

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 201_ г.

Электроснабжение группы цехов напилочного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
« ___ » _____ 201_ г.

Руководитель проекта
к.ф-м.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
« ___ » _____ 201_ г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
« ___ » _____ 201_ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ Д.С. Русяев
« ___ » _____ 201_ г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
« ___ » _____ 201_ г.

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов напилочного завода	- 1 лист
2 Схема электроснабжения группы цехов напилочного завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный ОРУ-110/10 кВ	- 1 лист
4 Конструкция разъединителя РГ2-110/1000 У1	- 1 лист
5 Карта селективности	- 1 лист
6 Выбор оптимального варианта подключения цеховых ТП	- 1 лист

Всего 6 листов

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

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

7 Дата выдачи задания 03 октября 2017 г.

Руководитель В.И. Сафонов

Задание принял к исполнению Д.С. Русяев

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
1 Введение	03.10.17 – 05.10.17	
2 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	05.10.17 – 09.10.17	
3 Расчёт электрических нагрузок	09.10.17 – 16.10.17	
4 Выбор силовых трансформаторов на предприятии	16.10.17 – 26.10.17	
5 Техничко-экономическое сравнение схем внешнего электроснабжения	26.10.17 – 01.11.17	
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий	01.11.17 – 07.11.17	
7 Расчет токов короткого замыкания	07.11.17 – 18.11.17	
8 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	18.11.17 – 26.11.17	
9 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	26.11.17 – 30.11.17	
10 Релейная защита	30.12.17 – 04.12.17	
11 Безопасность жизнедеятельности	04.12.17 – 09.12.17	
12 Конструктивные и эксплуатационные особенности исполнения РГ-110	09.12.17 – 12.12.17	
13 Техничко-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения	12.12.17 – 15.12.17	
14 Заключение	15.12.17 – 16.12.17	
15 Библиографический список	16.12.17 – 20.12.17	
16 Оформление пояснительной записки	20.12.17 – 23.12.17	
17 Оформление графической части	23.12.17 – 25.12.17	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

В.И. Сафонов

Студент

(подпись)

Д.С. Русяев

АННОТАЦИЯ

Русяев Д.С. Электроснабжение группы цехов напилочного завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2018, 121 с, 24 ил., 26 табл., библиогр. список 53 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект электроснабжения группы цехов напилочного завода.

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

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

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

Рассмотрены вопросы релейной защиты и автоматики системы электроснабжения, безопасности жизнедеятельности, а также вопросы экономики и управления на предприятии.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ								
Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата	Электроснабжение группы цехов напилочного завода			Лит.		Лист	Листов		
Разраб.	Русяев							В	К	Р	3	121	
Пров.	Сафонов							ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ					
Реценз.													
Н. контр.	Аверина												
Утв.	Кирпичникова												

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Характеристика производства	7
Технический паспорт	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
Выводу по разделу	13
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по электроремонтному цеху	14
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	16
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок	20
Выводу по разделу один	23
2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ	
2.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций.....	24
2.1.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	24
2.1.2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций	24
2.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП	28
Выводу по разделу два	31
3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	32
3.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП	33
3.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	34
3.3 Расчет токов короткого замыкания	35
3.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	36
3.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электроснабжения.....	40
3.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения.....	42
Выводу по разделу три.....	43
4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
4.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения.....	44
4.2 Выбор кабельных линий	45
Выводу по разделу четыре.....	46
5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	48
5.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В	49
5.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В	52
Выводу по разделу пять	55

6	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
6.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	56
6.2	Выбор выключателей КРУ	56
6.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	57
6.4	Выбор трансформаторов напряжения	59
6.5	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП	61
6.6	Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП ..	62
6.7	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания	62
6.8	Выбор трансформаторов собственных нужд	63
6.9	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП	64
	Выводу по разделу шесть	65
7	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	66
	Выводу по разделу семь	72
8	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	
8.1	Расчет уставок защиты автоматического выключателя отходящей кабельной линии 0,4 кВ от трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ	73
8.2	Расчет уставок защиты секционного автоматического выключателя 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ	75
8.3	Расчет уставок защиты вводного автоматического выключателя 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ	78
8.4	Релейная защита трансформатора	82
8.5	Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор	85
	8.5.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии	85
	8.5.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии	86
	8.5.3 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю	89
	Выводы по разделу восемь	90
9	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ НА ГПП	
9.1	Общие требования электробезопасности	91
9.2	Защитные меры от поражения электрическим током	92
9.3	Пожарная безопасность	94
9.4	Молниезащита ГПП	95
9.5	Освещение ОРУ-110/10 кВ	97
9.6	Расчет заземления	98
	Выводы по разделу девять	103
10	КОНСТРУКТИВНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ РГ-110	
10.1	Назначение и технические характеристики	104
10.2	Этапы монтажа разъединителей	104

10.2.1	Монтаж разъединителей.....	105
10.2.2	Монтаж заземлителей.....	107
10.3	Техническое обслуживание разъединителей	109
	Выводы по разделу десять	110
11	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	111
11.1	SWOT-анализ сравниваемых вариантов	112
11.2	Расчёт потерь электроэнергии в кабельных линиях.....	113
11.3	Выбор электрооборудования	114
11.4	Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия	115
	Выводы по разделу одиннадцать.....	117
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	118
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	119

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения называют совокупность устройств, для производства, передачи и распределения электрической энергии.

Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией промышленных приемников электрической энергией, к которым относятся электродвигатели разных машин и механизмов, электрические печи, аппараты и машины для электрической сварки, осветительные установки и другие промышленные приемники электроэнергии. Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин, механизмов и строительством электрических станций.

Первые электрические станции сооружались в городах для освещения и питания электрического транспорта, а также при фабриках и заводах. Несколько позднее появилась возможность сооружения электрических станций в местах залежей топлива или в местах использования энергии воды, в известной степени независимо от мест нахождения потребителей электрической энергии – городов и промышленных предприятий. Передача электрической энергии к центрам потребления стала осуществляться линиями электропередачи высокого напряжения на большие расстояния.

В настоящее время большинство потребителей получает электрическую энергию от энергосистем. По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ. Возникает необходимость внедрять автоматизацию систем электроснабжения промышленных предприятий и производственных процессов, осуществлять в широких масштабах диспетчеризацию процессов производства с применением телесигнализации и вести работу по экономии электрической энергии.

В настоящее время основной проблемой является создание рациональных систем электроснабжения промышленных предприятий. Созданию таких систем способствуют такие факторы, как: выбор и применение рациональных напряжений, правильный выбор места размещения цеховых и главных распределительных и понизительных подстанций, совершенствование методики определения электрических нагрузок. Таким образом, оптимизация производственных процессов в сочетании с оптимизацией систем промышленного электроснабжения может дать дополнительные средства за счет сокращения непроизводительных расходов.

Характеристика производства

Напилочный завод занимается выпуском инструмента, оснастки для станков и машин для бесстружечной обработки металла, а также производством тонкой стальной стружки и стального волокна.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

Предприятие располагается на Южном Урале и занимает территорию в 94 тыс. м². Рассматриваемая группа цехов включает в себя 21 цех с суммарной установленной мощностью 24,2 МВт. Учитывая особенности технологического процесса и его энергоёмкость, завод, в целом, можно отнести ко второй категории по надёжности электроснабжения.

Предприятие имеет возможность получать питание от энергосистемы, удаленной на расстоянии 3,5 км, с существующими напряжениями: 35 и 110 кВ и мощностями трехфазного короткого замыкания – 500 и 2500 МВА. Годовое число часов использования полчасового максимума активной нагрузки предприятия составляет 4355 часов.

Требования к надёжности электроснабжения в настоящий момент является одним из важных аспектов работы цехов. На напильном заводе цеха можно разделить на вторую и третью категории надёжности. Ко второй категории относятся цеха перерыв в работе которых может привести к значительному снижению отпуса производимых потребителем товаров, имеющим место в связи с этим незанятостью персонала, простоем производственного оборудования или же может сказаться на нормальной жизнедеятельности большого количества граждан, а именно: инструментальное производство (№4), заготовительное отделение (№2), кузнечный цех (№10), котельная (№11), насосная водозабора (№12), шлифовальный цех (№2), насекальный цех (№15), компрессорная (№19), заводоуправление (№21) и термический цех (№18).

К третьей категории относятся цеха перерыв в электроснабжение которых может составлять не более 24 часов подряд, либо не более 72 часов за год суммарно, а именно: ремонтно-строительный цех (№2), гараж (№5), склад вспомогательных материалов (№6), склад металла (№7), административно-бытовой корпус (№14), лабораторный корпус (№16) и склад готовой продукции (№20).

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 24270 кВт.

2 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

3 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 11402 кВт.

4 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,83$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,50$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,50$.

5 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

6 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 2500 МВ·А, тип и сечение питающих линий ВЛ 110 кВ – АС-70/11.

7 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 3,5 км.

8 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2хТДН-10000/110/10.

9 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

10 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 400, 630, 1000, 1600 кВ·А.

11 Грунт: коррозионная активность – низкая, блуждающие токи – отсутствуют, растягивающие усилия – отсутствуют.

12 Число часов использования максимума нагрузки 4355 ч/год.

13 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 50, 95, 150 мм².

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

СИП (самонесущий изолированный провод) – тип провода, предназначенного для передачи и распределения электрической энергии в воздушных силовых и осветительных сетях напряжением до 35 кВ.

Самонесущие изолированные провода, в отличие от проводов неизолированных, имеют изолирующее полиэтиленовое покрытие на фазных проводах и, в зависимости от модификации, имеют или не имеют подобное покрытие на несущем нейтральном проводе. Кроме того, есть разновидность СИП без несущего провода, у которой все четыре провода изолированы. Все три системы СИП разработаны за рубежом и на сегодняшний день являются равноправными, поскольку они одинаково широко получили распространение в десятках стран [1].

Пионерами в области применения самонесущих изолированных проводов принято считать Францию и Финляндию – энергетики и проектировщики именно этих стран первыми в Европе занялись разработкой стандартов в области проектирования и правил устройства воздушных линий с изолированными (ВЛИ) и защищенными (ВЛЗ) проводами. Впоследствии и другие страны разрабатывали свои системы воздушной подвески, но, как правило, за основу их принимались уже утверждённые в эксплуатацию европейские стандарты.

Во Франции первые связки изолированных проводов ВЛ появились в 1955 году и представляли из себя медные жилы в резиновой изоляции с оболочкой из неопрена. Поначалу они устанавливались на фасадах зданий, заменяя голые медные провода на изоляторах. С 1962 года в качестве изоляции стали применять ПВХ, который к 1977 году был полностью вытеснен светостабилизированным полиэтиленом сетчатой структуры. В качестве токоносителя быстро распространилось применение алюминия, что объясняется его стоимостью и более привлекательным соотношением между весом и электрической проводимостью. Наконец окончательно широкое распространение получили самонесущие изолированные провода марки «Торсада», выпускаемые заводом «Каблери Де Ланс», в которых несущий провод выполнен из термоупрочнённого алюминиевого сплава «альмелек», имеет сечение 54,6 или 70 мм² и всегда изолирован, так как по французским стандартам нулевой несущий провод является токонесущим, хотя и заземлён в нескольких точках [2].

Разработку ВЛ с изолированными проводами в скандинавских странах подтолкнула необходимость уменьшить последствия от повреждений, вызванных суровыми климатическими условиями в данном регионе. Одновременно с этим назрела необходимость более узких трасс электролиний, особенно в условиях плотной городской застройки.

Разработка системы подвесного скрученного кабеля АМКА началась в 1958 году в Финляндии на предприятии NOKIA KABEL как системы воздушных подвесных проводов низкого напряжения. Система представляет собой скрученные вокруг голого несущего нулевого провода фазных изолированных жил, изоляция которых выполнена из термопластичного полиэтилена.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

Параллельно были разработаны провода со сшитым полиэтиленом марки АХКА, а также системы АМКА-Т и АХКА-Т – с изолированным несущим тросом для тропических районов с повышенной влажностью.

В настоящее время системой АМКА оборудовано более 170 тыс.км ВЛ-0,4 кВ в Финляндии (около 80%). Система АМКА применена также более чем в 30 странах таких частей света, как Южная Америка, Африка, Азия, Ближний и Дальний Восток: в Перу – в 1981 году, в Саудовской Аравии – с 1984 года, в Непале – с 1986 года, в горных районах Гималаев – 1989 год. Применение изолированных проводов в южных и горных районах не представляло проблемы, т.к. изоляция ВЛИ стойка к воздействию ультрафиолета и озона.

Потребность в изолированных проводах среднего класса напряжения была реализована разработкой проводов SАХ.

Первая прокладка изолированных проводов ВЛ-20 кВ осуществлена в 1976 году – это так называемая система ПАС – усиленные алюминиевые провода в пластмассовой изоляции. Позднее, в 1981 году в Финляндии была построена первая линия системы SАХ, где изоляция проводов была выполнена из полиэтилена. В 1984 году в эксплуатацию принята вибростойкая система SАХ, оборудованная также устройствами защиты от электрической дуги.

В настоящее время система SАХ подразумевает и включает в себя защищённые провода с изоляцией из силаносшиваемого полиэтилена, оборудованные соответствующей линейно-цепной арматурой, устройствами грозозащиты, виброзащиты и монтажные принадлежности, относящиеся к ним.

В Швеции первые ВЛЗ появились в 1985 году – 3000 км, в Норвегии первые ВЛЗ – в 1986 году построено 2000 км.

Так как в 90-х годах провода АМКА и SАХ стали поставляться и успешно применяться в России, предприятием NOKIA KABEL в 1995 году инициирована разработка фирмой ОРГРЭС комплекта нормативно-технической документации на проектирование, сооружение и эксплуатацию опытно-промышленных линий ВЛИ- 0,4 кВ, а в 1996 году – аналогичный комплект документации для ВЛЗ 6-20 кВ [1].

Разработка и проектирование отечественных СИП были начаты в 1987 году на Иркутском кабельном заводе. В 1991 году по ТУ 16.К71-120-91 были запущены в опытное производство провода марок САПт, САСПт, САПсш и САСПсш. Первая ВЛИ с применением этих проводов в России была смонтирована в Краснодарском крае в 1994 году в станции Васюринской Динского района. Её протяжённость составляла 3,5 км. Производство проводов марок САПт и САПсш вскоре было прекращено в связи с выходом в свет ТУ 16.К71-268-98, которые были разработаны на основе международного гармонизированного стандарта HD626S1 ВНИИКП совместно с ОАО «Севкабель» и при участии департамента электрических сетей РАО «ЕЭС России», «Ленэнерго», института «Западсельэнергопроект».

Итак, в настоящее время, существуют три системы СИП, обладающие определенными преимуществами и недостатками. Характеристики данных систем на представлены в таблицах А и Б.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		11

Таблица А – Особенности разных систем СИП по конструкции [3]



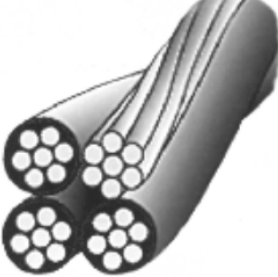
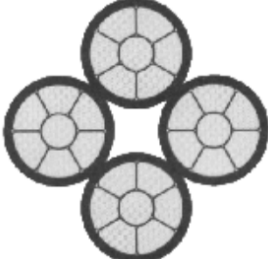
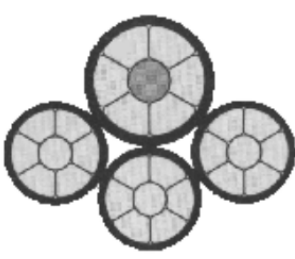
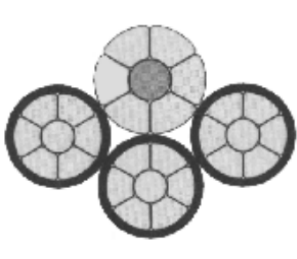
Самонесущая система проводов СИП («Шведская система»)	СИП с изолированной несущей нейтралью («Французская система»)	СИП с голой несущей нейтралью («Финская система»)
Зарубежные системы		
		
ALUS, EX	Torsada, АХКА-Т, АМКА-Т	АХКА, АМКА
Отечественные системы		
		
СИП-4	СИП-1А, СИП-2А	СИП-1, СИП-2
<p>Несущий провод отсутствует. Все проводники из алюминия. Все проводники равного сечения.</p>	<p>Вокруг изолированного несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности.</p>	<p>Вокруг неизолированного («голового») несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности.</p>
<p>Самонесущая система СИП состоит из 4-х изолированных алюминиевых жилы. Механическая прочность и сечение всех 4-х жил одинаковы. При натяжении линии все 4 жилы несут одинаковую нагрузку. Линии абонентов для всех 3-х систем проводов применяются обычно также самонесущего типа и состоят из 2-х или 4-х скрученных изолированных алюминиевых жил сечением 16, 25,35 мм².</p>	<p>Система СИП состоит из 3-х изолированных алюминиевых жил и 1 изолированной несущей нейтрали из алюминиевого сплава "Альмелек". Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из сталеалюминиевого провода. Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку</p>	<p>Система СИП состоит из 3-х изолированных алюминиевых жилы и 1 несущей нейтрали из алюминиевого сплава без изоляции. Есть отечественная модификация, у которой несущая нейтраль изготовлена из сталеалюминиевого провода. Механическая прочность и сечение 3-х фаз одинаковы. Проводник нейтрали предназначен для подвешивания СИП и имеет высокую механическую прочность. При натяжении линии только нейтраль несет всю растягивающую нагрузку.</p>

Таблица Б – Сравнение характеристик зарубежных и отечественных систем

Характеристики	Зарубежные системы	Отечественные системы
Диапазон температур эксплуатации	от -45 до +50°C	от -60°C до +50°C
Монтаж проводов должен производиться при температуре не ниже	-20°C	-20°C
Допустимый нагрев токопроводящих жил при эксплуатации не более	65°C	90°C
Допустимый нагрев токопроводящих жил при коротком замыкании	100°C	не более 250°C
Гарантийный срок эксплуатации	5 лет с даты ввода провода в эксплуатацию	3 года с даты ввода провода в эксплуатацию, но не позднее 6 месяцев с даты изготовления
Срок службы не менее	50 лет	40 лет
Цена	от 280 000 руб/км	от 120 000 руб/км

Выводы по разделу

Таким образом, можно выделить «финскую» систему с неизолированной несущей жилой и «французскую» систему с изолированной нейтралью. В связи с тем, что во «французской» системе подвески нагрузка на изоляцию несущего троса значительна, по французскому стандарту проектируются уменьшенные пролёты между опорами и, как следствие, – большее количество линейно-сцепной арматуры. В «финской» системе воздушной подвески контакт арматуры с голым несущим тросом более надёжен – это позволяет увеличить анкерные и промежуточные пролёты, что даёт возможность уменьшить количество арматуры, которая вместе с тем является более дорогой. В связи с этим, концептуально обе системы отличаются тем, что «финская», обладая высокой прочностью арматуры и несущего провода, при аварии выдерживает большую механическую нагрузку и, в конечном счёте, работает на разрушение опоры, а «французская» – на разрушение арматуры, когда электроснабжение абонентов не прекращается даже когда провод уже лежит на земле [3].

В «шведской» системе (ALUS, EX) – несущий провод отсутствует, а подвеска системы осуществляется за все проводники одновременно, то есть механическая нагрузка равномерно распределена между нулевым и фазными проводниками, что придаёт системе более высокую механическую прочность, чем в «финской» и «французской» системах. Так же «шведская» система не только наиболее надёжна, но и экономически выгодна. Цены на провода СИП-4 ниже стоимости аналогично выбранных по сечению с несущим нулевым проводом. Дело в том, что для изготовления проводов этих систем не требуется специального достаточно дорогостоящего процесса переработки сплава. В данном случае снижение цены достигается не ухудшением качеств (характеристики СИП-4, наоборот, значительно лучше, чем в системах с несущим тросом), а лишь применением прогрессивной системы подвески.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [4]. В системе электро-снабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки.

1.1 Расчет нагрузок по электроремонтному цеху

Всю систему электроснабжения предприятия можно разделить на шесть уровней. Произведем расчет электрических нагрузок последовательно начиная от низших уровней к высшим.

К I уровню СЭС относится отдельный электроприёмник – аппарат, механизм, установка, станок.

Расчетные нагрузки на I уровне определяются по выражениям

$$p_p^I = k_{и.а} \cdot p_{ном} \quad (1.1)$$

$$q_p^I = k_{и.а} \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{ном} \quad (1.2)$$

где $k_{и.а}$ – коэффициент использования по активной мощности [5].

$\operatorname{tg}\varphi_{ном}$ – коэффициент реактивной мощности электроприёмника [5].

Ко II уровню СЭС относятся распределительные шинопроводы и распределительные щиты напряжением до 1 кВ.

Расчетную нагрузку на II уровне можно найти по формулам

$$P_p^{II} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{номi} \quad (1.3)$$

$$Q_p^{II} = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^n k_{и.аi} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \quad (1.4)$$

$$S_p^{II} = \sqrt{(P_p^{II})^2 + (Q_p^{II})^2} \quad (1.5)$$

$$I_p^{II} = \frac{S_p^{II}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \quad (1.6)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [6] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности;

$K_{рр}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности;

$\operatorname{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i-го электроприемника;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, В.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Эффективное число электроприемников и средневзвешенное значение коэффициента использования, необходимые для выбора расчетных коэффициентов по активной и реактивной мощности, найдем по выражениям

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}^2}; \quad (1.7)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном}i}}; \quad (1.8)$$

где n – реальное число электроприёмников;

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

При числе однофазных ЭП более трех при различных $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$, а также при включении их на фазные и линейные напряжения определение максимальной нагрузки производится следующим образом: все однофазные ЭП, включенные на фазное и линейное напряжение, распределяются по возможности равномерно по фазам и представлены в таблице 1.1. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $K_{\text{и}}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок по [5, табл.2.21] к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению

$$P_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot k_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot k_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})}, \quad (1.9)$$

$$Q_{\text{срА}} = k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AB})} \cdot q_{\text{AB(A)}} + k_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{CA})} \cdot q_{\text{CA(A)}} + k'_{\text{иа}} \cdot P_{(\text{AO})} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (1.10)$$

где $k_{\text{иа}}$ и $k'_{\text{иа}}$ - соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(\text{AB})}$ - нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и В, кВт;

$P_{(\text{CA})}$ - нагрузка, присоединенная на линейное напряжение между А и С, кВт;

$P_{(\text{AO})}$ - нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт.

$k_{\text{AB(A)}}$, $k_{\text{CA(A)}}$, $q_{\text{AB(A)}}$, $q_{\text{CA(A)}}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.11)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \cdot \quad (1.12)$$

Средневзвешенное значение коэффициента использования

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(\text{АВ})} + P_{(\text{АС})}) + P_{\text{А0}}} \quad (1.13)$$

Результаты расчетов однофазной нагрузки, произведенных по формулам (1.9) – (1.13) представлены в таблице 1.1.

К III уровню СЭС относится щит низкого напряжения трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ.

Расчетные нагрузки на III уровне определяются по выражениям

$$P_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \quad (1.14)$$

$$Q_p^{\text{III}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n k_{\text{иа}i} \cdot p_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.15)$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку

$$P_{\text{р.осв}} = k_{\text{с.осв}} \cdot P_{\text{у.осв}} \cdot F_{\text{ц}} \quad (1.16)$$

$$Q_{\text{р.осв}} = P_{\text{р.осв}} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{осв}} \quad (1.17)$$

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

$P_{\text{у.осв}}$ – удельная осветительная нагрузка, Вт/ м² [7, п.6.3];

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

$\text{tg}\varphi_{\text{осв}}$ - коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{\text{р.ц}} = \sqrt{(P_p^{\text{III}} + P_{\text{р.осв}})^2 + (Q_p^{\text{III}} + Q_{\text{р.осв}})^2} \quad (1.18)$$

Результаты расчета по формулам (1.1) – (1.18) представим в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

При расчете электрических нагрузок по предприятию рассматриваются IV-VI уровни СЭС.

К IV уровню относятся шины распределительной подстанции напряжением 10 кВ. Ввиду отсутствия на предприятии РП-10 кВ, поэтому данный уровень не подлежит рассмотрению.

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по электроремонтному цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P _{ном} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{на}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену									
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _c , кВт			Q _c , квар						
																	a	b	c	a	b	c				
Термический участок																										
ОЭП, подключенные на U _л :																										
44 Печь сушильная, однофазная, U _{ном} = 380 В	60,0	180,0	3	10800	60,0			a	0,59	-0,14	35,4							21,2			-5,0					
							b	0,41	0,44		24,6			0,60	0,96	0,30		14,8			15,8					
					60,0		b	0,59	-0,14		35,4										21,2			-5,0		
							c	0,41	0,44			24,6										14,8				15,8
						60,0	c	0,59	-0,14			35,4								21,2				-5,0		
							a	0,41	0,44	24,6									14,8			15,8				
Итого по ОЭП, подключенные на U _л :		180,0	3	10800	60,0	60,0	60,0											36,0	36,0	36,0	10,8	10,8	10,8			
ОЭП, подключенные на U _ф :																										
43 Ванна для пропитки, однофазная, U _{ном} = 220 В	10,0	80,0	8	800							30,0	30,0	20,0	0,40	0,60	1,34		12,0	12,0	8,0	16,1	16,1	10,7			
Итого по ОЭП, подключенные на U _ф :		80,0	8	800							30,0	30,0	20,0					12,0	12,0	8,0	16,1	16,1	10,7			
Всего по ОЭП:	10,0-60,0	260,0	11	11600	60,0	60,0	60,0				30,0	30,0	20,0	0,53	0,87	0,56		48,0	48,0	44,0	26,9	26,9	21,5			

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность						
По заданию технологов			Справочные данные			$k_{на} \cdot P_{ном},$ кВт	$k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi,$ квар	$n \cdot p^2_{ном}$	$n_э$	$K_{ра}$	K_{pp}	$K_{ра} \cdot k_{на} \cdot P_{ном},$ кВт	$K_{pp} \cdot k_{на} \cdot P_{ном} \cdot tg\phi,$ квар	$S_p,$ кВА	I_p, A	
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		$k_{на}$	cosφ											tgφ
		$P_{ном},$ кВт	$P_{ном},$ кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Станок намоточный	40	2,4	96,0	0,14	0,50	1,73	13,4	23,3	230							
2 Установка испытательная	3	7,5	22,5	0,14	0,50	1,73	3,2	5,5	169							
3 Станок перемоточный	2	3,0	6,0	0,13	0,45	1,98	0,8	1,5	18							
4 Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,14	0,50	1,73	1,4	2,4	33							
5 Станок оплеточный	12	0,6	7,2	0,12	0,45	1,98	0,9	1,7	4							
6 Ванная для лужения	3	10,0	30,0	0,60	0,98	0,20	18,0	3,7	300							
7 Установка сатураторная	1	2,2	2,2	0,60	0,65	1,17	1,3	1,5	5							
8 Электротельфер	3	2,8	8,4	0,35	0,50	1,73	2,9	5,1	24							
9 Вентилятор	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	70	0,6-14,0	224,2	0,34	0,73	0,93	75,5	69,9	1371	37	1,00	1,03	75,5	71,8	104,2	158,3
ШР-2																
10 Станок токарно-винторезный	30	6,4	192,0	0,17	0,65	1,17	32,6	38,2	1229							
11 Станок универсально-фрезерный	5	2,8	14,0	0,20	0,65	1,17	2,8	3,3	39							
12 Станок кругло-шлифовальный	6	9,7	58,2	0,14	0,45	1,98	8,1	16,2	565							
13 Станок плоскошлифовальный	4	3,4	13,6	0,12	0,50	1,73	1,6	2,8	46							
14 Станок универсально-заточной	2	2,4	4,8	0,13	0,50	1,73	0,6	1,1	12							
15 Станок вертикально-сверлильный	20	2,2	44,0	0,14	0,50	1,73	6,2	10,7	97							
16 Станок токарно-доделочный	4	4,5	18,0	0,20	0,65	1,17	3,6	4,2	81							
17 Станок горизонтально-фрезерный	4	4,5	18,0	0,19	0,65	1,17	3,4	4,0	81							
18 Электротельфер	1	2,8	2,8	0,35	0,50	1,73	1,0	1,7	8							
19 Вентилятор	2	14,0	28,0	0,80	0,80	0,75	22,4	16,8	392							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	78	2,2-14,0	393,4	0,21	0,64	1,20	82,4	98,9	2549	61	1,00	1,02	82,4	101,0	130,4	198,0
ШР-3																
20 Станок рубки провода	10	0,6	6,0	0,14	0,50	1,73	0,8	1,5	4							
21 Станок подрезки секций	2	3,4	6,8	0,12	0,45	1,98	0,8	1,6	23							
22 Станок укладки пазов	12	1,2	14,4	0,20	0,65	1,17	2,9	3,4	17							
23 Полуавтомат рубки меди	2	1,5	3,0	0,18	0,65	1,17	0,5	0,6	5							
24 Полуавтомат рубки металлов	1	7,5	7,5	0,17	0,65	1,17	1,3	1,5	56							
25 Полуавтомат укладки пазовой изоляции	8	1,1	8,8	0,20	0,65	1,17	1,8	2,1	10							
26 Полуавтомат изолировки пазов	6	1,7	10,2	0,19	0,65	1,17	1,9	2,3	17							
27 Полуавтомат резки изоляционных прокладок	2	2,2	4,4	0,17	0,65	1,17	0,7	0,9	10							
28 Станок оплеточный	2	0,6	1,2	0,12	0,45	1,98	0,1	0,3	1							
29 Станок намотки и скрутки	2	3,4	6,8	0,14	0,50	1,73	1,0	1,6	23							
30 Станок намоточный	35	3,0	105,0	0,14	0,45	1,98	14,7	29,2	315							
31 Полуавтомат намотки якорей	4	5,5	22,0	0,20	0,65	1,17	4,4	5,1	121							
32 Ванна для пайки	2	15,0	30,0	0,60	0,98	0,20	18,0	3,7	450							
33 Электротельфер	1	2,8	2,8	0,35	0,50	1,73	1,0	1,7	8							

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34 Испытательная установка	4	10,0	40,0	0,20	0,65	1,17	8,0	9,4	400							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	93	0,6-15,0	268,9	0,22	0,67	1,12	58,0	64,7	1459	50	1,00	1,02	58,0	66,3	88,0	133,8
ШР-4																
36 Пресс гидравлический	40	9,5	380,0	0,20	0,65	1,17	76,0	88,9	3610							
37 Пресс кривошипный	10	4,5	45,0	0,18	0,65	1,17	8,1	9,5	203							
38 Станок агрегатный	2	18,0	36,0	0,17	0,65	1,17	6,1	7,2	648							
39 Автомат токарный	3	8,0	24,0	0,20	0,65	1,17	4,8	5,6	192							
40 Установка испытательная	2	7,5	15,0	0,14	0,50	1,73	2,1	3,6	113							
41 Обогреватель прессформ	1	20,0	20,0	0,60	0,98	0,20	12,0	2,4	400							
42 Вентилятор	8	4,0	32,0	0,80	0,80	0,75	25,6	19,2	128							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	66	4,0-20,0	552,0	0,24	0,70	1,01	134,7	136,4	5293	58	1,00	1,02	134,7	139,4	193,8	294,5
ШР-5																
43, 44 Однофазная нагрузка	11	10,0-60,0	260,0	0,53	0,87	0,56	144,0	80,7	11600							
45 Вентилятор	2	14,0	28,0	0,80	0,80	0,75	22,4	16,8	392							
46 Насос	2	3,0	6,0	0,65	0,80	0,75	3,9	2,9	18							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	15	10,0-60,0	294,0	0,58	0,86	0,59	170,3	100,4	12010	7	1,05	1,06	178,8	106,6	208,2	316,3
ШР-6																
47 Станок оплеточный	12	0,6	7,2	0,14	0,50	1,73	1,0	1,7	4							
48 Станок намоточный	65	3,0	195,0	0,12	0,45	1,98	23,4	46,4	585							
49 Станок перемоточный	4	3,0	12,0	0,14	0,50	1,73	1,7	2,9	36							
50 Автомат намоточный	3	3,3	9,9	0,20	0,65	1,17	2,0	2,3	33							
51 Установка испытательная	1	7,5	7,5	0,14	0,45	1,98	1,1	2,1	56							
52 Электротельфер	3	2,8	8,4	0,35	0,50	1,73	2,9	5,1	24							
53 Установка сатураторная	1	2,2	2,2	0,20	0,65	1,17	0,4	0,5	5							
54 Электрокипятильник	3	3,0	9,0	0,60	1,00	0,00	5,4	0,0	27							
55 Ванная для пайки	3	10,0	30,0	0,60	0,98	0,20	18,0	3,7	300							
56 Вентилятор	1	14,0	14,0	0,80	0,80	0,75	11,2	8,4	196							
Итого силовой нагрузки по ШР-6	96	0,6-14,0	295,2	0,23	0,68	1,09	67,1	73,2	1266	69	1,00	1,02	67,1	74,6	100,4	152,5
Электроремонтный цех																
1 ШР-1	70	0,6-14,0	224,2	0,34	0,73	0,93	75,5	69,9	1371							
2 ШР-2	78	2,2-14,0	393,4	0,21	0,64	1,20	82,4	98,9	2549							
3 ШР-3	93	0,6-15,0	268,9	0,22	0,67	1,12	58,0	64,7	1459							
4 ШР-4	66	4,0-20,0	552,0	0,24	0,70	1,01	134,7	136,4	5293							
5 ШР-5	15	10,0-60,0	294,0	0,58	0,86	0,59	170,3	100,4	12010							
6 ШР-6	96	0,6-14,0	295,2	0,23	0,68	1,09	67,1	73,2	1266							
Всего силовой нагрузки по электроремонтному цеху	418	0,6-60,0	2027,7	0,29	0,73	0,92	588,0	543,4	23947	172	0,70	0,70	411,6	380,4	560,4	851,5
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=12800 \text{ м}^2$			192,0	0,90	0,95	0,33							172,8	56,8	181,9	
Итого с учетом освещения	418	0,6-60,0	2219,7	0,29	0,73	0,92	588,0	543,4	23947	172	-	-	584,4	437,2	729,8	1108,8

К V уровню относятся шины главной понизительной подстанции предприятия. Расчетные нагрузки на V уровне определяются по выражениям

$$P_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} P_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаи} \cdot p_{нормi} + \sum_1^M P_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta P_{ти} \right] + P_{осв}, \quad (1.19)$$

$$Q_p^V = K_{ом} \cdot \left[\sum_1^{m_1} Q_{pi}^{III} + \sum_1^{N_1} k_{иаи} \cdot p_{нормi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i + \sum_1^M Q_{pi}^{IV} + \sum_1^{L_1} \Delta Q_{ти} \right] + Q_{осв}, \quad (1.20)$$

где m_1 – число узлов (ТП) СЭС третьего уровня, питающихся от СШ 10 кВ ГПП
 N_1 – число высоковольтных электроприёмников, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

M – число узлов СЭС четвёртого уровня (РП), питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

L_1 – число трансформаторов цеховых ТП, питающихся от СШ 10 кВ ГПП;

$P_{осв}$, $Q_{осв}$ – осветительная нагрузка предприятия.

К VI уровню СЭС относится граница раздела предприятия и энергоснабжающей организации. Расчетные нагрузки на VI уровне определяются по выражениям

$$P_p^{VI} = P_p^V + \Delta P_{т.гпп}, \quad (1.21)$$

$$Q_p^{VI} = Q_{эсi} = P_p^{VI} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{норм} \approx P_p^V \cdot \operatorname{tg}\varphi_{норм}, \quad (1.22)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{норм}$ – нормированная величина коэффициента реактивной мощности.

Результаты расчёта по формулам (1.19) – (1.22) представим в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприёмников напряжением до 1000 В, электроприёмников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}; \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{п.н/вi}}{P_{pi}}; \quad (1.24)$$

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок для группы цехов напилочного завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м ²	$P_{уд\ осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{соев}$	$P_{росв.},$ кВт/м ²	$Q_{росв.},$ квар	$P_p + P_{росв.},$ кВт	$Q_p + Q_{росв.},$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Отдел технического контроля		30	100	0,30	0,55	1,52	30	46	1,00	30	46	1540	0,015	0,95	0,3	0,80	18	6	48	51	70
2 Ремонтно-строительный цех		32	239	0,40	0,65	1,17	96	112	0,75	72	84	780	0,015	0,95	0,3	0,90	11	3	82	87	120
3 Очистные сооружения		6	60	0,80	0,85	0,62	48	30	1,00	48	30	627	0,015	0,95	0,3	0,80	8	2	56	32	64
4 Инструментальное производство		93	2627	0,50	0,70	1,02	1314	1340	0,75	985	1005	5328	0,020	0,95	0,3	0,90	96	29	1081	1034	1496
5 Гараж		7	106	0,35	0,60	1,33	37	49	1,17	43	58	828	0,015	0,95	0,3	0,60	7	2	51	60	79
6 Склад вспомогательных материалов		6	69	0,25	0,50	1,73	17	30	1,43	25	43	770	0,015	0,95	0,3	0,60	7	2	32	45	55
7 Склад металла		6	87	0,25	0,50	1,73	22	38	1,43	31	54	660	0,015	0,95	0,3	0,60	6	2	37	56	67
8 Заготовительное отделение		190	4219	0,50	0,70	1,02	2110	2152	0,75	1582	1614	1364	0,015	0,95	0,3	0,80	16	5	1598	1619	2275
9 Станция нейтрализации		50	600	0,70	0,80	0,75	420	315	0,85	357	268	484	0,015	0,95	0,3	0,80	6	2	363	269	452
10 Кузнечный цех		130	4556	0,65	0,80	0,75	2961	2221	0,80	2369	1777	1540	0,020	0,95	0,3	0,90	28	8	2397	1785	2989
11 Котельная		40	992	0,80	0,85	0,62	794	492	0,85	675	418	360	0,015	0,95	0,3	0,80	4	1	679	419	798
12 Насосная водозабор		30	300	0,80	0,85	0,62	240	149	1,00	240	149	126	0,015	0,95	0,3	0,80	2	0	242	149	284
13 Шлифовальный цех		39	2174	0,65	0,80	0,75	1413	1060	0,85	1201	901	1855	0,020	0,95	0,3	0,90	33	10	1235	911	1534
14 Административно-бытовой корпус		27	156	0,40	0,65	1,17	62	73	1,00	62	73	1826	0,015	0,95	0,3	0,85	23	7	86	80	117
15 Насекальный цех		21	1621	0,65	0,80	0,75	1054	790	0,90	948	711	3498	0,020	0,95	0,3	0,90	63	19	1011	730	1247
16 Лабораторный корпус		23	192	0,40	0,65	1,17	77	90	1,00	77	90	1188	0,015	0,95	0,3	0,75	13	4	90	94	130
17 Электроремонтный цех		172	2028	0,29	0,73	0,92	588	543	0,70	412	380	12800	0,015	0,95	0,3	0,90	173	57	584	437	730
18 Термический цех		67	3518	0,80	0,85	0,62	2814	1744	0,80	2252	1395	2650	0,020	0,95	0,3	0,90	48	14	2299	1410	2697
19 Компрессорная		6	340	0,80	0,85	0,62	272	169	0,91	248	153	324	0,015	0,95	0,3	0,80	4	1	251	155	295
20 Склад готовой продукции		53	106	0,25	0,50	1,73	27	46	1,00	27	46	1272	0,015	0,95	0,3	0,60	11	3	38	49	62
21 Заводоуправление		20	180	0,40	0,65	1,17	72	84	1,00	72	84	915	0,015	0,95	0,3	0,85	12	3	84	88	121
Освещение территории												94265	0,001	0,95	0,3	1,00	94	28	94	28	98
Итого по предприятию			24270	0,60	0,78	0,80	14467	11572		11755	9378						683	210			

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}} ; \quad (1.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}} , \quad (1.26)$$

где P_{pi} , $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.освi}$ - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;
 m - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определяется из условия, чтобы радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 3 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2} .$$

При определении координат центра электрических нагрузок задается условная система координат с началом отсчета в левом нижнем углу генерального плана предприятия, тогда координаты центра определяются по формулам [8]:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} . \quad (1.27)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} , \quad (1.28)$$

где x_i, y_i - координаты центра i -го узла на генплане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{р.н/вi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	$P_{р.в/вi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{н/вi}$, град	$\alpha_{осв/вi}$, град	$\alpha_{в/вi}$, град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Отдел технического контроля	48	30	18		477	244	4	223	137	0
2 Ремонтно-строительный цех	82	72	11		459	159	5	314	46	0
3 Очистные сооружения	56	48	8		407	279	4	311	49	0

Продолжение таблицы 1.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
4 Инструментальное производство	1081	985	96		354	51	18	328	32	0
5 Гараж	51	43	7		377	236	4	307	53	0
6 Склад вспомогательных материалов	32	25	7		270	193	3	281	79	0
7 Склад металл	37	31	6		274	123	3	302	58	0
8 Заготовительное отделение	1598	1582	16		251	123	21	356	4	0
9 Станция нейтрализации	363	357	6		259	48	10	354	6	0
10 Кузнечный цех	2397	2369	28		218	123	26	356	4	0
11 Котельная	679	675	4		200	62	14	358	2	0
12 Насосная водозабора	242	240	2		181	38	8	358	2	0
13 Шлифовальный цех	1235	1201	33		183	118	19	350	10	0
14 Административно-бытовой корпус	86	62	23		125	173	5	262	98	0
15 Насекальный цех	1011	948	63		132	118	17	338	22	0
16 Лабораторный корпус	90	77	13		94	225	5	307	53	0
17 Электроремонтный цех	584	412	173		80	58	13	254	106	0
18 Термический цех	2299	2252	48		75	118	26	353	7	0
19 Компрессорная	251	248	4		70	169	8	354	6	0
20 Склад готовой продукции	38	27	11		37	118	3	251	109	0
21 Заводуправление	84	72	12		34	203	5	310	50	0
Итого	12344	11755	589	0	188	109				

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

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

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия: $x_{ГПП} = 328$ м; $y_{ГПП} = 121$ м.

Выводы по разделу один

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, определена расчетная нагрузка по электроремонтному цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, определены координаты символического центра электрических нагрузок предприятия и местоположение ГПП.

2 ВЫБОР СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ПРЕДПРИЯТИИ

2.1 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

Целью выбора трансформаторов третьего уровня системы электроснабжения предприятия является определение типа, количества, единичной мощности каждого и места размещения.

2.1.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор типа трансформаторов осуществляется в зависимости от требований окружающей среды. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, кроме производственных помещений, где по условиям среды, по количеству, значению, мощности и этажности нельзя применять масляные трансформаторы.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ, так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами типа ТМ и ТМЗ [9]:

- Обладают малыми габаритными размерами;
- Экономичные в работе;
- Устойчивы к перегрузкам;
- Практически не требуют затрат на эксплуатацию;
- Безопасны в работе.

2.1.2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [10], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ , кВ·А/м ²	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}; \quad (2.1)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{р.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А;

$k_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

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

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где N_t – число трансформаторов в цехе, принято равным 2.

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

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (2.4)$$

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

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

Из анализа выражения (2.5) следует:

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

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

2 Если оказывается, что мощность Q_{1p} меньше нагрузки $Q_{p.ц}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{p.ц}$, то для необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею

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

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}; \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (2.8)$$

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

Целесообразность данной установки РПН определяется условием [5]

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (2.9)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

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

Проверка выполнения соотношения (2.9) представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
1	1	$70 \cdot 98 = 6860$
1	2	$64 \cdot 117 = 7488$
1	3	$79 \cdot 144 = 11376$
3	4	$55 \cdot 48 = 2640$
3	5	$67 \cdot 22 = 1474$
6	6	$284 \cdot 42 = 11928$
9	7	$117 \cdot 26 = 3042$
9	8	$130 \cdot 68 = 8840$
9	9	$121 \cdot 44 = 5324$
11	10	$62 \cdot 36 = 2232$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.9), представим в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	Тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{эт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{эт-н}	K _{эт-п/а}	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{хх} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _р +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _р , кВА	
1 Отдел технического контроля	3	48	51	70	1540	0,05	400	РПН-1																				
2 Ремонтно-строительный цех	3	82	87	120	780	0,15	1000																					
3 Очистные сооружения	3	56	32	64	627	0,10	630	РПН-2																				
5 Гараж	3	51	60	79	828	0,10	630	РПН-3																				
Итого:		237	230	330	780	0,15	1000	1	ТМГ	400	1	1	0,90	271	230	0	0,83	-	0,7	5,9	1,0	4,5	5	16	242	246	345	
4 Инструментальное производство	2	1081	1034	1496	5328	0,28	1600																					
Итого:		1081	1034	1496	5328	0,28	1600	2	ТМГ	1000	2	1	0,80	1180	1034	0	0,75	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	15	74	1096	1107	1558	
6 Склад вспомогательных материалов	3	32	45	55	770	0,07	630	РПН-4																				
7 Склад металла	3	37	56	67	660	0,11	630	РПН-5																				
8 Заготовительное отделение	2	1598	1619	2275	1364	1,68	2500																					
Итого:		1667	1719	2395	1364	1,68	2500	3	ТМГ	1600	2	1	0,80	1943	1719	0	0,75	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	23	124	1690	1843	2500	
9 Станция нейтрализации	3	363	269	452	484	0,93	2500																					
Итого:		363	269	452	484	0,93	2500	4	ТМГ	400	1	1	0,95	113	113	156	0,95	-	0,7	5,9	1,0	4,5	6	20	369	133	392	
10 Кузнечный цех	2	2397	1785	2989	1540	1,96	2500																					
Итого:		2397	1785	2989	1540	1,96	2500	5	ТМГ	1600	2	1	0,80	899	899	886	0,80	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	26	139	2422	1038	2635	
11 Котельная	2	679	419	798	360	2,23	2500																					
12 Насосная водозабора	2	242	149	284	126	2,25	2500	РПН-6																				
Итого:		920	569	1082	360	2,23	2500	6	ТМГ	630	2	1	0,80	411	411	158	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	12	52	932	463	1041	
13 Шлифовальный цех	2	1235	911	1534	1855	0,83	2500																					
Итого:		1235	911	1534	1855	0,83	2500	7	ТМГ	1000	2	1	0,80	1018	911	0	0,77	1,40*	1,4	10,8	0,6	5,5	16	77	1250	988	1593	
15 Насекальный цех	2	1011	730	1247	3498	0,46	2500																					
Итого:		1011	730	1247	3498	0,46	2500	8	ТМГ	1000	2	1	0,80	1240	730	0	0,62	1,24	1,4	10,8	0,6	5,5	11	55	1022	785	1289	
14 Административно-бытовой корпус	3	86	80	117	1826	0,06	400	РПН-7																				
16 Лабораторный корпус	3	90	94	130	1188	0,11	630	РПН-8																				
19 Компрессорная	2	251	155	295	324	0,91	2500																					
21 Заводоуправление	2	84	88	121	915	0,13	630	РПН-9																				
Итого:		511	416	659	324	0,91	2500	9	ТМГ	400	2	1	0,80	385	385	31	0,80	1,40*	0,7	5,9	1,0	4,5	9	31	520	416	666	
17 Электроремонтный цех	3	584	437	730	12800	0,09	630																					
Итого:		584	437	730	12800	0,09	630	10	ТМГ	630	1	1	0,95	129	129	308	0,95	-	1,0	7,6	0,6	5,5	8	35	592	164	615	
18 Термический цех	2	2299	1410	2697	2650	1,02	2500																					
20 Склад готовой продукции	3	38	49	62	1272	0,05	400	РПН-10																				
Итого:		2337	1459	2755	1855	1,02	2500	11	ТМГ	1600	2	1	0,80	1045	1045	414	0,80	1,40*	1,7	17,3	0,5	6,0	26	139	2363	1184	2643	
Итого по предприятию:																							155	761	12498	8368		

Примечание: * – в послеаварийном режиме будет отключена часть нагрузки III категории.

2.2 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП

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

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла [4]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (2.10)$$

где $L = 3,5$ – длина питающей ГПП воздушной линии, км.

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда по выражению (1.19) расчетная активная нагрузка предприятия составит

$$P_p^V = 0,90 \cdot (14467 + 155) + 683 = 11402 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \cdot \sqrt{3,5 + 0,016 \cdot 11402} = 59 \text{ кВ.}$$

Так как предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 35 и 110 кВ, поэтому для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (35 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия. Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчетной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

$$S_p^V = \sqrt{(P_p^V)^2 + (Q_{\text{эс}} - \Delta Q_{\text{т.ГПП}})^2}, \quad (2.11)$$

где $Q_{\text{эс}}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;
 $\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, определяется по формуле

$$Q_{\text{эс}} = P_p^V \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}, \quad (2.12)$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения [11].

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		28

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{\text{т.ГПП}} = 0,07 \sqrt{(P_p^V)^2 + Q_{\text{эс}}^2} . \quad (2.13)$$

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_p^V}{n \cdot k_{\text{з.н.}}} , \quad (2.14)$$

где n – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.н.}}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_p^V}{n \cdot S_{\text{н.т.}}} . \quad (2.15)$$

Расчеты по выражениям (2.11) – (2.15) представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Выбор трансформаторов ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	S_p^V , кВА	$Q_{\text{эс}}$, квар	$\Delta Q_{\text{т.ГПП}}$, квар	$S_{\text{т.расч.}}$, кВА	$S_{\text{т.прин.}}$, кВА	$k_{\text{з.н.}}$
35	11987	4561	860	8562	10000	0,60
110	12374	5701	892	8839	10000	0.62

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТДН-10000/35/10 и ТДН-10000/110/10, технические характеристики которого представлены в таблице 2.5.

Таблица 2.5 – Технические характеристики трансформатора на ГПП

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
10	35	10	60	8,0	8,0	0,3
10	110	10	58	10,0	10,5	0,4

Выбранные трансформаторы выполняются с естественной циркуляцией масла и принудительной циркуляцией воздуха, а также оснащены функцией регулирования напряжения под нагрузкой

Для нормальной работы электроприёмников потребителей необходимо, чтобы напряжение не отклонялось от заданного уровня больше допустимых пределов, в связи с этим применяем трансформатор с регулированием напряжения под нагрузкой. Необходимость и достаточность установки РПН осуществляется следующим образом.

Определяем потери напряжения в трансформаторах

$$\Delta U_T = \frac{r_T \cdot (P_p^V + \Delta P_{T.ГПП}) + x_T \cdot (Q_{эс} - \Delta Q_{T.ГПП})}{U_{НОМ}} \quad (2.16)$$

где r_T – активное сопротивление трансформаторов ГПП, Ом;

x_T – реактивное сопротивление трансформаторов ГПП, Ом;

$\Delta P_{T.ГПП}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{T.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

Активное и реактивное сопротивление трансформатора

$$r_T = 2 \cdot \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{н.т}^2}, \quad (2.17)$$

$$x_T = 2 \cdot \frac{U_{кз} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{н.т}}, \quad (2.18)$$

где $\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.5);

$S_{н.т}$ – полная номинальная мощность трансформатора, кВ·А(таблица 2.5);

I_{xx} – ток холостого хода трансформатора, % (таблица 2.5);

U_k – напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.5);

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{з.н.}^2 \Delta P_{кз}), \quad (2.19)$$

где n – число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт (таблица 2.5);

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.5).

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (2.20)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, % (таблица 2.5);

U_k - напряжение короткого замыкания, % (таблица 2.5).

Определяем расчетное число ответвлений

$$n_{\text{отв.р}} = \frac{\Delta U_{\text{т}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% . \quad (2.21)$$

Полученное значение округляем до ближайшего паспортного числа из расчета, что шаг одного ответвления составляет 1,78%, а число ответвлений трансформатора равно $\pm 9\%$.

Выбор ответвлений трансформаторов выполненный по выражениям (2.16) – (2.21) представим в таблице 2.6.

Таблица 2.6 –Выбор ответвлений трансформаторов

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$r_{\text{т}}, \text{Ом}$	$x_{\text{т}}, \text{Ом}$	$\Delta P_{\text{т}}, \text{кВт}$	$\Delta Q_{\text{т}}, \text{квар}$	$\Delta U_{\text{т}}, \text{кВ}$	$n_{\text{отв.р}}, \%$	$n_{\text{отв.пасп}}, \%$
35	0,74	9,80	68	695	0,46	1,31	$1 \cdot 1,78 = 1,78$
110	7,26	127,05	74	944	1,83	1,67	$1 \cdot 1,78 = 1,78$

Выводы по разделу два

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбрано 11 трансформаторных подстанций на базе трансформаторов ТМГ мощностью 400, 630, 1000 и 1600 кВ·А. Кроме того, по формуле Стилла определено рациональное напряжение внешнего электроснабжения предприятия равное 59 кВ, поэтому для принятия окончательного варианта напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение схем с ближайшими возможными напряжениями.

3 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ СХЕМ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов схем внешнего электроснабжения на рисунках 3.1 и 3.2 изобразим схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 и 110 кВ соответственно.

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями..

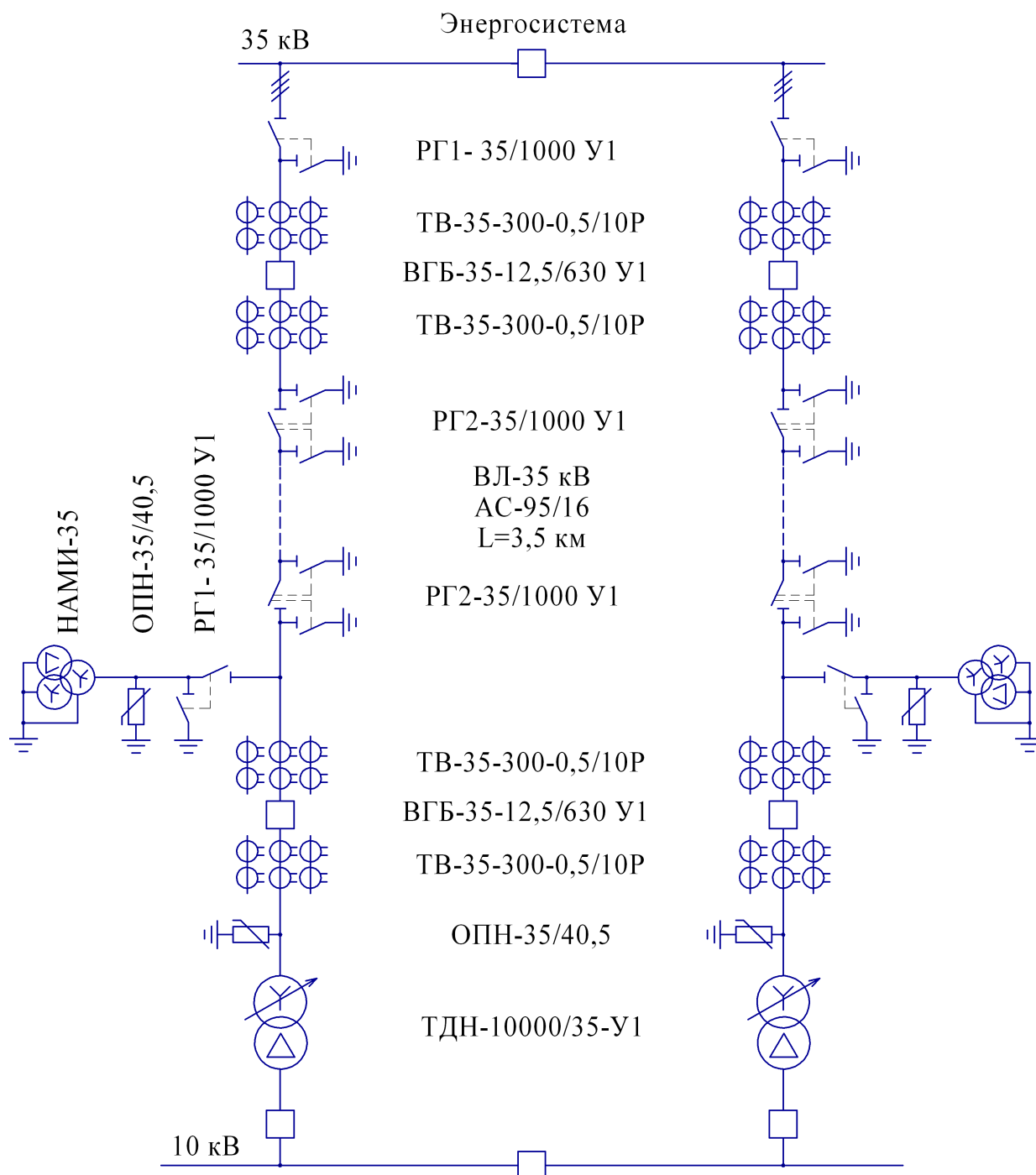


Рисунок 3.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на 35 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

32

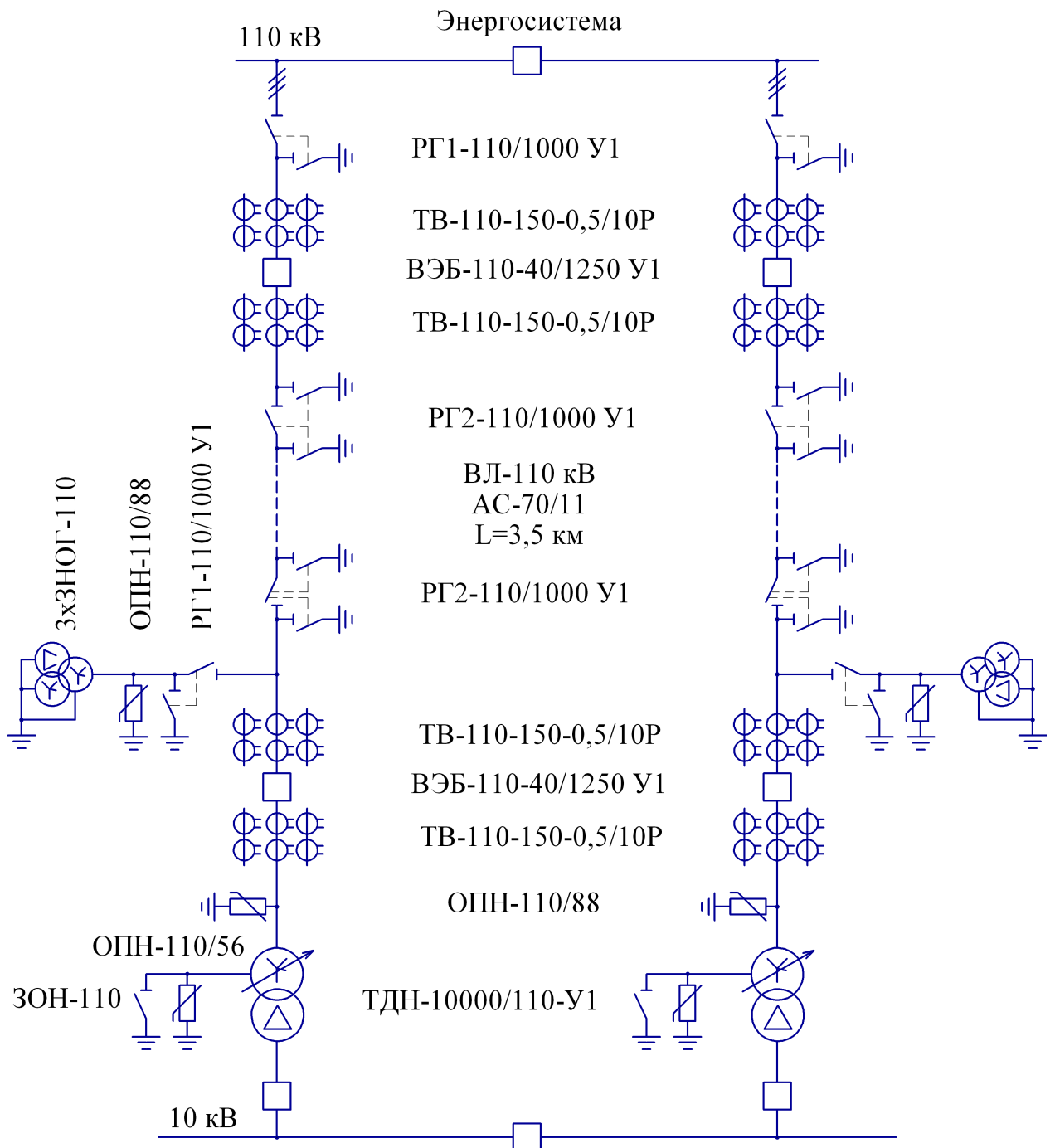


Рисунок 3.1 – Схема внешнего электроснабжения предприятия

3.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по выражению:

$$\Delta A_{\tau} = n(\Delta P_{xx} \cdot T_{\Gamma} + k_{3.н}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (3.1)$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

ΔP_{xx} – потери холостого хода, кВт (таблица 2.5);

$\Delta P_{кз}$ – потери короткого замыкания, кВт (таблица 2.5);

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

33

$k_{з.н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы (таблица 2.4);

τ – годовое число часов максимальных потерь, ч/год.

Годовое число часов максимальных потерь вычисляется по формуле

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (3.2)$$

где $T_m = 4355$ – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [5].

Результаты расчета по формулам (3.1) – (3.2) представим в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{ном}$, кВ	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	T_m , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{МВт \cdot ч}{год}$
35	68	695	4355	2742	337
110	74	944	4355	2742	371

3.2 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{р.л.} = \sqrt{(P_{р.л.} + \Delta P_T)^2 + Q_{эс}^2}. \quad (3.3)$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{р.л.} = \frac{S_{р.л.}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{ном}}. \quad (3.4)$$

Ток в послеаварийном режиме:

$$I_{п} = 2 \cdot I_{р.л.}. \quad (3.5)$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{р.л.}}{j_3}, \quad (3.6)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, в нашем случае $j_3 = 1,1$ А/мм² при $T_m = 4355$ ч/год [5, 12].

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{п}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (3.7)$$

где $L = 3,5$ – расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия, выполненный по формулам (3.3) – (3.7), представим в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Выбор ЛЭП

$U_{\text{ном}}$, кВ	$S_{\text{р.л.}}$, кВА	$I_{\text{р.л.}}$, А	$I_{\text{п}}$, А	$F_{\text{э}}$, мм ²	$F_{\text{ст}}$, мм ²	$I_{\text{д.доп.}}$, А	r_0 , Ом/км	L , км	$\frac{\Delta A_{\text{п}}}{\text{год}}$, МВт·ч
35	12343	102	204	93	95	330	0,31	3,5	185
110	12814	34	68	31	70	265	0,43	3,5	28

3.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 3.2.

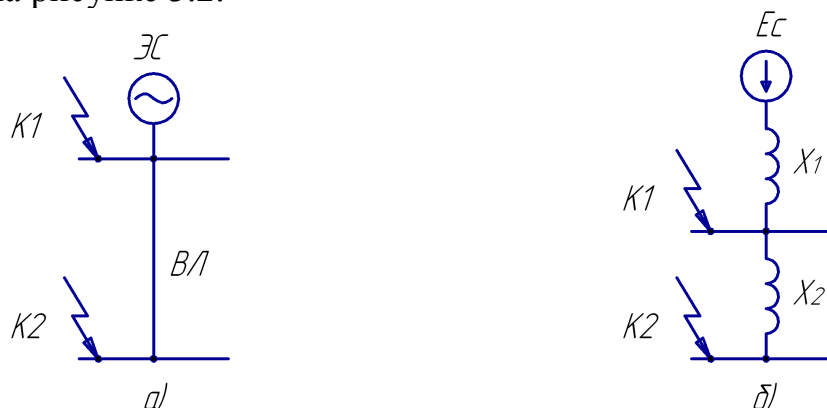


Рисунок 3.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}. \quad (3.8)$$

где $S_6 = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

S_k – мощность короткого замыкания, МВ·А.

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (3.9)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (3.10)$$

где $k_{уд1} = 1,72$ – ударный коэффициент [5].

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (3.11)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км [5];

$U_6 = 115$ – базисное напряжение, кВ.

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (3.12)$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 2:

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot k_{уд2} \cdot I_{k2}. \quad (3.13)$$

где $k_{уд2} = 1,8$ – ударный коэффициент [5].

Результаты расчета по формулам (3.8) – (3.13) представим в таблице 3.3.

Таблица 3.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	S_6 , МВА	U_6 , кВ	S_k , МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	I_{k1} , кА	I_{k2} , кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
35	1000	37	600	1,67	1,26	9,4	5,3	22,8	13,6
110	1000	115	1250	0,80	0,13	6,3	5,4	15,3	13,7

3.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [4]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (3.14)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (3.15)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А (таблица 3.2);

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (3.16)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} ; \quad (3.17)$$

$$i_y \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (3.18)$$

где $I_{\text{пр.скв.}}$, $i_{\text{пр.скв.}}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{\text{а,т}}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} ; \quad (3.19)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{\text{а,т}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п,0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}} ; \quad (3.20)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;
 $T_a = 0,05$ – постоянная времени затухания аperiodической составляющей тока короткого замыкания, с [5].

Расчетное время

$$\tau = t_{\text{р.з.мин}} + t_{\text{с.в}} ; \quad (3.21)$$

где $t_{\text{р.з.мин}} = 0,02$ – наименьшее время срабатывания релейной защиты, с [5];

$t_{\text{с.в}}^{35} = 0,04$, $t_{\text{с.в}}^{110} = 0,035$ – собственное время отключения выключателя, с [13, 14].

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiodическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{\text{а,ном}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{н}} \cdot I_{\text{отк,ном}} ; \quad (3.22)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		37

где $\beta_n^{35} = 0,32$, $\beta_n^{110} = 0,45$ – номинальное относительное содержание аperiodической составляющей [13, 14].

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (3.23)$$

где B_k – полный тепловой импульс КЗ, $\text{kA}^2 \cdot \text{c}$;

$I_{\text{тер}}^{35} = 25$, $I_{\text{тер}}^{110} = 40$ – ток термической стойкости, kA [13, 14];

$t_{\text{тер}} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, c [13, 14].

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (3.24)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, c .

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}}, \quad (3.25)$$

где $t_{\text{р.з.}} = 1,8$ – время действия МТЗ воздушной линии (рисунок 5.1), c ;

$t_{\text{о.в.}}^{35} = 0,06$, $t_{\text{о.в.}}^{110} = 0,055$ – полное время отключения выключателя, c [13, 14].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [13, 14] выбранных выключателей по выражениям (3.16) – (3.28) представим в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Выбор выключателей

Условия выбора [4]	Вариант 35 кВ		Вариант 110 кВ	
	Расчетные данные	Каталожные данные [13] ВГБ-35-12,5/630	Расчетные данные	Каталожные данные [14] ВЭБ-110-40/1250
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;	$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ}$;	$U_{\text{уст}} = 110,0 \text{ кВ}$;	$U_{\text{ном}} = 110,0 \text{ кВ}$;
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}$;	$I_{\text{мах}} = 204,0 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 630,0 \text{ А}$;	$I_{\text{мах}} = 68,0 \text{ А}$;	$I_{\text{ном}} = 1250,0 \text{ А}$;
$I_{\text{отк.ном}} \geq I_{\text{п},\tau}$;	$I_{\text{п},0} = 7,8 \text{ кА}$;	$I_{\text{отк}} = 25,0 \text{ кА}$;	$I_{\text{п},0} = 12,6 \text{ кА}$;	$I_{\text{отк}} = 40,0 \text{ кА}$;
$i_{\text{а,ном}} \geq i_{\text{а},\tau}$;	$i_{\text{а},\tau} = 3,2 \text{ кА}$;	$i_{\text{а,ном.}} = 11,4 \text{ кА}$;	$i_{\text{а},\tau} = 5,1 \text{ кА}$;	$i_{\text{а,ном.}} = 25,5 \text{ кА}$;
$I_{\text{пр.скв.}} \geq I_{\text{п},0}$;	$I_{\text{п},0} = 7,8 \text{ кА}$;	$I_{\text{пр.скв.}} = 25,0 \text{ кА}$;	$I_{\text{п},0} = 12,6 \text{ кА}$;	$I_{\text{пр.скв.}} = 40,0 \text{ кА}$;
$i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{дин.}}$;	$i_y = 19,0 \text{ кА}$;	$i_d = 63,0 \text{ кА}$;	$i_y = 30,5 \text{ кА}$;	$i_d = 102,0 \text{ кА}$;
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$;	$B_k = 121,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{c}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{c}$;	$B_k = 313,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{c}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{c}$

Разъединители выбираются, согласно условиям [4]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (3.26)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max} ; \quad (3.27)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} ; \quad (3.28)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (3.29)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (3.30)$$

где $I_{тер}^{35} = 25$, $I_{тер}^{110} = 40$ – ток термической стойкости, кА [15];

$t_{тер} = 3$ – время протекания тока термической стойкости, с [15].

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [15] выбранных разъединителей по выражениям (3.26) – (3.30) представим в таблице 3.5.

Таблица 3.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора [4]	Вариант 35 кВ		Вариант 110 кВ	
	Расчетные данные	Каталожные данные [15] РГ-35/1000У1	Расчетные данные	Каталожные данные [15] РГ-110/1000 У1
$U_{ном} \geq U_{уст} ;$	$U_{уст} = 35,0$ кВ;	$U_{ном} = 35$ кВ;	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max} ;$	$I_{max} = 204,0$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;	$I_{max} = 68,0$ А;	$I_{ном} = 1000$ А;
$i_{пр.скв.} \geq i_{д.} ;$	$i_y = 19,0$ кА;	$i_{д} = 50$ кА;	$i_y = 30,5$ кА;	$i_{д} = 100$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$	$B_k = 121,1$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² · с;	$B_k = 313,5$ кА ² · с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² · с

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
35 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03 М [16]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-35УХЛ1 [17]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{ИНОМ} = 35 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 100 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 100 > S _{2Σ}							
110 кВ									
W	Цепи питающих, линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [18]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [19] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-35/40,5, ОПН-110/88, ОПН-110/56.

3.5 Определение технико-экономических показателей схемы внешнего электроснабжения

Экономически выгодным решением считается вариант, которому соответствует минимум приведенных ежегодных затрат. При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, вводные коммутационные аппараты ГПП, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [4]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (3.31)$$

где C₃ - стоимость годовых потерь электроэнергии;

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

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (3.32)$$

где $E_n = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности;
 E_{ai} - отчисления на амортизацию;
 E_{oi} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу [20, 21]:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C_0', \quad (3.33)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0' = \delta \left(\frac{12 \cdot \alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (3.34)$$

где $\delta_{35} = 1,05$, $\delta_{110} = 1,03$ – поправочный коэффициент;
 $\alpha_{35} = 1482,49$, $\alpha_{110} = 1214,22$ – основная ставка тарифа на 2017 г. [20, 21], руб/(кВт·мес);
 $\beta_{35} = 1,3563$, $\beta_{110} = 1,3661$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии на 2017 г. [20, 21], руб/(кВт·ч);
 $K_M = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (3.31) – (3.34) сведен в таблицу 3.7 и 3.8. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [22], с учетом коэффициента инфляция ($K_{инф}=1,46$) на 2017 год по отношению к 2012 году.

Таблица 3.7 – Техничко-экономические показатели варианта 35 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ1-35/1000У1	пол	12	66	788	0,193	152			

Продолжение таблицы 3.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Разъединитель РГ2-35/1000У1	пол	12	80	964	0,193	186			
Выключатель ВГБ-35-12,5/630	шт	4	2024	8094	0,193	1562			
Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	394	788	0,193	152			
ОПН-35/40,5	шт	12	32	385	0,193	74			
Трансформатор ТДН-10000/35-У1	шт	2	3611	7221	0,193	1394	337215	2777	
Двухцепная ВЛ-35 кВ АС-95/16 на стальных опорах	км	3,5	1685	5897	0,152	896	185024	1524	
Всего по варианту				24138		4417	522239	4301	8718

Таблица 3.8 – Технико-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ1-110/1000У1	пол	12	105	1261	0,193	243			
Разъединитель РГ2-110/1000У1	пол	12	114	1367	0,193	264			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	4837	19348	0,193	3734			
ОПН-110/88	шт	12	67	806	0,193	156			
ОПН-110/56	шт	2	55	111	0,193	21			
ЗОН-110	шт	2	51	102	0,193	20			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	457	2742	0,193	529			
Трансформатор ТДН-10000/110-У1	шт	2	4322	8643	0,193	1668	371248	2554	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС- 70/11 на стальных опорах	км	3,5	1996	6986	0,152	1062	28001	193	
Всего по варианту				41366		7197	399249	2747	9944

3.6 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капиталь- ные затра- ты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб/год.	Потери элек- троэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приве- дённые затраты, тыс. руб./год
U = 35 кВ	24138	4417	522	4301	8718
U = 110 кВ	41366	7197	399	2747	9944

Приведённые затраты в I варианте меньше, чем в варианте II на:

$$\frac{9944 - 8718}{9944} \cdot 100\% = 12,3 \%$$

Так как разница в приведенных затратах не превышает 15%, то выбираем вариант, у которого: выше номинальное напряжение; меньше расход цветного металла на провода воздушных линий; лучшая возможность развития сети при росте нагрузок и появлении новых пунктов потребления электроэнергии, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу три

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате сравнения выяснилось, что наиболее рациональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ.

4 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБО ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

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

4.1 Выбор напряжения и схемы внутреннего электроснабжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [23, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

При установке трансформаторов 10 МВА на двухтрансформаторной ГПП, согласно [23, п.6.3.3] рекомендуется выполнение РУ-10 кВ с одной одиночной секционированной выключателем системой шин.

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВ·А или два трансформатора мощностью 1600 кВ·А) схеме [23, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [23, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [12]).

Так как грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в грунте завода отсутствуют блуждающие токи, колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); П – полиэтиленовая оболочка [24].

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

4.2 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [12].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.1)$$

Мощность $S_{p.k}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однитрансформаторной цеховой подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

– при питании двухтрансформаторной подстанции $S_{p.k}$ – расчетная нагрузка приходящаяся на один трансформатор;

– для магистральной линии мощность $S_{p.k}$ должна определяться для каждого участка путем суммирования расчетных нагрузок соответствующих трансформаторов, питающихся по данному участку магистральной линии;

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_3 = \frac{I_{p.k}}{j_3} \quad (4.2)$$

где j_3 – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Ввиду отсутствия в ПУЭ [12, табл.1.3.36] информации об экономической плотности тока, соответствующей кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, экономическая плотность тока для указанных выше кабелей определяется как для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией. Поэтому для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4355$ ч/год экономическая плотность тока равна $j_3=1,7$ А/мм².

Заводом-изготовителем [12] выпускаются трехжильные кабели 10 кВ минимальным стандартным сечением равным $F_{min.ct} = 50$ мм².

По результатам расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к F_3 и $F_{min.ct}$

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{p.k}}{n_k} \quad (4.3)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		45

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к.} \quad (4.4)$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф} \quad (4.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки K_3 ;

$$K_3 = \frac{I_{р.к.}}{I'_{доп}} \quad (4.6)$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k} \quad (4.7)$$

Значит, выбранный кабель проходит проверку по току перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\% \quad [12], \quad (4.8)$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

L – длина кабельной линии, км.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (4.1) – (4.8) представлен в таблице 4.1. После определения токов короткого замыкания полученные сечения кабелей будут проверены по термической стойкости к токам КЗ и приняты окончательные сечения кабелей.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведен выбор кабельных линий внутриводской системы электроснабжения напряжением 10 и 0,4 кВ.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		46

Таблица 4.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _{э,2} , мм ²	F _{т,2} , мм ²	F _{ст,2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей, ЛЭП	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ГПП - ТП1	242	246	345	19,9	12	50	50	АПвП-10(3x50/25)	в траншее	19,9	-	156	0,86	1,00	134,2	-	-	0,144	0,641	0,104	0,05
ГПП - ТП2	548	554	779	45,0	26	50	50	2xАПвП-10(3x50/25)	в траншее	45,0	90,0	156	0,85	1,00	132,6	1,17	155,1	0,077	0,641	0,104	0,06
ГПП - ТП3	2056	1441	2511	144,9	85	50	150	2xАПвП-10(3x150/25)	в траншее	144,9	289,9	300	0,85	1,00	255,0	1,17	298,4	0,063	0,206	0,085	0,07
ТП3 - ТП5	1211	519	1318	76,1	45	50	50	2xАПвП-10(3x50/25)	в траншее	76,1	152,2	156	0,87	1,00	135,7	1,17	158,8	0,032	0,641	0,104	0,05
ГПП - ТП4	369	133	392	22,6	13	50	50	АПвП-10(3x50/25)	в траншее	22,6	-	156	0,85	1,00	132,6	-	-	0,095	0,641	0,104	0,05
ГПП - ТП6	1647	823	1842	106,3	63	50	95	2xАПвП-10(3x95/25)	в траншее	106,3	212,7	233	0,85	1,00	198,1	1,17	231,7	0,138	0,320	0,092	0,17
ТП6 - ТП11	1181	592	1321	76,3	45	50	50	2xАПвП-10(3x50/25)	в траншее	76,3	152,6	156	0,90	1,00	140,4	1,17	164,3	0,136	0,641	0,104	0,22
ГПП - ТП7	1396	1094	1774	102,4	60	50	50	2xАПвП-10(3x95/25)	в траншее	102,4	204,8	233	0,85	1,00	198,1	1,17	231,7	0,134	0,641	0,104	0,27
ТП7 - ТП8	771	601	978	56,4	33	50	50	2xАПвП-10(3x50/25)	в траншее	56,4	112,9	156	0,93	1,00	145,1	1,17	169,7	0,048	0,641	0,104	0,05
ТП8 - ТП9	260	208	333	19,2	11	50	50	2xАПвП-10(3x50/25)	в траншее	19,2	38,5	156	0,93	1,00	145,1	1,17	169,7	0,062	0,641	0,104	0,02
ГПП - ТП10	592	164	615	35,5	21	50	50	АПвП-10(3x50/25)	в траншее	35,5	-	156	0,85	1,00	132,6	-	-	0,258	0,641	0,104	0,20
0,4 кВ																					
ТП1 - РПН1	48	51	70	101,7	-	-	70	СИП-4 (4x35)	на опорах	101,7	-	115	1,00	1,00	115,0	-	-	0,098	0,868	0,080	2,83
ТП1 - РПН2	56	32	64	92,5	-	-	70	СИП-4 (4x35)	на опорах	92,5	-	115	1,00	1,00	115,0	-	-	0,117	0,868	0,080	3,71
ТП1 - РПН3	51	60	79	113,7	-	-	95	СИП-4 (4x35)	на опорах	113,7	-	115	1,00	1,00	115,0	-	-	0,144	0,868	0,080	4,41
ТП3 - РПН4	32	45	55	79,1	-	-	25	АПвБШв-1 (4x25)	в траншее	79,1	-	104	0,85	1,00	88,5	-	-	0,048	1,200	0,075	1,24
ТП3 - РПН5	37	56	67	96,5	-	-	35	АПвБШв-1 (4x35)	в траншее	96,5	-	126	0,85	1,00	106,7	-	-	0,022	0,868	0,075	0,50
ТП6 - РПН6	121	75	142	204,9	-	-	185	2xАПвБШв-1 (4x185)	на лотках	204,9	409,7	355	1,00	1,03	365,9	1,20	439,1	0,042	0,164	0,069	0,65
ТП9 - РПН7	86		86	123,7	-	-	50	АПвБШв-1 (4x50)	в траншее	123,7	-	146	0,90	1,00	131,4	-	-	0,026	0,641	0,072	0,89
ТП9 - РПН8	90		90	130,1	-	-	70	АПвБШв-1 (4x50)	в траншее	130,1	-	146	0,90	1,00	131,4	-	-	0,068	0,641	0,072	2,46
ТП9 - РПН9	42	44	61	87,5	-	-	70	2xАПвБШв-1 (4x70)	в траншее	87,5	174,9	181	0,93	1,00	168,7	1,17	197,3	0,044	0,443	0,072	0,60
ТП11 - РПН10	38	49	62	89,8	-	-	25	АПвБШв-1 (4x25)	в траншее	89,8	-	104	1,00	1,00	104,2	-	-	0,036	1,200	0,075	1,11

5 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания в электрических сетях может производиться разными методами, с разными допущениями, в частности с использованием именованных или относительных единиц. В нашем проекте используется метод расчета, основанный на использовании относительных единиц, приведенных к базисным условиям [4].

Для проверки принятого к установке электрооборудования по термическому, электродинамическому действию токов короткого замыкания достаточно рассчитать ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда один из трансформаторов ГПП отключен и включены секционные выключатели в РУ 10 кВ ГПП, то есть все электроприёмники питаются от одного трансформатора.

На рисунке 5.1 представим схему для расчёта токов КЗ и карту селективности с указанием времени срабатывания максимальной токовой защиты, исходя из принятых к установке автоматических выключателей и реле, а именно: для автоматических выключателей ступень селективности равна 0,1 с, а для микропроцессорных реле – 0,3 с [25].

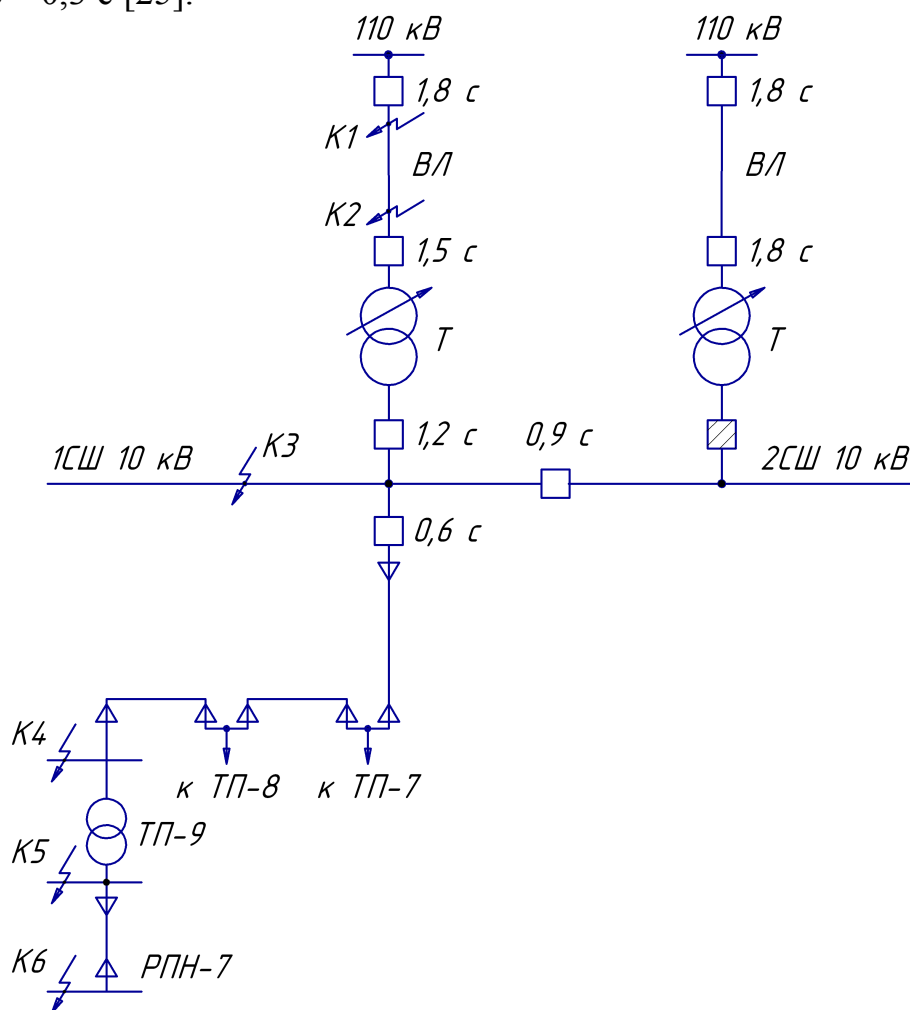


Рисунок 5.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

48

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- К₁ и К₂ – в схеме внешнего электроснабжения;
- К₃ – в РУ 10 кВ ГПП;
- К₄ – в сети напряжением 10 кВ перед ТП-9.
- К₅ – в сети напряжением 0,4 кВ за трансформатором ТП-9;
- К₆ – в сети напряжением 0,4 кВ на РПН-7.

5.1 Расчет токов короткого замыкания выше 1000 В

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 5.1) составляется схема замещения (рисунок 5.2).

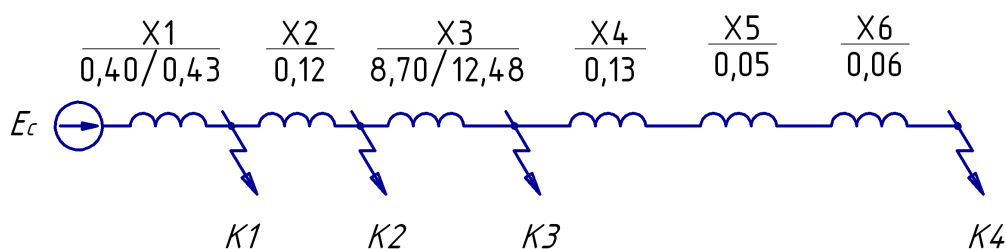


Рисунок 5.2 – Схема замещения для расчета токов КЗ выше 1000 В

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (5.1)$$

где $S_{c.макс} = 2500$ – мощность короткого замыкания на шинах системы в максимальном режиме работы, МВ·А;

$S_{c.мин} = 2350$ – мощность короткого замыкания на шинах системы в минимальном режиме работы, МВ·А.

Сопротивление воздушных линий (ВЛ)

$$x_2 = x_{л} = x_{0вл} \cdot L_{вл} \cdot \frac{S_6}{U_{ср1}^2}, \quad (5.2)$$

где $U_{ср1} = 115$ – среднее напряжение воздушной линии, кВ;

$L_{вл} = 3,5$ – длина ВЛ, км;

$x_{0вл} = 0,44$ – удельное реактивное сопротивление ВЛ, Ом/км;

$S_6 = 1000$ – базисная мощность, МВ·А.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

49

Минимальное и максимальное сопротивление трансформатора ГПП

$$X_{Т.мин} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 - \Delta U_{рпн\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{б}}{S_{Т.Н}}, \quad (5.3)$$

$$X_{Т.макс} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 + \Delta U_{рпн\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_{б}}{S_{Т.Н}}, \quad (5.4)$$

где $U_{к} = 10,5$ – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{Т.Н} = 10000$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

$\Delta U_{рпн\%} = 9$ – диапазона регулирования напряжения под нагрузкой, %,

Сопротивление кабельной линии

$$X_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot X_{0кл} \cdot L_{кл} \cdot \frac{S_{б}}{U_{ср2}^2}, \quad (5.5)$$

где $n_{кл}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$X_{0кл}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{кл}$ – длина КЛ, км;

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

Результаты расчета сопротивлений, произведенные по формулам (5.1) – (5.5) представим в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Расчет параметров схемы замещения

x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6
0,40/0,43	0,12	8,70/12,48	0,13	0,05	0,06

Для расчета тока короткого замыкания в точке K_3 приведем схему замещения (рисунок 5.2) к виду рисунка 5.3.

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 5.3, определим по выражениям

$$x_7 = x_1 + x_2 + x_3. \quad (5.6)$$

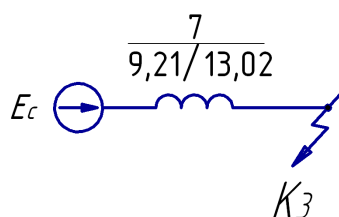


Рисунок 5.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке K_3

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (5.7)$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_7} \cdot I_6. \quad (5.8)$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3} = I_c. \quad (5.9)$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (5.10)$$

где $k_{уд} = 1,92$ – ударный коэффициент [5].

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k. \quad (5.11)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₃

$$I_{кз3}^{(2)} = \frac{S_{кз3}}{2 \cdot U_{cp}}. \quad (5.12)$$

Результаты расчета, выполненные по (5.7) – (5.12) даны в таблице 5.2.

Таблица 5.2

x_7	I_c , кА	$I_{кз3}$, кА	$i_{уд3}$, кА	$S_{кз3}$, МВ·А	$I_{кз3}^{(2)}$, кА
9,21/13,02	4,2/6,0	4,2/6,0	11,4/16,0	77,0/109,0	3,7/5,2

Определим токи короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma 4} = x_7 + x_4 + x_5 + x_6. \quad (5.13)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{кз4} = \frac{S_{\sigma}}{x_{\Sigma 4}} \quad (5.14)$$

Трехфазный ток короткого замыкания

$$I_{к4} = \frac{S_{кз4}}{\sqrt{3} \cdot U_{cp}} \quad (5.15)$$

Ток двухфазного короткого замыкания

$$I_{к4}^{(2)} = \frac{S_{кз4}}{2 \cdot U_{cp}} \quad (5.16)$$

Результаты расчетов по формулам (5.13) – (5.16) представим в таблице 5.3.

Таблица 5.3

$x_{\Sigma 4}$	$S_{кз4}$, МВ·А	$I_{к4}$, кА	$i_{уд4}$, кА	$I_{к4}^{(2)}$, кА
9,44/13,25	75,5/105,9	4,2/5,8	9,4/13,2	3,6/5,0

5.2 Расчет токов короткого замыкания до 1000 В

Произведем расчет токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ. Схема замещения прямой последовательности для расчета токов КЗ в точках К₅ и К₆ представлена на рисунке 5.4.

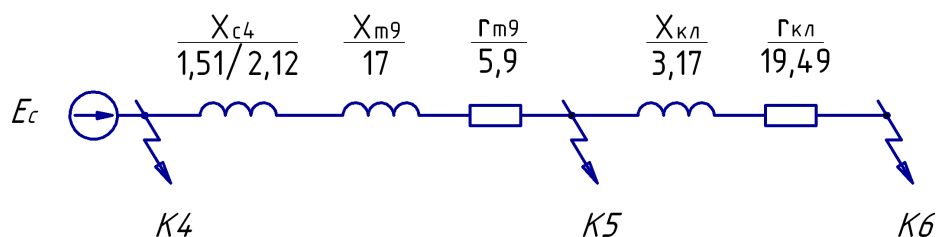


Рисунок 5.4 – Схема замещения для расчета КЗ в точках К₅ и К₆

При питании потребителя от энергосистемы через понижающий трансформатор напряжением 10/0,4 кВ действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока КЗ рассчитывается по формуле

$$I_k = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2}} \quad (5.17)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

где r_{Σ} – суммарное активное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ;
 x_{Σ} – суммарное реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ.

Сопротивление энергосистемы

$$x_c = \frac{U_{cp}^2}{S_{кз}}. \quad (5.18)$$

Активные и индуктивные сопротивления трансформатора ТМГ-400, приведенные к ступени низшего напряжения 0,4 кВ, представлены в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Сопротивления трансформаторов [5]

S _{нт} , кВА	Схема со- единения обмоток	U _к , %	Сопротивления, мОм		
			прямой последовательности		
			r _т	x _т	z _т
400	Д/Y ₀	4,5	5,9	17,0	18,0

Сопротивление кабельной линии, питающей РПН-4

$$r_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot r_{уд.кл} \cdot L_{кл}, \quad (5.19)$$

$$x_{кл} = \frac{1}{n_{кл}} \cdot x_{уд.кл} \cdot L_{кл}, \quad (5.20)$$

где $r_{уд.ш} = 0,443$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии, мОм/м;

$x_{уд.ш} = 0,072$ – удельное активное и реактивное сопротивление кабельной линии, мОм/м.

$L_{кл} = 44$ – длина кабельной линии, м;

$n_{кл} = 1$ – число кабельных линий.

Суммарное активное сопротивление до точек К₅ и К₆

$$r_{\Sigma 5} = r_{т9}. \quad (5.21)$$

$$r_{\Sigma 6} = r_{т9} + r_{кл}. \quad (5.22)$$

Суммарное индуктивное сопротивление до точек К₅ и К₆

$$x_{\Sigma 5} = x_{с4} + x_{т9}. \quad (5.23)$$

$$x_{\Sigma 6} = x_{с4} + x_{т9} + x_{кл}. \quad (5.24)$$

Полное сопротивление до точек К₅ и К₆

$$z_{\Sigma 5} = \sqrt{x_{\Sigma 5}^2 + r_{\Sigma 5}^2} \cdot \quad (5.25)$$

$$z_{\Sigma 6} = \sqrt{x_{\Sigma 6}^2 + r_{\Sigma 6}^2} \cdot \quad (5.26)$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точках К₅ и К₆

$$I_{k5} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 5}} \cdot \quad (5.27)$$

$$I_{k6} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \cdot z_{\Sigma 6}} \cdot \quad (5.28)$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точках К₅ и К₆

$$I_{k5}^{(2)} = \frac{U_{cp}}{2 \cdot z_{\Sigma 5}} \cdot \quad (5.29)$$

$$I_{k6}^{(2)} = \frac{U_{cp}}{2 \cdot z_{\Sigma 6}} \cdot \quad (5.30)$$

Результаты расчетов по формулам (5.17) – (5.30) представим в таблице 5.6.

Таблица 5.6

X _{c4} , МОм	r _{Σ5} , МОм	r _{Σ6} , МОм	X _{Σ5} , МОм	X _{Σ6} , МОм	z _{Σ5} , МОм	z _{Σ6} , МОм	I _{k5} , кА	I _{k6} , кА	i _{уд5} , кА	i _{уд6} , кА	I _{k5} ⁽²⁾ , кА	I _{k6} ⁽²⁾ , кА
<u>1,51</u> 2,12	5,9	25,39	<u>18,51</u> 19,12	<u>21,68</u> 22,29	<u>19,43</u> 20,01	<u>33,39</u> 33,79	<u>11,5</u> 11,9	<u>6,8</u> 6,9	<u>26,1</u> 26,9	<u>15,5</u> 15,7	<u>10,0</u> 10,03	<u>5,9</u> 6,0

Итоговые результаты расчета токов короткого замыкания представим в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Среднее напряжение расчетной точки, кВ	I _к ⁽³⁾ , кА	I _к ⁽²⁾ , кА	i _{уд} , кА	Мощность КЗ ступени, МВ·А
1	2	3	4	5	6
К ₁	115,0	11,8-12,6	10,2-10,9	28,7-30,5	2350,0-2500,0
К ₂	115,0	9,3-9,7	8,1-8,4	23,6-24,7	1852,4-1932,1
К ₃	10,5	4,2-6,0	3,7-5,2	11,4-16,0	77,0-109,0
К ₄	10,5	4,1-5,8	3,6-5,0	9,4-13,2	75,5-105,9

Продолжение таблицы 5.7

1	2	3	4	5	6
K ₅	0,4	11,5-11,9	10,0-10,3	26,1-26,9	8,0-8,2
K ₆	0,4	6,8-6,9	5,9-6,0	15,5-15,7	4,7-4,8

Выводы по разделу пять

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

6 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Рабочий ток в утяжеленном режиме вводной ячейки определим, исходя из перегрузочной способности силовых трансформаторов ГПП:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н.}} \cdot 2} \quad (6.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 808,3 \text{ А.}$$

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (6.2)$$

где $t_{\text{р.з.}} = 1,2$ – время действия МТЗ трансформатора ГПП (рисунок 5.1), с;

$t_{\text{о.в.}} = 0,06$ – полное время отключения выключателя, с [26];

$T_a = 0,12$ – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с [5].

$$B_k = 6,0^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,12) = 49,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (6.1) – (6.2) и каталожные данные ячеек КРУ [27] представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М [27]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 16,0 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 49,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 6.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1000 У3 [26].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [26] ВВЭ-10-20/1000 У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 6,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{ном}} \geq i_{\text{а,т}}$	$i_{\text{а,т}} = 2,4 \text{ кА}$	$i_{\text{а,ном}} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{п,0}}$	$I_{\text{п,0}} = 6,0 \text{ кА}$	$I_{\text{дин.}} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 16,0 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 49,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

6.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-1000-0,5/10Р-У3 [28]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [28] ТЛК-10-1000-0,5/10Р-У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 16,0 \text{ кА}$	$i_{\text{y}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 49,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 6.1.

В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 6.4).

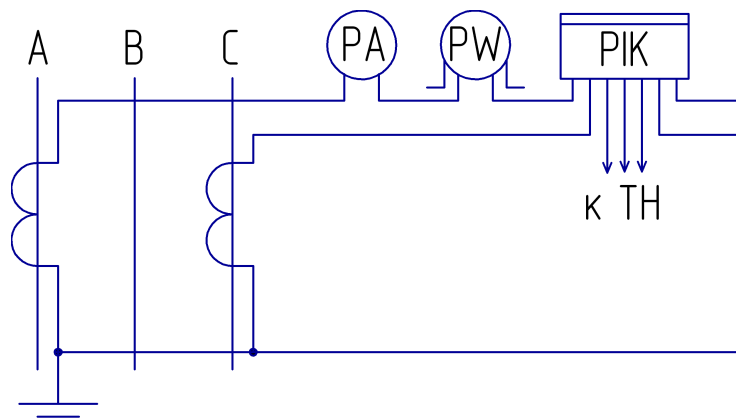


Рисунок 6.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 6.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2}, \quad (6.3)$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (6.4)$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}. \quad (6.5)$$

Проверка трансформаторов тока по вторичной нагрузке, выполненная по выражениям (6.3) – (6.5) представлена в таблице 6.5.

Таблица 6.5 – Проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке

$S_{\text{приб}}, \text{ВА}$	$I_2, \text{А}$	$r_{\text{приб}}, \text{Ом}$	$z_{2\text{ном}}, \text{Ом}$	$r_k, \text{Ом}$	$r_{\text{пр}}, \text{Ом}$	$L_{\text{расч}}, \text{М}$	$q_{\text{расч}}, \text{мм}^2$
1,1	5	0,04	0,4	0,1	0,26	40	0,8

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 6.6.

Таблица 6.6 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$I_{\text{max}}, \text{А}$	$I_{\text{п.о}}, \text{кА}$	$i_y, \text{кА}$	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ГПП - ТП1	10	19,9	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ГПП - ТП2	10	90,0	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП3	10	289,9	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП4	10	22,6	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП - ТП6	10	212,7	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ГПП - ТП7	10	102,4	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП - ТП10	10	35,5	6,0	16,0	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3

6.4 Выбор трансформаторов напряжения

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

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [27, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} ; \quad (6.6)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3и втычной разъединитель. Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 6.2.

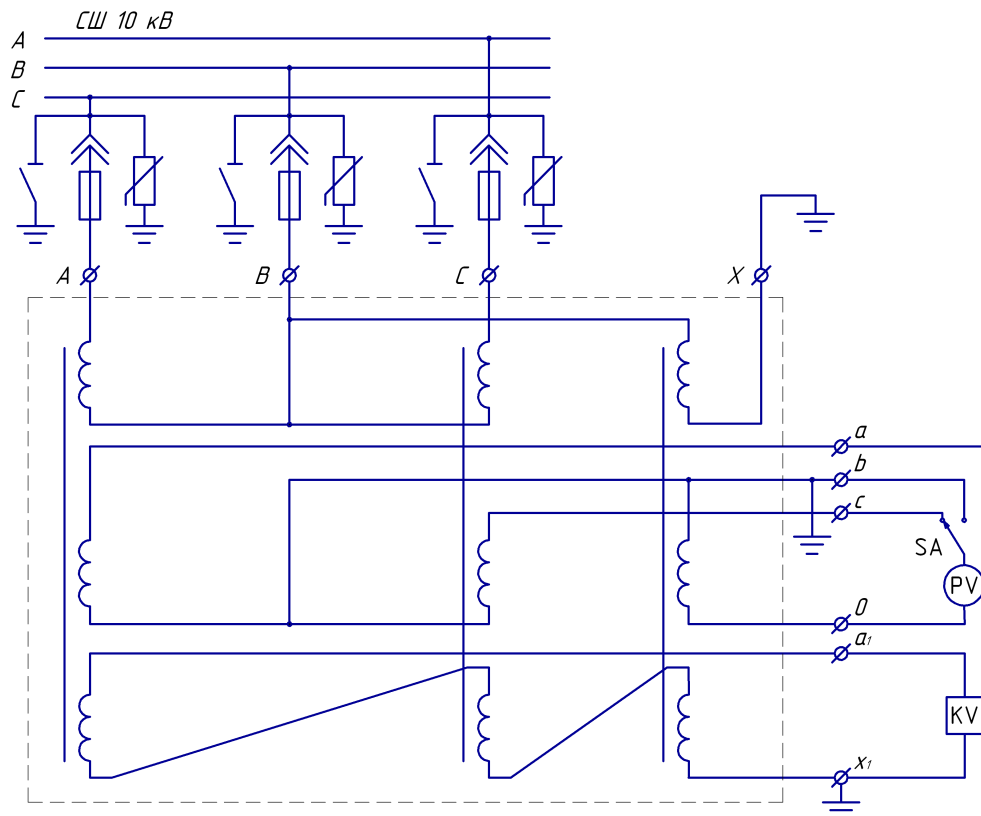


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [29]

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

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}} ; \quad (6.7)$$

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

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (6.6) – (6.7), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 6.7.

Таблица 6.7 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки	Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность		
							P ₂ , Вт	Q ₂ , вар	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового трансформатора	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-

Продолжение таблицы 6.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
РК	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	2,5	2	0,60	0,80	7	11	14
Итого								18	14
НАМИ-10У2 [29]		Трехфазный трансформатор напряжения					S _{2Σ} = 22,8 ВА		
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

6.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [30].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-6, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-1000. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [30] представлены в таблицах 6.8 и 6.9.

Таблица 6.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [30] ВНР-10/400У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 80,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 400,0 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 16,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 49,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 6.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [30] ПКТ103-10-100-20У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 80,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 100 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 6,0 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя [30]	Тип выключателя нагрузки [30]
ТП-3	10	129,3	6,0	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	129,3	6,0	ПКТ102-10-160-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	50,9	6,0	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	80,8	6,0	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	80,8	6,0	ПКТ102-10-100-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-9	10	32,3	6,0	ПКТ102-10-40-20У3	ВНР-10/400 У3

6.6 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с комплектным распределительным устройством, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [31].

Выбор токопровода представим в таблице 6.11.

Таблица 6.11 – Выбор токопровода

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [31]
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5$ кВ	$U_{\text{ном}} = 10,5$ кВ
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 808,3$ А	$I_{\text{ном}} = 1600,0$ А
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 16,0$ кА	$i_{\text{д}} = 81,0$ кА
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}}$	$B_{\text{к}} = 49,2$ кА ² · с	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 2977,0$ кА ² · с

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Согласно [32, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия

$$B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер.доп}}^2 \cdot t \quad (6.8)$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$W_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a), \quad (6.9)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с [26];

T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, [5]с.

Длительности короткого замыкания определяется по карте селективности, изображенной на рисунке 5.1. Проверку кабелей на термическую стойкость к токам короткого замыкания, выполненную по выражениям (6.8) – (6.9), представлена в таблице 6.12.

Таблица 6.12 – Проверка кабелей на термическую стойкость

КЛ	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	W_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп.ж.}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп.э.}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ГПП - ТП	6,0	0,6	0,06	0,12	27,8	43,6	50	44,9	25

Окончательный выбор сечений кабельных линий с учётом термической стойкости к токам короткого замыкания (таблица 6.12) представлен в таблице 4.1.

6.8 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребители собственных нужд подстанций делятся на ответственных и неответственных. Ответственными механизмами являются система охлаждения силовых трансформаторов, сети аварийного освещения, система пожаротушения, система подогрева приводов разъединителей и подогрева шкафов КРУ, система оперативного управления, связи и телемеханики. Кроме того, потребителями собственных нужд подстанции являются освещение, отопление, вентиляция ЗРУ, освещение ОРУ также относится к потребителям собственных нужд. На двухтрансформаторной подстанции 110 кВ устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

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

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

$$S_{тсн} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{н.т.}^{ГПП}$$

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 10000 = 10 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТСКС-10/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5. Трансформаторы собственных устанавливаются в ячейке К-104М, в данной ячейке предусмотрены цепи для организации автоматического ввода резерва (АВР-0,4 кВ). Для защиты цепей 0,4 кВ шкафы комплектуются автоматическими выключателями с электромагнитным приводом.

6.9 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии Masterpact [33]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП производится исходя из допустимой перегрузочной способности цеховых трансформаторных подстанций, с учетом динамической стойкости к токам короткого замыкания и представлен в таблице 6.13.

Таблица 6.13 – Выбор автоматических выключателей в РУНН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя [33]
ТП-1	Вводной	808	8,6	19,4	Masterpact NW10N1
ТП-2	Вводной	2020	7,8	17,8	Masterpact NW25N1
	Секционный	1010	7,8	17,8	Masterpact NW16N1
ТП-3	Вводной	3232	7,8	17,8	Masterpact NW40N1
	Секционный	1616	7,8	17,8	Masterpact NW20N1
ТП-4	Вводной	808	7,8	17,8	Masterpact NW10N1
ТП-5	Вводной	3232	7,8	17,8	Masterpact NW40N1
	Секционный	1616	7,8	17,8	Masterpact NW20N1
ТП-6	Вводной	1272	7,8	17,8	Masterpact NW16N1
ТП-6	Секционный	636	7,8	17,8	Masterpact NW08N1
ТП-7	Вводной	2020	7,8	17,8	Masterpact NW25N1
	Секционный	1010	7,8	17,8	Masterpact NW16N1
ТП-8	Вводной	2020	7,8	17,8	Masterpact NW25N1
	Секционный	1010	7,8	17,8	Masterpact NW16N1
ТП-9	Вводной	808	7,8	17,8	Masterpact NW10N1
	Секционный	404	7,8	17,8	Masterpact NT06N1
ТП-10	Вводной	1272	7,8	17,8	Masterpact NW16N1
ТП-11	Вводной	3232	7,8	17,8	Masterpact NW40N1
	Секционный	1616	7,8	17,8	Masterpact NW20N1

Выводы по разделу шесть

В данном разделе произведен выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия. Принятое к установке оборудование является комплектным на базе ячеек К-104М.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		65

7 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Одним из важных вопросов, решаемых при проектировании СЭС предприятия, является вопрос о компенсации реактивной мощности, включающий расчет и выбор компенсирующих устройств. Передача значительной реактивной мощности по линиям и через трансформаторы невыгодна по следующим причинам: возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах СЭС, обусловленные загрузкой их реактивной мощностью; возникают дополнительные потери напряжения; загрузка реактивной мощностью линий электропередачи, трансформаторов уменьшает их пропускную способность.

Методика определения мощности компенсирующих устройств основывается на минимизации затрат на генерацию реактивной мощности и затрат на передачу реактивной мощности по электрическим сетям, обусловленных потерями активной мощности [4].

На рисунке 7.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

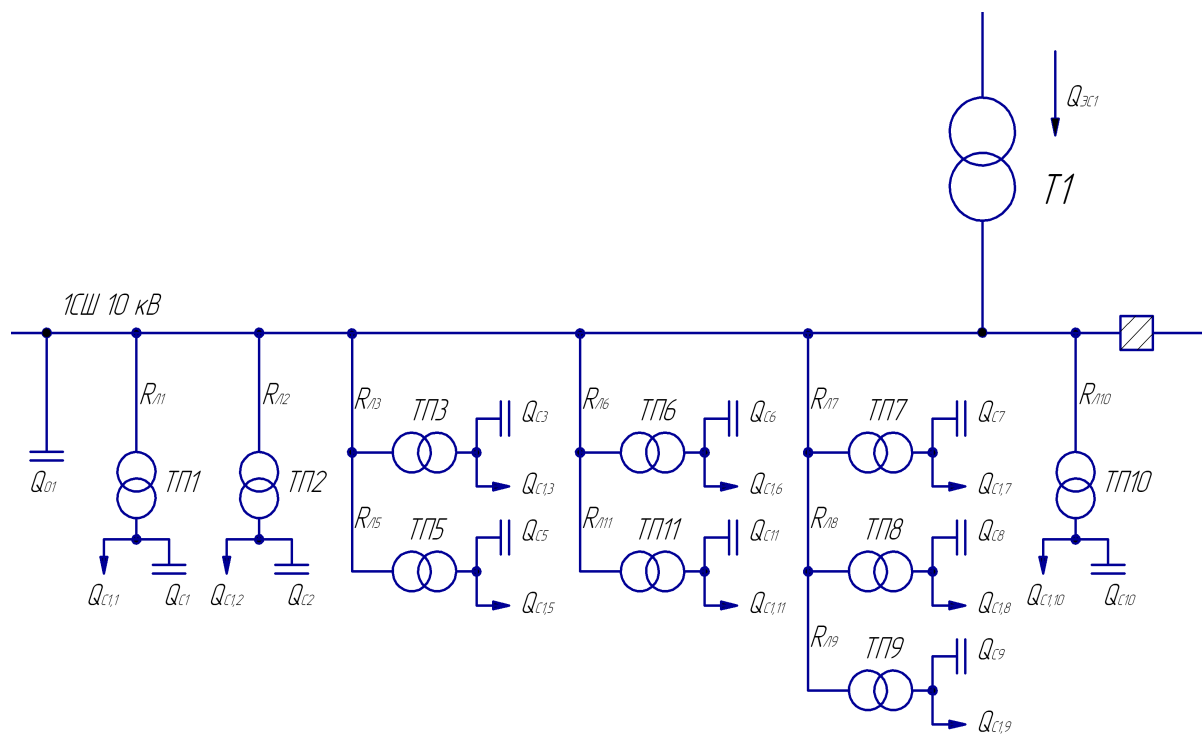


Рисунок 7.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}; \quad (7.1)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

где ΔP_k – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт (таблица 2.3);
 $S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА (таблица 2.3).

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (7.2)$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (7.1) – (7.2), результаты сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВ·А	Q_{li} , квар	ΔQ_{ti} , квар	R_{ti} , Ом	$R_{ли}$, Ом
ТП-1	400	230	16	3,69	0,09
ТП-2	1000	517	37	1,08	0,05
ТП-3	1600	860	62	0,68	0,01
ТП-5	1600	450	69	0,68	0,02
ТП-6	630	206	26	1,91	0,04
ТП-7	1000	455	38	1,08	0,09
ТП-8	1000	365	27	1,08	0,03
ТП-9	400	193	16	3,69	0,04
ТП-10	630	129	35	1,91	0,17
ТП-11	1600	522	69	0,68	0,09
Итого		3927	396		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=1214,22 \cdot 12=14570,64$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа 2017 г. [20, 21];

$\beta=1,3661$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии 2017 г. [20, 21];

$\tau = 2742$ – время использования максимальных потерь, ч/год;

$K_M = 1$ – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_p в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,03 \cdot (14570,64 \cdot 1 + 1,3661 \cdot 2742) = 18866 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

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

$$Z_{\text{Г.КН}} = E \cdot K_{\text{БКН}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКН}},$$

где $E = 0,223$ - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{\text{БКН}} = 12000$ руб/Мвар - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов в 1990 г. [5];

$\Delta P_{\text{БКН}} = 0,45$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{\text{изм}} = 75,96$ - индекс изменения сметной стоимости с 1990 по 2017 г [34].

Тогда

$$Z_{\text{Г.КН}} = 211759 \text{ руб/Мвар}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где $K_{\text{БКВ}} = 6000$ руб/Мвар - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов [5],

$\Delta P_{\text{БКВ}} = 0,15$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{Г.КВ}} = Z_{10} = 104464 \text{ руб/Мвар}.$$

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 7.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э1}} = r_1 = R_{\text{л1}} + R_{\text{т1}}. \quad (7.3)$$

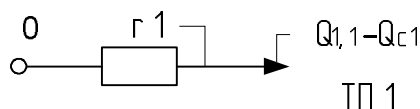


Рисунок 7.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 7.3), например, ТП-3 и ТП-5, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется формулой

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}. \quad (7.4)$$

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{э1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}} \right) r_1. \quad (7.5)$$

$$R_{э2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{т1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2). \quad (7.6)$$

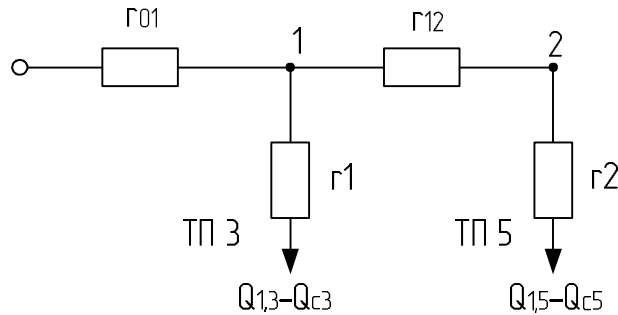


Рисунок 7.3 – Схема замещения магистральных линий

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

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{ти} + \frac{z}{R_{эi}}, \quad (7.7)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (7.8)$$

Результаты расчета по формулам (7.3) – (7.8) мощностей Q_{ci} остальных низковольтных БК сводим в таблицу 7.2. Если $Q_c < 0$ Мвар, то принимаем $Q_c = 0$ Мвар, так как Q_c является экономически нецелесообразной.

Таблица 7.2 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci} , Мвар		$Q_{квi}$, квар	$Q_{квi} + Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК [35]	$Q_{сi}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	3,78	0,171	0,171	0	171	КРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-2	1,13	0,302	0,302	0	302	КРМ-0,4-300-50 У3	300
ТП-3	0,70	0,516	0,516	0	516	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-5	0,72	0,126	0,126	443	569	КРМ-0,4-600-50 У3	600
ТП-6	2,07	0,094	0,094	79	173	КРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-7	1,27	0,270	0,270	0	270	КРМ-0,4-275-25 У3	275

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-8	1,32	0,177	0,177	0	177	КРМ-0,4-175-25 У3	175
ТП-9	4,55	0,146	0,146	15	161	КРМ-0,4-150-50 У3	150
ТП-10	2,08	0,028	0,028	308	336	КРМ-0,4-350-50 У3	350
ТП-11	0,82	0,247	0,247	207	454	КРМ-0,4-450-50 У3	450
Итого	-	-	2,077	1052	3129	-	3150

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

$$Q_0 = \frac{1}{2} Q_{p.n} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.ни} - \frac{Q_{эс}}{2}. \quad (7.9)$$

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

$$Q_{эс} = P_{p.n} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}} = 0,5$ – нормируемый $\operatorname{tg} \varphi$ для данного уровня напряжения, задаваемый энергосистемой.

$$Q_{эс} = 11402 \cdot 0,5 = 5701 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{p.n} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{иай} \cdot P_{нормi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{p.осв.}$$

$$Q_{p.n} = 0,9 \cdot (9378 + 0 + 234) + 761 = 9412 \text{ квар.}$$

Необходимую мощность ВБК, приходящуюся на один трансформатор ГПП, определим по формуле (7.9)

$$Q_{01} = \frac{9412}{2} - 3150 - \frac{5701}{2} = -1295 < 0 \text{ квар.}$$

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ГПП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ГПП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

Определим коэффициент Лагранжа

$$\lambda = \frac{2aC_0Q' + \sum_{i=1}^3 \frac{3_{\text{ИГ.КН}i}}{R_{\text{э}i}}}{\sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{\text{э}i}}}, \quad (7.10)$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ГПП, потери в трансформаторе ГПП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ГПП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы;

$3_{\text{ИГ.КН}i}$, $3_{\text{ИГ.СД}i}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ГПП, мощности, которых оказались больше нуля.

$$Q' = 0,5 \cdot 9412 - 0,5 \cdot 5701 = 1856 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 18866 \cdot 1,856 + \left(\frac{211759}{3,78} + \dots + \frac{211759}{0,82} \right)}{\left(\frac{1}{3,78} + \dots + \frac{1}{0,82} \right)} = 34459 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП:

$$Q_{\text{с}i} = Q_{\text{и}i} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{z_1}{R_{\text{э}i}}. \quad (7.11)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - 3_{\text{ИГ.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (7.12)$$

Результаты расчета по формулам (7.9) – (7.12) для остальных низковольтных БК сводим в таблицу 7.3.

Таблица 7.3 – Скорректированные мощности БК по коэффициенту Лагранжа

Место установки БК	$R_{\text{э}i}$, Ом	$Q_{\text{с}i}(\lambda)$, Мвар		$Q_{\text{к}yi}$, квар	$Q_{\text{к}yi} + Q_{\text{с}i}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{\text{с}ti}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	0,88	0,122	0,122	0	122	КРМ-0,4-125-25	125
ТП-2	0,93	0,138	0,138	0	138	КРМ-0,4-150-50	150
ТП-3	0,76	0,252	0,252	0	252	КРМ-0,4-250-50	250
ТП-5	7,18	-0,131	0,000	443	443	КРМ-0,4-450-50	450
ТП-6	1,15	0,004	0,004	79	83	КРМ-0,4-80-10	80

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-7	0,76	0,125	0,125	0	125	КРМ-0,4-125-25	125
ТП-8	1,11	0,036	0,036	0	36	-	-
ТП-9	1,99	0,105	0,105	15	120	КРМ-0,4-125-25	125
ТП-10	2,07	-0,062	0,000	308	308	КРМ-0,4-300-25	300
ТП-11	7,01	0,022	0,022	207	229	КРМ-0,4-225-25	225
Итого	-	-	0,804	1052	1856		1830

Проверим баланс реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} Q_{p.п.}$$

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} \cdot 9412 = 4706 \text{ квар.}$$

$$Q_{r1} = \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} + \frac{Q_{эс}}{2}$$

$$Q_{r1} = 1830 + \frac{5701}{2} = 4691 \text{ квар.}$$

Небольшое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется дискретностью шкалы комплектных конденсаторных батарей, устанавливаемых на стороне низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_{pl} - \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i}}{0,5 \cdot P_p}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{4706 - 1830}{0,5 \cdot 11402} = 0,50$$

Выводы по разделу семь

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ главной понизительной подстанции, а также на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

8 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

8.1 Расчет уставок защиты автоматического выключателя отходящей кабельной линии 0,4 кВ от трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

В данном разделе произведем выбор устройств релейной защиты отходящей от ТП кабельной линии типа АПвБШв (4x70) с длительно допустимым током 181 А.

Номинальный ток выключателя выбирается равным или больше максимального рабочего тока нагрузки

$$I_n \geq I_{\text{раб.макс}} \quad (8.1)$$

где $I_{\text{раб.макс}}$ – максимальный рабочий ток нагрузки, А.

$$I_{n.QF4} \geq 174,9 \text{ А.}$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Compact NSX250В с номинальным током $I_n = 250 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 25 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{к3.макс} = 11,9 \text{ кА}$.

Для управления выключателем выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [36].

Данный блок осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулируемыми уставками тока I_r и времени t_r ;
- селективную токовую отсечку с регулируемыми уставками тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- мгновенную токовую отсечку с регулируемой уставкой тока I_i ;

Проведем расчет данных защит.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF4

$$I_{r.QF4} \geq I_{\text{раб.макс}}$$

Поэтому принимаем $I_{QF4.n} = I_n = 250 \text{ А}$.

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя. Блок управления позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение [37]

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF4} \quad (8.2)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		73

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF4} \quad (8.3)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF4} \quad (8.4)$$

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $I_{r.QF4} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

– 80-100 с при токе $1,5 \cdot I_{r.QF4}$.

– 3,2-4,0 с при токе $6 \cdot I_{r.QF4}$ А.

– 2,24-2,8 с при токе $7,2 \cdot I_{r.QF4}$ А.

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF4.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{пик.QF4}$ к уставке тока $I_{r.QF4}$

$$\frac{I_{пик.QF4}}{I_{r.QF4}} \leq \frac{I_{sd.QF4}}{I_{r.QF4}}$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ и находится в пределах $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К6 [38]

$$K_{ч.ко} = \frac{I_{к6.мин}^{(2)}}{I_{sd.QF4}} \quad (8.5)$$

Уставку по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF4 принимаем равной $t_{sd.QF4} = 0,1$ с. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF4} = 0,08 - 0,14$ с.

Мгновенная токовая отсечка.

Уставка тока I_i имеет постоянное для расцепителя значение и связана с номинальным током выключателя

$$I_i = 12 \cdot I_n \quad (8.6)$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки составляет $\pm 15\%$.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

74

Чувствительность мгновенной токовой отсечки выключателя QF4 к минимальному току КЗ в месте его установки

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к5.мин}^{(2)}}{I_{i.QF4}} \geq 2. \quad (8.7)$$

Проверим выбранный автоматический выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к5.макс}^{(3)}. \quad (8.8)$$

Результаты расчетов, выполненных по формулам (8.1) – (8.8), защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF4 сведем в таблицу 8.1.

Таблица 8.1

Выключатель, тип, расцепитель	$I_{раб.макс}$, А	I_n , А	Защита от перегруза						
			I_r , А	$\frac{t, c}{I_{nd}}$, А / о.е.	$\frac{t, c}{I_d}$, А / о.е.	$\frac{t_r, c}{I}$, А	Время срабатывания, с при значениях тока, А, отнесенного к току I_r		
QF4 Compact NSX250B Micrologic 5.0A	174,9	250	175	$\frac{10000}{184}$ 1,05	$\frac{10000}{228}$ 1,20	$\frac{6}{1050}$	$\frac{80-100}{263}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4,0}{1050}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,24-2,8}{1260}$ $7,2 \cdot I_r$

Продолжение таблицы 8.1

Выключатель	Селективная токовая отсечка						Мгновенная токовая отсечка					
	$I_{пик}$, А	I_{sd} , А	ΔI_{sd} , А	$K_{ч.ко}$	t_{sd} , с	Δt_{sd} , с	I_i , кА	ΔI_i , кА	$I_{к5.мин}^{(2)}$, кА	$K_{ч.мо}$	$I_{к5.макс}^{(3)}$, кА	I_{cu} , кА
QF4	284,6	350	$\frac{315}{385}$	16,9	0,1	$\frac{0,08}{0,14}$	3,0	$\frac{2550}{3450}$	10,0	3,33	11,9	25

8.2 Расчет уставок защиты секционного автоматического выключателя 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Релейная защита сборных шин 0,4 кВ трансформатора выполнена с помощью секционного выключателя QF3.

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3 выбирается из условия

$$I_{\text{раб.макс.QF3}} = 0,7 \cdot I_{\text{раб.макс.Т}} = 0,7 \cdot K_{3.п.} \cdot I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}}. \quad (8.9)$$

где $I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне низшего напряжения, А.
 $K_{3.п.}$ – коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме.

Номинальный ток трансформатора на стороне НН

$$I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} = \frac{S_{\text{Т.Н}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}. \quad (8.10)$$

Номинальный ток секционного выключателя QF3 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{\text{QF3.н}} \geq I_{\text{раб.макс.QF3}}. \quad (8.11)$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Masterpact NW08Н1 с номинальным током $I_n = 800$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{\text{сш}} = 65$ кА, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{\text{к5.макс}}^{(3)} = 11,9$ кА.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF3

$$I_{r.QF3} \geq I_{\text{раб.макс.QF3}}. \quad (8.12)$$

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{\text{QF3.н}} = I_n = 800$ А. Блок управления позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF3}. \quad (8.13)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

76

Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения

$$\frac{I_{r.QF3}}{I_{r.QF4}} > K_{н.согл.} \quad (8.14)$$

где $K_{н.согл.}$ – коэффициент надежности согласования релейной защиты разных ступеней СЭС.

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_{r.QF3} \quad (8.15)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF3} \quad (8.16)$$

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $I_{r.QF3} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

- 70-100 с при токе $1,5 \cdot I_{r.QF3}$;
- 3,4-4,0 с при токе $6 \cdot I_{r.QF3}$ А;
- 2,16-2,7 с при токе $7,2 \cdot I_{r.QF3}$ А;

Эти точки будут использованы при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF3.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока, который протекает по секционному выключателю QF3.

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3

$$I_{пик.QF3} = K_{н.о.} \cdot I_{раб.макс.QF3} \quad (8.17)$$

где $K_{н.о.}$ – коэффициент надежности отстройки.

Проверка селективности двух последовательных защит производится по условию

$$\frac{I_{sd.QF3}}{I_{sd.QF4}} > K_{н.согл.} \quad (8.18)$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ и находится в пределах $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		77

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке К₅

$$K_{ч.со} = \frac{I_{к5.мин}^{(2)}}{I_{sd.QF3}} \quad (8.19)$$

Значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 принимаем равным $t_{sd.QF3} = 0,2$ с. Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF3} = 0,14 - 0,2$ с.

Мгновенная токовая отсечка.

Секционный выключатель QF3 защищает одну из секций сборных шин (в зависимости от того, какой выведен из работы трансформатор). С этой целью мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока внешнего КЗ

$$I_{i.QF3} = K_{н.о} \cdot I_{к6.макс}^{(3)} \quad (8.20)$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF3

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к5.мин}^{(2)}}{I_{i.QF3}} \quad (8.21)$$

Если полученная величина коэффициента чувствительности будет менее 2, то мгновенную токовую отсечку необходимо вывести из работы.

Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к5.макс}^{(3)} \quad (8.22)$$

8.3 Расчет уставок защиты вводного автоматического выключателя 0,4 кВ трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ

Релейная защита трансформатора со стороны 0,4 кВ выполнена с помощью автоматического выключателя QF1.

Номинальный ток вводного автоматического выключателя QF1 должен быть равным или больше тока, протекающего по нему рабочего максимального тока

$$I_{QF1.n} \geq I_{раб.макс.QF1} \quad (8.23)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		78

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF2 выбирается из условия

$$I_{\text{раб.макс.QF1}} = K_{\text{з.п.}} \cdot I_{\text{Т.Н}}^{\text{НН}} \quad (8.24)$$

По каталогу выбираем автоматический выключатель Masterpact NW10H1 с номинальным током $I_n = 1000 \text{ А}$, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{\text{cu}} = 65 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока трёхфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{\text{к5.макс}}^{(3)} = 11,9 \text{ кА}$.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0.

Защита от перегрузки.

Уставка тока защиты от перегрузки I_r должна быть равной или больше рабочего максимального тока, протекающего через выключатель QF1

$$I_{r.QF1} \geq I_{\text{раб.макс.QF1}}$$

Полученное значение уставки по току I_r значительно номинального тока выключателя $I_{QF1.n} = I_n = 1000 \text{ А}$. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение

$$\frac{I_r}{I_n} \leq I_{r.QF1} \quad (8.25)$$

Произведем проверку селективности двух последовательных защит

$$\frac{I_{r.QF1}}{I_{r.QF3}} > K_{\text{н.согл.}} \quad (8.26)$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки

$$I_{\text{нд}} = 1,05 \cdot I_{r.QF1} \quad (8.27)$$

$$I_d = 1,20 \cdot I_{r.QF1} \quad (8.28)$$

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учетом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		79

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r.QF1} = 4$ с имеет времена срабатывания защиты от перегрузки:

- 70-100 с при токе $1,5 \cdot I_{r.QF1}$;
- 3,4-4,0 с при токе $6 \cdot I_{r.QF1}$;
- 2,16-2,7 с при токе $7,2 \cdot I_{r.QF1}$.

Селективная токовая отсечка.

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена от пикового тока, который протекает по вводному выключателю QF1.

Пиковый ток вводного автоматического выключателя QF1

$$I_{\text{пик.QF1}} = K_{\text{н.о.}} \cdot I_{\text{раб.макс.QF1}} \quad (8.29)$$

где $K_{\text{н.о.}}$ – коэффициент надежности отстройки.

Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{пик.QF1}}$ к уставке тока $I_{r.QF1}$

$$\frac{I_{\text{пик.QF1}}}{I_{r.QF1}} \leq \frac{I_{sd.QF1}}{I_{r.QF1}} .$$

Проверка селективности двух последовательных защит производится по формуле

$$\frac{I_{sd.QF1}}{I_{sd.QF3}} > K_{\text{н.согл.}} \quad (8.30)$$

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ и находится в пределах $(0,9 - 1,1) \Delta I_{sd}$.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ в точке K_5

$$K_{\text{ч.ко}} = \frac{I_{k5.\text{мин}}^{(2)}}{I_{sd.QF1}} \quad (8.31)$$

Выбор уставки по времени t_{sd} селективной токовой отсечки выключателя QF1 необходимо производить с учетом защитных ВТХ нижестоящего выключателя QF3

$$t_{sd.QF1} = t_{sd.QF3} + \Delta t \quad (8.32)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		80

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23 - 0,32$ с.

Мгновенная токовая отсечка.

Мгновенная токовая отсечка отстраивается от максимального тока внешнего короткого замыкания

$$I_{i.QF1} = K_{н.о} \cdot I_{к6.макс}^{(3)} \quad (8.33)$$

Точность срабатывания мгновенной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$.

Диапазон срабатывания по времени Δt_i мгновенной токовой отсечки составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Коэффициент чувствительности мгновенной токовой отсечки к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF1

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{к5.мин}^{(2)}}{I_{i.QF1}} \quad (8.34)$$

Если полученная величина коэффициента чувствительности будет менее 2, то мгновенную токовую отсечку необходимо вывести из работы.

Проверим выбранный выключатель по предельной коммутационной стойкости при отключении КЗ. Предельно отключаемый ток автоматическим выключателем должен быть больше максимального тока КЗ в месте его установки

$$I_{cu} \geq I_{к5.макс}^{(3)} \quad (8.35)$$

Результаты расчетов защитных времятоковых характеристик электронных расцепителей выключателей QF1 и QF3, выполненные по формулам (8.9) – (8.35), сведем в таблицу 8.2.

Таблица 8.2

Выключатель, тип, расцепитель	$I_{раб.макс}$, А	I_n , А	Защита от перегруза				Время срабатывания, с при значениях тока, А, отнесенного к току I_r		
			I_r , А	$\frac{t, c}{I_{nd}}$, А / о.е.	$\frac{t, c}{I_d}$, А / о.е.	$\frac{t_r, c}{I_r}$, А	8	9	10
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OF3 Masterpact NW08H1 Micrologic 5.0A	647	800	720	$\frac{10000}{756}$ 1,05	$\frac{10000}{864}$ 1,20	$\frac{4}{4320}$	$\frac{70-100}{1080}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4}{4320}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,16-2,7}{5184}$ $7,2 \cdot I_r$

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
QF1 Masterpact NW10H1 Micrologic 5.0A	924	1000	950	$\frac{10000}{998}$ 1,05	$\frac{10000}{1140}$ 1,20	$\frac{4}{5700}$	$\frac{70-100}{1425}$ $1,5 \cdot I_r$	$\frac{3,2-4}{5700}$ $6 \cdot I_r$	$\frac{2,16-2,7}{6840}$ $7,2 \cdot I_r$

Продолжение таблицы 8.2

Выключатель	Селективная токовая отсечка						Мгновенная токовая отсечка					
	$I_{\text{пик}}, \text{А}$	$I_{\text{sd}}, \text{А}$	$\Delta I_{\text{sd}}, \text{А}$	$K_{\text{ч.со}}$	$t_{\text{sd}}, \text{с}$	$\Delta t_{\text{sd}}, \text{с}$	$I_i, \text{А}$	$\Delta I_i, \text{А}$	$I_{\text{к5.мин}}^{(2)}, \text{кА}$	$K_{\text{ч.мо}}$	$I_{\text{к5.макс}}^{(3)}, \text{кА}$	$I_{\text{сш}}, \text{кА}$
QF3	873	1080	$\frac{972}{1188}$	9,27	0,2	$\frac{0,14}{0,20}$	12000	$\frac{10800}{13200}$	10,0	0,83	11,9	65
QF1	1247	1425	$\frac{1283}{1568}$	7,02	0,3	$\frac{0,23}{0,32}$	12000	$\frac{10800}{13200}$	10,0	0,83	11,9	65

На рисунке 8.1 представим карту селективности защит, установленных на следующих автоматических выключателях: QF1 и QF2.

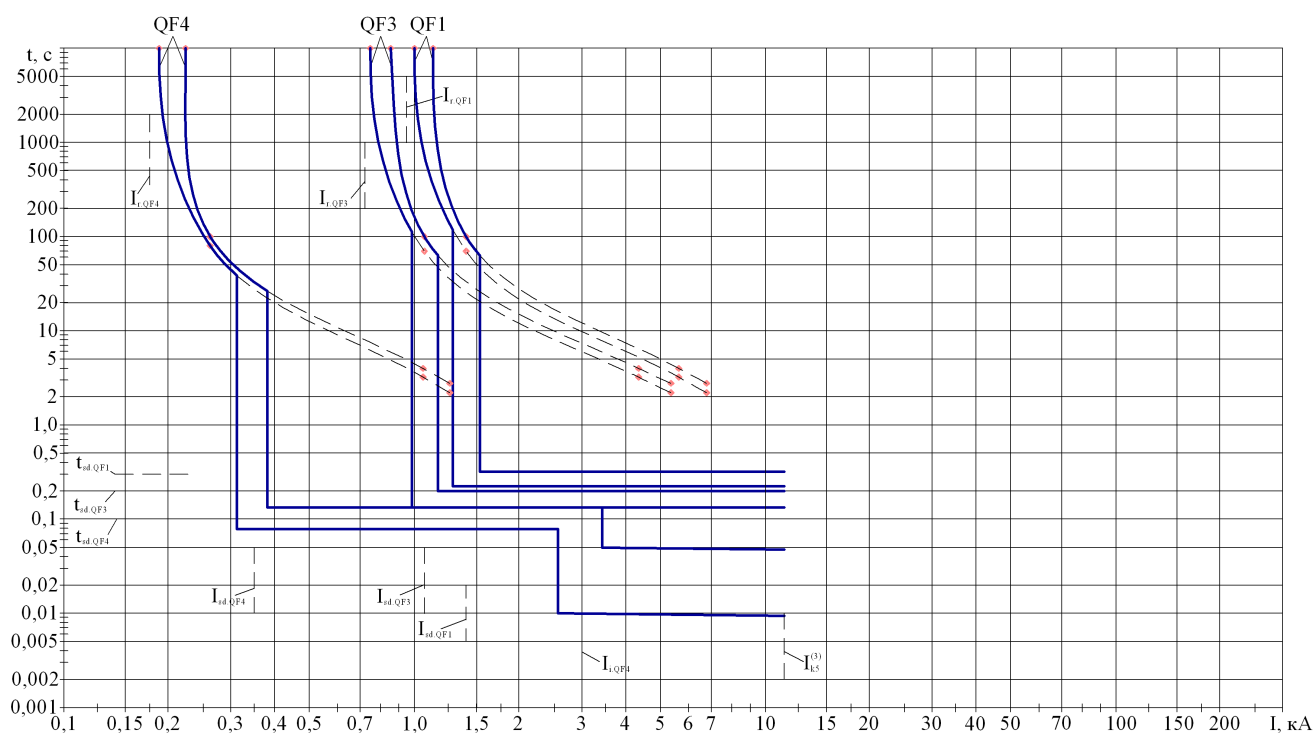


Рисунок 8.1 – Карта селективности

8.4 Релейная защита трансформатора

Релейная защита трансформатора ТМГ-400/10/0,4 выполнена с помощью предохранителей типа ПКТ-10 [39].

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

82

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя со стороны ВН трансформатора выбирается с учетом отстройки от броска тока намагничивания при включении трансформатора в режиме холостого хода

$$I_{\text{вс.н}}^{\text{ВН}} \geq 2 \cdot I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}}$$

где $I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}}$ – номинальный ток трансформатора на стороне ВН, А.

Номинальный ток трансформатора на стороне ВН определим по формуле

$$I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}} = \frac{S_{\text{т.н}}}{\sqrt{3} \cdot U_c}$$

$$I_{\text{т.н}}^{\text{ВН}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10} = 23,1 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{\text{вс.н}}^{\text{ВН}} \geq 2 \cdot 23,1 = 46,2 \text{ А.}$$

Значит, выбираем плавкую вставку типа ПКТ-10 с ближайшим током $I_{\text{фл.н}} = 50 \text{ А}$. Каталожные ВТХ плавких предохранителей типа ПКТ представим на рисунке 8.2.

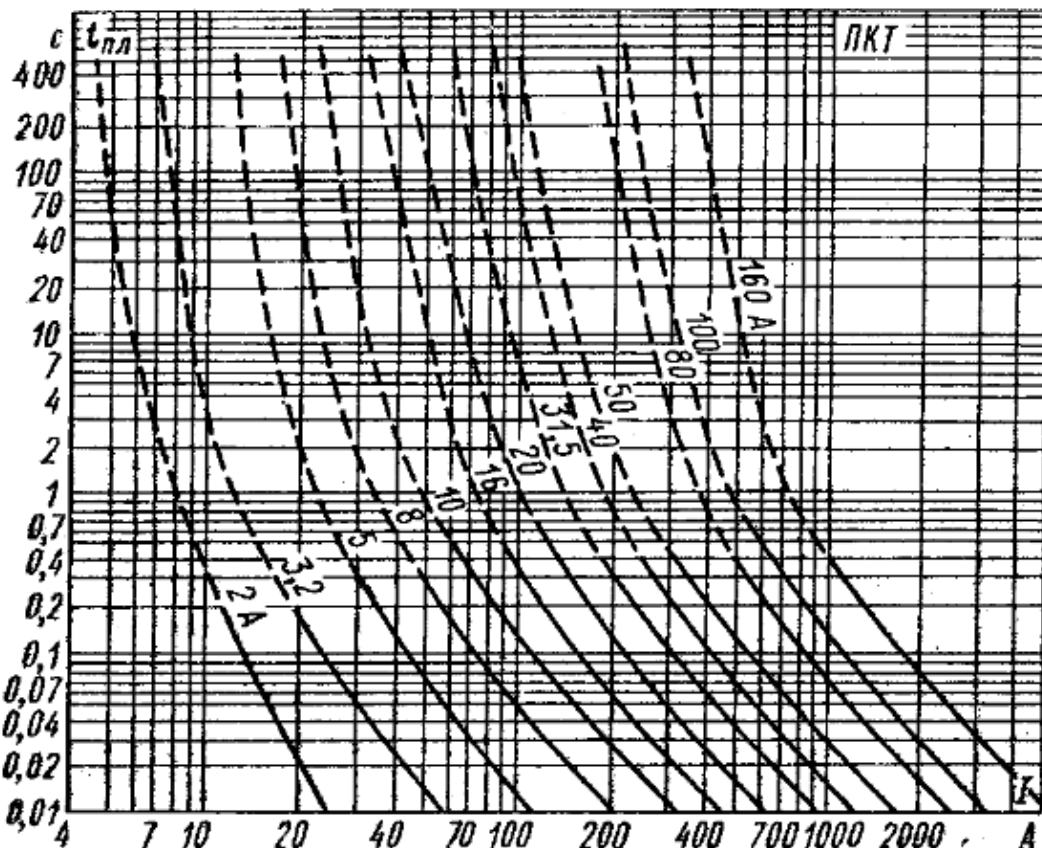


Рисунок 8.2 – Времятоковые характеристики плавких предохранителей типа ПКТ напряжением 10 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

83

Теперь необходимо произвести проверку селективности защит. Согласование защитных ВТХ выключателя QF1 и предохранителя F1 можно проверить только при построении времятоковых характеристик.

Ближайшее приближение ВТХ предохранителя F1 к ВТХ защиты выключателя QF1 возможно в двух точках А (1568 А; 62 с) и А` (11900 А; 0,32 с).

Для определения защитных характеристик плавкой вставки построим каталожную времятоковую характеристику $t_{пл.вс} = f(I_{пл})$ – для этого заполним таблицу 8.3. В 1-ю строку запишем времена плавления $t_{пл.вс}$, взятые из рисунка 8.2, во 2-ю строку занесем соответствующие им токи $I_{пл}$.

Для получения зоны разброса срабатывания предохранителя $\pm 25\%$ каждое время плавления $t_{пл.вс}$ умножим на 0,75 и 1,25, а результаты занесем в 3-ю строку таблицы 8.3.

Таблица 8.3

Время плавления $t_{пл.вс}$, с	400	40	4	1	0,32	0,1	0,04	0,01
Диапазон плавления $\Delta t_{пл.вс}$, с, при разбросе $\pm 25\%$	300,0 - 500,0	30,0 - 50,0	3,00 - 5,00	0,75 - 1,25	0,24 - 0,40	0,075 - 0,125	0,03 - 0,05	0,0075 - 0,0125
Ток плавления $I_{пл.вс}$, А, вставки $I_{вст.н} = 50$ А	$\frac{100}{2500}$	$\frac{130}{3250}$	$\frac{190}{4750}$	$\frac{295}{7375}$	$\frac{410}{10250}$	$\frac{600}{15000}$	$\frac{880}{22000}$	$\frac{1750}{43750}$
Ток плавления $I_{пл.вс}$, А, вставки $I_{вст.н} = 80$ А	$\frac{180}{4500}$	$\frac{220}{5500}$	$\frac{290}{7250}$	$\frac{380}{9500}$	$\frac{520}{13000}$	$\frac{850}{21250}$	$\frac{1500}{37500}$	$\frac{2500}{62500}$

Как видно из данных, представленных в таблице 8.2, ВТХ плавкой вставки номиналом 50 А с учетом зоны разброса, не будет пересекать ВТХ защиты выключателя QF1, поэтому окончательно принимаем плавкую вставку номиналом $I_{F1.н} = 80$ А.

Выбранный плавкий предохранитель проверим на чувствительность к минимальным токам КЗ, за трансформатором

$$K_{ч.F1} = \frac{I_{к5.мин}^{(2)}}{I_{F1.н} \cdot K_{тн}} \geq K_{ч.доп}$$

$$K_{ч.F1} = \frac{10000}{80 \cdot 25} = 5,0 > 3.$$

Таким образом, выбранный предохранитель имеет достаточную чувствительность.

Последним этапом выбора плавкого предохранителя, является проверка по отключающей способности

$$I_{п.о} > I_{к.макс}$$

где $I_{п.о}$ – предельно отключаемый ток предохранителя, кА;

$I_{к.макс}$ – максимальный ток КЗ в месте установки предохранителя, кА.

$$20,0 > 5,8 \text{ кА.}$$

Значит, выбранный предохранитель удовлетворяет требованиям по отключающей способности.

8.5 Релейная защита кабельной линии, питающей трансформатор

Для защиты кабельной линии в её начале установлено устройство защиты типа Seram S20 [40], которое получает информацию от двух фазных трансформаторов тока. Выход устройства S20 связан с соленоидом отключения выключателя Q18.

Для защиты кабельной линии устройство S20 содержит:

– от многофазных КЗ селективную токовую защиту с зависимой от тока выдержкой времени и мгновенную токовую отсечку (функция ANSI51 – две ступени);

– от однофазных замыканий на землю токовую защиту (функция ANSI 51N).

8.5.1 Мгновенная токовая отсечка кабельной линии

Ток срабатывания мгновенной токовой отсечки (МТО) выбирается наибольшим, исходя из следующих двух условий:

– отстройки от максимального тока трехфазного КЗ в конце кабельной линии

$$I_{i.Q7} \geq K_{но} \cdot I_{к4.макс}^{(3)}$$

где $K_{но}$ – коэффициент надежности отстройки мгновенной токовой отсечки.

$$I_{i.Q7} \geq 1,15 \cdot 5800 = 6700 \text{ А.}$$

– согласование с ВТХ нижестоящего предохранителя F1

$$I_{i.Q7} \geq K_{н.согл} \cdot \frac{I_{i.F1}}{K_{тн}} \quad (8.36)$$

где $K_{н.согл}$ – коэффициент надежности согласования защит;

$K_{тн}$ – коэффициент трансформации трансформатора.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		85

$$I_{с.мо} = I_{i.Q7} \geq 1,3 \cdot \frac{29800}{25} = 1550 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{i.Q7} = 6700 \text{ А}$.

МТО имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет 50 мс.

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

Определим соответствующий коэффициент чувствительности отсечки

$$K_{ч.мо} = \frac{I_{кз.мин}^{(2)}}{I_{i.Q7}}$$

$$K_{ч.мо}^{(2)} = \frac{6000}{6700} = 0,89 < 2,0.$$

Что говорит о недостаточной чувствительности МТО при защите кабельной линии, имеющей небольшое сопротивление, и невозможности её использования.

8.5.2 Селективная токовая отсечка кабельной линии

Селективная токовая отсечка с выдержкой времени, выполняется с действием на отключение. Защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram S20 (функция 51).

Ток срабатывания селективной токовой отсечки выбирается наибольшим, исходя из следующих условий:

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от максимально возможного тока нагрузки

$$I_{sd.Q7} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{раб.макс} \quad (8.37)$$

$$I_{sd.Q7} \geq \frac{1,2}{0,935} \cdot 204,8 = 262,9 \text{ А.}$$

– ток срабатывания защиты по условию отстройки от нагрузки, допустимой по тепловому режиму кабельной линии.

$$I_{sd.Q7} \geq \frac{K_{н.о}}{K_B} \cdot I_{дл.доп} \quad (8.38)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

где $I_{\text{дл.доп}}$ – длительно допустимый ток кабельной линии, А.

$$I_{\text{sd.Q7}} \geq \frac{1,3}{0,935} \cdot 233 = 324,0 \text{ А.}$$

Таким образом, за расчетный ток срабатывания защиты принимаем наибольший из определенных выше токов $I_{\text{sd.Q7}} = 324,0 \text{ А}$.

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

$$K_{\text{ч.со}} = \frac{I_{\text{к4.мин}}^{(2)}}{I_{\text{sd.Q7}}} \quad (8.40)$$

$$K_{\text{ч.со}} = \frac{3600}{324,0} = 11,1 > 1,5.$$

Коэффициент чувствительности для зоны резервирования

$$K_{\text{ч.со.пез}} = \frac{I_{\text{к5.мин}}^{(2)}}{I_{\text{sd.Q7}}} \quad (8.41)$$

$$K_{\text{ч.со.пез}} = \frac{10000}{324,0 \cdot 25} = 1,24 > 1,20.$$

Согласно ПУЭ [12, п.3.2.17], если селективная токовая отсечка не обеспечивает функцию дальнего резервирования при отказе защит присоединений РУ НН, допускается не резервировать отключения КЗ за трансформатором.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{\text{sd.Q7}} = 324,0 \text{ А}$ кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{\text{sd.Q7}}$ при токе $I_* = 10 \cdot I_{\text{sd.Q7}} = 3240 \text{ А}$.

Время срабатывания селективной токовой отсечки принимается по условию

$$t_{\text{sd.Q7}} = t_{\text{sd.QF1}} + \Delta t + \Delta t. \quad (8.42)$$

где Δt – ступень селективности, с.

$$t_{\text{sd.Q7}} = 0,3 + 0,3 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Выбираем тип характеристики SIT.

Коэффициент T_{MS} определяется по выражению

$$T_{\text{MS}} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (8.43)$$

Время срабатывания защиты при кратности тока I_*

$$t_{sd}(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (8.44)$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики по формулам (8.37) – (8.44) сводим в таблицу 8.4.

Таблица 8.4

Выкл.	Селективная защита трансформатора на стороне ВН									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.3}$ с, при разных I_* , А					
	t_{sd} , с	$10 \cdot I_{sd}$, А			1,05	1,2	3	6	10	31.4
Q7	0,90	3240	SIT	0,30	$\frac{43,45}{340,2}$	$\frac{11,61}{388,7}$	$\frac{1,91}{971,9}$	$\frac{1,16}{1943,7}$	$\frac{0,90}{3240,0}$	$\frac{0,71}{6000}$

По результатам, представленным в таблице 8.4, на рисунке 8.3 изобразим ВТХ защит, установленных на выключателе Q7 откуда видно, что ВТХ выключателя Q7, соответствующая кривой SIT, не пересекает ВТХ предохранителя F1.

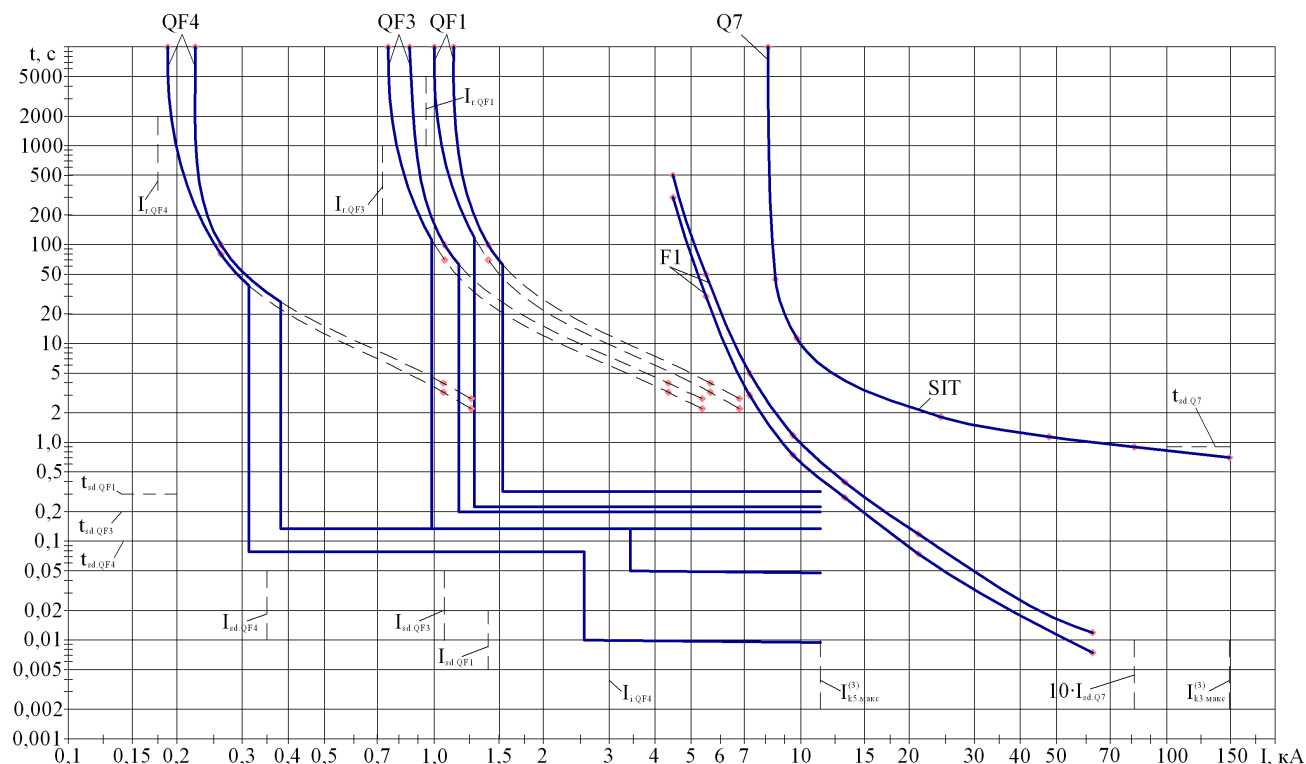


Рисунок 8.3 – Карта селективности

8.5.3 Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю

Согласно ПТЭЭП [41, п.2.8.11] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram S20.

Для кабеля марки АПвП-10 (3х95) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,741 \text{ А/км}$. Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{01} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км;

$$I_{01} = 1,741 \cdot (0,134 + 0,048 + 0,062) = 0,425 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01},$$

где $k_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

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

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,425 = 1,274 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_{ч} = \frac{I_{с.Σ}}{I_{с.сз}} \geq 1,5.$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.Σ} = I_{с.кл.Σ} \cdot$$

Суммарный емкостный ток от кабельных линий предприятия

$$I_{с.кл.Σ} = \frac{10 \cdot 5,247}{10} = 5,247 \text{ А.}$$

где $L_{кл.Σ}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		89

Тогда суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{c,\Sigma} = 5,247 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{\text{ч}} = \frac{5,247}{1,274} = 4,1 \geq 1,5.$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе произведен расчет релейной защиты участка системы электроснабжения от автоматического выключателя отходящей от ТП кабельной линии 0,4 кВ до выключателя отходящей кабельной линии 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		90

9 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Рассмотрим вопросы безопасности жизнедеятельности на примере главной понизительной подстанции (ГПП).

9.1 Территория, компоновка и конструктивная часть ГПП

Ввиду отсутствия агрессивных условий окружающей среды на напилочном заводе распределительное устройство 110 кВ выполняется открытым. Расположение ГПП определяется с учетом ранее определенных координат символического центра электрических нагрузок. Ввиду плотности застройки и розы ветров расположение подстанции смещено в сторону подходящих воздушных линий 110 кВ.

Расположение оборудования ОРУ-110 кВ выполняется таким образом, чтобы обеспечивались возможности организации монтажа и ремонта оборудования с применением машин и механизмов, транспортировки трансформаторов, проезда пожарных машин и передвижных лабораторий [12], а именно: предусматривается проезд шириной 4 м, высота подвеса ошиновки составляет 11 м.

Для исключения возможности опасного приближения к токоведущим частям, ОРУ-110 кВ огораживается забором высотой 1,6 м [12].

Для обеспечения безопасности работ и осмотров ОРУ-110/10 кВ выдерживаются следующие изоляционные расстояния [12]:

- от токоведущих частей или от элементов оборудования или изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2900 мм;
- между проводами разных фаз – 2500 мм;
- от токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением до габаритов транспортируемого оборудования – 1650 мм.

Защита персонала от опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля, статического и атмосферного (грозового) электричества обеспечивается с помощью организационных, технических мероприятий, а также с помощью специальных средств защиты [42].

Рассмотрим технические мероприятия по обеспечению безопасности работ на подстанции. Отключение установки и принятие мер против подачи напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов. Это отключение выполняется, с видимым разрывом электрической цепи для чего помимо выключателя ВЭБ-110-40/1250У1 [14] отключается еще и разъединители РГ-110/1000У1 [15].

Во избежание опасности обратной трансформации напряжения, силовые трансформаторы ТДН-10000/110/10 и трансформаторы напряжения ЗНОГ-110 [18], связанные с выделенным для работ участком электроустановки отключаются и схемы их разбираются также со стороны других своих обмоток, данное отключение при аварийных ситуациях производится действиями релейной защиты, выполненной в проекте на базе микропроцессорных терминалов Sepam [40].

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

На приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов вывешиваются запрещающие плакаты «Не включать – работают люди» и другие. Чтобы предотвратить случайное включения приводы аппаратов запирают механическими запорами.

Для защиты людей от поражения электрическим током проверяется отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены, накладывается заземление (включены заземляющие ножи, а там где они отсутствуют установлены переносные заземления); вывешиваются указательные плакаты «Заземлено», огораживаются при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешиваются предупреждающие и предписывающие плакаты.

На ОРУ-110 кВ применяется механическая, оперативная, а также электромагнитная блокировки. На заземляющих ножах линейных разъединителей со стороны линии должна быть установлена механическая блокировка с приводом разъединителя и приспособление для запираения заземляющих ножей замками в отключенном положении. Для обеспечения безопасности работ на ОРУ-110 кВ устанавливаются разъединители типа РГ-110/1000У1.

Распределительное устройство 10 кВ выполняется комплектным. ЗРУ-10 кВ выполняется с двухсторонним обслуживанием ячеек КРУ типа К-104М. ЗРУ комплектуется вакуумными выключателями типа ВВЭ-10-20/630 УЗ.

Все ячейки КРУ К-104М имеют механические блокировки для исключения выката тележки при включённом выключателе.

ЗРУ в отдельном здании, которое имеет два выхода, расположенные с противоположенных торцов. Двери ЗРУ должны быть оборудованы самозакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны ЗРУ.

Питание цепей электромагнитной блокировки 110 кВ осуществляется выпрямленным напряжением с панели питания блокировки, которая имеет устройство контроля изоляции. Схема электромагнитной блокировки выполнена с учётом наличия у всех разъединителей электродвигательных приводов, а у всех заземляющих разъединителей ручных приводов. Блокировка осуществляется разрывом цепей управления привода при несоблюдении условий, при которых допустимо оперирование.

Согласно [43] для обеспечения безопасности работ в действующих электроустановках выполняются следующие организационные мероприятия: оформление наряда, распоряжения или перечня работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации; выдача разрешения на подготовку рабочего места и на допуск к работе; надзор во время работы; оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы, обучение по оказанию первой помощи пострадавшему на производстве до допуска к самостоятельной работе.

При эксплуатации действующих электроустановок важную роль в обеспечении безопасности электротехнического персонала играют электротехнические средства защиты. Нормы комплектования главной понизительной подстанции защитными средствами представлены в таблице 9.1.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

Таблица 9.1 – Нормы комплектования средств защиты от поражения электрическим током [44]

Наименование	Ед.изм.	Количество		
		0,4 кВ	10 кВ	110 кВ
1	2	3	4	5
Изолирующие клещи	шт.	1	1	1
Диэлектрические перчатки	пара	2	не менее 2	не менее 2
Диэлектрические галоши	пара	2		
Диэлектрический ковер или изолирующая подставка	шт.	по местным условиям		
Защитные очки	шт.	1	2	2
Переносные заземления	шт.	по местным условиям	не менее 2	не менее 2
Штанга изолирующая	шт.	2	2	2
Указатель напряжения	шт.	2	2	2
Диэлектрические боты	пара		1	1
Временные ограждения	шт.		не менее 2	не менее 2
Плакаты запрещающие; Знаки и плакаты предупреждающие; Плакаты предписывающие; Плакаты указательные.	шт.		по местным условиям	по местным условиям

9.2 Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ

Для сигнализации об однофазных замыканиях на землю в сети 10 кВ используется устройство контроля изоляции, представленное на рисунке 9.1.

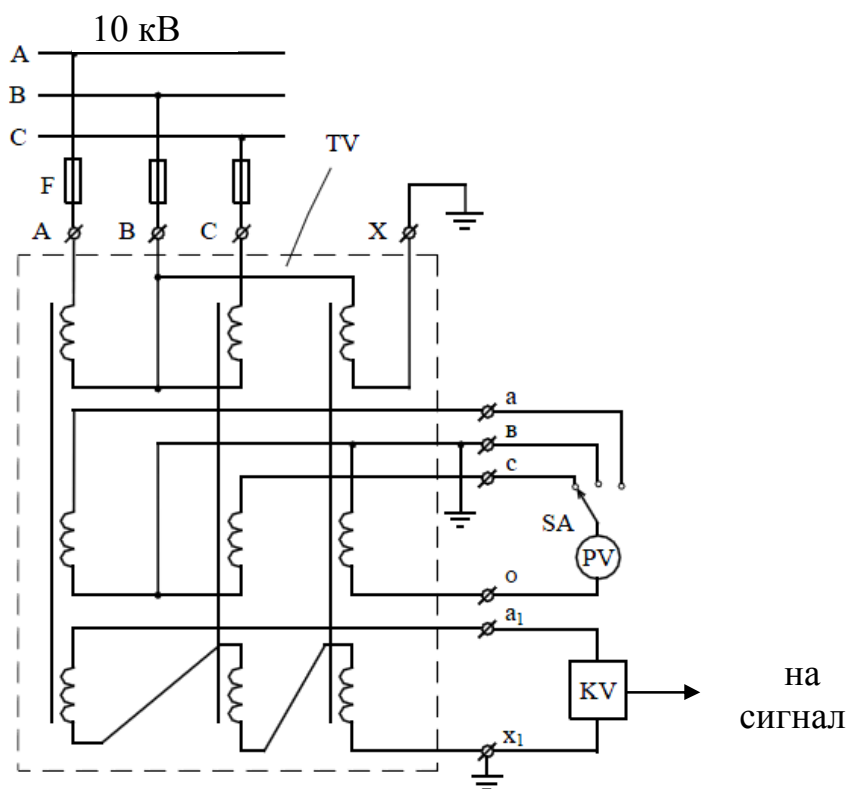


Рисунок 9.1 – Схема включения устройства контроля изоляции

- К практическим мерам пожарной безопасности в проекте предусмотрено:
- выполнение под силовыми трансформаторами, маслоприёмников, засыпанных гравием;
 - маслоприёмники трансформаторов выполняются с маслоотводами, в виде подземных трубопроводов, с их помощью масло отводится в маслоприемник закрытого типа, удалённого от электрооборудования ОРУ-110/10 кВ;
 - фундаменты маслonaполненного оборудования выполнены из огнеупорных материалов;
 - прокладывание кабельных линий в железобетонных желобах, закрытых сверху железобетонными плитами.

Разделительная перегородка между силовыми трансформаторами ТДН-10000/110/10 не устанавливается, так как мощность трансформаторов не превышает 63 МВА [12].

Площадка ОРУ 110 кВ оборудована стационарной системой пожаротушения. При возникновении пожара система приводится в действие с пульта системы пожаротушения ОРУ 110 кВ [46]. Также тушение пожара производится с помощью ручных огнетушителей типа ОУ-4 [47].

9.4 Молниезащита ГПП

Молниезащита ГПП осуществляется в соответствии с [48]. Устанавливаем 4 молниеотвода: два на линейные порталы и два стержневых молниеотвода рядом с силовыми трансформаторами.

Расположение выбранных молниеотводов М1 – М4, с указанием границ зон защит на уровне защищаемых объектов представлено на рисунке 9.2.

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

Высота молниеотвода определяется по выражению [48]:

$$h = \frac{r_x + 1,63 \cdot h_x}{1,5}, \quad (9.1)$$

где h_x – высота защищаемого объекта, м;

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

Высота зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода

$$h_0 = 0,92 \cdot h. \quad (9.2)$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода на уровне земли

$$r_0 = 1,5 \cdot h \quad (9.3)$$

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

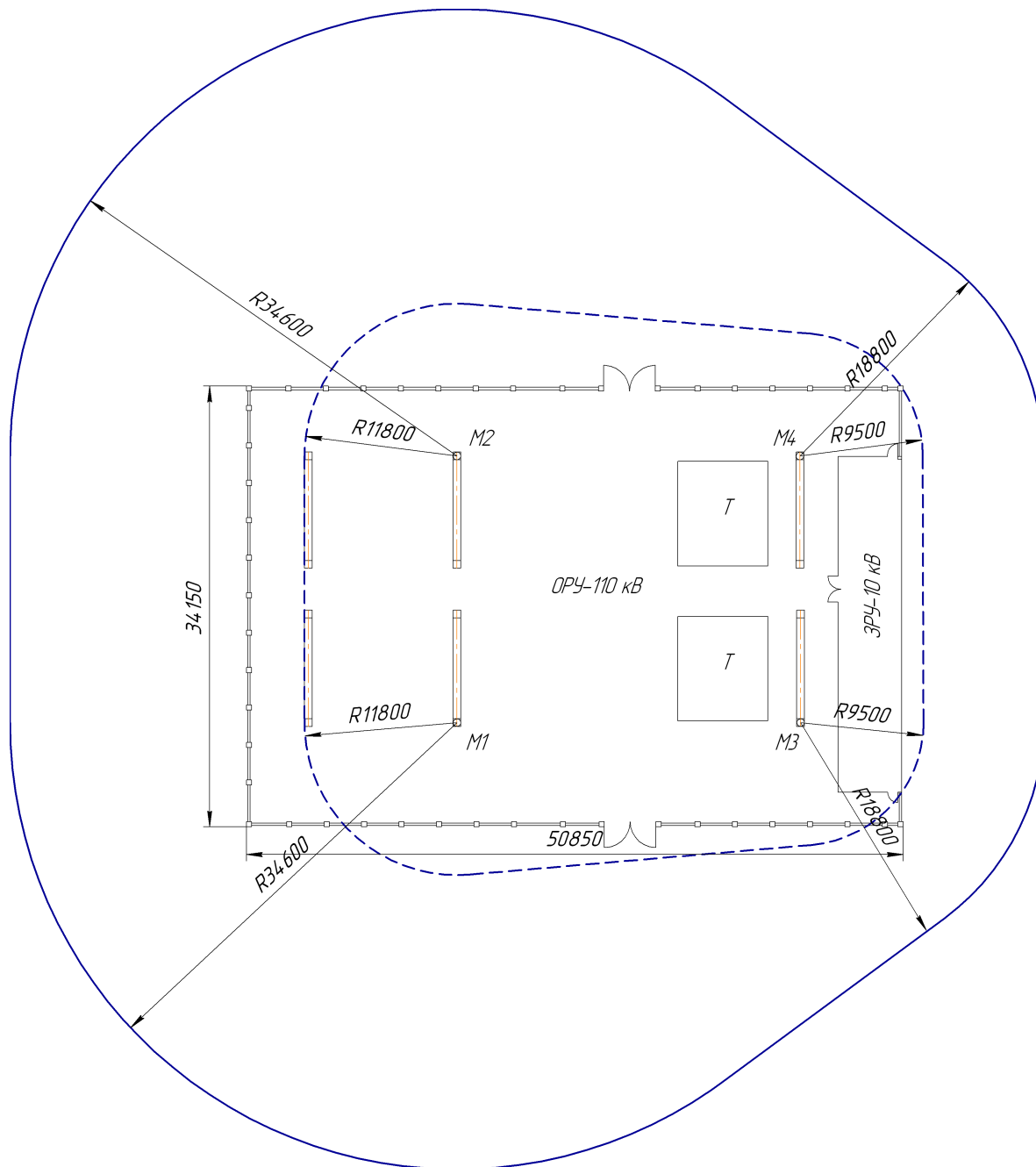


Рисунок 9.2 – Молниезащита главной понизительной подстанции

Результаты расчетов по формулам (9.1) – (9.3) представим в таблице 9.2.

Таблица 9.2

Обозначение	M1	M2	M3	M4
r_x , м	11,8	11,8	9,5	9,5
h_x , м	14,0	14,0	5,685	5,685
h , м	23,1	23,1	12,5	12,5
h_0 , м	21,2	21,2	11,5	11,5
r_0 , м	34,6	34,6	18,8	18,8

Габаритные размеры внутренней области зоны защиты двух одиночных стержневых молниеотводов определяются по формуле [48]

$$h_c = \frac{(h_{c1} + h_{c2})}{2} \quad (9.4)$$

$$r_c = \frac{(r_{01} + r_{02})}{2} \quad (9.5)$$

Результаты расчетов, выполненные по выражениям (9.4) – (9.5), представим в таблице 9.3.

Таблица 9.3

$h_{c13}, \text{ м}$	$h_{c24}, \text{ м}$	$h_{c12}, \text{ м}$	$h_{c34}, \text{ м}$	$r_{c13}, \text{ м}$	$r_{c24}, \text{ м}$	$r_{c12}, \text{ м}$	$r_{c34}, \text{ м}$
16,4	16,4	21,2	11,5	26,7	26,7	34,6	18,8

9.5 Освещение ОРУ-110/10 кВ

Территория ОРУ-110/10кВ:

$$S = A \cdot B,$$

где A – длина территории ОРУ-110/10 кВ, м;

B – ширина территории ОРУ-110/10 кВ, м.

$$S = 50,85 \cdot 34,15 = 1737 \text{ м}^2.$$

Норма освещённости $E_n = 10,0$ лк [49].

Суммарный световой поток [50]:

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_z \cdot k_n.$$

где $k_z = 1,5$ - коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы;

$k_n = 1,5$ - коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещённой площадки.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1737 \cdot 1,5 \cdot 1,5 = 39082 \text{ Лк}.$$

Для освещения принимаем прожектора марки ПЗС-25 с технической характеристикой [50]:

– тип лампы – НГ 220-200;

– КПД прожектора $\eta_{пр} = 0,44$;

– максимальная сила света $I_{max} = 16000$ кд;

– световой поток лампы прожектора $\Phi_n = 23500$ лм.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Необходимое число прожекторов:

$$N_{\text{пр}} = \frac{\sum \Phi}{\Phi_{\text{п}} \cdot \eta_{\text{пр}}}.$$

$$N_{\text{пр}} = \frac{39082}{23500 \cdot 0,44} = 3,8.$$

Принимаем число прожекторов равное 4.

Определим высоту установки прожектора [51]

$$H = \sqrt{\frac{I_{\text{max}}}{700}}.$$

$$H = \sqrt{\frac{16000}{700}} = 4,8 \text{ м.}$$

Четыре прожектора устанавливаем на мачтах освещения на четырех сторонах ОРУ-110 кВ.

9.6 Расчёт заземления

Для произведения расчета защитного заземления необходимо определить ток однофазного замыкания на землю. Исходная схема для расчёта тока однофазного замыкания на землю перед трансформатором ГПП ТДН-10000/110/10 представлена на рисунке 9.3.

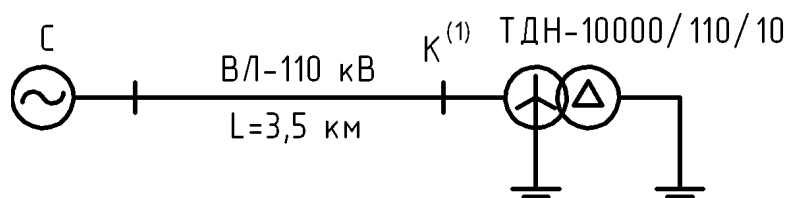


Рисунок 9.3 – Расчётная схема

Расчётный ток однофазного замыкания на землю определим по формуле:

$$I_{\text{k}}^{(1)} = \frac{3 \cdot S_{\text{б}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{б}} \cdot x_{\text{з}}}, \quad (9.6)$$

где $S_{\text{б}} = 1000$ – базисная мощность, МВ·А;

$U_{\text{б}} = 115$ – базисное напряжение, кВ;

$x_{\text{з}}$ – эквивалентное сопротивление.

При однофазном замыкании на землю эквивалентное сопротивление определяется по формуле:

$$X_{\Sigma} = X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}; \quad (9.7)$$

где $X_{1\Sigma}$ - суммарное сопротивление прямой последовательности;

$X_{2\Sigma}$ - суммарное сопротивление обратной последовательности ($X_{2\Sigma} = X_{1\Sigma}$);

$X_{0\Sigma}$ - суммарное сопротивление нулевой последовательности.

Схема для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности приведена на рисунке 9.4.

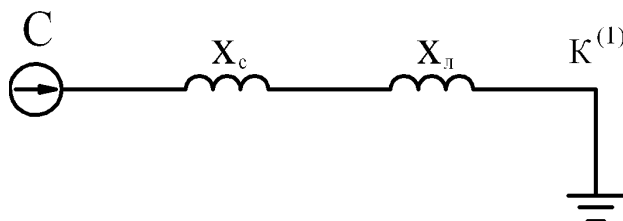


Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчёта сопротивлений прямой и обратной последовательности

Суммарное сопротивление прямой и обратной последовательности

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = X_c + X_{\text{л}}, \quad (9.8)$$

где $X_c = 0,40$ – сопротивление системы (таблица 5.1);

$X_{\text{л}} = 0,12$ – сопротивление воздушной линии (таблица 5.1).

Для расчёта сопротивления нулевой последовательности составим схему замещения (рисунок 9.5).

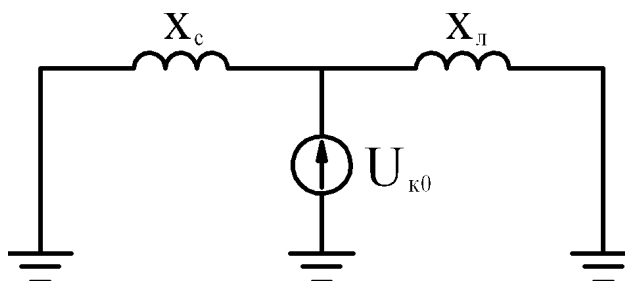


Рисунок 9.5 – Схема замещения для расчёта сопротивления нулевой последовательности

Суммарное сопротивление нулевой последовательности

$$X_{0\Sigma} = \frac{X_{\text{т0}} \cdot X_{\text{л0}}}{X_{\text{т0}} + X_{\text{л0}}}. \quad (9.9)$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Сопротивление нулевой последовательности для двухцепной ВЛ с грозозащитным тросом определяется по формуле:

$$x_{л0} = 6 \cdot x_{вл}. \quad (9.10)$$

Сопротивление трансформатора определим по выражению

$$x_{т0} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном}}. \quad (9.11)$$

Результаты расчета однофазного замыкания на землю в сети 110 кВ, выполненные по формулам (9.6) – (9.11) представим в таблице 9.4.

Таблица 9.4

$I_k^{(1)}$, кА	$x_{1\Sigma} = x_{2\Sigma}$	$x_{л0}$	$x_{т0}$	$x_{0\Sigma}$	x_{σ}
8,83	0,52	0,72	8,70	0,66	1,70

За расчётный ток принимаем ток, стекающий с заземлителя при однофазном замыкании:

$$I_3 = I_k^{(1)} \cdot \left(1 - \frac{x_{0\Sigma}}{x_{т0}} \right), \quad (9.12)$$

где $x_{0\Sigma}$ – сопротивление нулевой последовательности до места КЗ;
 $x_{т0}$ – сопротивление нулевой последовательности трансформатора.

Расчётная длительность воздействия тока на человека:

$$\tau_B = t_{р.з} + t_{о.в}, \quad (9.13)$$

где $t_{р.з} = 0,02$ – минимальное время действия релейной защиты, с [25];
 $t_{о.в} = 0,055$ – полное время отключения выключателя, с [26].

Коэффициент прикосновения

$$K_{п} = \frac{M \cdot \beta}{\left(\frac{l_B \cdot L_{Г}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}; \quad (9.14)$$

где $M = 0,5$ – параметр, зависящий от соотношения ρ_1/ρ_2 ;
 $L_{Г} = 360$ – длина горизонтальных заземлителей, м;
 $l_B = 5$ – длина вертикального заземлителя, м;
 $a = 10$ – расстояние между вертикальными заземлителями, м;
 β – коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю;
 $S=1737$ – площадь ГПП, м².

Коэффициент, учитывающий сопротивление стекания тока на землю

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}} \quad (9.15)$$

где $R_{\text{ч}} = 1000$ – сопротивление тела человека, Ом [5];

$R_{\text{с}} = 1590$ – сопротивление поверхностного слоя земли, Ом [5].

Потенциал на земле

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_{\text{п}}} \quad (9.16)$$

где $U_{\text{пр.доп}} = 400$ – допустимое напряжение прикосновения, В [52].

Сопротивление заземляющего устройства:

$$U_{\text{з}} = \frac{U_{\text{пр.доп.}}}{K_{\text{п}}} \quad (9.17)$$

Результаты расчета по формулам (9.12) – (9.17) представим в таблице 9.5.

Таблица 9.5

$I_{\text{з}}, \text{кА}$	$\tau_{\text{в}}, \text{с}$	β	$K_{\text{п}}$	$U_{\text{з}}, \text{В}$	$R_{\text{з}}, \text{Ом}$
8,16	0,075	0,38	0,05	5714	0,63

Число вертикальных заземлителей:

$$n_{\text{в}} = \frac{4\sqrt{S}}{2 \cdot l_{\text{в}}}$$

$$n_{\text{в}} = \frac{4 \cdot \sqrt{1737}}{2 \cdot 5} = 16,7.$$

Принимаем $n_{\text{в}} = 17$ шт.

Число ячеек по сторонам квадрата

$$m = \frac{L_{\text{г}}}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1.$$

$$m = \frac{360}{2 \cdot \sqrt{1737}} - 1 = 3,3.$$

Принимаем $m = 3$.

Длина полос в расчётной модели:

$$L'_r = 2\sqrt{S} \cdot (m+1).$$

$$L'_r = 2 \cdot \sqrt{1737} \cdot (3+1) = 333,0 \text{ м.}$$

$$L_b = l_b \cdot n_b.$$

$$L_b = 5 \cdot 17 = 85 \text{ м.}$$

Длина стороны ячейки

$$B = \frac{\sqrt{S}}{m}.$$

$$B = \frac{\sqrt{1737}}{3} = 13,9 \text{ м.}$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L'_r},$$

Относительная глубина

$$\frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \geq 0,1.$$

$$\frac{5 + 0,7}{\sqrt{1737}} = 0,14 \geq 0,1 \text{ м.}$$

Тогда

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_b + t}{\sqrt{S}} \right).$$

$$A = \left(0,385 - 0,25 \cdot \frac{5 + 0,72}{\sqrt{1737}} \right) = 0,351.$$

Общее сопротивление сложного заземлителя:

$$R_3 = A \cdot \frac{R_3}{\sqrt{S}} + \frac{R_3}{L'_r},$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

Лист

102

$$R_3 = 0,351 \cdot \frac{60}{\sqrt{1737}} + \frac{60}{333} = 0,69 \text{ Ом.}$$

$$U_{\text{пр}} = K_{\text{п}} \cdot I_3 \cdot R_3.$$

$$U_{\text{пр}} = 0,05 \cdot 8160 \cdot 0,69 = 381,1 \text{ В.}$$

$$U_{\text{пр}} = 381,8 \text{ В} < U_{\text{пр.доп.}} = 400 \text{ В.}$$

Выводы по разделу девять

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности ГПП напилочного завода.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		103

10 КОНСТРУКТИВНЫЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛНЕНИЯ РАЗЪЕДИНИТЕЛЯ РГ-110

10.1 Назначение и технические характеристики

Разъединители РГ-110 предназначены для включения и отключения обесточенных участков цепи высокого напряжения, токов холостого хода трансформаторов, зарядных токов воздушных, а также заземления отключенных участков при помощи стационарных заземлителей [15].

Основные технические параметры разъединителя РГ-110 представим в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Основные технические параметры

Наименование параметра	Норма
1 Номинальное напряжение, кВ	110
2 Наибольшее рабочее напряжение, кВ	126
3 Номинальный ток, А	1000
4 Номинальный ток отключения, кА	40
5 Ток термической устойчивости (3 с), кА	40
6 Ток электродинамической устойчивости (ампл.), кА	100
7 Время протекания номинального кратко-временного выдерживаемого тока, с: - для главных ножей - для заземлителей	3 1
8 Номинальная частота, Гц	50
9 Испытательное одностороннее напряжение промышленной частоты, кВ: – относительно земли и между полюсами; – между разомкнутыми контактами разъединителей	230 265
10 Испытательное напряжение грозового импульса 1,2/50 мкс, кВ: – относительно земли и между полюсами – между разомкнутыми контактами разъединителей	550 630
11 Допустимая механическая нагрузка на выводы, кН	1
12 Сопротивление постоянному току главного токоведущего контура, Ом, не более	$50 \cdot 10^6$

Разъединители выполняются в виде отдельных полюсов, представляющих собой двухколонковые аппараты с разворотом контактных ножей в горизонтальной плоскости. Полюс разъединителя, к которому присоединяются приводы, называется ведущим. Полюс разъединителя, присоединяемый к ведущему, называется ведомым. Соединение ведущего полюса разъединителей с приводами и с ведомыми полюсами выполняется с помощью соединительных элементов, входящих в комплект поставки.

Управление главными ножами и заземлителями разъединителей осуществляется двигательными приводами типа ПД-14 УХЛ1.

10.2 Этапы монтажа разъединителей

Во время работы с разъединителями (распаковка ящиков, установка на опорные конструкции, монтаж, профилактические осмотры и т.п.) необходимо соблюдать меры предосторожности, обеспечивающие сохранность изоляторов от ударов и повреждений. Запрещается к изоляторам приставлять лестницу или крепить на них монтажные леса. Распаковку ящика с разъединителями производить в следующей последовательности:

- снять крышку ящика;
- вынуть техническую документацию;
- освободить разъединители от верхних крепящих брусков;
- отделить от ящика боковые и торцевые щиты;
- вынуть приводы и комплектующие;
- освободить разъединители от крепежа их к нижнему щиту.

Перед монтажом произвести внешний осмотр разъединителей, проверить наличие комплектующих, отсутствие повреждений на изоляторах. При наличии повреждений, которые невозможно устранить на месте, а также при отсутствии комплектующих сборочных единиц и деталей, составить акт и сообщить об этом заводу.

Монтаж приводов, расконсервацию и проверку их работы производить в соответствии с руководствами по эксплуатации на приводы. Расконсервацию разъединителей и их частей производить протиркой чистой ветошью.

10.2.1 Монтаж разъединителей

Разъединители установить на подготовленные для монтажа и выверенные по уровню опоры. Отклонение от горизонтальности металлоконструкций опор под опорные точки должно быть не более 1 мм. При необходимости, для выравнивания горизонтально го положения цоколя разъединителей допускается устанавливать под опорные точки жесткие стальные прокладки. Во избежание разрегулировки разъединителей и нарушения их нормальной работы опоры следует установить жестко в грунте, недопустимо «проседание и заваливание» опор.

Предварительно закрепить разъединители к опорам болтами М16, под головки болтов положить шайбы 16х4. Отсоединить от кронштейна скобы. К цоколю ведущего полюса разъединителей закрепить кронштейн с помощью пластин и крепежа, поставляемого с пластиной, не затягивая окончательно болты .

Используя шпильки, прокладки и отверстия для крепления цоколя разъединителя к опорам, установить подкосы так, чтобы труба кронштейна занимала вертикальное положение.

Установить втулки в кронштейны, предварительно смазав пластмассовые втулки смазкой. Во втулки установить валы заземлителей и соединить их колодками, закрепленными при транспортировании на валах.

Убедиться в том, что:

- цоколя разъединителей параллельны друг другу;

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		105

Отрегулировать длину межполюсных тяг, закрепить их на рычагах цоколя разъединителей крепежом, ранее находившимся на рычагах. Снять транспортные планки. Установить на прежнее место гайку и затянуть. Отключить главные контактные ножи до вывода их из контакта ручным оперированием привода.

Включить главные ножи до касания кулачком ламелей. Проверить касание ножей на расстоянии от конца ламелей. Размер касания контактных ножей регулировать:

– поворотом контактного ножа относительно изолятора при ослабленной затяжке шпилек;

– поворотом контактного ножа относительно изолятора, если регулировки поворотом ножа недостаточно.

Убедиться в том, что расклинивание ламелей происходит равномерно. При необходимости, равномерность расклинивания ламелей регулировать разворотом контактных ножей при ослабленной затяжке шпилек и установкой прокладок. Включить контактные ножи. Проверить заход ламелей.

После регулировки шпильки, гайки затянуть. Проверить контактное нажатие ламелей. Проверку контактного нажатия производить приложением усилия к каждой ламели в направлении, перпендикулярном продольной оси ножа на расстоянии от шины трубы. Контактное нажатие каждой ламели должно находиться в пределах от 98 до 118Н. При необходимости, контактное нажатие отрегулировать осями при отпущенных гайках. После регулировки затянуть гайки.

Отключить главные контактные ножи вручную. При необходимости, отрегулировать положение главных ножей в направлении, перпендикулярном продольной оси ножей. Регулировку произвести изменением длины тяги. Проверить изоляционное расстояние между токоведущими частями в отключенном положении разъединителя, которое должно быть не менее 1240 мм. Произвести 2-3 операции «Включено», «Отключено» двигателем привода. Убедиться в правильной регулировке крайних положений разъединителя при оперировании двигателем привода. Замерить величину сопротивления постоянному току главного токоведущего контура каждого разъединителя, указанную в паспорте. Отключить главные контактные ножи.

10.2.1 Монтаж заземлителей

Присоединить скобу к приводу для управления заземлителями со стороны ведущей колонки, используя крепеж, установленный на приводе. Установить привод со скобой на кронштейн и закрепить болтами, гайками, шайбами, поставляемыми комплектно с кронштейном.

Положение привода «Включено». В кронштейн вставить пластмассовую втулку, предварительно смазав ее смазкой. Отсоединить колодку, установленную на валу привода при транспортировании. Установить вал с закрепленной на нем втулкой в отверстие кронштейна и в колодки, установленные на выходном валу привода. Отрегулировать соосность вала и отверстия в кронштейне в соответствии с паспортом.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		107

Убедиться в том, что выходной вал привода и вал установлены без излома общей оси. После регулировки установить и затянуть колодку, затянуть крепеж скобы привода к кронштейну и кронштейна на цоколе. Застопорить вал болтом как указано в паспорте. В случае управления главными ножами ручным приводом монтаж приводных валов главных ножей аналогичен.

Присоединить скобу к приводу для управления заземлителями со стороны ведомой колонки, используя крепеж, установленный на приводе. Закрепить привод со скобой на кронштейн. Для закрепления использовать шпильку, крепеж, примененный при установке скобы с приводом для управления главными контактными ножами. В остальном монтаж и регулировка аналогичны монтажу и регулировке привода для управления заземлителем со стороны ведущей колонки. Повернуть валы в положение, указанное в паспорте, и установить тягу на рычаги валов, используя имеющийся на рычагах крепеж. Перед монтажом заземлителей отсоединить колодки, крепящие заземлители к валам. Зачистить колодку по поверхности по всей ее ширине. Зачистку производить в указанной ниже последовательности:

- контактную поверхность очистить от загрязнений и смазать тонким слоем смазки;
 - зачистить под слоем смазки стальной щеткой до блеска;
 - немедленно удалить загрязненную смазку чистой ветошью, покрыть зачищенные поверхности смазкой, подвести заземлители под валы и предварительно закрепить их ранее снятыми колодками и крепежом, размещенным на заземлителях;
 - не допускается зачистка контактных поверхностей наждачной бумагой.
- Повернуть заземлители относительно вала и установить вручную в положении «Включено». На ведомых полюсах ламели заземлителей прижать к упорам. На ведущем полюсе между ламелями и упором контакта установить зазор. Вхождение заземлителей в контакты без перекосов отрегулировать перемещением их вдоль валов и разворотом. После регулировки в положении «Включено» затянуть крепеж заземлителей к валу. Просверлить отверстие в колодках и в валах и установить в них фиксирующие втулки.

Отключить и включить заземлители приводом. В случае недохода заземлителей до упоров в контактах, укоротить тягу. Отключить заземлители. Проверить изоляционное расстояние между токоведущими и заземленными частями, которое указано в паспорте. Регулировку произвести изменением длины тяги. Проверить контактное нажатие ламелей. Проверку контактного нажатия производить приложением усилия к каждой ламели в направлении, перпендикулярном продольной оси ножа, на расстоянии от края пластины заземлителя. Контактное нажатие каждой ламели должно находиться в пределах от 100 до 130 Н. При необходимости, контактное нажатие отрегулировать гайками. Раскрутить крепеж и разъединить колодки в фиксаторе. Установить на валах заземлителей в отключенном положении колодки с блокирующим сектором и колодки. Закрепить гибкие связи к кронштейнам, при этом шайбы должны быть установлены стороной без покрытия к гибким связям.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		108

Включить и отключить главные ножи и заземлители. Проверить размеры установки фиксаторов. Установить стопорный, для чего через отверстие в колодке просверлить отверстие. В положении разъединителя «Включено» и заземлителя «Отключено» попытаться установить заземлитель в положение «Включено», блокировка должна препятствовать его включению. Собрать схему электрической блокировки в соответствии с паспортом, проверить работу блок-замков в соответствии с руководством по эксплуатации. Подсоединить провод к контактным выводам разъединителя. Выполнить 3-5 пробных операций «Включено» и «Отключено». Проверить равномерность расклинивания ламелей и расстояние в контактной зоне.

10.3 Техническое обслуживание разъединителей

При эксплуатации разъединителей и приводов, при осмотрах необходимо соблюдать Правила безопасности. При наладке, пробном оперировании главными ножами и заземлителями необходимо принимать все меры предосторожности от возможного попадания в опасные зоны движения ножей, рычагов, тяг. Разъединитель и привод должны быть надежно заземлены. Производить наладку и эксплуатацию разъединителя и приводов без защитного заземления запрещается.

Техническое обслуживание разъединителя необходимо проводить при отсутствии напряжения на главных контактных ножах разъединителя, а также в цепях управления приводом. При оперировании разъединителем необходимо помнить, что нельзя производить включение заземлителей при включенных главных ножах и наоборот – включение главных ножей при включенных заземлителях.

Периодичность технического обслуживания (ТО) и объем проводимых работ:

– Один раз в 2 года: произвести внешний осмотр разъединителей; проверить световую сигнализацию положения привода;

– Один раз в 5 лет: проверить режим нагрева тепловизором токоведущих частей; проверить наличие заземления разъединителя и привода. ТО проводится на разъединителях, находящихся в рабочем состоянии и не требует вывода разъединителей в ремонт и снятия напряжения на сборных шинах;

– Один раз в 15 лет: проверить состояние изоляторов и механических регулировок, выполненных во время монтажа; проверить исправность работы автоматического выключателя защиты, цепей сигнализации положения привода, электромеханической блокировки. При осмотре изоляторов проверить отсутствие на их поверхностях больших наслоений в виде пыли, грязи и прочих. При необходимости, для очистки изоляторов рекомендуется пользоваться чистой ветошью и горячей водой.

При осмотре съемных контактов главных ножей и заземлителей выполнить вручную несколько операций «Включено-Отключено» и убедиться в том, что:

- ламели расклиниваются равномерно;
- расстояние в контактной зоне главных ножей соответствует указанному в паспорте;

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

– заход ламелей на контакт заземлителей соответствует указанному в паспорте.

При необходимости, выполнить подрегулировку в следующей последовательности:

- удалить старую смазку;
- отрегулировать расстояние в контактной зоне главных ножей и заход ламелей заземлителей;
- нанести смазку;
- проверить затяжку болтовых соединений.

При контроле смазки проверить работоспособность разъединителей путем выполнения одного цикла «Включено-Отключено». При необходимости, нанести смазку на все открытые трущиеся части механизмов и передач, где смазка имеет непосредственный контакт с пылью, грязью, дождем, снегом.

Выводы по разделу десять

В данном разделе подробно рассмотрены конструктивные и эксплуатационные особенности исполнения разъединителя РГ-110.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		110

11 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СРАВНЕНИЕ ВАРИАНТОВ СХЕМ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское распределение электроэнергии может выполняться по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания.

Радиальные схемы целесообразны, когда потребители расположены в различных направлениях друг от друга. Магистральные линии рациональны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия. При магистральных схемах уменьшается число ячеек распределительных устройств ГПП, к которым подключают отходящие линии – в этом заключается одно из главных преимуществ магистральных схем распределения электроэнергии.

Для определения оптимального варианта схемы внутризаводского электрообеспечения проведем технико-экономическое сравнение вариантов подключения цеховых трансформаторных подстанций, а именно:

1 Магистральная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП6–ТП11, изображенная на рисунке 11.1.

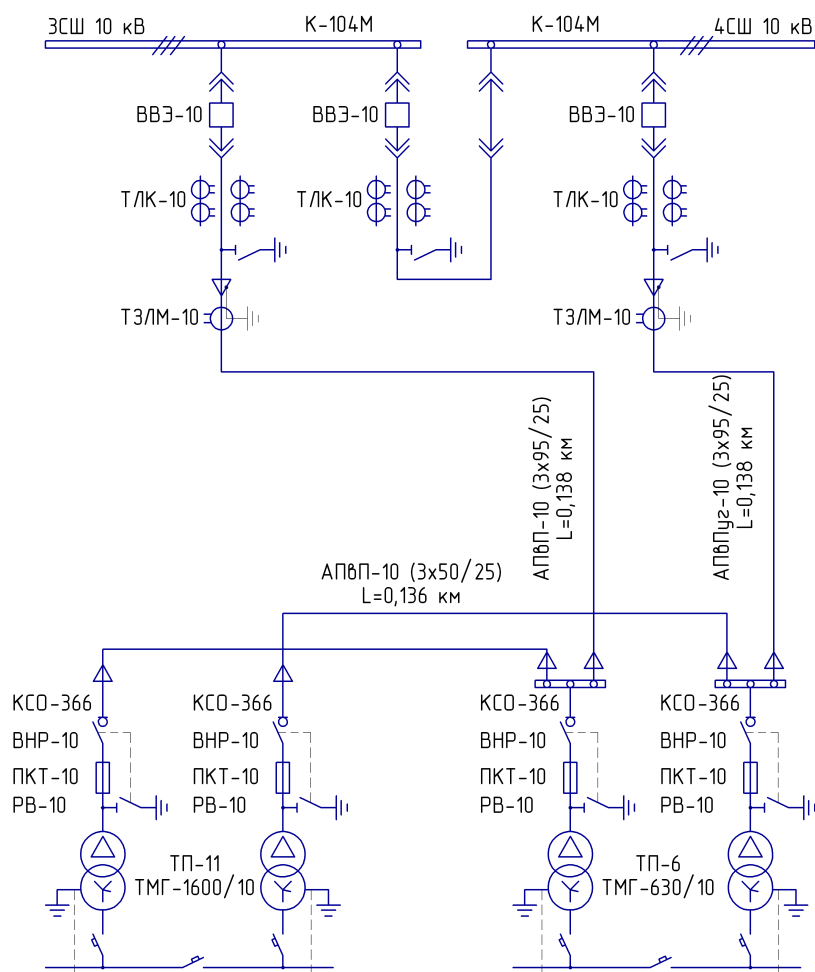


Рисунок 11.1 – Магистральная схема (I вариант)

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ

2 Радиальная схема подключения цеховых трансформаторных подстанций: ГПП–ТП6, ГПП–ТП11, изображенная на рисунке 11.2.

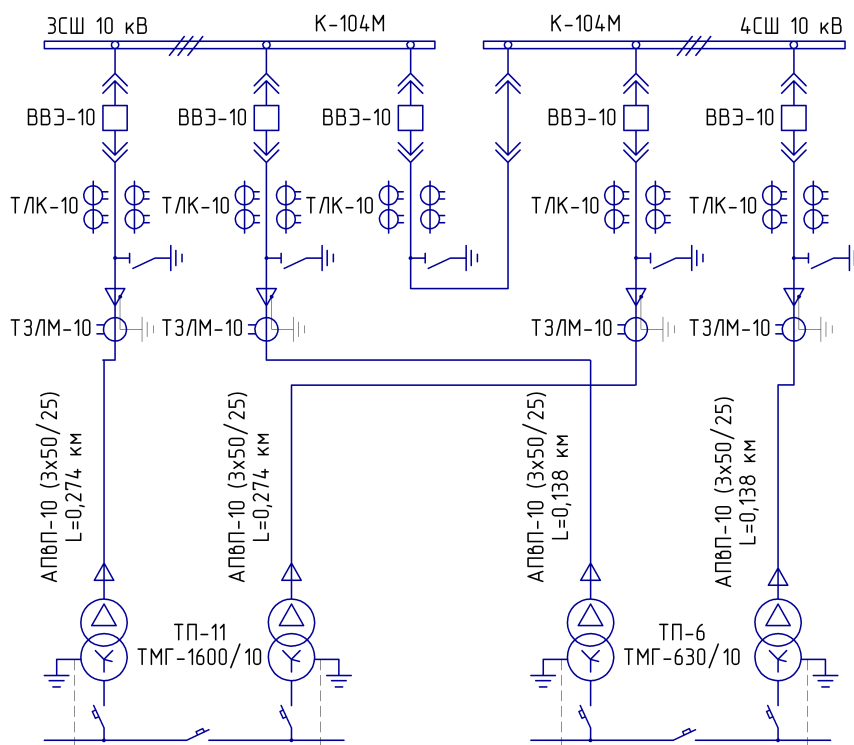


Рисунок 11.2 – Радиальная схема (II вариант)

11.1 SWOT-анализ сравниваемых вариантов

SWOT-анализ схем внутреннего электроснабжения – это метод, оценивающий в комплексе внутренние и внешние факторы, влияющие на возможность существования того или иного варианта.

SWOT-анализ сильных и слабых сторон, а также возможностей и угроз со стороны внешней окружающей среды применительно к магистральной и радиальной схемам питания потребителей представим на рисунках 11.3 и 11.4 соответственно.

S:	W:
<ul style="list-style-type: none"> 1 Низкие капитальные затраты. 2 Высокая гибкость сети. 3 Лучшая загрузка линий, так как к каждой линии подключена не одна, а группа ТП. 4 Экономия кабельно-проводниковой и коммутационной аппаратуры. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 Невысокая надежность по сравнению с радиальной схемой соединения потребителей. 2 Сложность настройки релейной защиты и автоматики
O:	T:
<ul style="list-style-type: none"> 1 Наличие квалифицированных подрядных организаций. 	<ul style="list-style-type: none"> 1 Повышение вероятности возможного отключения с удаленностью потребителей от питающей подстанции. 2 Рост тарифов на энергоресурсы

Рисунок 11.3 – SWOT-анализ магистральной схемы соединения потребителей

<p>S:</p> <p>1 Обеспечение высокой надежности (выход из строя одной линии не влияет на работу других потребителей).</p> <p>2 Простота схемы</p> <p>3 Аварийное отключение радиальной линии не отражается на электроснабжении остальных потребителей.</p> <p>4 Возможность питания потребителей любой из категорий.</p>	<p>W:</p> <p>1 Малая экономичность, связанная со значительным расходом проводникового материала, асбоцементных труб, распределительных шкафов.</p> <p>2 Большое число защитной и коммутационной аппаратуры.</p> <p>3 Длительный срок окупаемости проекта.</p> <p>4 Длительный монтаж.</p>
<p>O:</p> <p>1 Зависимость питания потребителей от электрической энергии.</p> <p>2 Широкая номенклатура выпускаемого электрооборудования.</p>	<p>T:</p> <p>1 Увеличение стоимости заемного капитала.</p> <p>2 Повышение цен на импортируемое оборудование.</p>

Рисунок 11.4 – SWOT-анализ радиальной схемы соединения потребителей

На основании проведенного SWOT-анализа схем внутреннего электроснабжения нельзя дать однозначный ответ о возможности реализации того или иного варианта на предприятии. Поэтому для окончательного выбора произведем технико-экономическое сравнение радиального и магистрального соединения потребителей.

11.2 Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Так как при магистральном соединении ТП сечение кабельной линии, питающей ТП-11 (с наибольшей мощностью трансформатора 1600 кВА), равно 50 мм² и термически стойкое сечение кабеля составляет 50 мм², поэтому при радиальном соединении ТП сечение кабельных линий составит также 50 мм².

Потери электрической энергии в кабельных линиях определяются по выражению

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{р.л}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (11.1)$$

где n – число кабельных линий;

$I_{р.л}$ – расчетный ток кабельной линии, А;

r_0 – удельное активное сопротивление кабельной линии, Ом/км;

L – расстояние от ГПП предприятия до ТП, км.

τ – годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (11.2)$$

Результаты расчетов потерь электроэнергии в кабельных линиях, выполненных по выражениям (11.1) – (11.2), представим в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях

Наименование КЛ	n	T_m , ч/год	τ , ч/год	$I_{р.л}$, А	r_0 , Ом/км	L, км	$\Delta A_{л}$, $\frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
Вариант I							
ГПП – ТП6	2	4355	2742	106,3	0,32	0,138	10087
ТП6– ТП11	2	4355	2742	76,3	0,32	0,174	10249
Всего по варианту I							20336
Вариант II							
ГПП – ТП6	2	4355	2742	30,0	0,32	0,108	1613
ГПП – ТП11	2	4355	2742	76,3	0,32	0,282	20650
Всего по варианту II							22263

11.3 Выбор электрооборудования

На ГПП устанавливаются ячейки двустороннего обслуживания типа К-104М. Конструктивной особенностью данных шкафов является размещение сборных шин в нижней части шкафов, а линейного отсека над ними. Такая компоновка позволяет оператору удобно работать с любым аппаратом, расположенным в линейном отсеке (измерительными трансформаторами тока, заземляющими разъединителями), а также удобно разделять и обслуживать силовые кабели [27].

Ячейки К-104М комплектуются вакуумными выключателями типа ВВЭ-10, трансформаторами тока ТЛК-10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек К-104М представлены в таблице 11.3 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП6 (вариант I).

Таблица 11.3 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП6

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М [27]
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 212,6 \text{ А}$	$I_{ном} = 630,0 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 16,0 \text{ кА}$	$i_{дин} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 27,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Аналогичные ячейки КРУ принимаются для остальных отходящих от ГПП кабельных линий как для варианта I, так и для варианта II.

На вводе магистрально подключенных цеховых ТП (вариант II) принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [30].

Рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-6, на которой установлены два трансформатора типа ТМГ-630. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [30] представлены в таблицах 11.4 и 11.5 соответственно.

Таблица 11.4 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора [5]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные [30] ВНР-10/400
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 50,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 16,0 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_{\text{k}}$	$B_{\text{k}} = 27,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 11.5 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-100-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 50,9 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 100 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{k}}$	$I_{\text{k}} = 6,0 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

6.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Экономически выгодным решением считается вариант, которому соответствует минимум приведенных ежегодных затрат. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [4]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (11.3)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

k_i - сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников;

C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (11.4)$$

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

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{ai} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий стоимость потерь электроэнергии учитывается по двухставочному тарифу [20, 21]:

$$C_3 = \Delta A_{л} \cdot C_0', \quad (11.5)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч.

Стоимость электрооборудования и кабельной продукция принимаем из [23], с учетом коэффициента инфляция ($K_{инф}=1,46$) на 2017 год по отношению к 2012 году [53], а результаты технико-экономических расчетов по формулам (11.3) – (11.5) сведем в таблицу 11.6 и 11.7.

Таблица 11.6 – Техничко-экономические показатели I варианта

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	2	457	914	0,193	176			
Камера КСО-366-4н-2УЗ	шт	4	55	222	0,193	43			
Прокладка двухцепной кабельной линии ГПП-ТП6 марки АПВП-10 (3x95/25) в траншее	км	0,138	906	125	0,152	19	10087	50	
Прокладка двухцепной кабельной линии ТП6-ТП11 марки АПВП-10 (3x50/25) в траншее	км	0,136	855	116	0,152	18	10249	50	
Всего по варианту				1377		256	20336	100	356

Таблица 11.7 – Техничко-экономические показатели II варианта

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_3 , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб/год
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	4	457	1828	0,193	353			
Прокладка двухцепной кабельной линии ГПП-ТП6 марки АПвП-10 (3x50/25) в траншее	км	0,138	855	118	0,152	18	1613	8	
Прокладка двухцепной кабельной линии ГПП-ТП11 марки АПвП-10 (3x50/25) в траншее	км	0,274	855	234	0,152	36	20650	101	
Всего по варианту				2180		406	22263	109	516

Приведённые затраты во II варианте больше, чем в I на:

$$\frac{516 - 356}{516} \cdot 100\% = 31,0\%.$$

Выводы по разделу одиннадцать

По результатам технико-экономического сравнения вариантов схем соединения цеховых трансформаторных подстанция, принят вариант магистрального соединения цеховых ТП, так как он получился дешевле на 31,0% в сравнении с вариантом радиального подключения цеховых ТП.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов напилочного завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 35 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10.

В проекте уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита произведен расчет релейной защиты участка системы электроснабжения от автоматического выключателя отходящей от ТП кабельной линии 0,4 кВ до выключателя отходящей кабельной линии 10 кВ главной понизительной подстанции предприятия.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках. Также в работе рассматривались вопросы экономической деятельности предприятия.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов напилочного завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		118

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Соболев, Д.С. Система самонесущих изолированных проводов / Д.С. Соболев // Сборник научных трудов НГТУ. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2009. – № 3(57). – 135–140
- 2 Барг, И.Г. Самонесущий изолированный провод Торсада / И.Г. Барг, А.Н. Жулев // «Энергетическое строительство». – 2005. – № 2. – С. 49-52.
- 3 Шаманов, Д. Самонесущие изолированные провода 0,4–10 кВ. Плюсы и минусы различных систем / Д. Шаманов // Новости электротехники. – 2012. – №2 (14). – С. 23–25.
- 4 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 6 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 7 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 8 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 9 Трансформаторы ТМГ. – <http://trf-ural.ru/transformatory-tmg-standartnye.html>.
- 10 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 11 Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 23 июня 2015 г. №380 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии. – <https://normativ.kontur.ru/document?moduleId=1&documentId=256534>
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 13 Выключатели элегазовые серии ВГБ-35. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VGB-3_3.pdf.
- 14 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.
- 15 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf
- 16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.
- 17 Трансформатор напряжения НАМИ-35УХЛ1. – <http://www.ues.su/catalog/item211/>.
- 18 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – <http://www.molniya.ru/product/transformator-napryazheniya-odnofaznyi-znog110-u1>.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		119

19 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.

20 Постановление Министерства тарифного регулирования и энергетики Челябинской области от 29 декабря 2016 г. №67/9 «Об установлении единых (котловых) тарифов на услуги по передаче электрической энергии на территории Челябинской области. – <http://www.tarif74.ru/LegalActs/Show/11348>.

21 Информация на сайте ПАО «Челябэнергосбыт», для юридических лиц, в разделе «Нерегулируемые тарифы», в разделе «Средневзвешенные нерегулируемые цены на оптовом рынке для покупателей с интегральным учетом». – <http://www.esbt74.ru>

22 Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанции и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК». – М.: МРСК, 2012. – 72 с.

23 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

24 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.

25 Шабад, М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей: учебник для ВУЗов / М.А. Шабад. – 2-е изд. – М.: Энергоатомиздат, 2013. – 296 с.

26 Вакуумные выключатели типа ВВЭ. – <http://www.konstalin.ru/?startid=3&id=161>.

27 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

28 Измерительные трансформаторы тока. – http://www.cztt.ru/transformator_t-o-ka.html.

29 Трансформаторы напряжения НАМИ трехфазные антирезонансные трехобмоточные на напряжение 6 и 10 кВ. – http://www.elektrozavod.ru/production/3_5

30 Камеры (ячейки) КСО. – https://www.chelzeo.ru/catalog/kamery_kso/kameri_sbornie_odnostoronnego_obs_luzhivaniya_serii_kso-366.

31 Комплектные токопроводы и шинопроводы. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

32 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.

33 Автоматические выключатели на большие токи для передачи мощности Masterpact. – <http://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/1007-masterpact-nw>.

34 Приложение 5 «Индексы изменения сметной стоимости на 3 квартал 2017 г.» к письму Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации от 05.10.2017 г. №35948-ХМ/09

35 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ. – http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		120

36 Руководство по эксплуатации. Распределительные сети низкого напряжения. Compact NSX Micrologic 5/6. – http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/235000/FA235308/ru_RU/Compact_NSX_Micrologic_RUS.pdf.

37 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №3. Методика расчета уставок защит Sepam. – http://www.pro-schneider.ru/technical_support/technical_collection/3/.

38 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 412 с.

39 Каталог. Высоковольтное оборудование. Предохранители серии ПКТ, ПТ.– http://www.elektrotechnik.ru/pdf/Predokhraniteli_PKT_Elektrotechnik.pdf.

40 Руководство по эксплуатации Sepam серии 20. – http://www2.schneider-electric.com/resources/sites/SCHNEIDER_ELECTRIC/content/live/FAQS/237000/FA237482/ru_RU202012.pdf.

41 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 273 с.

42 ГОСТ 12.1.019-79(2009) ССБТ. Электробезопасность. Общие требования. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 32 с.

43 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Росминтруд, 2013. – 45 с.

44 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов, 2003. – 26 с.

45 СНиП 21.0197. Пожарная безопасность зданий и сооружений. – М.: Изд-во стандартов, 1997. – 22 с.

46 СП 6.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Электрооборудование. Требования пожарной безопасности. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 7 с.

47 СП 9.13130.2009. Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации. – М.: Энергоатомиздат, 2009. – 8 с.

48 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 24 с.

49 СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 32 с.

50 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

51 ГОСТ 12.1.046 – 85 ССБТ. Нормы освещения строительных площадок. – М.: Изд-во стандартов, 1985. – 12 с.

52 ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов. – М.: Энергоатомиздат, 1982 –16 с.

53 Инфляция на потребительском рынке. Департамент исследований и информации. Центральный банк РФ. – http://www.cbr.ru/statistics/?Prtid=macro_sub.

					13.03.02.2018.668.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		121