - расчетный ток нагрузки, А;

$I_{п}$ - пиковый ток, А;

$I_{ср. эл.}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

$$I_{п} = I_p + (k_{п} - 1) \cdot I_{ном. max} \quad (204)$$

где $k_{п}$ - кратность пуска;

$I_{ном. max}$ - наибольший из токов группы ЭП, А;

I_p - расчетный ток группы ЭП, А.

Таблица 34 - Выбор автоматов для первого варианта схемы электроснабжения

Обозначение на плане	Расчетный ток, А	Пиковый ток ($I_p \cdot 1,25$), А	Ток катушки максимального расцепителя, А	Тип выключателя
ШМА	528,5	900,625	1000	ВА53-41
ШРА1	33,7	117,125	160	ВА53-39
ШРА2	39,3	111,625	160	ВА53-39
ШРА3	25,8	77,25	160	ВА53-39
СП1	184,8	471	500	ВА54-39
СП2	86,7	158,375	160	ВА53-39
СП3	21,7	42,125	160	ВА53-39
СП4	23,2	45	160	ВА53-39
ШОС	42	52,5	160	ВА53-39
ШТМ	32	165	250	ВА54-39

Таблица 35 - Выбор автоматов для второго варианта схемы электроснабжения

Обозначение на плане	Расчетный ток, А	Пиковый ток ($I_p \cdot 1,25$), А	Ток катушки максимального расцепителя, А	Тип выключателя
ШМА	528,5	900,625	1000	ВА53-41
ШРА1	33,7	117,125	160	ВА53-39
ШРА2	54,9	131,25	160	ВА53-39
СП1	184,8	471	500	ВА54-39
СП2	86,7	158,375	160	ВА53-39
СП3	21,7	42,125	160	ВА53-39
СП4	23,2	45	160	ВА53-39
ШОС	42	52,5	160	ВА53-39
ШТМ	32	165	250	ВА54-39

Для выбора одного из вариантов распределительной сети проводим технико-экономическое сравнение вариантов. Стоимость первого варианта 1152 тыс. рублей, стоимость второго варианта 1199 тыс. рублей. Итак, для дальнейшего расчета выбираем первый вариант схемы электроснабжения цеха.

Проверка выключателей

Выбранные аппараты защиты необходимо проверять по чувствительности к токам КЗ. Проверка по чувствительности к токам КЗ осуществляется по условию:

$$I^{(1)}_{кз\min} > 3 \cdot I_{ср. \text{ эл}}, \quad (205)$$

где $I^{(1)}_{кз\min}$ - минимальный ток однофазного КЗ, А;

$I_{ср. \text{ эл}}$ - ток срабатывания электромагнитного расцепителя, определяется по паспортным данным в зависимости от пределов регулирования времени срабатывания.

Выполним проверку по чувствительности в наиболее удаленных местах схемы.

Таблица 36 - Проверка автоматических выключателей по чувствительности к токам КЗ

Элемент сети	Тип выключателя	$I^{(1)}_{кз \min}$, А	$I_{ср. \text{ эл}}$, А	$I^{(1)}_{кз\min} > 3 \cdot I_{ср. \text{ эл}}$
ШРА4 250	ВА53-39	11200	160	11200 > 480
ШМА1600	ВА53-41	15200	1000	15200 > 3000
СП1	ВА54-39	10650	500	10650 > 1500
СП2	ВА53-39	10650	160	10650 > 480
СП3	ВА53-39	10650	160	10650 > 480
СП4	ВА53-39	10650	160	10650 > 480

11 ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

Капитальные вложения – расход на сооружение энергетического объекта.

Общие капитальные вложения электрической сети определяются по формуле:

$$K = K_{ПС} + K_{Л}, \quad (206)$$

где $K_{ПС}$ - капиталовложения на сооружение подстанций,

$K_{Л}$ - капиталовложения на сооружение линий электропередач.

Капиталовложения на подстанции определяются в зависимости от их номинального напряжения, схемы электрических соединений (на напряжениях 35—220кВ), типов отключающей аппаратуры на стороне высшего напряжения (выключатели, отделители в комплекте с короткозамыкателями), количества и мощности устанавливаемых трансформаторов [34].

$$K_{ГПП} = K_{пост} + K_{ору} + K_{ку} + K_{тр}, \quad (207)$$

где $K_{ору}$ - капиталовложения на сооружение распределительных устройств, тыс. р.

$K_{ку}$ - капиталовложения на установку компенсирующих устройств, тыс. р.

$K_{тр}$ - капиталовложения на покупку и монтаж силовых трансформаторов, трансформаторов собственных нужд, тыс. р.

$K_{пост}$ - постоянная часть затрат, куда входит стоимость земли, где будет установлена подстанция, благоустройство этой земли, все строительные сооружения, заземления, организация пожарной безопасности, экологическое устройство.

Капиталовложения на сооружение линий сети находятся в зависимости от их номинальных напряжений, марок проводов, материала и типа опор (одноцепные, двухцепные). Они включают в себя затраты на изыскательные работы, подготовку трассы, приобретение опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры, грозозащитных тросов, разрядников или нелинейных ограничителей перенапряжений (ОПН), приобретение кабелей, кабельных муфт, затраты на транспортировку, монтаж линии [34].

$$K_{л\text{ЭП}} = \kappa_{\text{уд}} \cdot l, \quad (208)$$

где $\kappa_{\text{уд}}$ - удельная стоимость одного километра сооружения воздушной линии, тыс. руб./км.

l - длина линии, км.

$$K_{л\text{ЭП}} = 762,09 \cdot 32,6 = 24844,26 \text{ тыс.руб}$$

$$K_{ПС} = 51625 + 299781 + 2965 + 12457 = 366828 \text{ тыс.руб}$$

$$K = 366828 + 24844,26 = 391672,26 \text{ тыс.руб}$$

Таблица 37 – Капитальные вложения

$K_{ПС}$, тыс. руб.	$K_{л\text{ЭП}}$, тыс. руб.	K , тыс. руб.
366828	24844,26	391672,26

Расчет произведен в ценах 2000 г. при коэффициенте инфляции равном 7,94.

Определение эксплуатационных издержек

Затраты на эксплуатацию и ремонт электрооборудования, определяются по выражению:

$$I_{\text{экс}} = \sum a_{\text{экс}} \cdot K, \quad (209)$$

где $a_{\text{экс}}$ - ежегодные нормы отчислений на ремонт и обслуживание сети, $a_{\text{аммс}} = 5.25\%$, $a_{\text{амвлэн}} = 0.65\%$.

$$\begin{aligned} I_{\text{экс}} &= 5,25 \cdot 366828 + 0,65 \cdot 24844,26 = 1925847 + 16148,769 \\ &= 1941995,769 \text{ тыс.руб} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления включают в себя накопление средств, необходимых для замены изношенного и морально устаревшего оборудования, стоимость капитального ремонта. Вычисляются по формуле:

Таким образом, амортизационные отчисления рассчитываются по формуле:

$$I_A = \frac{K}{T_{\text{сл}}}, \quad (210)$$

где $T_{\text{сл}}$ - срок службы оборудования, в проекте принято $T_{\text{сл}} = 20$ лет.

$$I_A = \frac{391672,26}{20} = 19583,613 \text{ тыс.руб}$$

Затраты на транспортировку электроэнергии считаются по формуле:

$$I_{\Delta W} = c_{\Delta W} \cdot \Delta W, \quad (211)$$

где $C_{\Delta W}$ - удельная стоимость потерь электроэнергии, согласно федеральной службы по тарифам на 1 января 2016 г равна 1,5 тыс. руб./Мвт·ч.

ΔW - потери электроэнергии в элементах сети, рассчитываются поэлементно.

Суммарные потери электроэнергии во всех элементах сети составляют:

$$\Delta W = 1305,7284 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

Тогда затраты на транспортировку электроэнергии составят:

$$I_{\Delta W} = 1,5 \cdot 1305,7284 = 1058,5926, \text{ тыс.руб}$$

Таблица 38 – Эксплуатационные издержки

№ п/п	Вид издержек	Значение
1	I_{AM} , тыс. руб.	19583,613
2	$I_{\Delta W}$ тыс. руб.	1058,5926

Определение среднегодовых эквивалентных расходов

Среднегодовые эквивалентные годовые расходы определяются по формуле:

$$Z_{cp} = E \cdot K + I, \quad (212)$$

где K - капиталовложения в строительство сети, тыс.руб.,

I - эксплуатационные издержки, тыс. руб.,

E - норматив дисконтирования, определяется ставкой рефинансирования, равен 10 %.

Определим среднегодовые эквивалентные годовые расходы:

$$Z_{cp} = 0,1 \cdot 391672,26 + 145454,774 = 184622 \text{ тыс.руб}$$

12 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

12.1 Выбор системы оперативного тока

Оперативный ток используется для:

1. Управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, различными автоматическими, пусковыми и другими устройствами).

2 . Управление аппаратом означает подачу команды на изменение его положения, т. е. на его включение или отключение. Команды на операции управления или регулирования подаются оперативным персоналом (вручную) или автоматическими устройствами. Соответственно различают управление ручное и автоматическое. На электростанциях и подстанциях обычно используют обе формы управления.

В первую очередь автоматизируют те процессы, где вслед за изменением состояния или режима Оборудования должна быстро (в течение секунд или долей секунды) последовать соответствующая операция управления или регулирования. Это — АПВ линий, автоматический ввод резервного питания в системе СН, автоматическое пожаротушение трансформаторов и кабельных помещений и т. д [24].

Источники оперативного тока

Существует три основных вида оперативного тока: постоянный, переменный и выпрямленный.

Источниками постоянного оперативного тока служат аккумуляторные батареи. В качестве источников переменного оперативного тока используют измерительные трансформаторы тока и напряжения, а также трансформаторы собственных нужд (ТСН).

Источниками выпрямленного оперативного тока служат силовые выпрямительные устройства и специальные блоки питания, которые

питаются переменным током от измерительных трансформаторов тока и напряжения и ТСН [17].

Выбираем постоянный оперативный ток на проектируемой ГПП

Источники постоянного тока

В электроустановках для питания оперативных цепей постоянного тока используют, как правило, кислотные аккумуляторные батареи (стационарные и переносные), а в отдельных случаях — щелочные. Наибольшее распространение имеют аккумуляторы типов СК и СН.

При исчезновении переменного тока батарея принимает нагрузки электроприемников постоянного тока, обеспечивая работу релейной защиты, устройств автоматики, телемеханики и связи и возможность включения и отключения выключателей.

Продолжительность аварийного режима принимается для средств связи и телемеханики 1—2 ч, а остальных электроприемников оперативного тока — 0,5 ч.

Распределение постоянного тока, связь зарядных и подзарядно-зарядных агрегатов с аккумуляторной батареей осуществляются через ЩПТ, на котором размещаются коммутационная аппаратура и контрольно-измерительные приборы.

Выбор аккумуляторных батарей

Срок службы аккумуляторных батарей при соблюдении всех правил эксплуатации и монтажа (в соответствии с правилами технического описания изготовителя) составляет не менее 20 лет.

Для определения типа элемента аккумуляторной батареи необходимо знать нагрузку батареи в аварийном режиме $I_{ав}$. Она складывается из нагрузки постоянно подключенных потребителей $I_{п}$ и временной нагрузки $I_{вр}$ потребителей, подключаемых в аварийном режиме. При отсутствии точной информации, в приближенных расчетах можно принимать значения постоянно включенных нагрузок для подстанций 110кВ – 30А [11].

Временную нагрузку для подстанций 110 кВ можно принять равной 70А.

$$I_{ав} = I_n + I_{ер} \cdot \quad (213)$$

$$I_{ав} = 30 + 70 = 100 \text{ А}.$$

Для аккумуляторов «HawkerGmBH» серии «Varta» тип определяют по допустимому току разряда $I_{разр}$ при получасовом (часовом) режиме разряда:

$$I_{разр} \geq 1,05 I_{ав} \cdot \quad (214)$$

$$I_{ав} = 1,05 \cdot 100 = 105 \text{ А}.$$

По таблице характеристик элементов Vartablok выбираем тип аккумуляторной батареи Vb 2305, с $I_{разр} = 222,5 \text{ А}$.

Число элементов батареи постоянное. Определяется, исходя из того, что в режиме постоянного подзаряда напряжение на щите постоянного тока должно быть не более $1,1 U_{ном}$, то есть, 242 В. А напряжение на одном элементе при этом для Vartablok равно 12 В [14].

$$n = \frac{U_{ш}}{U_{э}} \quad (215)$$

$$n = \frac{242}{12} = 20,17 \text{ эл.}$$

где n – общее число последовательных элементов.

Выбранный аккумулятор проверяется по наибольшему толчковому току:

$$I_{разр(30'')} \geq I_{m \max} \cdot \quad (216)$$

где $I_{разр(30'')}$ – разрядный ток в режиме тридцатисекундного разряда;

$I_{m \max} = I_{ав} + I_{нр}$ – максимальный толчковый ток;

I_{np} – ток, потребляемый электромагнитными приводами выключателей, включающихся в конце аварийного режима.

Учитывается одновременное включение двух выключателей на стороне НН. Ток потребляемый электромагнитом включения выключателя $I_{np} = 5 \text{ A}$.

$$I_{m \max} = 100 + 2 \cdot 5 = 110 \text{ A};$$

$$I_{\text{разр}(30^\circ)} = 650 \text{ A} \geq I_{m \max} = 110 \text{ A}.$$

Выполним проверку батареи по допускаемому отклонению напряжения на шинах в условиях наибольшего толчкового тока.

По току разряда, отнесенному к одной пластине аккумулятора:

$$I_{p(k=1)} = \frac{I_{m \max}}{k} \tag{217}$$

$$I_{p(k=1)} = \frac{110}{5} = 22 \text{ A},$$

где $k = 5$ – число положительных электродов.

Определим величину остаточного напряжения на шинах:

$$U_{ост} = U_p n, \tag{218}$$

$$U_{ост} = 1,77 \cdot 108 = 191,16 \text{ B},$$

Определим отклонение напряжения на аккумуляторах:

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{U_p n}{U_{ном}} \cdot 100\% . \tag{219}$$

$$\frac{U_{ш}}{U_{ном}} = \frac{191,16}{110} \cdot 100\% = 93,9\% .$$

Найденное значение $\frac{U_{ш}}{U_{ном}}$ сравнивается с допустимыми значениями отклонений напряжения с учетом потери напряжения в соединительных кабелях [19]. Потерю напряжения в соединительном кабеле принимаем 5%.

$$dU_{эм} = 86,9 - 5 = 81,5\%.$$

Допустимое отклонение напряжения для электромагнитов включения выключателя составляет 80–110 %. Как видно, принятые аккумуляторные батареи обеспечивают необходимое напряжение.

12.2 Расстановка средств релейной защиты

Релейная защита содержит три части: измерительную, логическую и выходную. В измерительную часть входят измерительные и пусковые органы защиты, которые воздействуют на логическую часть при отклонении электрических параметров (тока, напряжения, мощности, сопротивления) от значений, предварительно заданных для защищаемого объекта.

Логическая часть состоит из отдельных переключающих элементов и органов выдержки времени, которые при определенном действии (срабатывании) измерительных и пусковых органов в соответствии с заложенной в логическую часть программой запускают выходную часть.

Выходная часть связывает релейную защиту с цепями управления комму-тационными аппаратами (выключателями) и устройствами передачи команд по каналам связи и телемеханики. Выходные органы защиты имеют на выходе переключающие элементы достаточной мощности, обеспечивающие работу цепей управления [13].

До последнего времени все органы релейной защиты выполнялись только с помощью электромеханических реле. Такая аппаратура устарела и нуждается в замене. На ней трудно добиться высокой точности, быстродействия, выполнить сложные характеристики. Для поддержания рабочего состояния защиты требуются значительные трудозатраты на

техническое обслуживание. Аппаратура занимает много места и требует большого количества электротехнических материалов. Значительное потребление энергии требует мощных источников питания оперативным током, а также большой мощности измерительных трансформаторов тока и напряжения. Нередко новые требования к релейной защите не могут быть удовлетворены из-за несовершенства аппаратуры, содержащей электромеханические устройства.

Основные характеристики микропроцессорных защит значительно выше микроэлектронных, а тем более электромеханических. Так, мощность, потребляемая от измерительных трансформаторов тока и напряжения, находится на уровне 0,1- 0,5 ВА, аппаратная погрешность – в пределах 2-5%, коэффициент возврата измерительных органов составляет 0,96 - 0,97.

Мировыми лидерами в производстве РЗА являются европейские концерны ALSTOM, ABB и SIEMENS. Общим является все больший переход на цифровую технику. Цифровые защиты, выпускаемые этими фирмами, имеют высокую стоимость, которая, впрочем, окупается их высокими техническими характеристиками и многофункциональностью.

Цифровые устройства РЗ различного назначения имеют много общего, а их структурные схемы очень похожи и подобны .

Центральным узлом цифрового устройства является микроЭВМ, которая через свои устройства ввода-вывода обменивается информацией с периферийными узлами. С помощью этих дополнительных узлов осуществляется сопряжение микроЭВМ (микропроцессора) с внешней средой: датчиками исходной информации, объектом управления, оператором и т. д.

12.3 Релейная защита питающей линии

1. Характеристики современных устройств защиты фирмы ALSTOM.

Устройство дистанционной защиты MiCOM P433-P435 работает при междуфазных коротких замыканиях и при замыканиях на землю и имеет 6

ступеней. В состав защиты входят четырехступенчатые защиты от замыканий на землю и междуфазных коротких замыканий [23].

Для того чтобы обеспечить селективную защиту с небольшими выдержками времени, особенно на коротких линиях, необходимо применить четырехступенчатую защиту, уставки которой выбираются следующим образом: 1 ступень отстраивается от КЗ в конце линии, 2 ступень согласовывается с первой ступенью параллельной линии в каскаде и первой ступенью смежной линии. 3 ступень согласовывается со вторыми ступенями этих ВЛ. При согласовании защит со смежной линией, учитывается режим одна с двумя: на первом участке – 1 ВЛ на втором участке – 2, что существенно загроубляет защиту. Эти три ступени защищают линию, а 4 ступень резервирует смежный участок. Имеющуюся пятая ступень направлена к шинам и может обеспечить защиту шин или резервирование смежных участков линии. При согласовании защит по времени учитывается время действия УРОВ, что увеличивает выдержки времени согласуемых защит на время действия УРОВ. При выборе уставок защиты они должны быть отстроены от суммарной нагрузки двух линий, так как одна из параллельных ВЛ может отключиться в любой момент, и вся нагрузка будет подключена к одной ВЛ. Кроме этого, возможен наброс нагрузки на линию при размыкании транзита в удаленной точке, или отключении генерации.

2. Устройства защиты фирмы GE.

Предлагаются 2 дистанционные защиты: более простая D30 и D60. Защита D30 имеет 3 ступени а D60 - 4 ступени дистанционной защиты от междуфазных замыканий и замыканий на землю.

Обе защиты имеют дополнительно 4 ступени направленной токовой защиты по фазному току, току обратной и нулевой последовательности. Имеется блокировка при качаниях и АПВ. Защита может иметь круговую, эллиптическую или прямоугольную характеристику. Защита может

ускоряться с использованием стандартной ВЧ аппаратуры, например: ПВЗ или АКПА.

3. Устройства фирмы АВВ

Для линий 110-220В предлагаются устройства защиты типа REL 500. Аппаратура АВВ отличается значительным объемом функций, которые в принципе не умещаются в устройстве. Поэтому необходимые функции определяются при заказе. Предоставляется широкие возможности по разработке логики защиты (ранжированию). REL 521 является более совершенной модификацией защиты REL 511 с примерно одинаковым набором функций, но расширенными возможностями. Защиты включают:

- дистанционную защиту от всех видов замыканий с общим критерием повреждения и пятью независимыми ступенями для отключения многофазных замыканий и замыканий на землю;

- четырехступенчатую токовую направленную защиту нулевой последовательности для отключения замыканий на землю;

- библиотеку дополнительных базовых функций защиты, автоматики, блокировок и конфигурируемых логических схем ;

- наличие функции определения места повреждения;

- набор функций управления.

- возможность заказа дополнительных функций, (в том числе функций АПВ и контроля синхронизма для схем с двумя выключателями, УРОВ)

4. Защиты фирмы SIEMENS.

Дистанционные защиты 7SA511, 513 имеют 5 ступеней дистанционной за-щиты от междуфазных коротких замыканий и замыканий на землю с прямо-угольными характеристиками срабатывания. Устройство 7SA513 реализует различные дополнительные функции, обычно требуемые для выполнения защиты и автоматики присоединения (ступенчатая токовая защита от междуфазных КЗ и замыканий на землю, АПВ, ОМП, защита от

перенапряжения и т. д.). интегрированная функция определения места повреждения на линии электропередачи. Имеется:

- компенсация токов параллельной линии при выполнении дистанционных измерительных органов и определении расстояния до места повреждения, логика приема/передачи телесигналов по каналу связи (нормально-присутствующих / отсутствующих, блокирующих / разрешающих);

- блокировка от качаний и/или отключение электропередачи при потере устойчивости (два органа полного сопротивления: “чувствительный” и “грубый” для идентификации качаний, измерение и контроль скорости изменения сопротивления);

- защита от повышения /понижения напряжения;

- однофазное и/или трехфазное автоматическое повторное включение (АПВ), одно- или многократное, свободно программируемое. Контроль синхронизма при АПВ и включении линии под нагрузку;

- защита от повреждения выключателя (УРОВ);

5. Дистанционные защиты фирмы SEL.

Фирма SEL предлагает 3 модификации дистанционной защиты разной степени сложности:

- SEL 311A имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с круговыми характеристиками направленными вперед;

- SEL 311B имеет еще одну реверсивную ступень дистанционной защиты;

- SEL 311C имеет 2 ступени дистанционной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю с четырехугольными и круговыми характеристиками направленными вперед 2 реверсивных ступени с такими же характеристиками.

– Защиты имеют также дополнительные ступени токовой направленной защиты от междуфазных КЗ и замыканий на землю - соответственно по 1, 3 и 4.

– Защиты модификации В и С имеют четырехкратное АПВ.

Защита проектируемой линии Надеждинская - Заводская

Линия 110 кВ ГПП - Заводская работают в режиме с эффективно или глухозаземленной нейтралью поэтому замыкание на землю является коротким замыканием с током, иногда превышающим ток трехфазного КЗ, и подлежит отключению с минимально возможной выдержкой времени.

Согласно ПУЭ [7] в качестве основных защит линии используются многоступенчатая дистанционная защита (ДЗ) для действия при междуфазных КЗ и ступенчатая токовая защита нулевой последовательности (ТЗНП) для действия при однофазных КЗ. В качестве резервной защиты используется токовая отсечка.

Микропроцессорные защиты имеют дистанционную защиту, действующую при всех видах повреждения, в том числе и при замыканиях на землю. Реле сопротивления (РС) включается через ТН и ТТ на первичные напряжения в начале защищаемой ЛЭП [15].

Для линии 110 кВ ГПП - Заводская комплекты защиты и автоматики должны выполнять следующие функции:

- защиту от междуфазных коротких замыканий и коротких замыканий на землю;
- пофазное АПВ;
- защиту от перегрузки;
- устройства защиты высоковольтных линий должны учитывать возможность отказа выключателя и иметь УРОВ либо встроенное в само устройство, либо организованное отдельно;
- определение места повреждения;

– осциллографирование токов и напряжений, а также регистрация дискретных сигналов защиты и автоматики для анализа аварии и работы релейной защиты и автоматики;

12.4 Разработка релейной защиты силовых трансформаторов ГПП

В соответствии с ПУЭ [7], для трансформаторов должны быть предусмотрены устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках;
- токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- понижения уровня масла;

Для защиты от многофазных КЗ в обмотках и на выводах трансформаторов ПС Надеждинская устанавливается продольная дифференциальная защита. В качестве дополнительной защиты и защиты от протекания токов внешних КЗ устанавливается максимальная токовая защита. Также предусматривается защита от перегрузки, действующая на сигнал или на отключение. Кроме этого устанавливаем газовую защиту с действием на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла. Защиту трансформатора выполняем на основе микропроцессорного терминала «Сириус-Т».

Устройство «Сириус-Т2» может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, резервной защитой силового трансформатора, газовой защитой и т.д.). Устройство «Сириус-Т2» всегда находится в режиме слежения за подведенными токами. Оно производит

измерение электрических параметров входных аналоговых сигналов фазных токов I_A , I_B , I_C сторон высшего и низшего напряжений силового трансформатора. Устройство периодически измеряет мгновенные значения вторичных токов двух сторон трансформатора с помощью аналого-цифрового преобразователя (АЦП). При измерениях осуществляется компенсация аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармоник входных сигналов. На основе снятых значений вычисляются дифференциальные и тормозные токи трех фаз.

Так как установка параметров терминала имеет ряд особенностей, расчет уставок продольной дифференциальной защиты выполняется по методике изготовителя [16].

Дифференциальная защита трансформаторов

Произведем расчет уставок дифференциальной защиты терминала «Сириус-Т2». Для этого проверим выбранные трансформаторы тока по условиям установки. Для расчета дифференциальной токовой защиты трансформатора необходимо знать токи КЗ со всех сторон трансформатора.

В таблице представлен выбор коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

Таблица 39 – Выбор коэффициентов трансформации ТТ

Параметр	Формула	Результаты	
		ВН	НН
Первичный номинальный ток, А	$I_{перв} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U}$	$I_1 = 131 \text{ А}$	$I_3 = 1,379 \text{ А}$
Схема соединения ТТ		Δ	Y
Коэффициент схемы	K_{cx}	$\sqrt{3}$	1
Коэффициент трансформации ТТ	$n_{уст}$	$\frac{200}{5}$	$\frac{2500}{5}$
Вторичные токи в плечах защиты, А	$I_{втор} = I_{перв} \cdot \frac{K_{cx}}{n_{уст}}$	4,763	3,463

Дифференциальную защиту необходимо отстроить:

1) от максимального тока небаланса, который определяется при максимальном внешнем КЗ:

$$I_{с.з.1} = k_{над} \cdot I_{н.б.маx}, \quad (220)$$

где $k_{над}$ – коэффициент надежности, который можно принять равным 1,3.

$$I_{н.б.маx} = (k_a \cdot k_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{рег}) \cdot I_{КЗ.внеш.маx}, \quad (221)$$

где k_a – коэффициент, учитывающий влияние на быстродействующие защиты переходных процессов при КЗ, которые сопровождаются прохождением апериодических составляющих в токе КЗ, принимается $k_a = 1$;

$k_{одн}$ – коэффициент однотипности условий работы ТТ, принимается $k_{одн} = 1$;

ε – погрешность ТТ, удовлетворяющих 10 % кратности ($\varepsilon = 0,1$);

$\Delta U_{рег}$ – шаг регулирования ($\Delta U_{рег} = 0,16$);

$I_{КЗ.внеш.маx}$ – максимальный ток трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{КЗ.внеш.маx} = \frac{4446}{220/35} = 707,3 \text{ A}$$

$$I_{н.б.маx} = (1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,16) \cdot 707,3 = 183,9 \text{ A}$$

$$I_{с.з.1} = 1,3 \cdot 183,9 = 239 \text{ A}$$

2) от обрыва цепи в самой защите:

$$I_{с.з.2} = k_{над} \cdot I_{ном.ВН}, \quad (222)$$

$$I_{c.3.2} = 1,3 \cdot 165 = 214,5 \text{ A}$$

Производим предварительную проверку по чувствительности, для чего мы должны из двух токов срабатывания выбрать наибольший:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{K3}^{(2)}}{I_{c.3.1}}, \quad (223)$$

где $I_{K3}^{(2)}$ – минимальный ток двухфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения, приведенный к стороне высокого напряжения защищаемого трансформатора.

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{3850}{220/35} = 612,5 \text{ A}$$

$$k_{\text{ч}} = \frac{612,5}{239} = 2,56$$

Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($k_{\text{ч}} \geq 2$). В данном случае требуемая чувствительность обеспечивается.

Принимаем ток срабатывания защиты равный 239 А ($I_{c.3.1}$). Ток срабатывания реле рассчитаем по формуле:

$$I_{\text{втор}} = I_{c.3.1} \cdot \frac{k_{\text{сх.}\Delta}}{k_{\text{м.ВН}}}, \quad (224)$$

$$I_{\text{втор}} = 239 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 5}{300} = 6,9 \text{ A}$$

Исполнительное реле срабатывает, если магнитодвижущая сила в сердечнике реле равна:

$$F_{\text{min}} = I_{\text{втор}} \cdot W = 100 \text{ A} \cdot \text{витков}$$

Зная это, мы можем определить расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле находилось на грани срабатывания при КЗ в зоне защиты:

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{F_{\min}}{I_{\text{втор}}}, \quad (225)$$

$$W_{расч}^{\wedge} = \frac{100}{6,9} = 14,49 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое меньшее число витков:
 $W_{уст}^{\wedge} = 14$ ВИТКОВ.

Определим расчетное число витков, необходимых для того, чтобы реле не сработало при внешних КЗ:

$$W_{расч}^{\wedge\wedge} = \frac{I_{\text{втор.ВН}} \cdot W_{уст}^{\wedge}}{I_{\text{втор.СН}}}, \quad (226)$$

$$W_{расч}^{\wedge\wedge} = \frac{4,763 \cdot 14}{3,583} = 18,61 \text{ витка.}$$

К установке принимаем ближайшее целое число витков: $W_{уст}^{\wedge\wedge} = 19$ ВИТКОВ.

На следующем этапе расчетов производится уточнение значения тока небаланса:

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{W_{расч}^{\wedge\wedge} - W_{уст}^{\wedge\wedge}}{W_{расч}^{\wedge\wedge}} \right| \cdot I_{КЗ.внеш.мах}, \quad (227)$$

$$I_{н.б.уточ} = \left| \frac{18,61 - 19}{18,61} \right| \cdot 707,3 = 14,823 \text{ А.}$$

Теперь найдем максимальное уточненное значение тока небаланса путем сложения двух его составляющих:

$$I_{н.б.маx.уточ} = I_{н.б.уточ} + I_{н.б.маx} , \quad (228)$$

$$I_{н.б.маx.уточ} = 14,823 + 183,9 = 198,723 \text{ A.}$$

Определяем $I_{с.з.}$, соответствующий принятому к установке числу ВИТКОВ.

$$I_{с.з.} = \frac{F}{W_{\text{уст}}} \cdot \frac{k_{м.ВН}}{k_{сх.Δ}} , \quad (229)$$

$$I_{с.з.} = \frac{100}{19} \cdot \frac{300/5}{\sqrt{3}} = 271,456 \text{ A.}$$

Степень отстройки тока срабатывания от тока небаланса должен быть не менее 1,3:

$$k_{отстр} = \frac{I_{с.з.}}{I_{неб}} , \quad (230)$$

$$k_{отстр} = \frac{271,456}{198,723} = 1,366$$

Проверяем защиту по чувствительности, т.к. ток срабатывания защиты изменился:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ}^{(2)}}{I_{с.з.}} , \quad (231)$$

$$k_{ч} = \frac{612,5}{271,456} = 2,256$$

Коэффициент чувствительности больше 2, что удовлетворяет требованиям.

12.5 Автоматика

АПВ и АВР

Устройство автоматического повторного включения предусматривается на выключателях всех воздушных и кабельно-воздушных

линий электропередачи, сборных шинах подстанций, если эти шины не являются элементом КРУ.

Автоматическое повторное включение выключателя должно осуществляться после неоперативного отключения выключателя, за исключением случая включения от релейной защиты присоединения, на котором установлено устройство АПВ, непосредственно после включения выключателя оперативным персоналом или средствами телеуправления, после действия защит от внутренних повреждений трансформаторов или устройств противоаварийной системы автоматики. Время действия t АПВ должно быть не меньше необходимого для полной ионизации среды в месте КЗ и для подготовки привода выключателя к повторному включению, должно быть согласовано с временем работы других устройств автоматики (например, АВР), защиты, учитывать возможности источников оперативного тока по питанию электромагнитов включения выключателей, одновременно включаемых от АПВ. Характеристики выходного импульса устройств АПВ должны обеспечивать надежное одно или двукратное (в зависимости от требований) включение выключателя. Устройства АПВ должны допускать блокирование их действия во всех необходимых случаях.

На подстанции предусматриваются устройства автоматического ввода резерва (АВР) на секционном выключателе (СВ-10).

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

Включение резервного источника питания на поврежденной секции сборных шин КРУ, как правило, не допускается во избежание увеличения объемов разрушений, вызванных КЗ, и аварийного снижения напряжения

потребителей, электрически связанных с резервным источником. Действие АВР не должно приводить к недопустимой перегрузке резервного источника как в последующем установившемся режиме, так и в процессе самозапуска потерявших питание электродвигателей потребителя.

Схемы АВР должны:

обеспечивать, возможно, раннее выявление отказа рабочего источника питания;

действовать согласованно с другими устройствами автоматически (АПВ, АЧР) в интересах возможно полного сохранения технологического процесса;

не допускать включения резервного источника на КЗ;

исключать недопустимые несинхронные включения потерявших питание синхронных электродвигателей на сеть резервного источника;

не допускать подключение потребителей к резервному источнику, напряжение на котором понижено.

Выключатели, включаемые устройствами АВР, должны иметь контроль исправности цепи включения.

Выбранная защита удовлетворяет всем требованиям, перечисленным выше.

Автоматическое повторное включение

Устройство АПВ применяются на воздушных и смешанных (воздушно-кабельных) линиях напряжением 1000 В и выше; на шинах ЭС и ПС, оборудованных специальной защитой; на понижающих трансформаторах мощностью более 1000 кВА, имеющих с питающей стороны МТЗ, в тех случаях, когда отключение трансформатора приводит к обесточению потребителей; на обходных и шиносоединительных выключателях и на ответственных электродвигателях, отключаемых по условию самозапуска других двигателей.

Сущность АПВ состоит в том, что элемент системы электроснабжения, отключившийся под действием релейной защиты (РЗ), вновь включается под напряжение (если нет запрета на повторное включение) и если причина, вызвавшая отключение элемента, исчезла, то элемент остается в работе, и потребители получают питание практически без перерыва. Многие повреждения в системах электроснабжения промышленных предприятий являются неустойчивыми и самоустраняются. К наиболее частым причинам, вызывающим неустойчивые повреждения элементов системы электроснабжения, относят перекрытие изоляции линий при атмосферных перенапряжениях, схлестывание проводов при сильном ветре или пляске, замыкание линий различными предметами, отключение линий или трансформаторов вследствие кратковременных перегрузок или неизбежного срабатывания РЗ, ошибочных действий дежурного персонала и т. д.

Требования к АПВ:

- АПВ должно срабатывать при отключении выключателя устройствами релейной защиты.
- АПВ не должно работать, если выключатель отключен персоналом или устройствами автоматики.
- должна обеспечиваться заданная количество циклов АПВ.
- в схеме должна быть предусмотрена блокировка многократных включений на установившееся КЗ.

Выдержка времени на срабатывания АПВ:

$$t_{АПВ-1} = t_{деионизации} - t_{вкл.Q} + t_{зан}. \quad (232)$$

$$t_{АПВ-1} = t_{гот.выкл-я} + t_{зан}. \quad (233)$$

Также для АПВ определяется время возврата схемы в состояние готовности к работе $t_{АПВ-2} \approx 15 \div 20$ с.

Для линий с двухсторонним питанием применяется НАПВ. Условия применения НАПВ:

$$\frac{I_{уров}}{I_{ном}} \leq \frac{0,625}{X_{d''}}, \quad (234)$$

где $I_{уров}$ -урavnительный ток на отдельный генератор при несовпадении фаз.

Автоматическое включение резервного питания

Назначение АВР – быстрое восстановление электроснабжения потребителей при отключении рабочего источника питания или находящегося в работе оборудования путём автоматического включения резервного источника питания или резервного оборудования.

Устройство автоматического включения резерва является одним из основных элементов автоматизации в системах промышленного электроснабжения. Для большинства электрических сетей промышленных заводов характерна раздельная работа линий и трансформаторов. В этом случае шины подстанции разделены на две секции, каждая из которых получает питание по самостоятельной линии. Устройство АВР выполняют при этом на секционном выключателе. При выходе из строя линии или трансформатора устройство АВР восстанавливает питание, значительно сокращая простои технологического оборудования. Устройства АВР позволяют упростить и удешевить схемы электроснабжения объектов завода по производству древесных пеллет.

Устройство АВР состоит из пускового органа и узла автоматики включения.

Автоматическое включение резервного питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда перерыв в электроснабжении вызывает ущерб, значительно превышающий стоимость установки устройства АВР. Устройства АВР применяют для оборудования, которое в нормальном режиме работает, но используется не полностью. Например, наибольшее значение КПД трансформатора имеет место при 60 — 80 %-ной номинальной нагрузке.

13 ОРГАНИЗАЦИЯ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЁТА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ, АВТОМАТИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Телемеханика – это комплекс оборудования и программного обеспечения, которые обеспечивают возможность приёма и передачи информации, сигналов от различных объектов, а также позволяют управлять оборудованием данных объектов.

Очевидно, что все цели и задачи учета базируются на балансах активной и реактивной энергии, причем не только по структурным подразделениям, но и, главное по подстанциям. Следовательно, выполнение электробалансов по подстанциям обеспечивает требуемую точность и эффективность учета и является базой для решения любой из задач учета.

В основном, учет электроэнергии не автоматизирован. Разница во времени между снятием первого и последнего показаний счетчиков составляет от нескольких минут, до нескольких часов [30].

Основные проблемы учета электроэнергии:

- значительный моральный и физический износ счетчиков электроэнергии, измерительных трансформаторов;
- отсутствие в ряде случаев приборов коммерческого учета в точках поставки электроэнергии;
- несоответствие условий эксплуатации приборов учета нормативным требованиям;
- недостаточный метрологический контроль и надзор точности измерений;
- преимущественно ручной сбор и регистрация показаний приборов учета.

В настоящее время индукционные счетчики электрической энергии заменяются электронными с более высокой точностью измерений (класс точности - первый) и без механических рабочих элементов. В большинстве

случаев в таких счетчиках используются жидкокристаллические индикаторы. Кроме того, электронные счетчики не позволяют использовать неучтенную энергию. Имеются модификации многотарифных счетчиков, которые стимулируют потребление электроэнергии в ночное время, тем самым, улучшая график электрической нагрузки в электросети. Современные счетчики строятся на базе микропроцессоров с цифровыми выходами и возможностью работы с компьютером.

Стратегический путь совершенствования системы учета электроэнергии – автоматизация учета с последующим подключением к автоматизированной информационно-измерительной системе коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) интеллектуальных функций управления электропотреблением, повышения надежности сети за счет создания активного потребителя и интеграция систем учета с элементами Smart Grid.

14 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЕМКОСТНОГО ТОКА ЗАМЫКАНИЯ НА ЗЕМЛЮ

Замыкания на землю токоведущих частей электроустановок является преобладающим видом повреждений в сетях всех напряжений. Причины возникновения замыканий на землю в воздушных линиях, и токопроводах многообразны. Они появляются вследствие электрических и механических разрушений изоляции, дефектов в изоляционных конструкциях, их загрязнения и увлажнения, обрывов проводов и тросов, разрывов токоведущих частей, воздействие грозových и внутренних перенапряжениях.

Для инженерной оценки величины ёмкостного тока сети с погрешностью 10% рекомендуется пользоваться выражением [2]:

$$I_c = \frac{U_{ном} \cdot L}{10}, \quad (235)$$

где L - суммарная длина воздушных линий;

m – число проводов в фазе.

Суммарная длина всех фидеров от ГПП составляет 0,99 км.

$$I_c = \frac{10 \cdot 0,99}{10} = 0,99.$$

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

15 БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

15.1 Безопасность

В этом подразделе рассмотрены факторы производственной среды, воздействующие на электротехнический персонал.

Электрический ток

Одним из опасных производственных факторов для электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки является наличие напряжения. А, как известно человек не способен благодаря своим органам чувств определить находится токопровод под напряжением или нет.

Электрический ток проходя через организм человека, производит термическое, электролитическое и механическое (динамическое) действия, являющиеся обычными физико-химическими процессами, присущими как живой, так и неживой материи; одновременно электрический ток производит и биологическое действие, которое является специфическим процессом, свойственным лишь живой ткани.

Основной поражающий фактор электрического тока – сила тока, проходящего через тело человека. Переменный ток частотой 50 Гц и силой 0,5...1,5 мА вызывает при прохождении через организм ощутимые раздражения в виде слабого "зуда" и легких покалываний. Указанные значения тока – это граница, или порог, с которого начинается область ощутимых токов, поэтому ток, являющийся наименее ощутимым, называют пороговым ощутимым током.

Электрический ток, вызывающий при прохождении через организм непреодолимые судорожные сокращения мышц руки, в которой зажат проводник, называют неотпускающим током, а его наименьшее значение – пороговым неотпускающим током. Значения пороговых неотпускающих токов у разных людей неодинаковы. Они различны также для мужчин,

женщин, детей и в среднем при частоте тока 50 Гц равны соответственно 16, 11 и 8 мА. При их превышении действие тока распространяется на мышцы туловища, затрудняя дыхание и работу сердца, что приводит к потере сознания через некоторое время.

Прохождение тока через организм может вызвать фибрилляцию сердца хаотические одновременные сокращения волокон сердечной мышцы (фибрилл), при которых прекращается кровообращение. Наименьшее значение такого тока (100 мА при частоте 50 Гц) называют пороговым фибрилляционным током.

Электромагнитное поле промышленной частоты и сопутствующие факторы

ВЛ создают в окружающем пространстве электрическое поле, напряженность которого снижается по мере удаления от ВЛ. Электрическое поле вблизи ВЛ может оказывать вредное воздействие на человека.

Выполнение работ под напряжением с непосредственным касанием токоведущих частей ВЛ 220кВ сопряжено с действием на организм работающего следующих неблагоприятных факторов:

- электрического и магнитного полей частотой 50 Гц;
- электромагнитного излучения, обусловленные коронным разрядом (электромагнитные поля радиочастот);
- аэроионизация воздуха;
- оксиды азота и озон.

Основным фактором, воздействующим на человека, является электрическое поле. Напряженность электрического поля на теле человека может достигать 2000 кВ/м, что значительно превышает нормативное значение 75 кВ/м. Факторами, сопровождающими электрическое поле, являются емкостный и импульсный токи. Емкостный ток, постоянно проходящий через тело человека, может достигать 4,5 мА при норме 0,06 мА; импульсный ток возникает в момент касания токоведущих частей или

предметов, имеющих "плавающий" потенциал. Его опасность характеризуется зарядом, пропорциональным емкостному току, проходящему через тело человека.

Значение напряженности магнитного поля, воздействующего на тело работающего, составляет 1 – 0,2 кА/м, что значительно ниже нормативного – 3,2 кА/м. Кисть руки человека при касании провода оказывается в магнитном поле, достигающем на внутренней стороне ладони напряженности 5 кА/м, если линия работает в режиме передачи номинальной мощности; согласно ПДУ для локального воздействия магнитного поля (5,2 кА/м) продолжительность пребывания человека под потенциалом провода по этому фактору допускается в течение 4 ч.

При длительном пребывании человека в электромагнитном поле могут возникнуть неблагоприятные физиологические изменения, связанные с воздействием на нервную и сердечно-сосудистую систему (изменения давления, пульса, аритмия и т.д.). Эти явления исчезают через некоторое время после прекращения воздействия электромагнитного поля.

Акустический шум

Воздействие шума на организм человека вызывает негативные изменения, прежде всего в органах слуха, нервной и сердечно-сосудистой системах. Степень выраженности этих изменений зависит от параметров шума, стажа работы в условиях воздействия шума, длительности действия шума в течение рабочего дня, индивидуальной чувствительности организма.

Помимо действия шума на органы слуха установлено его вредное влияние на многие органы и системы организма, в первую очередь на центральную нервную систему, функциональные изменения в которой происходят раньше, чем диагностируется нарушение слуховой чувствительности. Поражение нервной системы под действием шума сопровождается раздражительностью, ослаблением памяти, апатией, подавленным настроением, изменением кожной чувствительности и другими

нарушениями, в частности замедляется скорость психических реакций, наступает расстройство сна и т. д.

Для оценки негативного для человека воздействия шума одним параметром пользуются шкалой, которая определяет шум по четырем различным частотным характеристикам и вносит поправки на другие воздействия. Эта шкала обозначается буквой А и записывается как дБА. Уровень шума на рабочих местах ВЛ до 110 кВ не превышает 78,0 дБа [15], что ниже ПДУ (80 дБА) [15] для восьмичасового рабочего дня. В связи с этим меры по ограничению воздействия шума не нужны.

Рекомендации по обеспечению безопасности

Мероприятия по защите от поражения электрическим током

Все существующие мероприятия, обеспечивающие безопасность использования электроэнергии, можно условно разделить на три группы.

Организационные мероприятия:

- правильный подбор персонала, обслуживающего электроустановки;
- обучение правилам безопасности при обслуживании электроустановок;
- назначение ответственных за электрохозяйство лиц;
- контроль за правильностью устройства электропроводок и установкой электрооборудования в соответствии с ПУЭ;
- проведение периодических осмотров, измерений и испытаний электрооборудования (в сухих помещениях – 1 раз в два года, в сырых – ежегодно, при этом сопротивление рабочей изоляции проводов, кабелей и электрооборудования в процессе эксплуатации не должно быть менее 0,5 и 2 МОм для двойной или усиленной изоляции), а в случае несоответствия предъявляемым требованиям – его ремонта;
- контроль за надежностью средств индивидуальной защиты от поражения электрическим током.

Технические мероприятия:

– применение устройств (предохранителей, отключающих реле и т. п.) защиты электроустановок и сетей от перегрузок, а также токов коротких замыканий;

– защиту людей и животных от прикосновения к токоведущим частям оборудования посредством применения глухого ограждения высоковольтного оборудования и размещения его в отдельных зданиях, изоляции токоведущих частей электрооборудования, установки защитных ограждений, расположения электроприборов на недоступной для людей и животных (более 2 м) высоте;

– защита от поражения электрическим током при переходе напряжения на металлические когППУса электроустановок; устройство защитного заземления; зануление электроустановок в сетях с глухо-заземленной нейтралью; применение защитного отключения; выравнивание потенциалов электрооборудования и земли в местах нахождения людей и животных; изоляция электроустановок и электродвигателей от когППУсов рабочих машин; применение диэлектрических настилов и изолирующих площадок.

Применение индивидуальных электротехнических средств. Их подразделяют на основные и дополнительные изолирующие защитные средства, а также на вспомогательные приспособления.

Основные изолирующие защитные средства имеют изоляцию, способную длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановки, обеспечивая безопасность человека при контакте с токоведущими частями. В электроустановках с напряжением свыше 1000 В к таким средствам относят – изолирующие штанги, изолирующие и электроизмерительные клещи, указатели напряжения.

Дополнительные защитные средства не могут самостоятельно защитить человека от поражения электрическим током, но при совместном использовании они усиливают изолирующее действие основных защитных средств. К дополнительным средствам защиты при работе в

электроустановках свыше 1000 В – диэлектрические перчатки, боты и коврики, а также диэлектрические основания.

Меры защиты обслуживающего персонала от воздействия электрического поля.

Основным средством защиты электромонтеров, работающих под потенциалом проводов, являются индивидуальные экранирующие комплекты (это характерно для ЭУ 330 кВ и выше). Экранирующие комплекты (ЭК) должны обеспечивать защиту работающих под потенциалом провода от электрического поля и сопутствующих факторов (емкостного и импульсного тока), электромагнитного поля, снижая уровни указанных факторов до допустимых значений [13].

Экранирующий комплект включает следующие элементы: куртку с капюшоном, полукомбинезон, накатник, экран для лица, экранирующие перчатки, экранирующие носки, экранирующую обувь (кожаные ботинки, резиновые сапоги, резиновые галоши (на валенки)).

Допустимое время непрерывной работы в ЭК в летних условиях определяется в зависимости от температуры окружающего воздуха:

Таблица 40 – Допустимое время непрерывной работы в ЭК в летних условиях

Температура окружающего воздуха °С	До 25	30	35	42
Допустимое время работы в ЭК; ч	Не ограничивается	3	1,5	1

При температуре окружающего воздуха выше 42°С применение комплектов не рекомендуется.

При организации работ под напряжением предприятиям электрических сетей необходимо предусматривать технические, лечебно-профилактические и оздоровительные мероприятия по охране труда.

Технические мероприятия должны предусматривать:

– ограничение продолжительности пребывания одного и того же лица в течение рабочего дня под потенциалом проводов четырьмя часами на ВЛ

220; с этой целью должно быть предусмотрено чередование работающих под потенциалом провода и на потенциале земли (траверсе, стойке опоры);

- проведение работ под напряжением по возможности в период минимальной загрузки ВЛ;

- размещение электромонтера, работающего под потенциалом провода с наветренной стороны:

- ограничение длительности непосредственного касания человеком провода, определяемое технологией проведения работ;

- быстрый перенос потенциала для обеспечения минимальной продолжительности искрового разряда.

Правила работ на опорах и с опорами

Работы по замене элементов опор, монтажу и демонтажу опор и проводов, замене гирлянд изоляторов ВЛ должны выполняться в соответствии с Межотраслевым правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок [16].

15.2 Экологичность

Воздействие электрического поля создаваемого воздушными линиями электропередачи на население

Согласно дипломному проекту планируется строительство линии электропередачи 110 кВ. Защита населения от воздействия электрического поля воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ, удовлетворяющих требованиям Правил устройства электроустановок и Правил охраны высоковольтных электрических сетей, не требуется [16].

Воздействие шума на окружающую среду

При своей работе линии электропередачи создают акустические шумы, влияющие на экологическую обстановку. Шум имеется при любой погоде, но особенно он усиливается при дожде. Шум вызывается коронным разрядом на проводах.

По своим характеристикам шум от линии электропередачи может быть отнесен к широкополосным шумам с непрерывным спектром шириной полосы более одной октавы, чистые тона спектра при этом в отдельности не учитываются. По временной характеристике его можно отнести к непостоянным шумам с интенсивностью L , колеблющейся по времени.

Шумы от высоковольтной линии электропередачи изменяются в течение года в зависимости от погоды: наличия осадков, тумана, высокой влажности воздуха и др. Максимально возможные шумы от короны возникают в сильный дождь.

В дневное время на границе полосы отчуждения (100 м) допустимы более высокие уровни шума от короны линии, чем ночью. Нормируемые допустимые уровни шума для дневных часов – 55 дБА, а для ночных – 45 дБА. Допускаются некоторые усреднения нормативных параметров за годовой период, что приводит к отклонениям в значении на 2-3 дБА. Данная величина может быть использована в качестве критерия при проектировании линии электропередачи, причем сравниваться она должна с фактическим среднегодовым эквивалентным уровнем звука с учетом всех видов плохой погоды, который возникнет на проектируемой линии при ее эксплуатации. Проверим возможность прокладки ВЛ 110кВ вблизи жилых зданий, для которых допустимый уровень шума составляет 45 дБА.

Расчет шума создаваемого ВЛ.

Определим границу санитарной защитной зоны ВЛ по шуму для случая ее прохождения вблизи территории селитебной (жилой) зоны.

Уровень звука, создаваемый одной фазой ВЛ, определяется по формуле:

$$L_A = 16 + 1,14 \cdot E_{\max} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n - 10 \lg r, \text{ дБА} \quad (236)$$

Уровень звука, создаваемый числом фаз, равным n_ϕ :

$$L_{AE} = L_A + 10 \cdot \lg n_\phi, \text{ дБА} \quad (237)$$

где n_ϕ - количество фаз.

Максимальная напряженность E_{\max} :

$$E_{\max} = K_y \cdot E_{\text{ср}}, \text{ кВ/см} \quad (238)$$

где K_y - коэффициент, учитывающий усиление напряженности электрического поля вследствие влияния зарядов на составных проводах расщепленной фазы;

$E_{\text{ср}}$ - средняя рабочая напряженность электрического поля на поверхности проводов расщепленной фазы, кВ/см;

Коэффициент K_y определяется по формуле:

$$K_y = 1 + (n - 1) \cdot \frac{r_0}{r_p} \quad (239)$$

где r_0 - радиус провода, для АС-300 $r_0 = 2,4$ см;

r_p - радиус расщепленной фазы, см.

Радиус r_p определяется из следующего выражения:

$$r_p = D \cdot \frac{\sqrt{3}}{3} = \frac{D}{\sqrt{3}} \quad (240)$$

где D – шаг расщепления, см;

Средняя напряженность $E_{\text{ср}}$:

$$E_{\text{ср}} = \frac{u_\phi}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{S}{r_\Sigma}\right)}, \text{ кВ/см} \quad (241)$$

где u_ϕ - фазное напряжение, кВ;

S – среднее геометрическое расстояние, см;

$r_{\text{Э}}$ - эквивалентный радиус:

$$r_{\text{Э}} = \sqrt[n]{n \cdot r_0 \cdot r_p^{n-1}}, \text{ см} \quad (242)$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами определяем по формуле:

$$S = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} \cdot D_{\text{BC}} \cdot D_{\text{AC}}} \quad (243)$$

$$S = \sqrt[3]{9,85 \cdot 10 \cdot 7} = 8,834$$

где D_{AB} , D_{BC} , D_{AC} – расстояние между фазами [20]/

Так как провод не расщеплен то $K_y = 1$.

$$E_{\text{cp}} = \frac{u_{\phi}}{n \cdot r_0 \cdot \ln\left(\frac{S}{r_{\text{Э}}}\right)} \quad (244)$$

$$E_{\text{cp}} = \frac{127}{1 \cdot 3 \cdot 2,4 \cdot \ln\left(\frac{8,834 \cdot 100}{2,4}\right)} = 8,96 \text{ кВ / см}$$

$$E_{\text{max}} = K_y \cdot E_{\text{cp}} \quad (245)$$

$$E_{\text{max}} = 1 \cdot 8,96 = 8,96 \text{ кВ / см}$$

Найдем минимальное расстояние r :

$$L_A = 16 + 1,14 \cdot E_{\text{max}} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n - 10 \lg r + 10 \cdot \lg n_{\delta}$$

$$10 \cdot \lg r = 16 + 1,14 \cdot E_{\text{max}} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n + 10 \cdot \lg n_{\delta} - L_A$$

$$r = 10^{0,1(16 + 1,14 E_{\text{max}} + 9 \cdot r_0 + 15 \cdot \lg n + 10 \cdot \lg n_{\delta} - L_A)} \quad (246)$$

$$r = 10^{0,1(16 + 1,14 \cdot 8,96 + 9 \cdot 2,4 + 15 \cdot \lg 1 + 10 \cdot \lg 3 - 45)} = 5,73 \text{ м}$$

где $L_A = ПДУ(23^{00} - 7^{00})$, $ПДУ_{LA} = 45$ ДБА.

Как видно из результатов расчета минимальное расстояние соответствующее границе санитарной защитной зоны ВЛ по шуму, не превышает расстояний от ВЛ до территории жилой застройки.

Отчуждение земель при строительстве ВЛ

Площади земли, отводимые в постоянное пользование, определяются в соответствии с нормами отвода земель [4]. В постоянное пользование передаются только площади, занимаемые опорами с учетом полосы земли вокруг каждой опоры шириной 1,5 м для сельхозугодий, а для остальных – 1 м., и территории подстанций.

Для линий электропередачи, проходящих вне населенных пунктов, Правилами охраны электрических сетей установлено понятие "охранная зона". Земельные участки, входящие в охранную зону, не изымаются у землепользователей. В пределах этой зоны запрещается производство каких-либо работ, за исключением сельскохозяйственных, без согласования с организацией, эксплуатирующей линии.

Ширина охранной зоны зависит от напряжения ВЛ. Охранная зона вдоль воздушных линий электропередачи устанавливается в виде воздушного пространства над землей, ограниченного параллельными вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии на расстоянии от крайних проводов по горизонтали, для $U_{ном}=220$ кВ расстояние равно 25 м.

Входящие в охранные зоны земельные участки используются для сельскохозяйственных нужд при условии строгого соблюдения Правил охраны.

В целях защиты населения от вредного воздействия электрического поля ВЛ сверхвысокого напряжения (СВН) вдоль них устанавливаются санитарно-защитные зоны, ширина которых практически совпадает с шириной охранных зон. В санитарно-защитных зонах ВЛ СВН

рекомендуется выращивать сельскохозяйственные культуры, не требующие ручной обработки.

15.3 Чрезвычайные ситуации

Причины возникновения чрезвычайных ситуаций

Все случаи нарушений нормальных режимов работы подстанций (автоматические отключения оборудования при КЗ, ошибочные действия персонала) рассматриваются как аварии или отказы в работе в зависимости от их характера, степени повреждения оборудования и тех последствий к которым они привели.

Наличие большого количества источников зажигания, которые возникают в результате перегрузок, коротких замыканий, образования больших местных переходных сопротивлений, электрических искр и дуг, а также горючих материалов (масла различных марок, изоляция электрических кабелей и др.) обуславливают высокую пожарную опасность электроустановок. Растекание горящих масел по площади создает опасность перехода огня на другие электроустановки.

Наибольшее число пожаров имеет свободное развитие из-за несвоевременного отключения электроустановок, а также из-за расположения в непосредственной близости от этих установок другого оборудования под напряжением. Снятие напряжения с электроустановок является сложным организационным процессом и требует определенного времени, что приводит к увеличению материального ущерба и осложнению обстановки на пожаре.

Сложность обстановки на таких пожарах и наличие большого количества электрооборудования высокого напряжения существенно затрудняют действия пожарных подразделений и добровольных формирований при локализации и ликвидации пожаров на энергообъектах. Поэтому необходимо применение таких способов подачи огнетушащих веществ и средств для их реализации, которые обеспечили бы безопасную и

одновременно эффективную ликвидацию горения электроустановок под напряжением.

Тушение возгорания

Ликвидация возгорания на ПС производится по оперативному плану. Во всех случаях возникновения или обнаружения возгорания необходимо оповестить окружающих людей о пожаре и о месте пожара любыми доступными средствами, например, голосом или ударами по металлу, и сообщить дежурному персоналу ПС и в пожарную часть.

При повреждении с возникновением возгорания электрооборудование должно быть незамедлительно отключено и заземлено со всех сторон. После снятия напряжения тушение возгорания можно производить любыми средствами пожаротушения (воздушно-механической пеной, распыленной водой, огнетушителями, газовыми и порошковыми) [2].

При этом необходимо принять меры, предотвращающие растекание масла и распространение возгорания через кабельные каналы, а также меры, ограничивающие воздействие высокой температуры на рядом расположенное оборудование и конструкции.

Ликвидацию возгорания в кабельных шахтах или каналах можно производить затоплением их водой, предварительно заземлив ствол пожарного рукава и находясь при этом в диэлектрических ботах и перчатках.

Тушение электроустановок под напряжением с применением ручных стволов должно осуществляться при условии:

- применения эффективных способов и приемов подачи огнетушащих веществ в зону горения;
- соблюдении электробезопасных расстояний от электроустановок, находящихся под напряжением, до пожарных, работающих с ручными пожарными стволами;

– применения индивидуальных изолирующих электрозащитных средств (ИИЭС) при тушении пожаров электроустановок без снятия напряжения;

Методы тушения пожара различаются для электроустановок напряжением до и свыше 1 кВ.

Запрещается тушение электроустановок:

– напряжением свыше 0,4 кВ без их отключения и заземления;

– до 0,4 кВ, находящихся под напряжением, всеми видами пенных огнетушителей (т.к. пена и раствор электропроводны).

Тушение электроустановок напряжением до 0,38 кВ необходимо производить, как правило, после их отключения, а при невозможности их быстрого отключения с применением углекислотных, порошковых или хладоновых огнетушителей [14].

При пользовании углекислотными огнетушителями необходимо:

– защитить руки от обморожения;

– держать их вертикально и не переворачивать вниз головкой;

– не приближаться на расстояние менее 1 м к кабелям, проводам и аппаратуре;

– не удаляться от места горения на расстояние более 2 м;

– проветривать помещения для исключения отравления углекислотой.

Противопожарная профилактика

Уровень пожарной безопасности на ПС контролируется пожарно-технической комиссией (ПТК) предприятия ПМЭС в соответствии с годовым планом работы. По результатам работы ПТК разрабатываются мероприятия по совершенствованию пожарной безопасности на ПС.

Противопожарная безопасность электрооборудования обеспечивается при его исправном состоянии и соблюдении допустимых режимов работы. Устройства молниезащиты и заземления должны соответствовать ПУЭ и Нормам испытания оборудования.

Дороги и проезды должны находиться в исправном состоянии, очищены от снега для беспрепятственного проезда пожарной техники в любое время года.

Маслоприемные устройства трансформаторов должны быть в исправном состоянии.

Гравий необходимо промывать не реже 1 раза в год, а в твердых отложениях от масла заменять. Маслоприемные емкости необходимо проверять и опорожнять после обильных дождей, таяния снега, опробования систем пожаротушения и тушения возгорания.

Места прохода труб и кабелей через перегородки помещений или в полу, а также вводы в шкафы должны быть уплотнены негорящими материалами, обеспечивающими теплоотдачу при прохождении по ним рабочих токов.

На территории ПС необходимо регулярно скашивать и вывозить траву.

В зданиях ОПУ, мастерской при входе (внутри) должны быть вывешены планы эвакуации людей при возгорании и таблички с ФИО и должностью лиц, ответственных за пожарную безопасность.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе производится проектирование системы электроснабжения завода по производству древесных пеллет, который по проекту будет расположен на территории опережающего развития Надеждинская Приморского края.

Для российской экономики экология пока не выступает значимым фактором пеллетного производства. Гораздо привлекательнее налаженный сбыт в Европу, а заодно - решение проблемы утилизации отходов. Пеллеты обладают многими преимуществами по сравнению с другими видами топлива. В их числе: экологическая чистота, низкий процент угарного газа, высокая теплоотдача, минимум отходов после сгорания (около 1% массы), ценовая доступность, оптимальные характеристики для транспортировки, удобство хранения, низкая пожароопасность.

Для электроснабжения проектируемого завода по производству древесных пеллет была просетирована ГПП 110/10 кВ, питание которой осуществляется от шин 110 кВ ПС Западная, расположенной в 10,5 км от проектируемой ГПП.

Задачи, которые были решены в работе:

1. разработана схема ГПП для электроснабжения проектируемого завода по производству древесных пеллет;
2. произведен расчёт токов короткого замыкания;
3. произведен выбор и проверка элементов сети электроснабжения.

Подстанция спроектирована таким образом, чтобы затраты на её ГПП проектирование были минимальны.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Безопасность жизнедеятельности / Под ред. О.Н. Русака. - СПб.: ЛТА, 2006. - 231 с.
- 2 Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов/С.В. Белов, А.В. Ильницкая, А.Ф. Козьяков и др.; Под общ. ред. С.В.Белова. –М.: Высш. шк., 2009. – 448 с.; ил.
- 3 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий, 45 с.
- 4 ГОСТ Р 55105-2012 Оперативно-диспетчерское управление. Автоматическое противоаварийное управление режимами энергосистем. Противоаварийная автоматика энергосистем, 61 с.
- 5 Киреев Э. А., Орлов В.В, Старкова Л. Е. « Электроснабжение промышленных предприятий». Москва НТФ «энергетик », 2003, 404 с.
- 6 Коробов Г.В. « Электроснабжение. Курсовое проектирование» [Электронный ресурс] : учеб. пособие / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 3-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2014. - 192 с.
- 7 Коробов, Геннадий Викторович. Электроснабжение. Курсовое проектирование: учеб. пособие : рек. УМО / Г. В. Коробов, В. В. Картавец, Н. А. Черемисинова ; под общ. ред. Г. В. Коробова. - 2-е изд., испр. и доп. - СПб. : Лань, 2011. - 192 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 153 . - ISBN 978-5-8114-1164-1 (в пер.) .
- 8 Макаров Е. Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ. Т.2. Москва , 2003.- 398с.
- 9 Мясоедов Ю.В. «Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения с распределенной генерацией» [Текст] : учеб. пособие / Ю. В. Мясоедов ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2013. - 117 с. : рис., табл. - (Кадры для регионов). - Библиогр. : с. 110 .

- 10 Мясоедов Ю.В. «Интеллектуализация систем электроснабжения» [Электронный ресурс] : моногр. / Ю. В. Мясоедов, Н. В. Савина ; АмГУ, Эн.ф. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2017. - 156 с.
- 11 Мясоедов Ю.В. «Системы электроснабжения промышленных объектов и городов» [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Ч.
- 12 Наумов И.В. «Электроснабжение» [Электронный ресурс]:учеб. пособие / И. В. Наумов. - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2014. - 381 с.
- 13 ООО НПФ Новые технологии [Электронный ресурс]. – М., 2014. – Режим доступа : <http://www.kolchek.ru/>. – 26.05.2014.
- 14 Охрана труда в электроустановках: Учебник для вузов. /Под ред. Б. А. Князевского. 3-е изд., М.: Энергоатомиздат, 2003, 336 с.
- 15 « Правила устройства электроустановок» [Текст]. - 7-е изд. - М. : Омега-Л, 2013. - 269 с. : табл. - (Безопасность и охрана труда). - ISBN 978-5-370-02878-6 :
- 16 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок утв. Приказом № 328н от 24.07.2013, 110 с.
- 17 Пожарная безопасность электроустановок. – Справочник/ Под ред. В.И. Кузнецова – М.: Спецтехника, 2000. – 259с.
- 18 РД 153-34.0-49.101-2003 Инструкция по проектированию противопожарной защиты энергетических предприятий, 34 с.
- 19 СО 153-34.20.118-2003 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем, 77 с.
- 20 «Системы электроснабжения» [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140106.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 119 с.
- 21 Системы электроснабжения [Электронный ресурс] : учеб.-метод. комплекс дисц. для спец. 140211.65 / АмГУ, Эн.ф. ; сост. Н. В. Савина . - Благовещенск : Изд-во Амур. гос. ун-та, 2012. - 124 с. - Б. ц.

22 Сибикин Ю.Д. «Электроснабжение»: учеб. пособие / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. - М. : РадиоСофт, 2012. - 328 с. : рис., табл. - Библиогр. : с. 326 .

23 Строительные нормы и правила РФ. Естественное искусственное освещение: СН И П 23-05-2010: Введ.01.01.96-изд.официю-М.: Госстрой России, 2010-35 с.

24 Старкова Л.Е. Электрическое освещение: Учебное пособие.-2-е изд. испр. и доп.-Вологда: ВоГТУ, 2003.-111с.

25 Сობурь С.В. Пожарная безопасность электроустановок – М.ПожКнига 2010.

26 Электротехнический справочник, Т 3/ Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – М.: Изд-во МЭИ, 2002, 1100 с.

27 Электротехнический справочник в 4-х томах. Том 3/ Под общей редакцией профессоров МЭИ/ – М.: Изд-во МЭИ, 2002, 998 с.