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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой

_____
И.М. Кирпичникова
(подпись)
«___» _____ 2018 г.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ГРУППЫ ЦЕХОВ БЕЛОРУССКОГО ТРАКТОРНОГО ЗАВОДА

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА К ВЫПУСНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ – 13.03.02.2018.242.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной
защите к.т.н., доцент

_____ А.М. Ершов
«___» _____ 2018 г.

Руководитель работы
к.ф.-м.н., доцент

_____ В.И. Сафонов
«___» _____ 2018 г.

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

_____ И.В. Скуртова
«___» _____ 2018 г.

Автор работы
Студент группы П-475

_____ С.А. Подпятникова
«___» _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

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

Челябинск 2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(Национальный исследовательский университет)

Политехнический институт. Энергетический факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента
Подпятниковой Светланы Александровны
(Фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-475

1 Тема работы
Электроснабжение группы цехов Белорусского тракторного завода

утверждена приказом по университету от 04 апреля 2018г. № 580 приложение № 48

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30.05.18

3 Исходные данные к работе
Материалы из архива кафедры СЭС

4 Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

1 Сравнение отечественных и передовых зарубежных технологий и решений

2 Расчет электрических нагрузок

3 Расчет трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций

4 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия

5 Расчет схемы внешнего электроснабжения

6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий

7 Расчет токов короткого замыкания

8 Выбор электрооборудования СЭС предприятия

9 Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС

10 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности

11 Защита асинхронного электродвигателя 6 кВ

12 Безопасность жизнедеятельности в СЭС

5 Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1 План генеральный группы цехов тракторного завода	– 1 лист
2 Схема принципиальная электрическая электроснабжения БТЗ	– 1 лист
3 Чертёж конструктивный подстанции напряжением 110/10 кВ	– 1 лист
4 Плакат по релейной защите и автоматике СЭС	– 1 лист
5 Плакат по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист
6 Плакат по экономике и управлению сетевым предприятием	– 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе (проекту), с указанием относящихся к ним разделов работы (проекта)

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	А.М. Ершов		
Безопасность жизнедеятельности	И.В. Скуртова		

7 Дата выдачи задания «___» _____ 2018 г.

Руководитель _____ В.И. Сафонов
(И.О. Фамилия)

Задание принял к исполнению _____ С.А Подпятникова

(И.О. Фамилия)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы (проекта)	Срок выполнения этапов работы (проекта)	Отметка о выполнении руководителя
Введение	19.03.16 – 20.03.18	
Сравнение отечественных и зарубежных технологий	2.03.16 – 24.03.18	
Расчёт электрических нагрузок	24.03.16 –27.03.18	
Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	27.03.16 – 30.03.18	
Выбор напряжения и трансформаторов ГПП	03.04.16 – 07.04.18	
Расчет схемы внешнего электроснабжения	07.04.16 – 10.04.18	
Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия, расчет питающих линий	10.04.16 – 15.04.18	
Расчет токов короткого замыкания	15.04.16 – 21.04.18	
Выбор электрооборудования СЭС предприятия	22.04.16 – 30.04.18	
Расчет показателей качества напряжения в узлах СЭС	01.05.16 – 7.05.18	
Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	08.05.16 – 14.05.18	
Релейная защита	15.05.18 – 22.05.18	
Безопасность жизнедеятельности	22.05.18 – 25.05.18	
Заключение	26.05.18 – 29.05.18	
Библиографический список	30.05.18 – 1.06.18	
Оформление пояснительной записки	02.06.18 – 07.05.18	
Графическая часть	08.06.18 – 12.06.18	

Заведующий кафедрой ЭССиСЭ _____ (подпись) И.М. Кирпичникова (И.О. Фамилия)

Руководитель работы (проекта) _____ (подпись) В.И. Сафонов (И.О. Фамилия)

Студент _____ (подпись) С.А. Подпятникова (И.О. Фамилия)

АННОТАЦИЯ

Подпятникова С.А. Электроснабжение группы цехов тракторного завода – Челябинск: ЮУрГУ, П; 2018, 128 с. 25 илл., библиографический список – 40 наименований, 43 табл., 6 листа чертежей формата А1

Целью данного проекта является расчет электроснабжения группы цехов Белорусского тракторного завода.

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

С учетом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование на главной понизительной подстанции, а также внутри цехов.

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

					13.03.02.2018.242.00.00 ПЗ				
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разр.		Подпятникова			Электроснабжение группы цехов Белорусского тракторного завода	Лит.		Лист	Листов
Пров.		Сафонов				В	К	Р	3	106
						ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра «ЭССиСЭ»			
Н.контр.		Аверина							
Утв.		Кирпичникова							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ 6
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА 7
1 СРАВНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ 8
Выводы по разделу 1 9
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ 10
2.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях 10
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию 19
2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия 29
Выводы по разделу 2 24
3 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ 23
3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов 23
3.2 Выбор количества и мощности цеховых трансформаторов 23
Выводы по разделу 3 26
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ .... 28 4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения ..... 28 4.2 Выбор трансформаторов главной понизительной подстанции ..... 29 Выводы по разделу 4 30
5 РАСЧЕТ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ..... 31 5.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения ..... 31 5.2 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах ..... 31 5.3 Расчет ЛЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП ПП 33
5.4 Токи короткого замыкания 34
5.5 Выбор коммутационной аппаратуры 36
Выводы по разделу 5 39
6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ 40
6.1 Выбор напряжения 40
6.2 Конструктивное выполнение электрической сети 40
6.3 Расчет питающих линий 41
6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения 46
6.5 Выбор комплектного электрооборудования 49
Выводы по разделу 6 52
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ 53
7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях 53
Выводы по разделу 7 60
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 61

8.1 Выбор комплектного токопровода 61
8.2 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП..... 62
8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ 65
8.4. Выбор трансформаторов напряжения.....67
8.5 Проверка кабелей напряжением 10 кВ, на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....68
8.6 Выбор трансформаторов собственных нужд.....70
8.7 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....70
8.8 Выбор трансформаторов собственных нужд 70
Выводы по разделу 8 72
9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ..... 73
9.1 Влияние ДСП на ПКЭ.....76
9.2 Влияние СД на ПКЭ.....77
9.3 Влияние установок ТВЧ на ПКЭ.....78
Выводы по разделу 9 79
10 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ..... 80
Выводы по разделу 10 88
11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ 6 кВ..... 89
11.1 Защита от перегрузок..... 90
11.2 Мгновенная токовая отсечка..... 92
11.3 Защита двигателя минимального напряжения..... 93
11.4 Защита от однофазных замыканий на землю..... 94
Выводы по разделу 11..... 98
12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ..... 99
12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть главной понизительной подстанции..... 99
12.2 Электробезопасность..... 103
12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства 110
12.4 Пожарная безопасность..... 113
Выводы по разделу 12 117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 118
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК 119

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность источников и систем преобразования, передачи и распределения электрической энергии. Системы электроснабжения промышленных предприятий создаются для обеспечения питания электроэнергией электроприемников предприятия и должны отвечать определенным технико-экономическим требованиям: они должны обладать минимальными затратами при соблюдении всех технических показателей; обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и надлежащее качество электрической энергии; быть удобны в эксплуатации и безопасны в обслуживании; иметь достаточную гибкость, позволяющую обеспечивать оптимальные режимы эксплуатации как в нормальном, так и в послеаварийном режимах; позволять осуществление реконструкций без существенного удорожания первоначального варианта.

По мере развития электропотребления к системам электроснабжения предъявляются и другие требования, например, возникает необходимость внедрения систем автоматического управления и диагностики СЭС, систем автоматизированного контроля и учета электроэнергии, осуществления в широких масштабах диспетчеризации процессов производства с применением телесигнализации и телеуправления.

Чтобы система электроснабжения удовлетворяла всем предъявляемым к ней требованиям, необходимо при проектировании учитывать большое число различных факторов, то есть использовать системный подход к решению задачи. Кроме того, СЭС свойственно наличие глубоких внутренних связей, не позволяющих расчленять системный, комплексный подход, учитывающий взаимовлияние факторов, и учет их динамичности.

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

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 21045,5 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1000 В: 24820,0 кВт (6хСД по 1500 кВт, установки 4хТВЧ по 500 кВТ, 9хДСП по 3200 кВт, 3хДСП по 1800 кВт, 4хИЧТ по 1600 кВт,).

3 По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся ко второй и третьей категориям.

К потребителям первой категории относятся:

– Компрессорная станция.

К потребителям второй категории относятся:

– Литейный цех;
– Термический цех;
– Прессовый корпус;
– Механический цех;
– Сборочный цех;
– Кузнечный корпус;
– Сталелитейный цех.

К потребителям третьей категории относятся:

– Бытовой корпус;
– Ремонтно-механический цех;
– Центральная заводская лаборатория;
– Склад.

4 Активная расчетная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 28376,89 кВт.

5 Коэффициент реактивной мощности:

Расчетный с применением конденсаторных батарей: $tg_{\varphi_э}$ = 0,39, Заданный энергосистемой: $tg_{\varphi_э}$ = 0,5.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 3300 МВА, тип и сечение питающих линий: АС-70/11.

8 Расстояние от ГПП до питающей подстанции энергосистемы: 2,45 км.

9 Количество, тип и мощность трансформаторов главной понизительной подстанции: 2×ТРДН-40000/110/10/10.

10 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ;

11 На территории устанавливаются трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 250,400,630 и 1600 кВ · А;

12 Грунт: коррозионная активность–средняя, блуждающие токи–есть, наличие колебаний и растягивающих усилий – нет.

13 Число часов использования максимума нагрузки 4960 ч/год.

14 Тип и сечение кабельных линий ААШв-10 с сечением 70,95,150 мм^2.

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Подземные кабельные сети достаточно дороги, и их используют в основном в городских условиях, но по сравнению с воздушными линиями электропередачи они обеспечивают надежное электроснабжение, обладают высокой безопасностью, не подвержены атмосферным воздействиям, не требуют отчуждения больших территорий, поэтому они получили широкое распространение. Самыми массовыми являются линии низкого (до 1 кВ включительно) и среднего (до 35 кВ включительно) напряжения. При этом новые линии на напряжение 20 кВ и более строят только с применением кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена (СПЭ), на напряжение 6 и 10 кВ основными материалами изоляции являются СПЭ и пропитанная бумага.

Несмотря на то что первые кабели с СПЭ-изоляцией появились в России более 25 лет назад, их практическое применение в отечественной энергетике началось относительно недавно — не более 15 лет назад, поэтому еще не приобретен достаточный опыт эксплуатации таких кабелей.

СПЭ — это неполярный диэлектрик, обладающий высокой электрической прочностью и имеющий низкий тангенс угла диэлектрических потерь, что позволяет сократить потери в изоляции, а за счет наличия поперечных связей материал обладает повышенной температурной стабильностью.

Бумажная пропитанная изоляция (БПИ) - это многослойная изоляция из лент кабельной бумаги, наложенных в виде обмотки, и изоляционного пропиточного состава.

Таблица 1.1 – Основные характеристики кабелей с СПЭ-изоляцией и БПИ

Характеристики	Кабель с СПЭ изоляцией 6–35 кВ	Кабель с БПИ	
		10 кВ	35 кВ
Длительно допустимая температура, ºС	90	70	65
Допустимый нагрев в аварийном режиме, ºС	130	90	65
Предельно допустимая температура при протекании тока КЗ, ºС	250	200	130
Относительная диэлектрическая проницаемость ε при 20 ºС	2,4	4,0	4,0
Коэффициент диэлектрических потерь tgδ при 20 ºС	0,001	0,008	0,006
Температура при прокладке без предварительного подогрева, не ниже, ºС	-20	0	0
Разница уровней на трассе прокладки, м	не ограничено	15	15

Таблица 1.2 – Сравнение конструкций кабелей с СПЭ-изоляцией и БПИ

Конструкция	Номинальное сечение жилы, мм^2			
	СПЭ	БПИ		
	6-35 кВ	10 кВ	20 кВ	35 кВ
Одножильная	50-800	–	25-400	120-300
Трехжильная	35-500	16-240	25-185	120-150

Отличиями в конструкции кабелей с СПЭ-изоляцией по сравнению с БПИ являются замена материала изоляции и отсутствие тяжелых металлических оболочек (свинцовые или алюминиевые), которые служили для герметизации конструкции и должны были выдерживать перепады давления, вызываемые тепловым расширением пропиточного состава. Кабели с СПЭ-изоляцией имеют следующие преимущества:

– большую пропускную способность за счет увеличения допустимой температуры жилы (допустимые токи нагрузки в зависимости от условий прокладки на 15—30% больше, чем у кабеля с БПИ);

– большой ток короткого замыкания, примерно в 1,5 раза;

– меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что обеспечивает легкость прокладки кабеля как в кабельных сооружениях, так и в земле на сложных трассах;

– возможность вести прокладку кабеля при температуре до -20°С без предварительного подогрева за счет использования полимерных материалов для изоляции и оболочки;

– отсутствие каких-либо жидких компонентов, благодаря этому уменьшается время и снижается стоимость прокладки и монтажа;

– однофазная конструкция, позволяющая изготавливать кабель с жилым сечением до 800 мм^2, оптимальным для передачи большой мощности;

– большие строительные длины — до 3 км.

Как правило, ранее применяли трехжильные кабели с БПИ, но максимальное сечение, как видно из таблицы 1.2, ограничено 240 мм^2, а при возросших нагрузках этого недостаточно, поэтому необходимо либо увеличивать число параллельно проложенных кабелей, либо применять кабели с изоляцией из СПЭ. Так, например, при равных условиях кабель с БПИ сечением 240 мм^2 можно заменить на кабель с СПЭ сечением 185 мм^2. При этом в случае применения трехжильного кабеля не возникает дополнительных требований к проектированию или прокладке кабеля с СПЭ-изоляцией.

Вывод по разделу 1

В результате проведенного сравнения стало ясно, что по своим характеристикам кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена лучше и надежнее кабелей с бумажной пропитанной изоляцией и в следствие этого в курсовой работе применяются кабели с СПЭ-изоляцией.

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будет использоваться усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [3]. В системе электроснабжения предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электроснабжения.

2.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях

Рассмотрим подробно намоточное отделение 1. В данном отделении находится 70 электроприемников общей номинальной мощностью 224,2 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{ИА}$ и коэффициента мощности $\cos\varphi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [5]. Зная $\cos\varphi$, определяем $\mathrm{tg}\varphi$.

Далее для каждой группы однотипных электроприемников равной единичной мощности находим средние мощности

$$P_{ср} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном}, \tag{2.1}$$

$$Q_{ср} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \mathrm{tg}\varphi, \tag{2.2}$$

где n – число электроприемников;

$p_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт;

В качестве примера приведен расчет по формулам (2.1) – (2.2) для группы электроприемников в составе 40 намоточных станков, получающих питание от ШР-1

$$P_{ср} = 0{,}13 \cdot 40 \cdot 2{,}4 = 12{,}48 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ср} = 0{,}13 \cdot 40 \cdot 2{,}4 \cdot 1{,}98 = 24{,}77 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_э = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} p_{номi}\right)^2}{\sum_{i=1}^{n} p_{номi}^2}, \tag{2.3}$$

где n – реальное число электроприёмников;

$p_{номi}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

$$n_э = \frac{224,2^2}{1370,5} = 37.$$

Далее определяется средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi}}{\sum_{i=1}^{n} p_{номi}}, \quad (2.4)$$

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

$$K_{иа} = \frac{60,72}{224,2} = 0,27.$$

Средневзвешенное значение $tg\varphi$ определяется по выражению:

$$tg\varphi = \frac{\sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i}{\sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi}}, \quad (2.5)$$

где $tg\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i-го электроприемника.

$$tg\varphi = \frac{72,26}{60,72} = 1,19.$$

По полученному значению $tg\varphi$ находится значение $\cos\varphi$.

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_р = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi}, \quad (2.6)$$

$$Q_р = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^{n} k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.7)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [5] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $K_{ра} = f\ (n_э, k_{иа})$;

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

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{рр} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_э}}. \quad (2.8)$$

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (2.6) – (2.8) составят

$$P_р = 1,04 \cdot 60,72 = 63,15 \text{ кВт}.$$

$$k_{рр} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{37}} = 1,03.$$

$$Q_р = 1,04 \cdot 60,72 \cdot 1,19 = 74,25 \text{ квар}.$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_р = \sqrt{P_р^2 + Q_р^2}. \quad (2.9)$$

$$S_р = \sqrt{63,15^2 + 74,25^2} = 97,47 \text{ кВА}.$$

Расчетный ток

$$I_р = \frac{S_р}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (2.10)$$

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

$$I_р = \frac{94,47}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 0,148 \text{ кА}.$$

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 2.1). Все ОЭП, включенные на линейное и фазное напряжение, распределяются по возможности равномерно по фазам.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $k_{иа}$ и $\cos\varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [5].

Выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(АВ)} \cdot k_{АВ(А)} + k_{иа} \cdot P_{(СА)} \cdot k_{СА(А)} + k'_{иа} \cdot P_{(А0)}, \quad (2.11)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(АВ)} \cdot q_{АВ(А)} + k_{иа} \cdot P_{(СА)} \cdot q_{СА(А)} + k'_{иа} \cdot P_{(А0)} \cdot tg\varphi, \quad (2.12)$$

где $k_{иа}$ и $k'_{иа}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(АВ)}$ – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(СА)}$ – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(А0)}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

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

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в отделении пропитки:

$$P_{срА} = 0,8 \cdot 60 \cdot 0,542 + 0,8 \cdot 60 \cdot 0,458 + 0,8 \cdot 32,52 = 26,02 \text{ кВт},$$

$$Q_{срА} = 0,8 \cdot 60 \cdot 0,362 + 0,8 \cdot 60 \cdot 0,218 + 0,8 \cdot 32,52 \cdot 0,25 = 10,46 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_с = 3 \cdot P_{с.ф.max}. \quad (2.13)$$

$$Q_с = 3 \cdot Q_{с.ф.max}. \quad (2.14)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (2.13) – (2.14) получаем:

$$P_с = 3 \cdot 26,02 = 78,06 \text{ кВт},$$

$$Q_с = 3 \cdot 10,46 = 31,38 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{иа} = \frac{P_{срА}}{\frac{1}{2}\left(P_{(АВ)} + P_{(АС)}\right) + P_{А0}}. \quad (2.15)$$

$$K_{иа} = \frac{27,6}{\frac{1}{2}(11 + 14,6) + 76} = 0,32.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и $tg\varphi$ по формулам (2.3) – (2.5) соответственно получаем

$$n_э = \frac{2027,7^2}{23947,17} = 172.$$

$$K_{иа} = \frac{553,62}{2027,7} = 0,27.$$

$$tg\varphi = \frac{581,25}{553,62} = 1,05.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} K_{иаi} \cdot P_{номi}, \quad (2.16)$$

$$Q_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^{n} K_{иаi} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (2.17)$$

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

$$P_{р.ц} = 1 \cdot 553,62 = 553,62 \text{ кВт}.$$

$$Q_{р.ц} = 1,01 \cdot 581,25 = 588,65 \text{ квар}.$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{р.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (2.18)$$

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

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

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м^2.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{р.осв} = P_{р.осв} \cdot tg\varphi_{осв}, \quad (2.19)$$

где $tg\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{р.осв} = 0,85 \cdot 0,011 \cdot 12420 = 116,1 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.осв} = 116,1 \cdot 0,5 = 56,05 \text{ квар}.$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{р.ц} = \sqrt{(P_{р.ц} + P_{р.осв})^2 + (Q_{р.ц} + Q_{р.осв})^2}. \quad (2.20)$$

$$S_{р.ц} = \sqrt{(553,63 + 116,1)^2 + (588,65 + 56,05)^2} = 935 \text{ кВА}.$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (2.1) – (2.20) приведены в таблице 2.2.

2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{рр}=K_{ра}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки $K_{ра}$ находятся из [5]. Следует отметить, что при $k_{иаі} \cdot p_{номі} \le 100$ кВт значения коэффициентов расчётной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения не превышающие 50–70 мм^2, а следовательно и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{ра}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 2.3.

2.3 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 электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

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

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{рі}}{\pi \cdot m}}, \tag{2.21}$$

$$\alpha_{н/ві} = 360 \frac{P_{р.н/ві}}{P_{рі}}, \tag{2.22}$$

$$\alpha_{в/ві} = 360 \frac{P_{р.в/ві}}{P_{рі}}, \tag{2.23}$$

$$\alpha_{осв/ві} = 360 \frac{P_{р.осві}}{P_{рі}}, \tag{2.24}$$

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/мм^2.

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 3 мм:

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

$$m = \frac{119}{3{,}14 \cdot 5^2} = 1{,}51 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [3]:

$$x_ц = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}. \quad (2.25)$$

$$y_ц = \frac{\sum_{i=1}^{n} P_{pi} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^{n} P_{pi}}, \quad (2.26)$$

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

Результаты расчета по формулам (2.21) – (2.26) представим в таблице 2.4.

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: $x_{ГПП}$ = 547,5 м; $y_{ГПП}$ = 232,4 м.

Таблица 2.4 – 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	$\alpha_{освi}$ град	$\alpha_{в/вi}$, град
1 Бытовой корпус	119	84	35	0	362	717	5	254	106	0
2 Сборочный цех	1475	1402	72	0	883	622	27	342	18	0
3 Термический цех	8059	8000	59	0	101	511	62	357	3	0
4 Прессовый корпус	7456	7176	280	0	606	482	60	346	14	0
5 Механический цех 1	2318	2076	242	0	356	474	33	322	38	0
6 РМЦ	664	547	116	0	910	449	18	297	63	0
7 Центр. заводская лаборатория	202	149	53	0	36	316	10	266	94	0
8 Механический цех 2	4191	3975	216	0	353	239	45	341	19	0
9 Механический цех 3	3580	3299	281	0	666	292	42	332	28	0
10 Компрессорная станция	6500	238	62	6200	957	252	56	13	3	343
11 Кузнечный корпус	11320	4392	318	6610	355	108	74	140	10	210
12 Литейный цех 2	25190	4540	170	20480	665	58	110	65	2	293
13 Склад	77	40	37	0	139	22	6	188	172	0
Итого	71151									

Выводы по разделу 2

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

3 РАСЧЕТ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

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

3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия и 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 ТМЗ и ТМ:

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

– трансформаторное масло перед заливкой в трансформатор ТМГ дегазируется, заливка его в бак производится при температуре 40±20°С в специальной вакуумзаливочной камере при глубоком вакууме, что намного увеличивает электрическую прочность изоляции трансформатора;

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

– трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на предпусковые работы и на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течение всего срока эксплуатации, в то время как трансформаторы ТМ и ТМЗ, кроме текущего обслуживания и систематического проведения испытаний масла, нуждаются в плановых ремонтах;

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

3.2 Выбор количества и мощности цеховых трансформаторов

Число и мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п.

Удельная плотность нагрузки может быть найдена по формуле:

$$\sigma = \frac{S_р}{F_ц}, \qquad (3.1)$$

где $S_р$ – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_ц$ – площадь цеха, м^2.

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:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.д} \cdot S_{т.н}}, \qquad (3.2)$$

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

$S_{т.н}$ – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

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

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

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_т \cdot к_{з.доп}}, \qquad (3.3)$$

где $N_т = 2$ – число трансформаторов в цехе.

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

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_т \cdot к_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \qquad (3.4)$$

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

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{р.ц}, \text{ если } Q_{1.р} \geq Q_{р.ц} \\ Q_{1.р}, \text{ если } Q_{1.р} < Q_{р.ц} \end{cases}. \qquad (3.5)$$

Из анализа выражения (3.5) следует:

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

$$Q_{к.н} = Q_{р.ц} - Q_1, \tag{3.6}$$

2) Если наибольшая реактивная мощность $Q_{1р}$ оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки 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 нагрузки цеха $Q_{р.ц}$.

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

$$к_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_т \cdot S_{т.н}}. \tag{3.7}$$

$$к_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_т - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \tag{3.8}$$

Приведем пример расчета ТП-1 для дробильно-сортировочного цеха, согласно выражениям (3.1)–(3.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторной ТП.

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

$$S_{т.н} \geq \frac{119}{2 \cdot 0,7} = 85 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 160 кВА.

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

$$Q_{1р} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 160)^2 - 119^2} = 190 \text{ квар}.$$

Так как

$$Q_{1р} < Q_{р.ц}.$$

$$190 > 164 \text{ квар},$$

то нет необходимости на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$к_{з.н} = \frac{\sqrt{119^2 + 164^2}}{2 \cdot 160} = 0,63.$$

$$к_{з.п} = \frac{\sqrt{119^2 + 164^2}}{160} = 1,26.$$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (3.1) – (3.8), представим в таблице 3.1.

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

$$S_{р.ц} \cdot L \le 15000. \qquad (3.9)$$

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

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

Проверка выполнения соотношения (3.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер НРП	$S_{р.ц} \cdot L$, кВ·А·м
21	1	$124 \cdot 133 = 12772$

Выводы по разделу 3

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

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

4.1 Рациональное напряжение внешнего электроснабжения

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

Величину рационального напряжения можно оценить по приближенной формуле Стилла [5, ф. 4.29]:

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{Р.П}} \quad (4.1)$$

где l – длина питающей ГПП линии. Согласно исходным данным l = 3,5 км.

$P_{Р.П}$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт:

$$P_{Р.П} = \left(P_{Р.НВ} + P_{Р.ВВ} + \cdot P_{Т\Sigma}\right) \cdot K_{ОМ} + P_{Р.О}\ , \quad (4.2)$$

где $K_{О.М}$ – коэффициент одновременности максимумов. $K_{О.М}$ = 0,85;

$P_{Р.НВ}$ – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП всех цехов. Из раздела 2 известно, что $P_{р.НВ}$ = 35919 кВт;

$P_{Р.ВВ}$ – расчетная активная высоковольтная нагрузка предприятия, создаваемая высоковольтными ЭП (синхронные двигатели, преобразователи полупроводниковые, дсп). Из раздела 2 известно, что $P_{р.ВВ}$ = 33657,5 кВт;

$P_{Р.О}$ – расчетная активная нагрузка освещения предприятия, включающая наружное освещение. Из раздела 2 известно, что $P_{Р.О}$ = 1943 кВт;

$\Delta P_{т\Sigma}$– суммарные потери активной мощности в трансформаторах 26 цеховых ТП. Из раздела 3 известно, что $\Delta P_{т\Sigma}$ = 458 кВт.

Расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП определяется по формуле (4.2):

$$P_{Р.П} = \left(35919 + 33657,5 + 458\right) \cdot 0,85 + 1943 = 61472 \text{ кВт}.$$

По формуле (4.1):

$$U_{РАЦ} = 4,34 \cdot \sqrt{3,5 + 0,016 \cdot 61472} = 136,35 \text{ кВ}.$$

Так как $U_{РАЦ}$ получилось больше, чем наибольшее напряжение на подстанции энергосистемы U_2, то технико-экономическое сравнение внешнего электроснабжения не целесообразно. Поэтому принимается напряжение внешнего электроснабжения, равное U_2=110 кВ.

4.2 Выбор типа и мощности трансформаторов на главной понизительной подстанции

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле [6, ф.4.31]:

$$S_{Р.П} = \sqrt{P_{Р.П}^2 + Q_{ЭС}^2}, \quad (4.3)$$

где $Q_{ЭС}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [6, ф.4.32]:

$$Q_{ЭС} = P_{Р.П} \cdot tg\varphi_{ЭС}, \quad (4.4)$$

где $tg\varphi_{ЭС}$ равен 0,31 для напряжения сети 110 кВ.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП:

$$Q_{ЭСl} = 61472 \cdot 0,31 = 19056 \text{ квар};$$

По формуле (4.3):

$$S_{Р.П} = \sqrt{61472^2 + 19056^2} = 64358 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность трансформаторов на двухтрансформаторных ГПП определяется по формуле [6, ф.4.33]:

$$S_Т > \frac{S_{р.п}}{n \cdot K_{з.н}}, \quad (4.5)$$

где n – количество трансформаторов на ГПП, n=2;

$К_{З.Н}$ – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме, $К_{З.Н}$=0,7.

По формуле (4.5) получим:

$$S_Т > \frac{64358}{2 \cdot 0,7} = 45970.$$

Из стандартного ряда мощностей трансформаторов принимаем $S_{Т.Н}$= 63 МВ·А

Соответственно коэффициент загрузки трансформатора данной мощности в номинальном режиме работы будет равен:

$$K_{З.Н} = \frac{S_{р.п}}{n \cdot S_{т.н}}, \quad (4.6)$$

$$K_{З.Н} = \frac{64358}{2 \cdot 63000} = 0,51.$$

При строительстве на перспективу необходимо выбирать трансформаторы, которые будут передавать всю возможную нагрузку с учетом ее возможного роста.

Так как в работе разрабатывается проект группы цехов, то предполагаем, что в будущем будет осуществляться строительство еще дополнительных цехов, которые будут подключены к проектируемой ГПП. Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТРДН-63000/110/10, технические характеристики которых представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 –Технические характеристики трансформаторов

$S_{НТ}$, МВА	$U_{НОМВН}$, кВ	$U_{НОМНН}$, кВ	$\Delta P_{ХХ}$, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$U_{КЗ}$, %	$I_{ХХ}$, %
63	110	10	50	245	10,5	0,5

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$K_{З.П} = \frac{S_{р.п}}{(n-1)\cdot S_{т.н}}\ , \qquad (4.7)$$

$$K_{З.П} = \frac{64358}{(2-1)\cdot 63000} = 1,02.$$

Выводы по главе 4

В данном разделе был проведён первичный расчёт высшего напряжения внешнего электроснабжения по формулам (4.1) – (4.2), а также произведены необходимые расчёты для выбора трансформаторов на ГПП. Коэффициенты загрузки трансформаторов считаем адекватными, так как с развитием предприятия и с ростом объема выпускаемой продукции потребность в электроэнергии увеличится, как следствие – в большую сторону изменится коэффициент загрузки трансформаторов на главной понизительной подстанции.

5 РАСЧЕТ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА

5.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения

При наличии одной ГПП и отсутствии электрической связи с другими источниками трансформаторы главной понизительной подстанции питают всю нагрузку предприятия. На ГПП обычно устанавливают 2 силовых трансформатора. Это, как правило, обеспечивает необходимую надежность при достаточно простой схеме и конструкции понизительной подстанции. Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых. Для выбора схемы внешнего электроснабжения рассмотрим два варианта: «3Н» два блока (линия –трансформатор) с выключателями и «4Н» - два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии.

1) ГПП расположена близко к подстанции энергосистемы, на расстоянии 3,5 км, следовательно, вероятность отказа воздушной линии крайне мала, а время ее восстановления относительно небольшое.

2) Коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме составляет 1,02, а суточный график нагрузки тяжелого машиностроения имеет резко переменный характер, следовательно, в случае аварии или планового ремонта, один трансформатор сможет выдержать всю нагрузку.

Исходя из этого, введем некоторые допущения:

1) Плановый ремонт выключателя и разъединителя на подстанции энергосистемы производят без отключения воздушной линии потребителя.

2) Вероятность отказа воздушной линии и планового ремонта электрооборудования будем считать равной нулю.

Таким образом, схема «4Н» повлечет за собой неоправданные затраты на ненужную, в данном случае, ремонтную перемычку, поэтому принимаем для внешнего электроснабжения схему «3Н», изображенную на рисунке 5.1.

5.2 Потери электроэнергии в силовых трансформаторах

Потери активной и реактивной мощности определяются по формулам, аналогичным (3.4) и (3.5) [6, ф. 4.34, ф. 4.35].

По формуле (3.4):

$$\Delta P_T = 2 \cdot \left(50 + 0,51^2 \cdot 245\right) = 227,45 \text{ кВт}.$$

По формуле (3.5):

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{63000}{100} \cdot \left(0,5 + 0,51^2 \cdot 10,5\right) = 4071 \text{ квар}.$$

Потери электроэнергии в трансформаторах определяются по формуле [6, ф. 4.36]:

$$\Delta A_T = n \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_Г + K^2_{(З.Н)} \cdot \Delta P_{КЗ} \cdot \tau), \quad (5.1)$$

где n – число трансформаторов на ГПП;

$T_Г$ – число часов в году, $T_Г$=8760 ч.;

τ – годовое число часов максимальных потерь, которое определяется по выражению [6, ф.4.37]:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_M}{10^4}\right)^2 \cdot T_Г, \qquad (5.2)$$

где T_M – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки. По [15, табл. 2-3] $T_M = 4960$ ч.

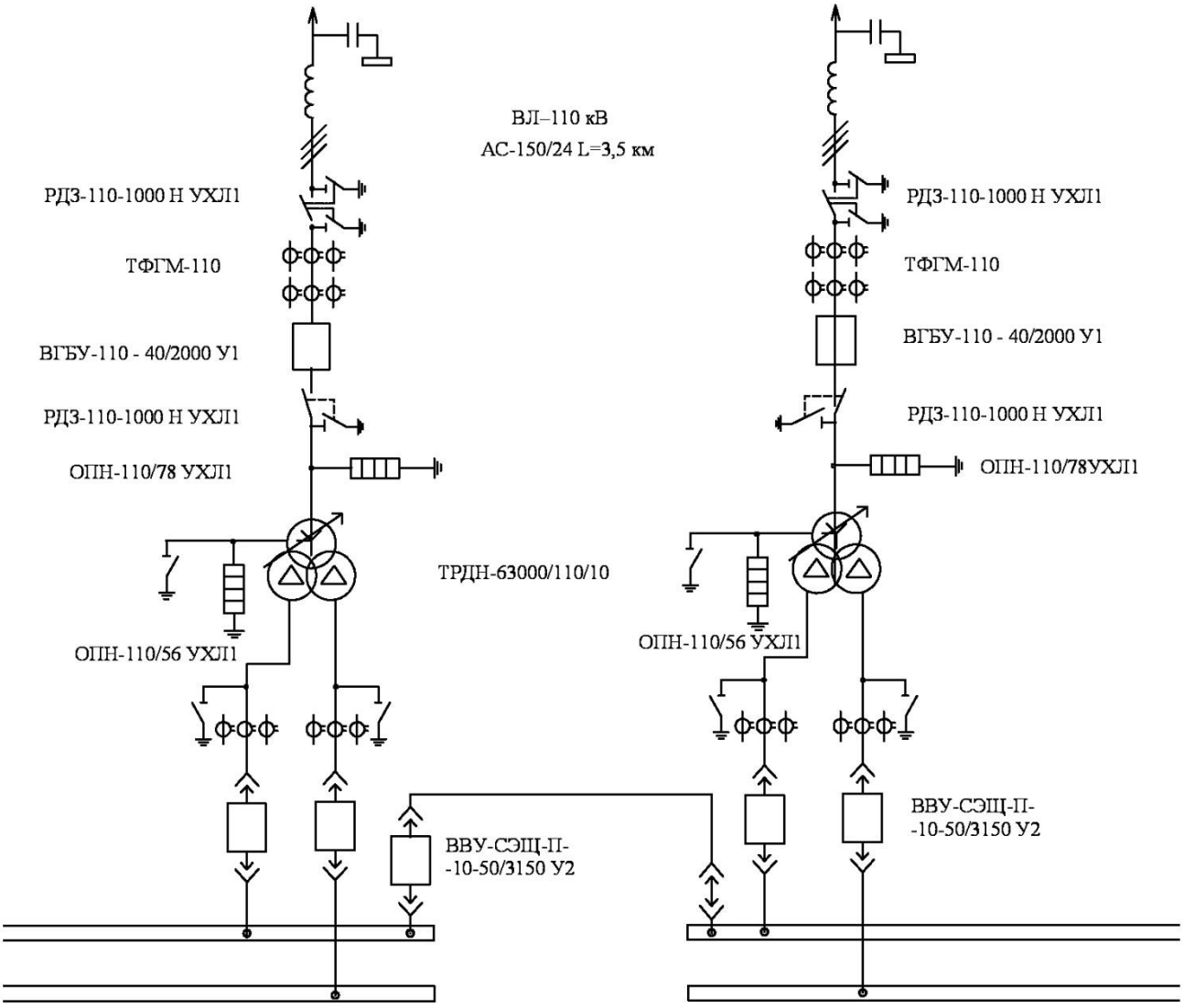


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения

Годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{4960}{10^4}\right)^2 \cdot 8760 = 3367 \text{ ч.}$$

По формуле (5.1):

$$\Delta A_T = 2 \cdot \left(50 \cdot 8760 + 0{,}51^2 \cdot 245 \cdot 3367\right) = 1305{,}164 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

5.3 Расчет КЭП от районной подстанции энергосистемы до ГПП ПП

Нагрузка в начале линии находится по формуле [6, ф.4.38]:

$$S_{Р.Л} = \sqrt{\left(P_{Р.П} + \Delta P_{Т}\right)^2 + \left(Q_{ЭС}\right)^2}. \quad (5.3)$$

Получим:

$$S_{Р.Л} = \sqrt{\left(61472 + 227,4\right)^2 + \left(19056\right)^2} = 64575 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Расчетный ток одной цепи линии 110 кВ находится по формуле [6, ф.4.39]:

$$I_{Р.Л} = \frac{S_{Р.Л}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{Н}}, \quad (5.4)$$

где N – число цепей линии, N = 2;

$U_{Н}$ – номинальное напряжение сети; $U_{Н} = 110$ кВ.

Получим ток одной цепи:

$$I_{Р.Л} = \frac{64575}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 169,465 \text{ А}.$$

Ток одной цепи ЛЭП в послеаварийном режиме определяется по формуле [6, ф. 4.40]:

$$I_{П} = 2 \cdot I_{Р.Л}. \quad (5.5)$$

Получим:

$$I_{П} = 2 \cdot 169,465 = 338,93 \text{ А}.$$

Согласно [6, 4.7] сечение проводов ВЛ находим по экономической плотности тока по формуле [6, ф. 4.40]:

$$F_{Э} = \frac{I_{Р.Л}}{j_{Э}}, \quad (5.6)$$

где $j_{Э}$ – экономическая плотность тока, А/мм^2. Согласно [12, табл.1.3.36] экономическая плотность тока для неизолированных алюминиевых проводов равняется $j_{Э}$=1,1 А/мм^2.

Экономически целесообразное сечение проводов ВЛ:

$$F_{Э} = \frac{169,465}{1,1} = 154,06 \text{ мм}^2.$$

В качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением F = 150 мм^2. Параметры провода [8, табл.

3.5, 3.15]: Длительно допустимый ток $I_{дл.доп} = 450$ А; удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0 = 0{,}204$ Ом/км; $x_0 = 0{,}42$ Ом/км.

Провод должен быть проверен по нагреву в послеаварийном режиме [6, ф. 4.42]:

$$I_{ДЛ.ДОП} > I_{п}, \tag{5.7}$$

Подставив значения:

$$450\ \text{А} > 338{,}93\ \text{А}.$$

Получим, что данный проводник проходит по нагреву.

Потери активной энергии в проводах за год [6, ф. 4.43]:

$$\Delta A_{Л} = N \cdot \left(3 \cdot I_{Р.Л}^2 \cdot r_0 \cdot 1 \cdot \tau\right) \cdot 10^{-3}. \tag{5.8}$$

Потери активной энергии в проводах:

$$\Delta A_{Л} = 2 \cdot \left(3 \cdot 169{,}465^2 \cdot 0.204 \cdot 3{,}5 \cdot 3367\right) \cdot 10^{-3} = 414283\ \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

5.4 Токи короткого замыкания

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы для расчета токов КЗ представлены на рисунке 5.2

Согласно исходным данным, мощность короткого замыкания на шинах подстанции энергосистемы 110 кВ $S_c = 4500$ МВА. Расчет токов КЗ будет производить в относительных единицах. Для этого примем в качестве базисных $S_Б = 1000$ МВА, $U_Б = 115$ кВ.

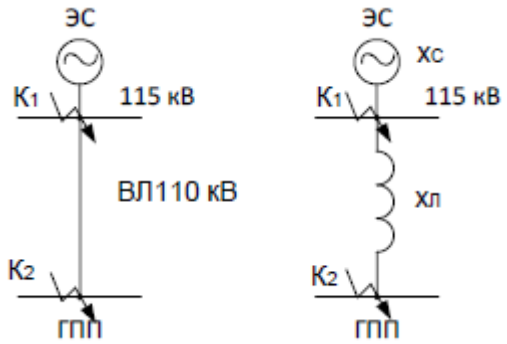


Рисунок 5.2 – Схема для расчета токов КЗ

Сопротивление системы в относительных единицах согласно [6, ф. 4.44]:

$$X_{C*} = \frac{S_Б}{S_C}, \quad (5.9)$$

Получим:

$$X_{C*} = \frac{1000}{4500} = 0,222$$

Сопротивление воздушной линии находится по формуле: [6, ф. 4.46]:

$$X_{Л*} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_Б}{U_Б^2}, \quad (5.10)$$

Получим:

$$X_{Л*} = \frac{0,42 \cdot 3,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,111.$$

Ток короткого замыкания в точке 1 равен [6, ф. 4.48]:

$$I_{К1} = I_{п0} = \frac{I_Б}{X_{C*}} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot X_{C*}}, \quad (5.11)$$

где $I_{п0}$ – действующее значение периодической составляющей тока КЗ в начальный момент времени.

Получим:

$$I_{К1} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,222} = 22,615 \text{ кА}.$$

Ток КЗ в точке 2 находится по формуле:

$$I_{К2} = I_{п0} = \frac{S_Б}{\sqrt{3} \cdot U_Б \cdot (X_{C*} + X_{Л*})}, \quad (5.12)$$

По формуле получим:

$$I_{К2} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,222 + 0,111)} = 15,122 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания находится по формуле [6, ф. 4.49]:

$$i_{УД} = \sqrt{2} \cdot K_У \cdot I_К, \quad (5.13)$$

где $K_У$ – ударный коэффициент. Согласно [5, табл 2.45] для точек КЗ 1 и 2 соответственно: $K_{У1} = 1,72$, $K_{У2} = 1,8$

Ударный ток короткого замыкания точках 1 и 2 будет равен:

$$i_{УД1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 22,615 = 55 \text{ кА},$$

$$i_{УД2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 15,122 = 38,5 \text{ кА}.$$

5.5 Выбор коммутационной аппаратуры в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП

Необходимо установить коммутационную и измерительную аппаратуру в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП. К установке может быть принят выключатель ВГТ-110III- 40/2000 УХЛ1. Проверим данный тип выключателя на возможность применения в качестве выключателей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.
Выбор и проверка выключателей производятся по условиям [5]:
– по номинальному напряжению:

$$U_{уст} \le U_{ном} \quad (5.14)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \ge I_{max}; \quad (5.15)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_н}{\sqrt{3} \cdot U_н}; \quad (5.16)$$

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

$$I_{п,\tau} \le I_{отк.ном}; \quad (5.17)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}, \quad (5.18)$$

$$i_у \le i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (5.19)$$

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

– по возможности отключения апериодической составляющей тока КЗ $i_{a,\tau}$ в момент τ расхождения контактов по условию:

$$i_{a,\tau} \le i_{a,ном}; \quad (5.20)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5.21)$$

где τ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [4].

Расчетное время

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в}, \quad (5.22)$$

где $t_{р.з.min}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

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

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

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_н \cdot I_{отк,ном}. \quad (5.23)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \le I^2_{тер} \cdot t_{тер}, \quad (5.24)$$

где B_k - полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Полный тепловой импульс

$$B_k = I^2_{п,0} \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.25)$$

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

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (5.26)$$

где $t_{р.з.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

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

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [16] выбранных выключателей по выражениям (5.14) – (5.19) представим в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Выбор выключателя в начале отходящей линии от подстанции энергосистемы

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные [14] ВГБУ-110II-40/2000 УХЛ1
$U_c \leq U_{ном}$	U_c= 110 кВ;	$U_{ном}$= 110 кВ;
$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$	$I_{раб.утяж}$= 442,8 А;	$I_{ном}$= 2000 А;
$I_{П0} \leq I_{дин}$	$I_{П0}$= 22,615 кА;	$I_{дин}$= 40 кА;
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$i_{уд}$= 55 кА;	$i_{дин.макс}$= 102 кА;
$I_{Пt} \leq I_{откл}$	$I_{Пt}$= 22,615 кА	$I_{откл}$= 40 кА;
$i_{at} \leq i_{a,ном}$	i_{at}= 8,43 кА;	$i_{a,ном}$= 82,02 кА;
$B_k \leq I_{2тер} \cdot t$	B_k= 598,37 кА^2 · с	$I^2_{тер} \cdot t$= 4800 кА2 · с

Таблица 5.2 – Выбор выключателя на вводе ГПП

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [14] ВГБУ-110II-40/2000 УХЛ1
$U_c \leq U_{ном}$	U_c= 110 кВ;	$U_{ном}$=110 кВ;
$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$	$I_{раб.утяж}$= 442,8 А;	$I_{ном}$= 2000 А;
$I_{П0} \leq I_{дин}$	$I_{П0}$= 15,122 кА;	$I_{дин}$= 40 кА;
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$i_{уд}$= 38,5 кА;	$i_{дин.макс}$= 102 кА;
$I_{Пt} \leq I_{откл}$	$I_{Пt}$= 15,122 кА	$I_{откл}$= 40 кА;
$i_{at} \leq i_{a,ном}$	i_{at}= 9,61 кА;	$i_{a,ном}$= 82,02 кА;
$B_k \leq I_{2тер} \cdot t$	B_k= 319,16 кА^2 · с	$I^2_{тер} \cdot t$= 4800 кА2 · с

К установке может быть принят разъединитель РДЗ-2-110/1000Н УХЛ1. Проверим данный тип разъединителя на возможность применения в качестве разъединителей отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП.

Разъединители выбираются, согласно условиям [4]:

–по номинальному напряжению (формула (5.14));

–по номинальному току (формула (5.15));

–по электродинамической стойкости (формула (5.12));

–по термической стойкости (формула (5.18))

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [19] выбранных разъединителей по указанным выражениям представим в таблицах 5.3 и 5.4.

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений к установке принимается ограничитель перенапряжения ОПН-110/78 УХЛ1. В нейтраль трансформатора устанавливается ОПН – 110/56 УХЛ1. [23]. Так как в выключатели ВГБУ встроены трансформаторы тока – их установка не требуется.

Таблица 5.3 – Выбор разъединителя в начале отходящей линии от подстанции энергосистемы

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [15] РДЗ-110/1000 УХЛ1
$U_с \leq U_{ном}$	$U_с$= 110 кВ;	$U_{ном}$= 110 кВ;
$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$	$I_{раб.утяж}$= 442,8 А;	$I_{ном}$= 1000 А;
$i_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$i_{уд}$= 55 кА;	$i_{дин.макс}$= 63 кА;
$B_k \leq I_{2тер} \times t$	Bk= 954,44 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t$= 1875 $кА^2 \cdot с$

Таблица 5.4 – Выбор разъединителя на вводе ГПП

Условия выбора [3]	Расчетные данные	Каталожные данные [15] РДЗ-110/1000 УХЛ1
$U_с \leq U_{ном}$	$U_с$= 110 кВ;	$U_{ном}$= 110 кВ;
$I_{раб.утяж} \leq I_{ном}$	$I_{раб.утяж}$= 442,8 А;	$I_{ном}$= 1000 А;
$I_{уд} \leq i_{дин.макс}$	$i_{уд}$= 38,5 кА;	$i_{дин.макс}$= 63 кА;
$B_k \leq I_{2тер} \times t$	Bk= 360,7 $кА^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t$= 1875 $кА^2 \cdot с$

Выводы по разделу 5

В данном разделе произведен выбор: схемы внешнего электроснабжения – блок линия-трансформатор с выключателем; проводов воздушных линий и коммутационно-измерительной аппаратуры по токам короткого замыкания в токах К1 и К2 для реализации схемы внешнего электроснабжения, а именно: провода воздушной линии приняты типа АС-150/11, коммутационно-измерительная аппаратура с элегазовой изоляцией выбрана типа ВГБУ-110- 40/2000 УХЛ1, РДЗ-2-110/1000Н УХЛ1, ограничители перенапряжения ОПН-110/78. Для измерения напряжений на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

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

6.1 Выбор напряжения

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

РУ-10 кВ двухтрансформаторной ГПП выполняем двумя одиночными секционированными выключателями системами шин, подключаемых к расщепленным обмоткам понижающих трансформаторов [6, п.6.3.3].

Индукционные установки и цеховые трансформаторные подстанции подключаем к разным ветвям расщепленной обмотки низкого напряжения сетевого трансформатора [6, п.6.3.13.3]. Синхронные двигатели подключаем к секции сборных шин, от которой питаются специфичные электроприемники [6, п.6.3.13.4]. Для снижения провала напряжения при пуске двигателей – применим тиристорное устройство плавного пуска.

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [6, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [6, п.6.3.10].

6.2 Конструктивное выполнение электрической сети

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]). Поскольку грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в грунте завода отсутствуют блуждающие токи, но есть колебания и растягивающие усилия, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена

типа ПвКП-10: Медный кабель с изоляцией из сшитого полиэтилена, бронированный круглыми проволоками, в оболочке из полиэтилена [21].

6.3 Расчет питающих 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

$$I_{р.к} = \frac{S_{р.к}}{\sqrt{3} \cdot U_{н}}. \quad (6.1)$$

Мощность $S_{рк}$, передаваемая по кабельной линии в нормальном режиме:

– при питании однотрансформаторной цеховой подстанции $S_{рк}$ – расчетная нагрузка трансформатора подстанции;

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

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

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-23 определяется по расчетной нагрузке

$$I_{р.к.1} = \frac{1}{2} \frac{\sqrt{2154^2}}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 124 \text{ А}.$$

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_{э} = \frac{I_{р.к.}}{j_{э}}, \quad (6.2)$$

где $j_{э}$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм^2.

Для кабелей с медными жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки Тм=4960 ч/год [5] экономическая плотность тока равна $j_э$=3,1 А/мм^2, тогда сечение кабельной линии

$$F_{э1} = \frac{124}{3,1} = 40 \text{ мм}^2.$$

По результату расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$, поэтому принимаем кабель типа ПвКП-10 (3х50) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп1}$=207 А, удельные сопротивления: r_0=0,128 Ом/км, x_0=0,175 Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = К_п \cdot К_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{р.к}}{n_к}; \quad (6.3)$$

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

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

$n_к$ – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.1} = 0,87 \cdot 1,00 \cdot 207 = 180,09 > \frac{124}{1} = 124 А.$$

Условие выполнено.

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

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к}. \quad (6.4)$$

$$I_{ав1} = 2 \cdot 124 = 248 \text{ А}.$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = К_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (6.5)$$

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

$$К_з = \frac{I_{р.к.}}{I'_{доп}}. \quad (6.6)$$

$$К_з = \frac{124}{180,09} = 0,69.$$

$$I'_{ав} = 1,25 \cdot 180,09 = 225,11 \text{ А}.$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_к}, \qquad (6.7)$$

$$124 < 225{,}11 \text{ А}.$$

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до ПвКП-10 (3х95) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп}$ = 300 А, удельные сопротивления: r_0=0,247 Ом/км, x_0=0,148 Ом/км.

Тогда

$$I_{доп.ф.1} = 0{,}85 \cdot 1{,}00 \cdot 300 = 255 > \frac{124}{1} = 124\text{А}.$$

$$I'_{ав} = 1{,}25 \cdot 255 = 318{,}75 > 124 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_р \cdot r_0 \cdot L + Q_l \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_н^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп}, \qquad (6.8)$$

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

L - длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_1 = \frac{1570 \cdot 0{,}247 \cdot 0{,}148 + 1570 \cdot 0{,}189 \cdot 0{,}148}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0{,}1\%$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Токи КЗ вызывают нагрев токоведущих частей, значительно превышающий нормальный. Чрезмерное повышение температуры может привести к повреждению изоляции, разрушению контактов и даже к их плавлению, несмотря на кратковременность процесса КЗ. После отключения поврежденного участка прохождение тока КЗ прекращается, токоведущие части охлаждаются. При выборе токоведущих частей необходимо найти конечную температуру нагрева токами КЗ с учетом периодической и апериодической составляющих. Этот расчет достаточно трудоемкий, поэтому термическую стойкость обычно проверяют определением минимально допустимого сечения по условию допустимого нагрева при КЗ. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого в главе 8 определяется сечение кабеля $F_т$ по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (6.1) – (6.4), с учетом сечений, выбранных в главе 8 представлен в таблице 6.1.

6.4 Технико-экономическое сравнение вариантов схем внутреннего электроснабжения

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах промышленных предприятий, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции с обмоткой высокого напряжения 10 кВ. Эти ТП запитываются от шин 10 кВ главной понизительной-подстанции по радиальным или магистральным схемам. Однако, в некоторых случаях, при небольшой мощности потребителей в цехе планируется установка распределительного пункта низкого напряжения, с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха. Традиционно принято оценивать целесообразность такой схемы на основе выражения (3.9). Справедливость выражения (3.9) была установлена достаточно давно, за это время цены на электрооборудование и электроэнергию значительно изменились. Поэтому для окончательного выбора оптимального варианта питания цехов с малой нагрузкой необходимо провести технико-экономическое сравнение двух вариантов:

I вариант – установка вновь вводимой трансформаторной подстанции ТП-27 (рисунок 6.1);

II вариант – установка РПН-1 с запиткой от ТП-21 (рисунок 6.2).

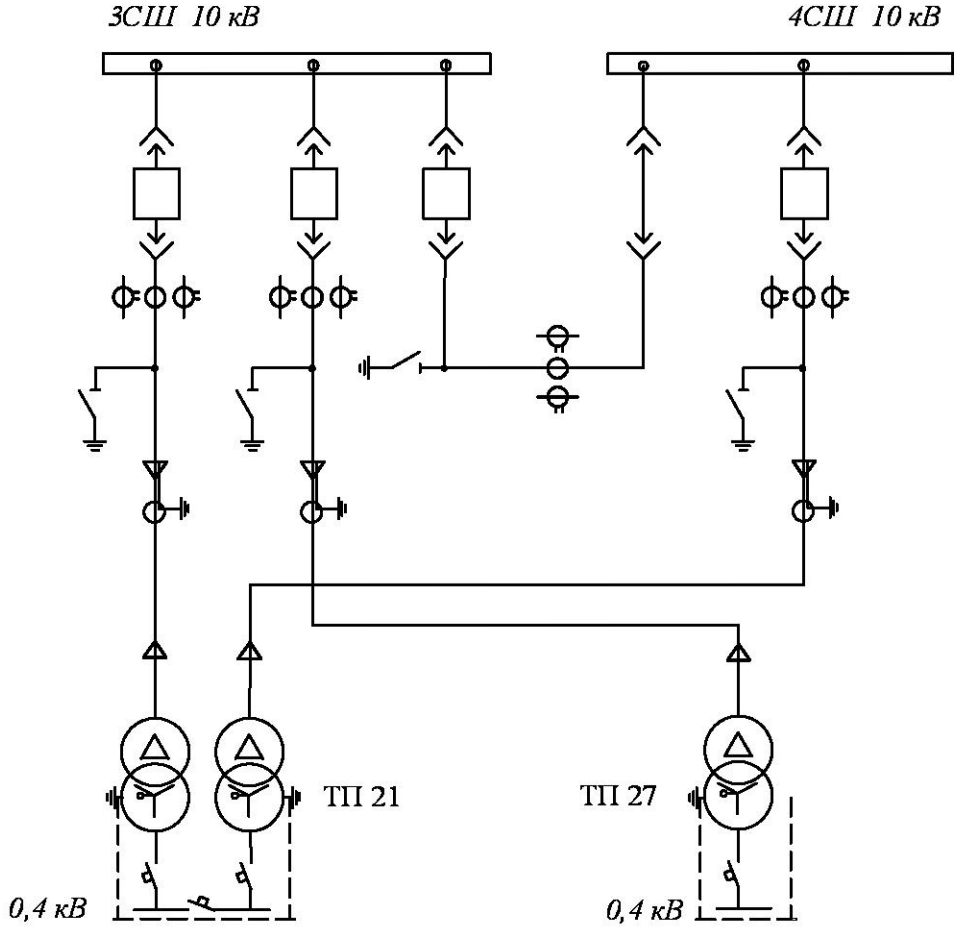


Рисунок 6.1 – Схема принципиальная для варианта I

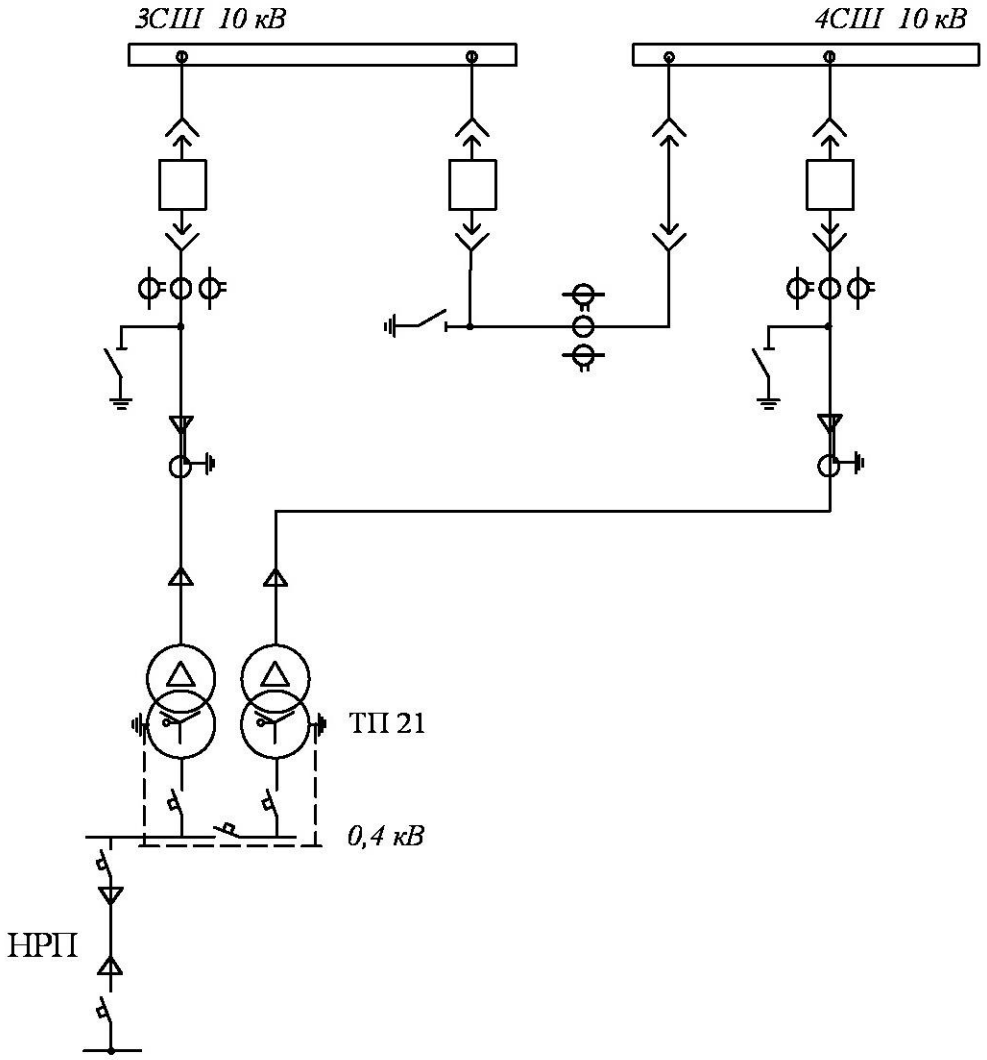


Рисунок 6.2 – Схема принципиальная для варианта II

Выбор трансформатора на ТП 27

Для ТП 27 выбирается трансформатора ТМГ – 160/10, его паспортные данные отображены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Паспортные данные трансформатора ТМГ – 160/10

$S_{НТ}$, кВА	$U_{НОМВН}$, кВ	$U_{НОМНН}$, кВ	ΔP_{XX}, кВт	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$U_{КЗ}$, %	I_{XX}, %
160	10	0,4	0,51	3,1	4,5	2,4

Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ТП

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{XX} + k_З^2 \Delta P_{КЗ}); \quad (6.1)$$

где n – число трансформаторов ТП;

ΔP_{XX}, $\Delta P_{КЗ}$ – потери холостого хода и короткого замыкания, кВТ

$k_З$ – коэффициент загрузки трансформатора.

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n(\frac{I_{XX}}{100} S_{HT} + k_3^2 \frac{U_{K3}}{100} S_{H.T}); \quad (6.2)$$

где n – число трансформаторов ТП;

I_{XX} – ток холостого хода, %,

U_{K3} – напряжение короткого замыкания, %.

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{XX} \cdot T_Г + k_3^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau); \quad (6.3)$$

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

Годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = (0{,}124 + \frac{T_M}{10^4})^2 \cdot 8760, \quad (6.4)$$

где $T_м$ 4960 – годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год [5].

Результаты расчетов по выражениям (6.1) – (6.3) представим в таблице 6.2

Таблица 6.2 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

Номер ТП	$S_{НТ}$, кВА	k_3	ΔP_{XX}, кВт	ΔP_{K3}, кВт	U_{K3}, %	I_{XX}, %	ΔA_T, кВт·ч/год
ТП 27	160	0,77	0,51	3,1	4,5	2,4	10657

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{РЛ} = \frac{\sqrt{(P_Р + \Delta P_T)^2 + (Q_Р + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U}. \quad (6.5)$$

Ток в послеаварийном режиме для двухтрансформаторной ТП:

$$I_{ПА} = 2 \cdot I_{РЛ}. \quad (6.6)$$

Сечение кабелей по экономической плотности тока:

$$F_Э = \frac{I_{РЛ}}{j_Э}. \quad (6.7)$$

Термически стойкое сечение:

$$F_{ТС} = \frac{\sqrt{B_К}}{C}. \quad (6.8)$$

где $B_к$ – тепловой импульс тока КЗ, кА^2·с;

С – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, А·с$^{1/2}$/мм^2;

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле (3.20) с учетом: $t_з$ = 0,5 – время действия максимальной токовой защиты КЛ, с (рисунок 6.1); $t_с$ = 0,03 – полное время отключения выключателя, с [16]; $T_а$=0,12– время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с [5].

Потери активной энергии в кабельных линиях за год:

$$\Delta A_Л = n \cdot (3 \cdot I^2_{РЛ} \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (6.9)$$

где L – длина кабельной линии, км.

Результаты расчета по формулам (6.4) – (6.8) сведены в таблице 6.3

Таблица 6.3 –Данные линий

Линия	$I_{РЛ}$, А	$I_{ПА}$, А	$F_Э$, мм^2	$F_{ТС}$, мм^2	Тип кабеля	r_0, Ом/км	L, км	$\Delta A_Л$, кВт·ч/год
ГПП – ТП 27	7	14	6	271,56	ПвКП (3х300)	0,06	0,401	11,91
ТП 21 – НРП	89	179	58	271,56	ПвКШП (4х240)	0,075	0,133	798,22

6.5 Выбор комплектного 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 разделывать и обслуживать силовые кабели.

Ячейки КРУ–СЭЩ–61М комплектуются вакуумными выключателями типа ВВУ–СЭЩ–П, трансформаторами тока ТОЛ–ЭЩ–10, трансформаторами тока нулевой последовательности ТЗЛМУЗ–10.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек К-104М представлены в таблице 6.4 на примере выбора ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП1 (вариант II).

Таблица 6.4 – Выбор ячейки отходящей кабельной линии ГПП-ТП1

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВУ–СЭЩ–П–10–50/3150 У2
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10$ кВ	$u_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{утяж}$	$I_{утяж} = 2546$ А	$I_{НОМ} = 3150$ А
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 71{,}11$ кА	$i_{ДИН} = 125$ кА
		$I_{ТЕРМ} = 50$ кА
$I^2_{тер} \cdot t = \geq B_K$	$B_K = 1543{,}31$ (кА)$^2 \cdot$с	$t_{ТЕРМ} = 3$с
		$I^2_{тер} \cdot t = 50^2 \cdot 3 = 7500$(кА)$^2 \cdot$с

Аналогичные ячейки КРУ принимаются для остальных отходящих от ГПП кабельных линий как для варианта I, так и для варианта II.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного электрического тока в сетях электроснабжения цехов предприятия.

При радиальном соединении КТП используется схема с глухим вводом. Шкаф глухого ввода снабжен устройством стыковки с боковым фланцем трансформатора и узлом крепления вводного кабеля.

В качестве НРП принимаем распределительное устройство, укомплектованное щитами ЩО70-1-24У3 [13].

Определение технико-экономических показателей

Выбор оптимального варианта производится по методу, основанному на определении минимума годовых приведенных затрат для рассматриваемых вариантов. Годовые приведенные затраты находятся из выражения [5]:

$$З = \sum_{i}^{n} E_i \cdot k_i + C_Э, \qquad (6.10)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений;

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

$C_э$ - стоимость годовых потерь электроэнергии.

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

$$Сэ = (\Delta A_Т + \Delta A_Л) \cdot C_0^{'}, \qquad (6.11)$$

где C_0 - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Удельная стоимость потерь электроэнергии

$$C_0^{'} = \delta\left(\frac{\alpha \cdot K_М}{\tau} + \beta\right), \qquad (6.12)$$

где $\alpha = 14811$ руб./кВт·год – основная ставка тарифа для 110 кВ [14].

β = 1,457– стоимость одного кВт· ч электроэнергии, руб./кВт·год [14].

$K_М$ – отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям $\Delta P_М$ активной мощности предприятия, определяется по [15] $K_М$=1.

δ=1,05 – поправочный коэффициент, для напряжения 110 кВ.

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (6.9) – (6.12) с учетом стоимости оборудования для варианта I и варианта II сведем в таблицы 6.5 и 6.6 соответственно.

Таблица 6.5 – Годовые приведенные затраты для варианта I

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб.	К, тыс.руб.	Е 1/год	Е·k тыс.руб.	ΔА, кВт·ч	$С_э$, тыс.руб.
Ячейка отходящих линий 10 кВ КРУ–СЭЩ–61М с ВВУ –СЭЩ –П	шт.	1,0	270	270	0,193	52		
КТП–СЭЩ Б(М) – 160/10/0,4	шт.	1,0	355	355	0,193	48	10657	65
Прокладка одноцепной КЛ в траншее ПвКП(3х300)	км.	0,4	657	263	0,152	40	12	0,073
Итого	–	–	–	888	–	140	10669	65,073

Таблица 6.6 – Годовые приведенные затраты для варианта II

Наименование оборудования	Ед. изм.	Кол-во	Стоимость единицы, тыс.руб.	K, тыс.руб.	E	$E \cdot K$ тыс.руб.	ΔA, кВт·ч	$C_Э$, тыс.руб.
Панель распределительная ЩО70-1-24У3	шт.	1	38	38	0,193	7		
Прокладка одноцепной КЛ в траншее ПвКП(4х240)	км.	0,133	657	87	0,152	13	798,22	4,909
Итого	-	-	-	125	–	20	798,22	4,909

Для выбора наилучшего варианта схемы электроснабжения цеха сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов (таблица 6.7).

Таблица 6.7 – Сравнение экономических показателей

Вариант	Кап. Затраты, тыс.руб.	Приведённый кап. Затраты тыс.руб.	Потери эл. Энергии, кВт	Стоимость потерь, тыс.руб.	Приведённые затраты тыс.руб.
I	888	140	10669	65	205
II	125	20	798,22	5	25

Приведённые затраты во втором варианте меньше, чем в первом на:

$$\frac{205-25}{205}\cdot 100\% = 78\,\%.$$

Следовательно, принимаем вариант II.

Выводы по разделу 6

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа ПвКП-10, проложенного в траншеях и в асбоцементных трубах. Путем технико-экономического сравнения вариантов, определена целесообразность установки НРП.

7 РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится для выбора высоковольтного и низковольтного электрооборудования системы электроснабжения промышленных предприятий. Для этого достаточно рассчитать ток трехфазного короткого замыкания в характерных точках системы электроснабжения предприятия. Согласно [9, 2.1] расчет токов КЗ в работе производится с помощью метода типовых кривых. Для расчета токов КЗ составляется исходная расчетная электрическая схема, на которой показываются источники питания точек КЗ (энергосистема, синхронные и асинхронные двигатели и т.п.), расчетные точки КЗ и связи между ними (воздушные, кабельные линии и т.п.). При выборе расчетной схемы для определения токов КЗ должны рассматриваться вероятные режимы, при которых воздействие токов КЗ на СЭС является наиболее тяжелым. Таким характерным режимом СЭС ПП является состояние схемы электроснабжения, когда одна из кабельных линий, питающих ГПП отключена для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включены секционные выключатели в РУ ГПП 10 кВ. Для выбора электрооборудования проводится расчет токов КЗ в следующих точках:

1) $К_1$ и $К_2$ – в схеме внешнего электроснабжения;

2) $К_3$ – в РУ 10 кВ ГПП;

3) $К_4$ – в электрической сети цеха напряжением 0,4 кВ.

На рисунке 7.1 представлена принципиальная электрическая схема СЭС ПП, на которой показаны вышеназванные элементы.

7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях

При определении токов КЗ в точках $К_1$ и $К_2$ подпитку от высоковольтных синхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП по схеме, учитывать не будем. Поэтому значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках $К_1$ и $К_2$ можно принять из расчета, проведенного в разделе 5:

$$I_{К1} = 22{,}61 \text{ кА},$$
$$I_{К2} = 15{,}12 \text{ кА};$$

Согласно исходным данным, мощность КЗ в точке $I_{К1}$ $S_{к1} = S_С = 4500$ МВА.

Мощность КЗ в любой точке КЗ находится по формуле:

$$S_К = \sqrt{3} \cdot U_{СР} \cdot I_{Кi}, \quad (7.1)$$

где $U_{СР}$ – среднее номинальное значение ступени напряжения точки КЗ. Для точек $К_1$ и $К_2$: $U_{СР} = 110$ кВ

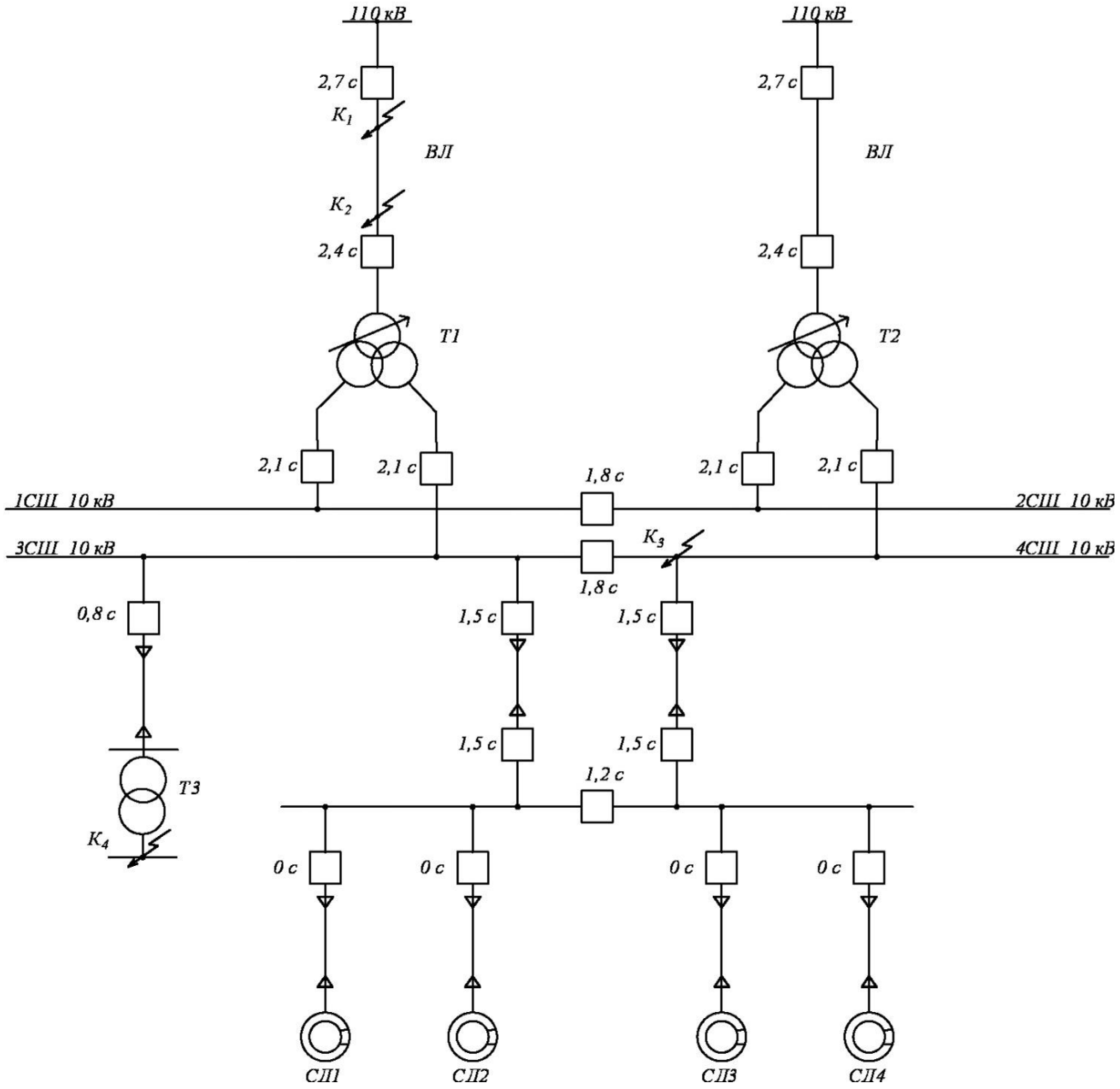


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания и диаграмма селективности

По формуле (7.1) для точки $К_2$:

$$S_К = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 15,06 = 2999 \text{ МВА}.$$

Для нахождения тока КЗ в точке К3 составляется схема замещения. Для этого примем в качестве базисных $S_Б$ = 1000 МВ · А, $U_Б$ = 10,5 кВ.

Согласно [21, 2.3] сверхпереходная ЭДС, выраженные в относительных единицах, приведенных к базисным условиям для энергосистемы $E_С$ = 1. Для синхронных двигателей $E_{СД}$ = 1,1.

Синхронные двигатели: СТМП – 1500 – 2 с номинальной мощностью $P_{НОМ}$ = 1500 кВт, сверхпереходными сопротивлением по продольной оси $X''_d = 0,116$ [5, табл. 2.48], КПД = 90%, cosφ=0,85.

Определим сопротивления элементов схемы в относительных единицах.
Сопротивление системы:

$$X_1 = \frac{1000}{4500} = 0,222.$$

Сопротивление ВЛ, вычисляется по формуле:

$$X_2 = X_{0ВЛ} \cdot L_{ВЛ} \frac{S_б}{U_{СР}^2}, .$$

$$X_2 = 0,42 \cdot 3,5 \cdot \frac{1000}{110^2} = 0,111.$$

Сопротивление обмотки ВН трансформатора ГПП:

$$X_3 = 0,125 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ТН}}; \quad (7.2)$$

По формуле (7.2):

$$X_3 = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,208.$$

Сопротивление обмоток НН трансформатора ГПП:

$$X_4 = 1,75 \cdot \frac{U_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{ТН}}; \quad (7.3)$$

По формуле (7.3):

$$X_4 = 0,125 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,917.$$

Сопротивления кабельных линий, питающих РП и синхронные двигатели:

$$X_6 = X_7 = X_{0КЛ} \cdot L_{КЛ} \frac{S_б}{U_Б^2}; \quad (7.4)$$

По формуле (7.4):

$$X_6 = X_7 = 0,42 \cdot 0,41 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 1,562.$$

$$X_8 = 0,25 \cdot 0,053 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,12.$$

$$X_{10} = 0,25 \cdot 0,07 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,159.$$

$$X_{12} = 0,25 \cdot 0,087 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,197.$$

$$X_{14} = 0,25 \cdot 0,105 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,238.$$

Сопротивление высоковольтных двигателей:

$$X_9 = X_{11} = X_{13} = X_{15} = X_d^{"} \cdot \frac{S_б \cdot \cos\varphi \cdot \eta}{P_Н},$$

где X_d'' – сверхпереходное сопротивление двигателя, Ом;

$P_Н$ – номинальная мощность двигателя, кВт;

η – КПД синхронного двигателя.

Для синхронных двигателей мощностью 1500 кВт:

$$X_9 = X_{11} = X_{13} = X_{15} = 0{,}116 \cdot \frac{1000 \cdot 0{,}85 \cdot 0{,}9}{1{,}5} = 59{,}16.$$

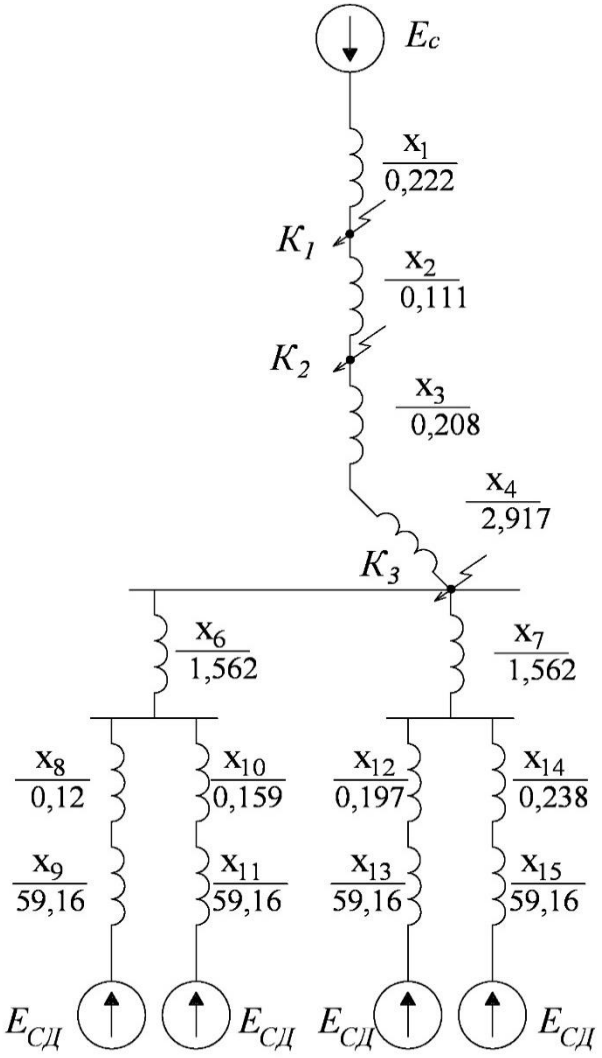


Рисунок 7.2 – Схема замещения для расчетов токов короткого замыкания

Преобразуем схему замещения. Последовательные сопротивления складываем друг с другом, чтобы получились параллельные ветви. Преобразуем их в эквивалентные с помощью формул.

$$X_{16} = X_8 + X_9.$$

$$X_{20} = \frac{X_{16} \cdot X_{17}}{X_{16} + X_{17}}.$$

$$X_{22} = X_{20} + X_6.$$

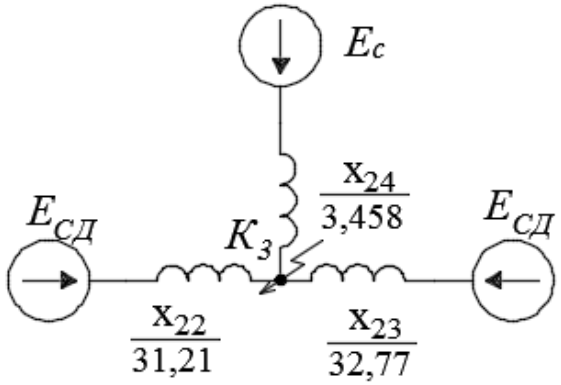


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К3

Периодическую составляющую тока можно считать неизменной:

$$I_{К3} = I_{П0} = I_{Пt} = (\frac{E_C}{X_{24}} + \frac{E_{СД}}{X_{23}} + \frac{E_{СД}}{X_{22}}) \cdot I_Б, \quad (7.5)$$

Базисный ток:

$$I_Б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_Б},$$

$$I_Б = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,99 \text{ кА}.$$

Тогда по формуле (6.5) ток коротко замыкания в точке 3

$$I_{К3} = (\frac{1}{3,458} + \frac{1,1}{32,77} + \frac{1,1}{31,21}) \cdot 54,99 = 19,68 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд.кз_3} = \sqrt{2} \cdot К_У \cdot I_{К3}, \quad (7.6)$$

где $К_У$=1,92 согласно [9].

$$i_{уд.кз_3} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 19,68 = 53,44.$$

Мощность короткого замыкания по выражению (6.1):

$$S_{КЗ} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 19,68 = 358\,МВ \cdot А.$$

Точку $К_4$ полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ цеховой ТП с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (ТП-6). В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать и активные сопротивления.

Для расчета тока короткого замыкания в точке $К_4$ приведем схему замещения (рисунок 7.4).

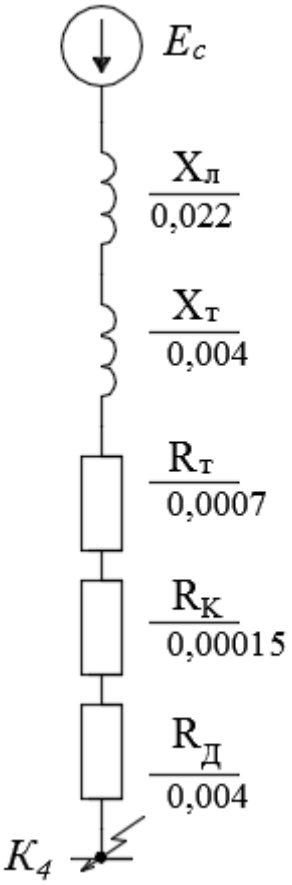


Рисунок 7.4 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К4

Параметры трансформаторов на ТП-6 и питающей кабельной линии сведены в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Параметры трансформатора и линии

Тип	$S_{Н.Т}$, кВ·А	$U_{НН}$, кВ	$\Delta P_{КЗ}$, кВт	$U_{КЗ}$, %	Тип	l, км	X_0, Ом
ТМГ	2500	0,4	26,3	6	КЛ	0,638	0,35

Полное, активное и индуктивное сопротивление трансформатора цеховой ТП:

$$Z_Т = \frac{U_{КЗ.\%}}{100} \frac{\cdot S_б}{S_{Н.Т}};$$

$$R_T = \frac{\Delta P_{КЗ} \cdot S_б}{S^2_{Н.Т}};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T{}^2 - R_T{}^2}.$$

Используя таблицу 6.1 получим R_T = 4,2, X_T = 23,63.

Для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $R_К$= 0,015 мОм, а сопротивление дуги $R_Д$= 0,004 Ом.

Полное сопротивление:

$$Z = \sqrt{(X_Л + X_T)^2 + (R_T + R_К + R_Д)^2},$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{КЗ_4} = \frac{S_б}{Z},$$

$$S_{КЗ_4} = \frac{1000}{0,227} = 25,68\,МВ{\cdot}А.$$

Ток короткого замыкания в точке $К_4$ при базисном напряжении $U_Б$ = 0,4 кВ:

$$I_{К4} = \frac{S_{КЗ_4}}{\sqrt{3} \cdot U_Б},$$

$$I_{К4} = \frac{25,68}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 37,06\,кА.$$

Ударный ток короткого замыкания в точке $К_4$ составит (7.6):

$$i_{уд.кз_4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 37,05 = 83,86\,кА.$$

Для трансформаторов с РПН, имеющих глубокое регулирование напряжения (±9–16 %), значение $X_Т$ сильно изменяется при регулировании напряжения. Для трансформаторов напряжением 35–110–220 кВ с РПН значения $U_{К\%}$ указываются для минимального, среднего и максимального ответвлений регулируемой обмотки [13, табл. 2.58]. Предельные значения токов КЗ вычисляются для того, чтобы релейная защита никогда не ограничивала возможности работы защищаемого трансформатора, а также для выбора соответствующего оборудования, которое выдержит максимальный ток.

Трансформатор ТРДН 63000/10 имеет 8 ступеней регулирования с диапазоном регулирования ±16%, в минимальном положении РПН $U_{К\%МИН}$=10,05%, в максимальном положении $U_{К\%МАКС}$=10,66%.

Минимальное сопротивление двухобмоточного трансформатора, при котором будет наблюдаться максимальный ток, можно определить по формуле:

$$X_{Т.МАКС} = \frac{U_{К.МАКС\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 + \Delta U_{РПН\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_б}{S_{ТН}},$$

$$X_{Т.МИН} = \frac{U_{К.МИН\%}}{100} \cdot \left(\frac{100 - \Delta U_{РПН\%}}{100} \right)^2 \cdot \frac{S_б}{S_{ТН}},$$

где $\Delta U_{РПН\%}$ = 16%, половина диапазона регулирования.

Таблица 7.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка КЗ	$U_{СР}$, кВ	Минимальное положение РПН			Среднее положение РПН			Максимальное положение РПН		
		$I_К$, кА	$i_{УД}$, кА	$S_К$, МВ·А	$I_К$, кА	$i_{УД}$, кА	$S_К$, МВ·А	$I_К$, кА	$i_{УД}$, кА	$S_К$, МВ·А
$К_1$	115	–	–	–	22,61	55,0	4500	–	–	–
$К_2$	115	–	–	–	15,06	38,5	2999	–	–	–
$К_3$	10,5	26,19	71,11	476	19,68	53,4	358	15,7	42,64	286
$К_4$	0,4	–	–	–	37,06	83,9	25,7	–	–	–

Выводы по разделу 7

Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения – на сборных шинах 10 кВ ГПП, на сборных шинах ТП 6 0,4 кВ, благодаря чему стал возможен выбор внутризаводского электрооборудования.

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 5. В этом разделе будет произведен выбор оборудования кВ 10 и 0,4 кВ.

8.1 Выбор комплектного токопровода, соединяющего ГПП с ячейками РУ НН ГПП

Произведем выбор токопровода, соединяющего трансформаторы ГПП с ячейками РУ НН ГПП. Согласно [18], токопровод 10 кВ выбирается по номинальному напряжению, току утяжеленного режима, экономической плотности тока, потере напряжения, а также электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. К установке намечается комплектный токопровод типа ТЭНЕ–10–3150–128 Т1 [15].

Проверим данный токопровод:

– По номинальному току:

Ток, протекающий по токопроводу в утяжеленном режиме, можно найти, используя формулу:

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НТ}}^{\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}} \cdot 2}\ , \qquad (8.1)$$

где 2 – в знаменателе – количество низших обмоток трансформатора, в связи с использованием в данном курсовом проекте трансформатора с расщепленной обмоткой.

По формуле (8.1):

$$I_{\text{УТЯЖ.ГПП}} = \frac{1,4 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2546\,\text{А}. \qquad (8.2)$$

По условию номинального тока:

$$2546\ \text{А} \leq 3150\ \text{А}.$$

– По асимметричному току электродинамической стойкости:

Согласно [4] выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения 10 кВ производится по току КЗ в точке К3. Согласно разделу 7, ударный ток в точке К3 – $i_{\text{уд}} = 53,44\,\text{кА}$, $53,44\ \text{кА} \leq 128\ \text{кА}$.

– По термической стойкости к току КЗ:

Согласно разделу 7 время действия защиты, установленной на вводном выключателе РУ НН ГПП $t_З = 2,1\ \text{с}$. Собственное время отключения вводного выключателя РУ НН ГПП (см. ниже) $t_С = 0,03\,\text{с}$. Постоянная времени затухания апериодической составляющей согласно [4] $Та = 0,12\,\text{с}$. Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К3 – $I_{П.0} = 26,19\,\text{кА}$.

По условию:

$$26,19^2 \cdot (2,1 + 0,03 + 0,12) = 1543,3\ (\text{кА})^2 \cdot \text{с} \le (50)^2 \cdot 3 = 7500\ (\text{кА})^2 \cdot \text{с}.$$

Комплектный токопровод по экономической плотности тока проверять не требуется. Учитывая относительно малое расстояние от трансформаторов ГПП до ячеек РУ НН ГПП по потере напряжения данный токопровод можно также не проверять.

8.2 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

В качестве РУ НН ГПП может быть использовано комплектное распределительное устройство 10 кВ серии КРУ–СЭЩ–61М [9]. Согласно [9] ячейки ЗРУ выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ. Поскольку по перечисленным параметрам также проверяются и выключатели, установленные в КРУ, проверка ячеек КРУ будет осуществлена совместно с выбором выключателей.

К установке в качестве вводного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ–СЭЩ–П–10–50/4000 У2 [10]. Согласно [10] проверка выключателей производится по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, по стойкости к электродинамическому и термическому действию тока КЗ, по отключающей способности. Результаты выбора выключателя сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Технические данные выключателя на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВУ–СЭЩ–П–10–50/3150 У2
$u_{НОМ} \ge u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10$ кВ	$u_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \ge I_{утяж}$	$I_{утяж} = 2546$ А	$I_{НОМ} = 3150$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ} \ge I_{П.\tau}$	$i_{П.0} = 26,19$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ} = 50$ кА
$i_{А.НОМ} \ge i_{А.\tau}$	$i_{А.\tau} = 19,94$ кА	$\beta_{НОМ} = 0,4$
		$i_{А.НОМ} = 22,5$ кА
$I_{ДИН} \ge i_{П.0}$	$i_{П.0} = 26,19$ кА	$I_{ДИН} = 125$ кА
$i_{ДИН} \ge i_{УД}$	$i_{УД} = 71,11$ кА	$i_{ДИН} = 125$ кА
		$I_{ТЕРМ} = 50$ кА
$I^2_{тер} \cdot t = \ge B_К$	$B_К = 1543,31\ (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$	$t_{ТЕРМ} = 3$ с
		$I^2_{тер} \cdot t = 50^2 \cdot 3 = 7500\ (\text{кА})^2 \cdot \text{с}$

К установке в качестве секционного выключателя РУ НН ГПП намечается выключатель ВВУ–СЭЩ–П–10–50/3150 У2 [10]. Выбор секционных выключателей приведен в таблице 8.2. При этом учтено, что ток, протекающий через секцион-

ный выключатель ГПП в послеаварийном режиме (после отключения КЗ и включения секционного выключателя с помощью АВР), равен току, протекающему через вводной выключатель в нормальном режиме. Согласно разделу 7 время действия защиты, установленной на секционном выключателе РУ НН ГПП $t_З = 1,8$ с.

Таблица 8.2 – Технические данные секционного выключателя

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
		ВВУ–СЭЩ–П–10–50/3150 У2
$u_{НОМ} \geq u_{УСТ}$	$u_{УСТ} = 10$ кВ	$u_{НОМ} = 10$ кВ
$I_{НОМ} \geq I_{утяж}$	$I_{утяж} = 2546$ А	$I_{НОМ} = 3150$ А
$I_{НОМ.ОТКЛ} \geq I_{П.\tau}$	$i_{П.0} = 26,19$ кА	$I_{НОМ.ОТКЛ} = 50$ кА
$i_{А.НОМ} \geq i_{А.\tau}$	$i_{А.\tau} = 19,94$ кА	$\beta_{НОМ} = 0,4$
		$i_{А.НОМ} = 22,5$кА
$I_{ДИН} \geq i_{П.0}$	$i_{П.0} = 26,19$ кА	$I_{ДИН} = 125$кА
$i_{ДИН} \geq i_{УД}$	$i_{УД} = 71,11$ кА	$i_{ДИН} = 125$кА
		$I_{ТЕРМ} = 50$кА
$I^2_{тер} \cdot t = \geq B_К$	$B_К = 1337,53$ (кА)$^2 \cdot$с	$t_{ТЕРМ} = 3$с
		$I^2_{тер} \cdot t = 50^2 \cdot 3 = 7500$(кА)$^2 \cdot$с

Остальные выключатели напряжением 10 кВ выбираются аналогично, результаты выбора представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{НОМ}$, кВ	$I_Р$, А	$I_{утяж}$, А	$I_{П.0}$, кА	$i_{УД}$, кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП –ДСП 2	10	92	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 100/5
ГПП – ДСП 3	10	92	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10– 50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 100/5
ГПП –ДСП 4	10	92	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 100/5
ГПП – ТП 23	10	124	248	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 250/5
ГПП – ТП 23	10	124	249	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 250/5
ГПП –ТП22	10	241	482	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 500/5

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8
ГПП – ДСП 1	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ТП 15	10	405	810	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 1000/5
ГПП – ТП13	10	193	387	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 400/5
ГПП – ТП 8	10	174	348	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 400/5
ГПП – ТП 6	10	344	688	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 750/5
ГПП – ТП 16	10	191	383	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 400/5
ГПП – ТП 9	10	96	191	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ТП23	10	123	246	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 250/5
ГПП – ТП 10	10	181	361	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 400/5
ГПП – ДСП 9	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ДСП 10	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ДСП 11	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ДСП 12	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ТП 26	10	110	221	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 250/5
ГПП – ТП 24	10	221	442	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 500/5
ГПП – ДСП 5	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ДСП 6	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ДСП 7	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – ДСП 8	10	185	–	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 200/5
ГПП – РП	10	522	1045	26,19	71,11	ВВУ–СЭЩ–П–10–50/1000 У2	ТОЛ–СЭЩ–10–01 1250/5

В начале перечисленных в таблице 8.3 кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗЛМУ3 [16].

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ–СЭЩ–61М устанавливаются трансформаторы тока типа

ТОЛ– 10–М. Рассмотрим подробно выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ, трансформатор тока в цепи секционного выключателя того же типа, а трансформаторы тока на других присоединениях рассчитываются аналогично, их типы представлены в таблице 8.3.

Трансформаторы тока выбираются по номинальному напряжению, номинальному току, току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к действию тока КЗ, а также проверяются по работе в заданном классе точности (по допустимой вторичной нагрузке) [19].

В качестве трансформатора тока принимается к установке ТОЛ–10–М–2 11– 0,5s/0,5/10Р–5/10/15–4000/5 У2 с коэффициентом трансформации 4000/5 [19]. Выбор трансформатора тока, установленного в ячейке вводного выключатели РУ НН ГПП, произведен в таблице 8.3. Для установки в ячейке секционного выключатели РУ НН ГПП выбран трансформатор тока ТОЛ–10–М–2 11–0,5/10Р–10/15–4000/5 У2.

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные [18] трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ГПП

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ–10–М–2 11–0,5s/0,5/10Р–5/10/15–4000/5 У2
$u_{ном} \geq u_{уст}$	$u_{уст} = 10$ кВ	$u_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{утяж}$	$I_{утяж} = 2546$ А	$I_{ном} = 4000$ А
$i_{дин} \geq i_{уд}$	$i_{уд} = 71{,}11$ кА	$i_{дин} = 152{,}5$ кА
$I^2_{тер} \cdot t \geq B_К$	$B_К = 1543{,}3\ (кА)^2 \cdot с$	$I^2_{тер} \cdot t = 61^2 \cdot 3 = 11163 (кА)^2 \cdot с$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов (рисунок 8.1). Перечень измерительных приборов в цепи понижающего трансформатора на стороне НН определяется по таблице 4.11[18].

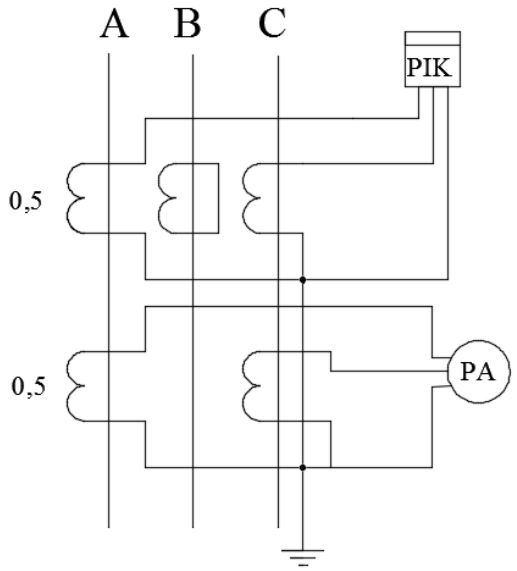


Рисунок 8.1–Схема включения трансформатора токов и приборов

Определяем нагрузку по фазам (таблица 8.5), пользуясь схемой включения (рисунок 8.1) и каталожными данными приборов [18], для выбора наиболее загруженного трансформатора тока.

Таблица 8.5 – Проверка класса точности трансформатора тока

Прибор	Тип прибора	Количество приборов	Нагрузка фазы, ВА		
			A	B	C
Амперметр	ЭА0702	1	0,5	–	–
Счетчик активной и реактивной энергии	И681	1	2,5	–	2,5
Итого:			3	–	2,5

По данным таблицы 8.5 видно, что наиболее загруженной является фаза А, мощность приборов в этой фазе $S_{ПРИБ} = 3$ ВА.

Сопротивление приборов:

$$r_{ПРИБ} = \frac{S_{ПРИБ}}{I_2^2};$$

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

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

Номинальное сопротивление вторичной обмотки в классе точности 0,5 согласно [18], $r_{2НОМ} = 0{,}4$ Ом.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{ПРОВ} = z_{2НОМ} - r_{ПРИБ} - r_К,$$

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

Для подстанции с высшим напряжением 110 кВ в качестве соединительных принимаем алюминиевые провода, удельное сопротивление алюминия ρ=0,0283 Ом·мм^2/2

В цепях 6–10 кВ длину соединительных проводов от трансформатора тока до приборов в один конец можно принять l = 5 м. Так как трансформаторы тока включены по схеме неполной звезды (см. рисунок 8.1), то согласно [9], $l_{РАСЧ} = \sqrt{3} \cdot l = \sqrt{3} \cdot 5 = 8{,}66$ м.

Сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{ПРОВ}},$$

$$q = \frac{0{,}0283 \cdot 8{,}66}{0{,}23} = 1{,}077 \text{ мм}^2.$$

В качестве соединительных проводов принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 4 мм^2 по условию механической прочности.

8.4 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.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям [13]:

1) по напряжению $U_{\text{НОМ}} = U_{\text{УСТ}}$;
2) по конструкции и схеме соединения обмоток;
3) по классу точности.

При напряжении 110 кВ в ячейках типа КРУ–СЭЩ–61М–10У1, к установке принимаем три однофазных трансформатора напряжения типа ЗНОЛ–СЭЩ–10 УХЛ2. Каталожные данные выбранных трансформаторов напряжения приведены в [24].

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей – звезда с землей – разомкнутый треугольник» (рисунок 8.2).

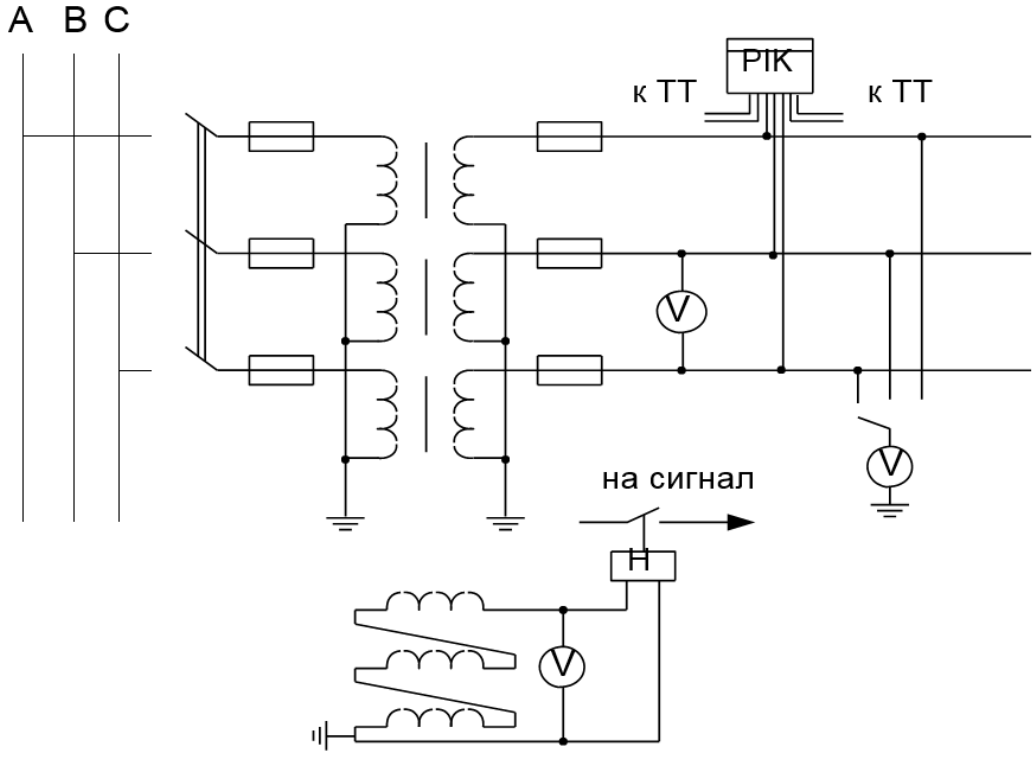


Рисунок 8.2 – Схема включения трансформаторов напряжения и приборов учета

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

$$S_{\text{НАГР}} \leq S_{\text{2НОМ}},$$

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

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

Составляем таблицу включения приборов (таблица 8.6), чтобы определить мощность приборов, включаемых во вторичную обмотку трансформатора напряжения.

Мощность, потребляемая приборами:

$$S_{НАГР} = \sqrt{49,6^2 + 111^2} = 121,6 \text{ ВА}.$$

Так как имеются счетчики денежного расчета, то трансформаторы напряжения необходимо проверить в классе точности 0,5. Согласно [24], номинальная мощность вторичной обмотки одного трансформатора напряжения типа ЗНОЛ –6 УХЛ2 в классе точности 0,5 $S_{2НОМ}$ = 75 ВА. Номинальная мощность трех трансформаторов напряжения, соединенных в звезду, $S_{2НОМ} = 3 \cdot 75 = 225$ ВА.

Таблица 8.6 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор		Тип	Число приборов	Число обмоток	S одной обмотки, ВА	cosφ	Sinφ	Общая потребляемая мощность	
								P, Вт	Q, вар
Вольтметр (сборные шины)		ЭВ0702	2	1	2,0	1,00	0,00	4,00	–
Счетчик активной и реактивной энергии	Ввод 10 кВ	И681	1	2	3,0	0,38	0,925	2,28	5,55
Счетчик активной и реактивной энергии	Линии 10 кВ	И681	19	2	3,0	0,38	0,925	43,32	105,45
Итого:								49,60	111,00

Таким образом, $S_{НАГР} < S_{2НОМ}$, следовательно, трансформаторы напряжения будут работать в классе точности 0,5.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с алюминиевыми жилами сечением 4 мм^2 по условию механической прочности.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предо–хранитель типа ПКТ – 104 и втычной разъединитель.

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

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Расчет всех характерных термических сечений кабелей сведен в таблицу 8.7.

Термически стойкое сечение определим с помощью сравнения теплового импульса, возникающего при прохождении тока короткого замыкания и паспортного значения теплового импульса при прохождении односекундного тока КЗ. Кабель выбирается если выполняется условие:

$$B_K = I_K{}^2 \cdot (t_З + t_C + T_A) \le B_{K.ПАСП}$$

где I_K – ток короткого замыкания, кА;

$t_З$ – время срабатывания релейной защиты, с;

t_C – собственное время отключения выключателя, с;

T_A – время протекания апериодической составляющей тока короткого замыкания, с;

B_K – тепловой импульс тока КЗ.

На примере кабельной линии ГПП–ТП:

$$B_K = 26{,}19^2 (0{,}8 + 0{,}03 + 0{,}12) \le 26{,}5^2 \cdot 1$$

$$651{,}62 \le 702{,}25$$

Таблица 8.7 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_K, кА	$t_З$, с	t_C, с	T_A, с	B_K, $(кА)^2 \cdot с$	$B_{K.ПАСП}$, $(кА)^2 \cdot с$
ГПП–ТП	26,19	0,8	0,03	0,12	651,62	702,25
ТП–ТП	26,19	0,5	0,03	0,12	445,84	462,25
ТП–НРП	37,06	0,2	0,03	0,02	480,70	702,25
ГПП–РП	26,19	1,5	0,03	0,12	1131,76	1176,49
РП–ТП	26,19	0,9	0,03	0,12	691,78	702,25
РП–СД	26,19	0	0,03	0,12	102,88	117,29
ГПП–ДСП	26,19	0	0,03	0,12	102,88	117,29

В таблице 8.8 записаны все кабели, для которых производится увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 8.8 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, $мм^2$	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП–ТП	50	185
ТП–ТП	50	150
ТП–НРП	50	185
ГПП–РП	185	240
РП–ТП	50	185
РП–СД	50	95
РП–ТВЧ	50	95
ГПП–ДСП	50	95

Для обеспечения сигнализации однофазных замыканий на землю в электрических сетях 10 кВ предприятия в начале питающих кабельных линий устанавливаются трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМУ3.

8.6 Выбор трансформаторов собственных нужд ГПП

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 двух–трансформаторных подстанциях 35 – 750 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. Однако при учебном проектировании допустимо принимать мощность трансформатора собственных нужд, равной 0,5% от мощности силового трансформатора ГПП:

$$S_{ТСН} = \frac{0,5}{100} \cdot S_{Н.Т}^{ГПП} = 0,005 \cdot S_{Н.Т}^{ГПП}, \qquad (8.3)$$

где $S_{ТСН}$ – мощность трансформатора собственных нужд, кВА;

$S_{Н.Т}^{ГПП}$ – мощность силового трансформатора на ГПП, кВА.

По формуле (8.3):

$$S_{ТСН} = 0,005 \cdot 63000 = 315 \text{ кВА}.$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем трансформатор типа ТМГ–СЭЩ–400/10.

Трансформатор подключается к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ–103–10–80 У3.

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

В качестве цеховых ТП принимаем комплектные трансформаторные подстанции типа КТП–СЭЩ Б(М). Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП и вводных автоматов НРП, которые реализуются с помощью низковольтных шкафов ПРЩ01, приведен в таблице 8.9.

Таблица 8.9 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН КТП и вводных аппаратов НРП

Номер ТП, РПН	Место установки выключателя	Расчётный ток отключения, А	Тип выключателя
ТП 1	Водной	323	ВА–45/2000 630А
	Секционный	226	ВА–45/2000 630А
ТП 2	Водной	1273	ВА–45/2000 2000А
	Секционный	891	ВА–45/2000 1000А
ТП 3	Водной	1273	ВА–45/2000 2000А
	Секционный	891	ВА–45/2000 1000А
ТП 4	Водной	5052	ВА50–45ПРО 6300А
	Секционный	3536	ВА–45/4000 4000А
ТП 5	Водной	5052	ВА50–45ПРО 6300А
	Секционный	3536	ВА–45/4000 4000А
ТП 6	Водной	5052	ВА50–45ПРО 6300А
	Секционный	3536	ВА–45/4000 4000А
ТП 7	Водной	5052	ВА50–45ПРО 6300А
	Секционный	3536	ВА–45/4000 4000А
ТП 8	Водной	5052	ВА50–45ПРО 6300А
	Секционный	3536	ВА–45/4000 4000А
ТП 9	Водной	5052	ВА50–45ПРО 6300А
	Секционный	3536	ВА–45/4000 4000А
ТП 10	Водной	2021	ВА–45/2000 1600А
	Секционный	1415	ВА–45/4000 4000А
ТП 11	Водной	4621	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	3235	ВА–45/4000 4000А
ТП 12	Водной	1273	ВА–45/2000 1600А
	Секционный	891	ВА–45/2000 1000А
ТП 13	Водной	323	ВА–45/2000 630А
	Секционный	226	ВА–45/2000 630А
ТП 14	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
ТП 15	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
ТП 16	Водной	2021	ВА–45/2000 1600А
	Секционный	1415	ВА–45/4000 4000А
ТП 17	Водной	2021	ВА–45/2000 1600А
	Секционный	1415	ВА–45/4000 4000А
ТП 18	Водной	2021	ВА–45/2000 1600А
	Секционный	1415	ВА–45/4000 4000А
ТП 19	Водной	323	ВА–45/2000 630А
	Секционный	226	ВА–45/2000 630А
ТП 20	Водной	323	ВА–45/2000 630А
	Секционный	226	ВА–45/2000 630А
ТП 21	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
ТП 22	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
ТП 23	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А

Продолжение таблицы 8.9

ТП 24	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
ТП 25	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
ТП 26	Водной	3233	ВА–45/4000 4000А
	Секционный	2263	ВА–45/3200 2500А
НРП	Водной	142	ВА–45/4000 630А
	Секционный	100	ВА–45/3200 630А

Выводы по разделу 8

В данном разделе было выбрано электрооборудование системы электроснабжения предприятия, а именно ячеек КРУ ГПП и ВРП, выключатели, трансформаторы тока в КРУ, трансформаторы напряжения, ТСН ГПП и вводные и секционные автоматические выключатели РУ НН КТП и вводных автоматов НРП. Также был выбран тип НРП.

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

9.1 Влияние ДСП на ПКЭ

В качестве высоковольтной нагрузки на предприятии выступают ДСП. ДСП вносят существенные искажения в питающее напряжение, тем самым ухудшают показатели качества напряжения питающей сети. В результате работы ДСП появляются колебания напряжения, несинусоидальность напряжения и несимметрия напряжения.

Колебания напряжения возникают в результате резких изменений активной и реактивной мощностей. Толчки мощности приводят к значительным колебаниям токов фаз печи. Теоретически броски тока могут достигать 3,5-4 $I_{ном}$. Реально броски не превышают $I_{ном}$ в режиме расплава, а в режимах окисления и рафинирования броски меньше $0,5\,I_{ном}$ [20].

Способы вычисления показателей качества для промышленных предприятий установлены ГОСТом 51317.2.4-2000 [19]. Колебания напряжения характеризуются величиной размаха изменения напряжения δU_t.

Для группы печей разной мощности:

$$\delta U_{max} = \frac{S_{T.П\,max}}{S_k} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^{n} \frac{S_{T.Пi}}{S_{T.П\,max}}} \cdot 100\%, \qquad (9.1)$$

где S_k – мощность КЗ в точке подключения печей, S_k = 288,3 МВА;

$S_{T.П}$ – мощность печного трансформатора, $S_{T.П}$ =2000 кВА, $S_{T.П}$ = 4000кВА;

$S_{T.Пmax}$ – наибольшая мощность печного трансформатора, $S_{T.Пmax}$ = 4000 кВА.

По формуле (9.1):

$$\delta U_{max} = \frac{4000}{288,3} \cdot \sqrt[4]{\sum_{i=1}^{n} \frac{2000 + (5 \cdot 4000)}{5 \cdot 4000}} \cdot 100\% = 1,421\%.$$

Тогда колебания напряжения на секции шин со спокойной нагрузкой определяется по выражению:

$$\delta U_{СП} = \delta U_{max} \cdot \frac{4 - k_{рас}}{4 + k_{рас}}, \qquad (9.2)$$

где $k_{рас}$ – коэффициент расщепления, $k_{рас}$ = 3,5.

По формуле (9.2):

$$\delta U_{СП} = 1,421 \cdot \frac{4 - 3,5}{4 + 3,5} = 0,066\%.$$

Колебания напряжения на нагрузке находятся на допустимом уровне.

Нелинейные искажения в напряжении питающей сети появляются за счет нелинейности ВАХ дуги. В сеть генерируются гармоники, начиная со второй. Произведем оценку максимального значения коэффициента несинусоидальности напряжения, исходя из того, что максимальные значения токов эксплуатационных КЗ ограничиваются на уровне $3{,}5\,I_{ном}$.

$$K_{HCv} = k_c \cdot I_k, \tag{9.3}$$

где k_c – коэффициент схемы:

$$k_c = \frac{66{,}6}{I_{уд3}}, \tag{9.4}$$

$$I_k = 3{,}5 \cdot I_{НОМ} \cdot \sqrt[4]{n},$$

где $I_{НОМ}$ – номинальный ток печного трансформатора:

$$I_{НОМ} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{4000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 230{,}94.$$

Согласно (9.4):

$$I_k = 3{,}5 \cdot 230{,}94 \cdot \sqrt[4]{4} = 1143\ А.$$

$$k_c = \frac{66{,}6}{43{,}04 \cdot 10^3} = 0{,}0015 \frac{\%}{А}.$$

Тогда согласно (9.3) коэффициент несинусоидальности на секции с ДСП:

$$K_{HCv} = 0{,}0015 \cdot 1143 = 1{,}77\ \%.$$

Коэффициент несинусоидальности на секции со спокойной нагрузкой:

$$K_{HCvСП} = K_{HCv} \cdot \frac{X_С + X_{ВЛ} + X_{ТВН}}{X_С + X_{ВЛ} + X_{ТВН} + X_{ТНН}},$$

$$K_{HCvСП} = 1{,}77 \cdot \frac{0{,}222 + 0{,}111 + 0{,}208}{0{,}222 + 0{,}111 + 0{,}208 + 2{,}917} = 0{,}28\ \%.$$

Коэффициент несинусоидальности не превышает допустимое значение 1,77%<5% согласно ГОСТ 32144-2013.

Несимметрия напряжения при работе ДСП возникает за счет несимметрии короткой сети и характеризуется коэффициентом обратной последовательности.

Напряжение обратной последовательности:

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot X_{2\Sigma}, \quad (9.5)$$

где I_2 – ток обратной последовательности, А:

$$I_2 = \frac{S_П}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}, \quad (9.6)$$

где $S_п$ – мощность печи пульсирующая, ВА:

$$S_П = \frac{\sqrt{(2 \cdot P' - P'')^2 + (3 \cdot P'')^2}}{\cos\varphi}, \quad (9.7)$$

где P', P'' – мощности мертвой и дикой фаз, кВт,

cosφ – коэффициент мощности одной ДСП, cosφ = 0,85.

Примем коэффициент несимметрии короткой сети $\varepsilon_{кс} = 0,2$.

Мощность мертвой фазы:

$$P' = (\frac{1}{3} - \frac{\varepsilon_{КС}}{6}) \cdot \sum_{i=1}^{2} P_{НОМi},$$
$$P' = (\frac{1}{3} - \frac{0,2}{6}) \cdot 17800 = 5340 \text{ кВт}. \quad (9.8)$$

Мощность дикой фазы:

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \varepsilon_{кс} \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot \sum_{1}^{2} P_i,$$
$$P'' = \left(\frac{1}{3} + 0,2 \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot 17800 = 7800 \text{ кВт}.$$

Пульсирующая мощность:

$$S_п = \frac{1}{2 \cdot 0,8} \cdot \sqrt{(2 \cdot 5340 - 7800)^2 + 3 \cdot 7800^2} = 8633 \text{ кВА}.$$

Определим ток обратной последовательности:

$$I_2 = \frac{8633}{\sqrt{3} \cdot 10} = 831 \text{ А}.$$

Напряжение обратной последовательности на I секции:

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot ((x_{2с} + x_{2л} + x_{2в} + x_{2н}) \frac{U_Б^2}{S_Б}),$$

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot 830 \cdot ((0,222 + 0,111 + 0,208 + 2,917) \frac{10,5^2}{1000}) = 548,1 \text{ В}$$

Напряжение обратной последовательности на III секции:

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot ((x_{2с} + x_{2л} + x_{2в}) \frac{U_Б^2}{S_Б}),$$

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot 400,4 \cdot ((0,222 + 0,111 + 0,208 + 2,917) \frac{10,5^2}{1000}) = 264,4 \text{ В}.$$

Коэффициент обратной последовательности:

$$К_{2\Sigma} = \frac{U_2}{U_{ном}} \cdot 100\%,$$

$$К_{2\Sigma} = \frac{548,1}{10000} \cdot 100\% = 5,5\%,$$

$$К_{2\Sigma} = \frac{264,4}{10000} \cdot 100\% = 2,6\%.$$

На I и III секции шин $К_{2\Sigma}$ выше допустимого значения 2%, но превышение $К_{2\Sigma}$ в точке подключения ДСП допускается технологией.

9.2 Влияние СД на ПКЭ

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

- для линии

$$X_Л = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_б}{U_б^2}$$

$$X_Л = \frac{0,189 \cdot 0,087 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,149.$$

где X_0 - удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

l - длина линии, км;

$S_б$ - базисная мощность, МВА;

$U_б$ - базисное напряжение, кВ;

- для двигателей, участвующих в пуске

$$X_д = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_п \cdot U_б^2} \quad (9.9)$$

Расчетная пусковая мощность СД, МВА

$$S_п = \frac{P_{ном} \cdot K_п}{\cos\varphi \cdot \eta} \quad (9.10)$$

где $P_{ном}$ - номинальная мощность ЭД;

$K_п$ - кратность пускового тока;

$\cos\varphi$, η - номинальные параметры ЭД;

По формулам (9.9) и (9.10):

$$S_п = \frac{1500 \cdot 7}{0,8 \cdot 0,9} = 13,73 \text{ МВА. МВА,}$$

$$X_д = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{13,73 \cdot 10,5^2} = 72,83.$$

Кроме СД, участвующих в пуске, к шинам подключена другая нагрузка, эту нагрузку будем учитывать условным понятием «пусковой нагрузки»:

$$S_{П.Н} = \sqrt{P_Н{}^2 + Q_Н{}^2}, \quad (9.11)$$

где $P_н$– активная нагрузка других ЭП;

$Q_н$ – реактивная нагрузка других ЭП.

По формуле (9.11):

$$S_{П.Н} = \sqrt{21024^2 + 11745^2} = 24,07 \text{ МВА.}$$

Суммарная эквивалентная пусковая нагрузка узла будет равна:

$$S_{П.Н} = \sqrt{P_Н{}^2 + (S_П + Q_Н)^2}. \quad (9.12)$$

По формуле (9.12):

$$S_{П.Н} = \sqrt{21024^2 + (13730 + 11745)^2} = 33 \text{ МВА.}$$

Тогда эквивалентное сопротивление узла определяется выражением:

$$X_{п.э.} = \frac{S_б \cdot U_{ном}^2}{S_{п.э.} \cdot U_б^2},$$

$$X_{п.э.} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{33 \cdot 10,5^2} = 30,3.$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД, найдем из выражения:

$$U_д = U_C \frac{X_{п.э.}}{X_C + X_{п.э.}},$$

где U_C - напряжение питающей сети, кВ;

X_C - суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

$$U_д = 10,5 \cdot \frac{30,3}{3,46 + 30,3} = 9,42 \geq 0,8 \cdot 10,5 = 8,4. кВ$$

При пуске синхронных двигателей «провал» напряжения должен быть не более 20% от номинального напряжения сети, как видно данное условие выполняется [19].

9.3 Влияние установок ТВЧ на ПКЭ

Примем, что на данном заводе установки ТВЧ состоят из тиристорных преобразователей с трехфазной схемой выпрямления.

Установки ТВЧ генерируют токи высших гармоник, определим эти токи для группы тиристорных преобразователей:

$$I_\nu = \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_{СТ} \cdot \nu} \cdot \sqrt{\sum_{i=1}^{\nu} S^2_{Пi}}, \quad (9.13)$$

где $S_{пi}$ – полная расчетная мощность преобразователя, кВА;

$U_{ст}$ – напряжение ступени, для которой проводится расчет высших гармоник, В.

Результаты расчета для высших гармоник сведены в таблицу 9.1.

Определим фазные напряжения высших гармоник на сборных шинах напряжением 10 кВ:

$$U_\nu = I_\nu \cdot X_{ЭС}. \quad (9.14)$$

Таблица 9.1 – Токи высших гармоник

Номер гармоники	I_n, кА
5	0,14
7	0,1
11	0,06
13	0,05

Определим сопротивление системы:

$$X_{ЭС} = \frac{U_{СТ}^2}{S_К},$$

$$X_{ЭС} = \frac{10500^2}{357 \cdot 10^6} = 0,309.$$

Фазные напряжения определим по формуле (9.14), результаты сведем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Фазные напряжения

Номер гармоники	U_n, В
5	43,26
7	30,90
11	18,54
13	15,45

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжения:

$$k_U = \frac{\sqrt{43,26^2 + 30,9^2 + 18,54^2 + 15,45^2}}{\frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3}}} \cdot 100 = 0,963\%.$$

Коэффициент несинусоидальности не превышает допустимое значение, равное 5 %, [19].

Выводы по разделу 9

В данном разделе были рассчитаны характерные для дуговых сталеплавильных печей и преобразователей показатели качества электроэнергии и определен провал напряжения для синхронных двигателей.

10 РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия. Распределительное устройство напряжением 10 кВ ГПП имеет четыре секции сборных шин, расчет будем вести для двух секций.

На рисунке 10.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

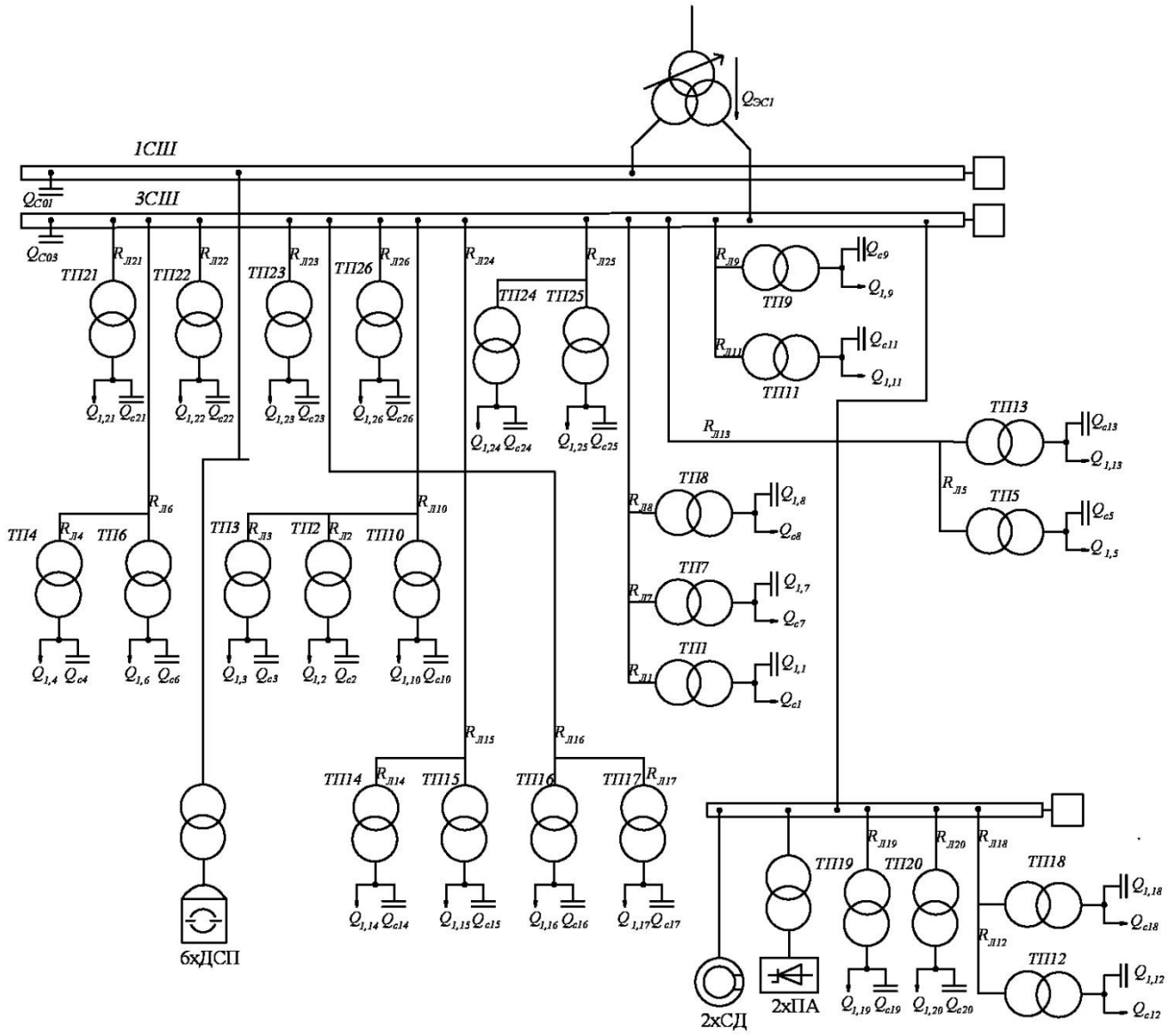


Рисунок 10.1 – Схема замещения для расчета компенсации реактивной мощности

В таблице 10.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	Sтн, кВА	Q1i, квар	ΔQti, квар	Rti, Ом	Rлi, Ом
ТП1	160	82	6,73	12,1	0,060
ТП2	630	351,85	29,58	2,14	0,041
ТП3	630	351,85	29,58	2,14	0,050
ТП4	2500	640,14	73,14	0,42	0,020
ТП5	2500	640,14	73,14	0,42	0,040
ТП6	2500	640,14	73,14	0,42	0,082
ТП7	2500	840,94	74,03	0,42	0,069
ТП8	2500	840,94	74,03	0,42	0,041
ТП9	2500	840,94	74,03	0,42	0,036
ТП10	1000	520,82	40,95	1,22	0,063
ТП11	1000	520,82	40,95	1,22	0,038
ТП12	630	301,22	29,58	2,14	0,039
ТП13	160	189,78	7,37	12,1	0,067
ТП14	1600	1379,08	63,92	0,7	0,065
ТП15	1600	1379,08	63,92	0,7	0,017
ТП16	1000	551,83	40,95	1,22	0,018
ТП17	1000	551,83	40,95	1,22	0,035
ТП18	1000	551,83	40,95	1,22	0,016
ТП19	160	25,35	5,6	12,1	0,000
ТП20	160	25,35	5,6	12,1	0,018
ТП21	1600	727,78	60,89	0,7	0,047
ТП22	1600	727,78	60,89	0,7	0,019
ТП23	1600	727,78	60,89	0,7	0,019
ТП24	1600	531,98	51,71	0,7	0,016
ТП25	1600	531,98	51,71	0,7	0,021
ТП26	1600	531,98	51,71	0,7	0,048

В таблице обозначено:

$S_{НТi}$ – номинальная мощность трансформатора i-й ТП;

Q_{1i} и ΔQ_{Ti} – реактивная нагрузка на трансформаторы i-й ТП и потери реактивной мощности в них;

$R_{ТРi}$ – активное сопротивление трансформаторов i-й ТП;

$R_{Лi}$ – активное сопротивление i-й кабельной линии.

Активные сопротивления трансформаторов на СШ1, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_{ТРi} = \frac{\Delta Р_{кз} \cdot U_{н}^2}{S_{НТi}^2}, \qquad (10.1)$$

Например, для ТП-26, подставляя в (10.1):

$$R_{ТР1} = \frac{3{,}1 \cdot 10^3 \cdot 10^2}{160^2} = 12{,}1\,Ом$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{Лi} = r_{0Лi} \cdot l_i, \qquad (10.2)$$

где $r_{0Лi}$ – удельное сопротивление i-й линии, Ом/км, [5];

l_i – длина i-й линии, км.

Например, для линии до ТП-1:

$$R_{Л1} = 0{,}196 \cdot 0{,}306 = 0{,}056\,Ом.$$

Также в составе электроприемников СШ2 имеется 2 синхронных двигателя с активной мощностью $P_{СД1}$=1000 кВт.

Таблица 10.2 – Номинальные данные синхронных двигателей

Обозначение в схеме	Тип двигателя	Uном, кВ	Рсд.нi, кВт	Qсд.нi, квар	Ni, шт	ni, об/мин	Д1i, кВт	Д2i, кВт
СД 1	СТД	10	1500	-743,7	3	3000	4,56	4,85

Располагаемая реактивная мощность СД:

$$Q_{сд.мi} = \alpha_{мi} \cdot N_i \cdot \sqrt{P^2_{сд.нi} + Q^2_{сд.нi}}, \qquad (10.3)$$

где $\alpha_{мi}$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности, зависящий от загрузки $\beta_{сдi}$ по активной мощности и номинального коэффициента мощности $\cos\varphi_{нi}$.

Примем, что все синхронные двигатели имеют $\beta_{сд}$=0,9, тогда $\alpha_м$=0,47, тогда (10.3):

$$Q_{СД.Мi} = 0{,}47 \cdot 2 \cdot \sqrt{1500^2 + 743{,}7^2} = 1{,}57\ Мвар.$$

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности:

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

где δ – коэффициент, учитывающий затраты, обусловленные передачей по электрическим сетям мощности для покрытия потерь активной мощности;

α и β – основная и дополнительная ставки двухставочного тарифа;

τ – время использования максимальных потерь, ч;

$K_М = \frac{\Delta P_Э}{\Delta P_М} = \frac{Q^2_Э}{Q^2_М}$ – отношение потерь $\Delta P_Э$ активной мощности от протекания реактивной мощности $Q_Э$, потребляемой предприятием в период наибольшей нагрузки энергосистемы, к максимальным потерям $\Delta P_М$ активной мощности от протекания максимальной реактивной мощности $Q_М$, потребляемой предприятием.

Согласно [11] Км=1, τ=3367 ч.

Тогда по (10.3):

$$C_0 = 1{,}05 \cdot (14811 \cdot 1 + 1{,}457 \cdot 3367) = 20702 \text{ руб/кВт·год.}$$

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств – батарей конденсаторов: низковольтные СШ цеховых ТП (Q_{Ci}); СШ РУ напряжением 10 кВ ГПП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы (Qэс).

Затраты на генерацию реактивной мощности:

-для низковольтных БК (0,4 кВ):

$$З_{1Г.КНi} = Е \cdot К_{БКН} \cdot \alpha_{ИЗМ} + C_0 \cdot \Delta p_{БКН}$$

где Е – нормативные отчисления от стоимости;

$К_{БКН}$ – удельная стоимость батарей конденсаторов, руб/Мвар

$\Delta p_{БКН}$ – удельные потери в конденсаторах, кВт/Мвар, [12].

$\alpha_{ИЗМ}$ – 75,96 – индекс изменения сметной стоимости [26]

$$З_{1Г.КНi} = 0{,}223 \cdot 12000 \cdot 75{,}96 + 20702 \cdot 4 = 286077, \text{ руб/Мвар.}$$

-для высоковольтных БК (10 кВ)

$$З_{1Г.КВ} = З_{10} = Е \cdot К_{БКВ} + C_0 \cdot \Delta p_{БКВ} \text{ руб/Мвар.}$$

$$З_{1Г.КВ} = 0{,}223 \cdot 6000 \cdot 75{,}96 + 20702 \cdot 2 = 143038 \text{ руб/Мвар.}$$

-для синхронных двигателей

$$З_{1г.сдi} = C_0 \cdot \frac{Д_{1i}}{Q_{сд.нi}};$$

$$З_{2г.сдi} = C_0 \cdot \frac{Д_{2i}}{N_i \cdot Q^2_{сд.нi}}.$$

$$З_{1г.сд1} = \frac{20702 \cdot 4{,}18 \cdot 1000}{1500} = 57689 \text{ руб/Мвар;}$$

$$З_{2г.сдi} = \frac{20702 \cdot 6{,}21 \cdot 1000^2}{4 \cdot 1500^2} = 14284 \text{ руб/Мвар}^2.$$

Реактивная мощность СД:

$$Q_{сд1} = \frac{З_{10} - З_{1г.сд}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{э.сд}}, \qquad (10.4)$$

где $R_{э.сд} = \frac{R_{л.сд}}{N1} + \frac{З_{2г.сд}}{a \cdot C_0} = \frac{0,017}{4} + \frac{14284}{10 \cdot 20720} = 0,073$ Ом

Тогда по формуле (10.4) получаем:

$$Q_{сд1} = \frac{143038 - 57689}{2 \cdot 10 \cdot 20702 \cdot 0,073} = 0,28 \text{ Мвар}$$

Результаты расчета представлены в таблице 10.3

Таблица 10.3 – Затраты на генерацию реактивной мощности

Обозначение СД на схеме	$Q_{сд.мi}$, Мвар	$З_{1г.сдi}$, руб/Мвар	$З_{2г.сдi}$, руб/Мвар^2	$R_{э.сдi}$, Ом	$Q_{сдi}$, Мвар
СД 1	1,57	57689	14284	0,073	0,28

Определение эквивалентных активных сопротивлений ответвлений с ТП. Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 10.2),

$$R_{Эi}=r_i=R_{Лi}+R_{ТРi}.$$

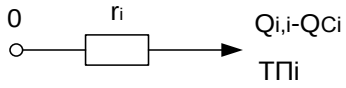


Рисунок 10.2 – Схема замещения радиальной линий

Например ТП-23, эквивалентное сопротивление:

$$R_{Э1}=0,019+0,7=0,719 \text{ Ом}.$$

ТП, питающиеся по магистральным линиям (рисунок 10.3):

Введем обозначения:

$r_{01} = R_{л21}$ $\quad$ $r_{12} = R_{л22}$

$r_1 = R_{тр21}$ $\quad$ $r_2 = R_{тр22}$

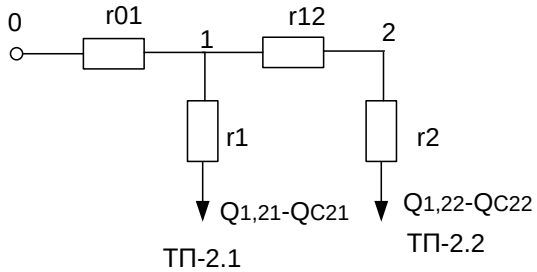


Рисунок 10.3 - Схема замещения магистральной линии

Эквивалентная проводимость точки 1 схемы

$$\frac{1}{R_{T1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}$$

С учетом полученного эквивалентные сопротивления присоединений ТП2 и ТП1

$$R_{Э2} = (1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}) \cdot r_1 \text{ Ом}$$

$$R_{Э1} = (1 + \frac{r_{01}}{R_{T1}}) \cdot (r_{12} + r_2) \text{ Ом.}$$

Аналогично рассчитываем сопротивления для остальных ТП, результаты расчета представлены в таблице 10.4.

Определим реактивную мощность источников, подключенных ко второй секции СШ 10 кВ ГПП.

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК.

$$Q_{Ci} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{З_{10} - З_{1Г.КН}}{2aC_0 R_{Эi}} = Q_{1i} + \Delta Q_{Ti} + \frac{z}{R_{Эi}},$$

где $a = \frac{1000}{10^2} = 10 \text{ кВ}^{-2}$;

$$z = \frac{З_{10} - З_{1Г.КН}}{2aC_0}.$$

$$z = \frac{143038 - 286077}{2 \cdot 10 \cdot 20702} = -0,345 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

Тогда, например, для ТП–23

$$Q_{C1} = 727,78 + 60,89 - \frac{0,345}{0,719} = 0,788 \text{ квар.}$$

Результаты расчета мощностей Q_{Ci} низковольтных БК сводим в таблицу 10.4.

Выбираем комплектные конденсаторные установки.

Мощности низковольтных БК цеховых ТП определяются суммой двух групп БК: основной Qкi и дополнительной Qci:

$$Q_{кнi} = Q_{кi} + Q_{ci}.$$

Мощность Q_{Ki} определяется пропускной способностью трансформаторов цеховых ТП, а мощность Q_{Ci} – расчетами, проведенными в данном разделе.

Выбор ККУ осуществляем по каталогу [22], результаты представлены в таблице 10.4.

Таблица 10.4 – Расчет мощности БК

	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci}, Мвар				

Место установки БК		Расчетное	Принятое	$Q_{кi}$, квар	$Q_{кi}+Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сті}$, квар
ТП1	16,832	0,068	0,068	0	68,206	УКМ-0,4-67	67
ТП2	2,459	0,241	0,241	110	350,916	УКМ-0,4-350	350

Продолжение таблицы 10.4

Место установки БК	$R_{эi}$, Ом	Q_{ci}, Мвар		$Q_{кi}$, квар	$Q_{кi}+Q_{ci}$, квар	Тип принятой стандартной БК	$Q_{сті}$, квар
		Расчетное	Принятое				
ТП3	2,516	0,244	0,244	110	354,147	УКМ-0,4-350	350
ТП4	0,525	0,056	0,056	0	55,507	УКМ-0,4-55	55
ТП5	0,529	0,060	0,060	0	59,983	УКМ-0,4-60	60
ТП6	0,580	0,117	0,117	0	117,297	УКМ-0,4-120	120
ТП7	0,581	0,321	0,321	0	320,744	УКМ-0,4-325	325
ТП8	0,496	0,219	0,219	0	219,043	УКМ-0,4-225	225
ТП9	0,552	0,289	0,289	0	289,392	УКМ-0,4-300	300
ТП10	1,351	0,306	0,306	128	434,026	УКМ-0,4-450	450
ТП11	1,404	0,316	0,316	128	443,633	УКМ-0,4-450	450
ТП12	2,223	0,175	0,175	11	186,402	УКМ-0,4-180	180
ТП13	13,922	0,172	0,172	142	314,336	УКМ-0,4-350	350
ТП14	0,800	1,011	1,011	492	1362,908	УКМ-0,4-1350	1350
ТП15	0,732	0,971	0,971	492	1354,962	УКМ-0,4-1350	1350
ТП16	1,255	0,317	0,317	186	503,412	УКМ-0,4-500	500
ТП17	1,291	0,325	0,325	186	511,121	УКМ-0,4-500	500
ТП18	1,245	0,315	0,315	186	501,194	УКМ-0,4-500	500
ТП19	12,100	0,002	0,002	0	2,399	-	-
ТП20	12,118	0,002	0,002	0	2,441	-	-
ТП21	0,747	0,326	0,326	0	326,256	УКМ-0,4-325	325
ТП22	0,719	0,308	0,308	0	308,486	УКМ-0,4-300	300
ТП23	0,719	0,308	0,308	0	308,144	УКМ-0,4-300	300
ТП24	0,732	0,112	0,112	0	111,922	УКМ-0,4-110	110
ТП25	0,754	0,126	0,126	0	125,658	УКМ-0,4-125	125
ТП26	0,748	0,122	0,122	0	121,751	УКМ-0,4-120	120
РП	0,248	-0,280	0	–	–	–	–
ГПП	–	-	6,551	3155	9986	–	10062
ИТОГО							

Рассмотрим источники, подключаемые к секции СШ РП1.

Определение реактивной мощности источников подключенных к секции 1СШ РП1. Параметры схемы замещения для РП1 определяются, используя соотношение при условии $Q_0>0$. Для определения мощности высоковольтной БК Q_{C01}, подключаемой к СШ РП1.

Составим балансы потребляемой и генерируемой мощностей:

$$Q_{П.РП} = \sum_{i=1}^{5}(Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}),$$

$$Q_{П.РП} = 2 \cdot 30,95 + 592,8 + 330 = 985,5 \text{ квар}.$$

$$Q_{Г.РП} = \sum_{i=1}^{5} Q_{Ci} + \sum_{i=1}^{5} Q_{СДi},$$

$$Q_{Г.РП} = 2 \cdot 31 + 593 + 33 + 280 + 330 = 1266 \text{ квар.}$$

$$Q_{С.0} = Q_{П.РП} - Q_{Г.РП}$$

$$Q_{С.0} = 985,5 - 1266 = -280,5 \text{ квар.}$$

Определение мощности высоковольтных БК, подключенных к СШ1 и СШ3 10 кВ ГПП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ГПП:

$$Q_0 = \sum_{1}^{26}(Q_{1i} + \Delta Q_{Ti}) + \Delta Q_T^{ГПП} + \sum_{1}^{6} Q_{ДСПi} + \sum_{1}^{2} Q_{ПАi} - \sum_{1}^{2} Q_{СДi} - \sum_{1}^{26} Q_{Ci} - Q_{ЭС1}, \quad (10.5)$$

где $\Delta Q_T^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторе ГПП, квар;

$\Sigma Q_{ПДСП}$ – суммарная реактивная мощность ДСП, квар;

$\Sigma Q_{ППА}$ – суммарная реактивная мощность ПА, квар;

ΣQ_{Ci} – суммарная мощность низковольтных БК, квар;

$\Sigma Q_{СДi}$ – суммарная реактивная мощность синхронных двигателей, квар;

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

$Q_{ЭС1}$ определяется как минимальная величина из двух:

$$Q_{ЭС1}` = \alpha_1 P_{РП}, \quad (10.6)$$

$$Q_{ЭС1}`` = Q_{Р.П} - \frac{0,7}{К_{Н.Р}} \cdot Q_{СД.Мi}, \quad (10.7)$$

где α_1=0,5 – расчетный коэффициент;

$P_{Р,П.}$ и $Q_{Р.П.}$ – расчетные активная и реактивная нагрузки всего предприятия;

$К_{Н.Р.}$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности, $К_{Н.Р.}$= 0,85;

$Q_{СД.М.}$ – располагаемая мощность синхронных двигателей.

Тогда, согласно (10.6) и (10.7):

$$Q_{ЭС}` = 0,5 \cdot 61472 = 30736 \text{ квар},$$

$$Q_{ЭС}`` = 19056 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1570 = 29442 \text{ квар}.$$

Таким образом, экономически целесообразная реактивная мощность, потребляемая заводом от энергосистемы в режиме максимальных нагрузок энергосистемы $Q_{ЭС} = Q_{ЭС`} = 17764$ квар, а реактивная мощность, приходящаяся на один трансформатор ГПП:

$$Q_{ЭС1} = \frac{29442}{2} = 14721 \text{ квар.}$$

После подстановки всех значений в выражение (10.5) получим:

$$Q_0 = 16231 + 2035 + 10400 + 1080 + 150 - 280 - 14721 - 10062 = 4921 \text{ квар};$$

$$\mathrm{tg}\varphi_i = \frac{Q_{Pi} - Q_{0i}}{P_{Pi}},$$

$$\mathrm{tg}\varphi_1 = \frac{10400 - 3150}{17800} = 0,407,$$

$$\mathrm{tg}\varphi_3 = \frac{7390 - 1800}{13630} = 0,41.$$

Отсюда делаем вывод, что к установке на 1 с.ш. принимаем УКЛФ56–10,5–3150, а на 3 с.ш. УКЛ56–10,5–1800. Зная выбранное значение мощностей, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности $Q_{Э1}$, поступающей из энергосистемы):

$$\mathrm{tg}\phi_P = \frac{Q_{P1} + \sum_1^{11} Q_{Ki} - (\sum_1^{11} Q_{СТ.Н.i} + Q_0 + Q_{СД\Sigma})}{P_{Р.П.} / 2};$$

$$\mathrm{tg}\phi_P = \frac{16231 + 2035 + 3155 - (10062 + 280)}{61472 / 2} = 0,39.$$

Резерв реактивной мощности должен составлять не менее 10-15% потребляемой предприятием реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum\left(Q_{сд.мi} - Q_{сдi}\right)}{Q_{pi}} \cdot 100\%;$$

$$Q_{рез\%} = \frac{1570 - 280}{19056} \cdot 100\% = 7,1\%.$$

Вывод по разделу 10

По расчетным мощностям конденсаторных батарей были выбраны из справочника стандартные мощности высоковольтных и низковольтных батарей конденсаторов. К установке на 1 с.ш. было принято решение установить фильтро-компенсирующую установку УКЛФ56–10,5–3150, а на 3 с.ш. конденсаторную батарею УКЛ56–10,5–1800. Резерв реактивной мощности обеспечивают установленные на предприятии синхронные двигатели.

11 ЗАЩИТА АСИНХРОННОГО ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЯ 6 КВ

На рисунке 11.1 показана организация защиты электродвигателя. Двигатель питается по кабельной линии КЛ и подключается к электрической сети с помощью выключателя Q. Для получения информации о токах используются фазные трансформаторы тока ТА1, устанавливаемые, как правило, в трёх фазах, и трансформатор тока нулевой последовательности ТА2, надеваемый на кабель в начале линии. Для защиты двигателя используется микропроцессорный блок защиты Sepam типа М41.

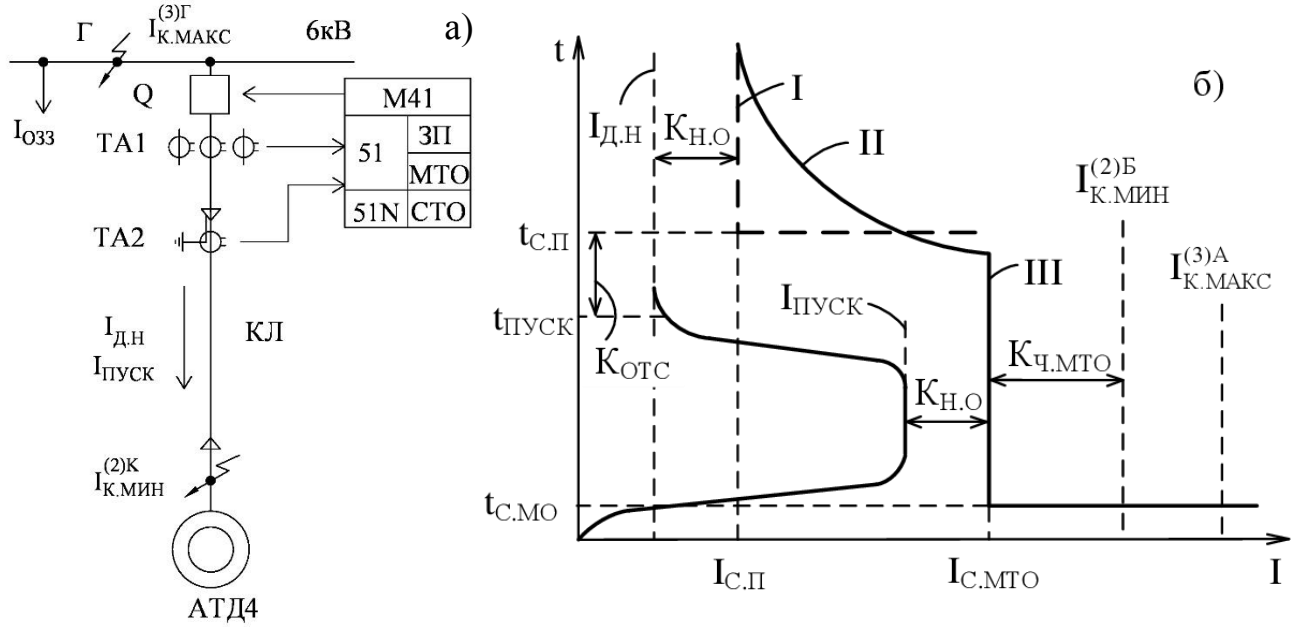


Рисунок 11.1 – Организация защиты электродвигателя

Таблица 11.1 – Параметры асинхронного двигателя напряжением 6 кВ

№ варианта	Тип двигателя	$P_Н$, кВт	$К_{ПУСК}$	$\cos\varphi_Н$	$\eta_Н$	КЛ, м
5	АТД4	2000	4,7	0,88	0,967	60

Электродвигатель М имеет следующие нагрузочные характеристики:

– в нормальном режиме работы максимальный рабочий ток двигателя принимается равным его номинальному току $I_{РАБ.МАКС} = I_{Д.Н}$;

– при пуске электродвигателя возникает пусковой ток, который принимается пиковому току нагрузки $I_{ПИК} = I_{ПУСК}$.

При расчете защиты электродвигателя требуется знать ток трехфазного КЗ $I^{(3)Г}_{к.макс.}$ в питающей сети при максимальном режиме её работы, также ток двухфазного КЗ $I^{(2)К}_{к.мин.}$ на выводах двигателя при минимальном режиме работы сети.

Блок М41 в рассматриваемом случае имеет следующие виды защит: защиту от перегрузок (ЗП); мгновенную токовую отсечку (МТО); защиту от однофазных замыканий на землю (СТО).

Защита от перегрузок может быть выполнена с независимой (I) или зависимой (II) от тока выдержкой времени (рис. 11.1, б), причем защита с зависимой выдержкой времени является предпочтительнее, поскольку ее время-токовая характеристика может быть размещена ближе к нагрузочным характеристикам электродвигателя.

Уставка по току защиты от перегрузок $I_{С.П}$ должна быть отстроена от максимального рабочего тока электродвигателя $I_{РАБ.МАКС}$ примерно на величину коэффициента надежности отстройки $К_{Н.О}$ (рис. 11.1, б). Уставка по времени $t_{С.П}$ защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска электродвигателя $t_{ПУСК}$ на величину коэффициента отстройки $К_{ОТС}$.

Уставка по току мгновенной токовой отсечки $I_{С.МТО}$ должна быть, с одной стороны, отстроена от пикового тока $I_{ПИК}$ на соответствующий коэффициент отстройки $К_{ОТС}$, а с другой стороны, должна быть больше (должна чувствовать) тока двухфазного КЗ $I^{(2)К}_{к.мин.}$ на выводах электродвигателя при минимальном режиме работы сети на величину коэффициента чувствительности $К_{ч}$. И, естественно, уставка по току мгновенной токовой отсечки $I_{С.МТО}$ должна быть больше трехфазного тока КЗ $I^{(3)Г}_{к.макс.}$ в питающей сети при максимальном режиме её работы.

Номинальный ток двигателя:

$$I_{Д.Н.} = \frac{P_Н}{\sqrt{3} \cdot U_Н \cdot \eta_Н \cdot \cos\varphi_Н}$$

$$I_{Д.Н.} = \frac{2000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6000 \cdot 0{,}88 \cdot 0{,}967} = 226{,}15\,А.$$

Пусковой ток двигателя:

$$I_{ПУСК} = К_{ПУСК} \cdot I_{Д.Н.}$$

$$I_{ПУСК} = 4{,}7 \cdot 226{,}15 = 1062{,}96\,А.$$

11.1 Защита от перегрузок

Согласно ПУЭ защита от перегрузок должна предусматриваться для двигателей, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и для двигателей с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более), перегрузки которых возможны при чрезмерном увеличении длительности пуска, вследствие понижения напряжения в сети.

Защита от перегрузок, обусловленных технологическими причинами, действует на сигнал, который передается на пост управления двигателем, если дежурный персонал может разгрузить двигатель, не останавливая его. Допускаемое ПУЭ действие защиты от перегрузок на отключение выполняется на СД, если защита от перегрузок совмещена с защитой от асинхронного режима, а также на АД в тех случаях, когда:

– отключение двигателя не приводит к нарушению технологического процесса;

– разгрузку невозможно осуществить без останова;

– отсутствует постоянный дежурный персонал;

– имеют место тяжелые условия пуска и самозапуска.

Защита электродвигателя от перегрузок отстраивается от номинального тока двигателя:

$$I_{С.П.} = \frac{K_{н.о}}{K_{в}} \cdot I_{Д.Н.}$$

$$I_{С.П.} = \frac{1,2}{0,935} \cdot 226,15 = 290,25\,А.$$

Питание двигателя осуществляется кабелем с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена (например АПвЭВнгд - 6) сечением 3х150мм^2. Рассчитаем минимальный ток двухфазного КЗ $I^{(2)К}_{к.мин.}$ на выводах электродвигателя:

$$I^{(2)К}_{к.мин} = \frac{S_{б}}{2 \cdot U_{ср1} \cdot \left(X_{с.мин} + X_{вл1} + X_{т1.макс} + X_{кл1.макс} + X_{кл}\right)}$$

$$X_{кл3} = 0,056 \cdot 0,06 = 0,00336\,мОм,$$

$$I^{(2)К}_{к.мин} = \frac{1000 \cdot 10^{6}}{2 \cdot 6,3 \cdot 10^{3} \cdot \left(0,286 + 0,283 + 2 + 0,884 + 0,003\right)} = 3693\,А,$$

$$K^{К}_{Ч.ЗП} = \frac{I^{(2)К}_{К.МИН}}{I_{С.П}} = \frac{3693}{290,25} = 12,72 \geq K_{Ч.ДОП} = 3,$$

где $K_{Н.О}$ – коэффициент надежности отстройки, учитывающей ошибки реле и необходимый запас, принимается равным 1,05 при действии защиты на сигнал и 1,1–1,2 при действии на отключение;

$K_{В}$ – коэффициент возврата реле, принимается равным 0,935 – для устройств защиты Sepam.

Время срабатывания защиты от перегрузок отстраивается от времени пуска двигателя

$$t_{С.П} > K_{ОТС} \cdot t_{ПУСК},$$

где $K_{ОТС}$ = 1,5–2 – коэффициент отстройки от времени пуска.

$$t_{С.П} > 1,5 \cdot 20 = 30\ с.$$

Рассчитаем зависимую время-токовую характеристику рассматриваемой селективной защиты. При уставке тока $I_{г.Q}$ = 290,25 А кривая должна пройти через точку Q с координатами – уставка времени $t_{г.Q}$=30 с при токе $I^{Q}{*}=10 \cdot I_{г.Q}$=2902,5 А.

Сначала выбираем рекомендуемый тип кривой SIT – самую пологую характеристику, для которой коэффициенты аппроксимации равны α = 0,02 и К = 0,14 [27, табл. 15.8].

Используя выражение

$$T_{MS}^{Q} = \frac{t\left(I_{*}^{Q}\right)\cdot\left[\left(I_{*}^{Q}\right)^{\alpha}-1\right]}{K}$$

$$T_{MS}^{Q} = \frac{30\cdot\left[10^{0,02}-1\right]}{0,14} = 10,1.$$

Рассчитываем коэффициент для кривой, проходящей через точку Q.

Теперь, используя выражение

$$t_{r}^{Q}\left(I_{*}^{Q}\right) = \frac{K\cdot T_{MS}^{Q}}{\left(I_{*}^{Q}\right)^{\alpha}-1}.$$

Рассчитаем несколько точек кривой $t_{С.П.}^{Q} = f(I_{*}^{Q})$.

Для кратности тока $I_{*}^{Q} = 1,1$ получим

$$t_{r}^{Q}(1,1) = \frac{0,14\cdot 10,099}{(1,1)^{0,02}-1} = 741\text{с}.$$

Дальнейшие расчёты точек защитной характеристики сводим в таблице 11.2.

Таблица 11.2–Точки защитной характеристики

Тип кривой	К	α	$I_S=I_{г.Q1}$, А	t^Q, с	I_*^Q, А	$T_{MS}^{Б}$	$t_{ЗП}^{Q}$, с, при разных I_*^Q, о.е/А						
							1,1 319,3	2 580,5	3 870,75	6 1741,5	10 2902,5	20 5805	-
SIT	0,14	0,02	290,25	30	10	1,7	741	101,3	63,6	38,75	30	22,9	-

11.2 Мгновенна токовая отсечка

Схема защиты должна быть наиболее простой, надёжной и экономичной. Защита выполняется реагирующей на значение тока, протекающего к месту повреждения со стороны питающей сети, и действует без выдержки времени на отключение двигателя от сети, а у синхронных двигателей еще и на гашение поля.

Мгновенная токовая отсечка является основной защитой от КЗ в обмотке статора для двигателей мощностью до 5000 кВт.

Уставка по току мгновенной токовой отсечки отстраивается от пускового тока электродвигателя

$$I_{С.МТО} = К_{ОТС}\cdot К_{ПУСК}\cdot I_{Д.Н}$$

где $К_{ОТС}$ – коэффициент отстройки, для РТ-40 – 1,4–1,5;

$К_{ПУСК}$ – коэффициент пуска.

$$I_{С.МТО}=1,5\cdot4,7\cdot226,5=1596,8\ А$$

В настоящее время всё шире начинают применяться схемы пуска электродвигателей с уменьшенными значениями пусковых токов – коэффициенты $К_{ПУСК}$ могут снижаться до значений 2–3. Эти особенности следует учитывать при определении уставки по току мгновенной токовой отсечки. Отметим, что снижение пусковых токов электродвигателей позволяет повысить чувствительность данного вида защиты, т е. она сможет отключать меньшие токи КЗ.

Чувствительность отсечки проверяется по минимальному двухфазному току КЗ на выводах электродвигателя

$$К_{Ч}^{(2)}=\frac{I_{к.мин.}^{(2)К}}{I_{С.МТО}}.$$

Определим чувствительность МТО:

$$К_{Ч}^{(2)}=\frac{3693}{1596,8}=2,3>К_{Ч.МО.ДОП.}=2.$$

Следовательно, защита линии от многофазных замыканий на обмотке статора имеет достаточную чувствительность.

11.3 Защита двигателя минимального напряжения

Защита минимального напряжения для синхронных двигателей в связи с их способностью поддерживать напряжение на своих выводах после отключения или снижения напряжения питания может быть построена по принципу двухступенчатой защиты минимального напряжения электродвигателей [29].

Уставка по напряжению первой ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{МИН1}$ = 70 % $U_н$

$$U_{С.З}^{1СТ}=\frac{U_{МИН1}}{К_{ОТС}\cdot К_В},$$

$$U_{С.З}^{1СТ}=\frac{0,7\cdot6}{1,1\cdot0,935}=4,08\ кВ.$$

где $К_{ОТС}$ = 1,1 – коэффициент отстройки;

$К_В$ – коэффициент возврата реле, $К_В$=0,935.

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

Уставка по напряжению второй ступени настраивается на снижение напряжение до $U_{МИН2}$ = 50 % $U_Н$

$$U_{С.З}^{2СТ} = \frac{U_{МИН2}}{К_{ОТС} \cdot К_В},$$

$$U_{С.З}^{2СТ} = \frac{0,5 \cdot 6}{1,1 \cdot 0,935} = 2,92 \text{ кВ}.$$

Выдержка времени второй ступени принимается $t^{I}_{С.З}$ = 0,5–1,5 с. Учитывая, выдержка времени этих защит, как правило, равно 0, то принимают $t^{II}_{С.З}$ = 10–15 с.

Защита минимального напряжения выполняется обычно групповой, т.е. действующей на отключение группы электродвигателей. Список электродвигателей, отключаемых первой и второй ступенями защиты, утверждается главным инженером предприятия.

11.4 Защита двигателя и питающей его линии от однофазных замыканий на землю

Электродвигатели мощностью 2 МВт и более при токе однофазного замыкания на землю в электрической сети 5 А и более, а также мощностью до 2 МВт при токе 10 А и более должны иметь защиту от однофазных замыканий на землю в обмотке статора, действующую на отключение. При меньших значениях тока ОЗЗ выполняется общая сигнализация ОЗЗ для электродвигателя и питающего его кабельной линии.

Ток срабатывания ненаправленной токовой защиты от однофазных замыканий на землю, выбирается из условия отстройки от собственного тока $I_С$.

$$I_{С.З} \geq К_{Н.С} \cdot К_{БР} \cdot I_С$$

где $К_{Н.С.}$ = 1,2–1,3 – коэффициент надежности срабатывания;

$К_{БР}$ = 2–2,5 – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях (значения даны для реле РТЗ-51), для микропроцессорных защит коэффициент $К_{БР}$ равен 1;

$I_С$ – собственный ёмкостный ток защищаемого присоединения.

Значение $I_С$ определяется как сумма ёмкостных токов двигателя $I_{С.Д}$ и линии $I_{С.Л}$ от места установки ТТНП до линейных выводов двигателя:

$$I_С = I_{С.Д} + I_{С.Л}$$

Собственный ёмкостный ток двигателя $I_{с.д}$ определяется по формуле:

$$I_{С.Д} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot С_Д \cdot U_{Ф.Н} = \omega \cdot 3 \cdot С_Д \cdot U_{Ф.Н},$$

где $С_Д$ – емкость фазы статора электродвигателя относительно земли, принимается по справочным данным, Ф;

$U_{Ф.Н}$ – номинальное фазное напряжение сети;

$\omega = 2 \cdot \pi \cdot f$ – круговая частота.

Для АД с короткозамкнутым ротором и неявнополюсных СД емкость фазы статора относительно земли, Ф, определяется по выражению

$$C_д = \frac{0,0187 \cdot S_{д.н.} 10^{-6}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{л.н.} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л.н.})}} = \frac{0,0187 \cdot P_{д.н.} 10^{-6}}{1,2 \cdot \cos\varphi \cdot \eta \cdot \sqrt{U_{л.н.} \cdot (1 + 0,08 \cdot U_{л.н.})}};$$

где $S_{Д.Н}$ и $P_{Д.Н}$ – номинальная полная и активная мощности двигателя, МВА и МВт;

$\cos\varphi_{Д.Н}$ – коэффициент реактивной мощности электродвигателя;

η – КПД двигателя;

$U_{Л.Н}$ – номинальное линейное напряжение, кВ.

$$C_д = \frac{0,0187 \cdot 2 \times 10^{-6}}{1,2 \cdot 0,88 \cdot 0,967 \cdot \sqrt{6 \cdot (1+0,08 \cdot 6)}} = 0,0122 \cdot 10^{-6} \text{ Ф}.$$

Ток однофазного замыкания на землю, вызванный ёмкостью двигателя

$$I_{С.Д.} = 314 \cdot 3 \cdot 0,0122 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{6 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,04 \text{ А}.$$

Собственный ёмкостный ток линии, входящей в зону защиты, можно определить по удельному емкостному току кабельной или воздушной линии и ее длине

$$I_{С.Л} = I_{УД.Л} \cdot L_Л,$$

где $I_{УД.Л}$ – удельный емкостный ток, А/км, в [27, табл. 18.1–18,3] приведены удельные емкостные токи для кабельных и воздушных линий;

$L_Л$ – длина линии, питающей электродвигатель.

$$I_{С.Л} = 1,04 \cdot 0,06 = 0,0624 \text{ А}.$$

Сумма ёмкостных токов двигателя $I_{С.Д}$ и линии $I_{С.Л}$ от места установки ТТНП до линейных выводов двигателя

$$I_С = 0,04 + 0,0624 = 0,1024 \text{ А}.$$

Чувствительность защиты при установке ТТНП в распределительном устройстве определяется по формуле

$$К_ч = \frac{I_{С\Sigma} - I_С}{I_{С.З}} \geq К_{ч.МИН},$$

где $I_{С\Sigma}$ – суммарный емкостный ток электрической сети напряжением 6–10 кВ, к которой подключен электродвигатель;

$К_{ч.МИН}$ – минимальный, нормируемый для защиты линии от ОЗЗ коэффициент чувствительности, для кабельных сетей принимается равным 1,25, для воздушных сетей – 1,5 [28].

$$I_{С\Sigma} = I_с + I_{озз}$$

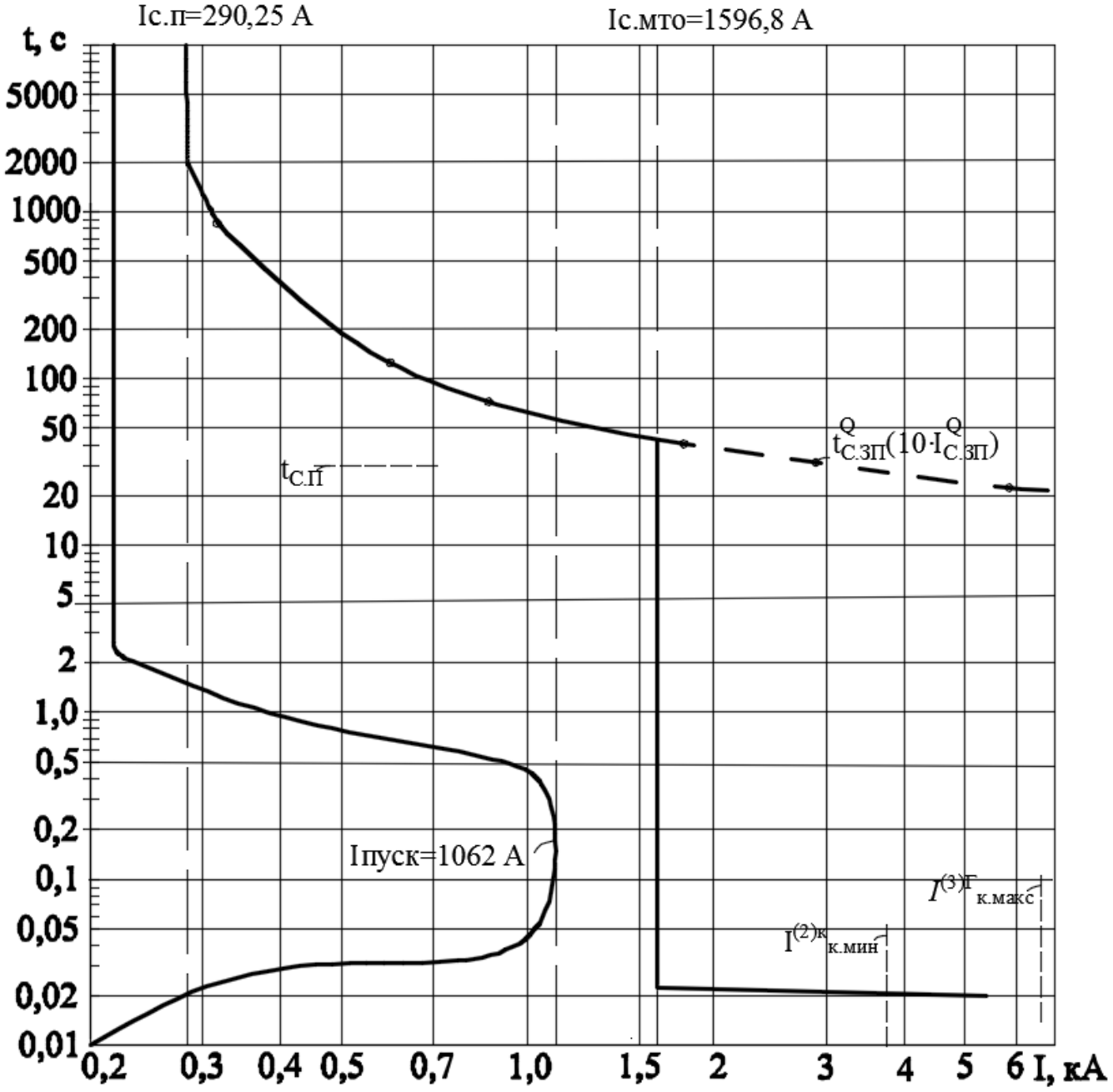
$$I_{С\Sigma} = 0,1024 + 25,18 = 25,28.$$

$$К_{ч.л1} = \frac{I_{C\Sigma} - I_C}{I_{C.З}} \geq К_{ч.доп}$$

$$К_{ч.л1} = \frac{25,2824 - 0,1024}{1,3 \cdot 1 \cdot 0,1024} = 189,15 \geq 1,25$$

Следовательно, защита линии и двигателя от ОЗЗ имеет достаточную чувствительность.

На рисунке 11.2 изображена время-токовая характеристика двухступенчатой токовой защиты линии АТД4.



11.2 – Время-токовая характеристика двухступенчатой токовой защиты линии АТД4.

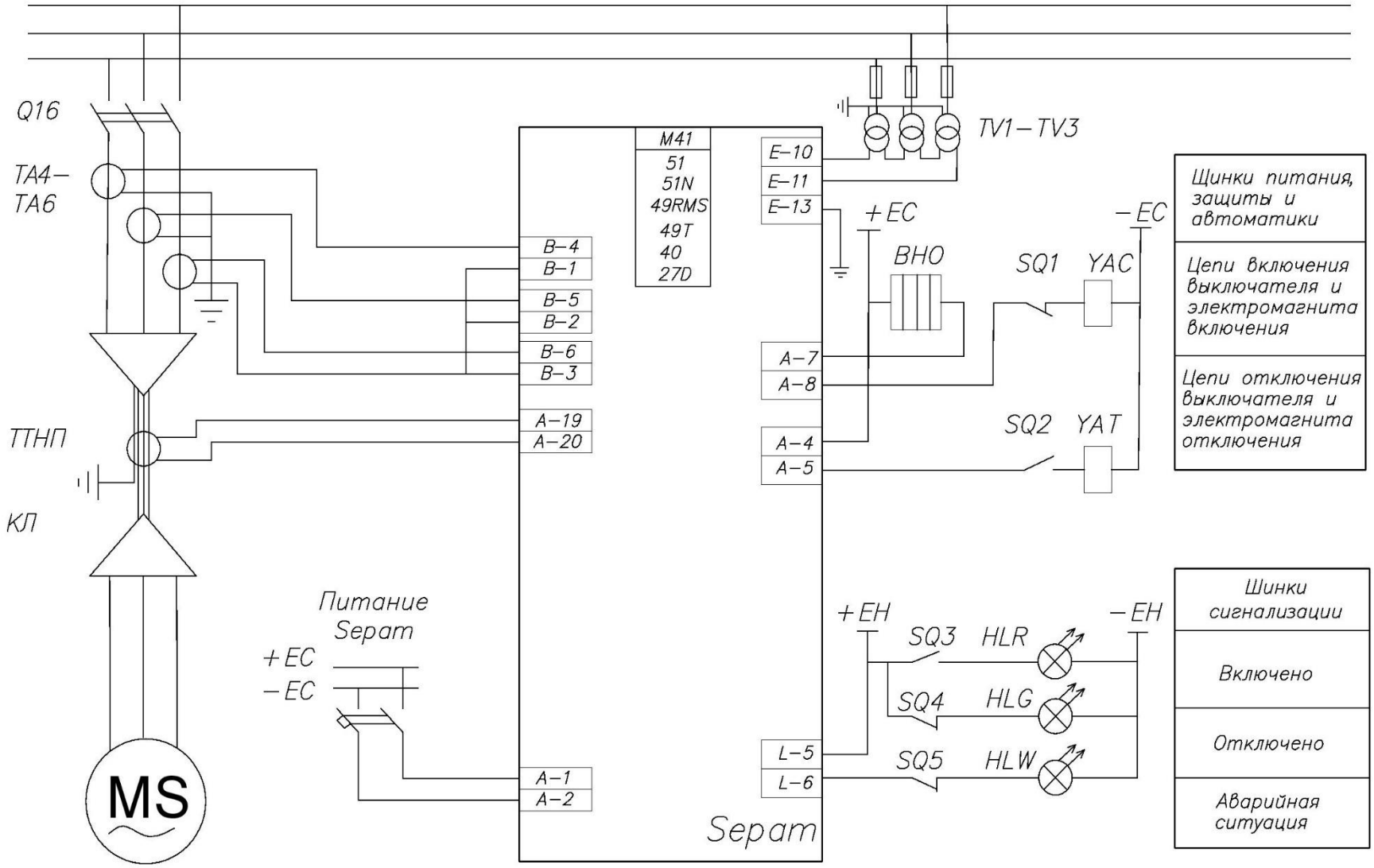


Рисунок 11.3 - Схема защиты электродвигателя с использованием терминала Sepam M41

Таблица 11.3 – Спецификация к схеме защиты электродвигателя

Позиционное обозначение	Наименование	Тип и техническая характеристика	Кол-во	Примечание
HLW	Лампа полупроводниковая	СКЛ-11-Ж-4-220	1	Желтая
	коммутаторная			
HLR	Лампа полупроводниковая	СКЛ-11-К-4-220	1	Красная
	коммутаторная			
HLG	Лампа полупроводниковая	СКЛ-11-Л-4-220	1	Зеленая
	коммутаторная			
BH0	Блок переключателей		1	
SQ1-SQ5	Путевой выключатель		5	
	конечный			
TV1-TV3	Трансформатор напряжения		3	
YAC	Электромагнит	3Б-1М	1	
	включения			
YAT	Электромагнит	3Б-1М	1	
	отключения			

Выводы по разделу 11

В разделе «Релейная защита и автоматика СЭС» был рассмотрен вопрос проектирования устройства релейной защиты и автоматики, предназначенного для обеспечения нормальной работы асинхронного высоковольтного электродвигателя.

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

12.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Белорусский тракторный завод находится в городе Минск, Республика Беларусь. Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электроснабжения имеет напряжение 110 кВ.

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

– температура воздуха, °С:
– среднегодовая плюс 6,7;
– наибольшая плюс 36;
– наименьшая минус 39;
– при гололеде минус 5;
– расчетная наиболее холодной пятидневки минус 35;
– толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
– скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление W_0 = 500 Па (II район);
– скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление Wг =120 Па;
– средняя высота снежного покрова – 20 см;
– глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 100 см, песчаных грунтов – 120 см;
– среднегодовая продолжительность гроз 50 часов;
– сейсмичность района ниже 7 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации несложные.

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

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

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

12.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбирается наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, согласно ПУЭ [12, таблица 4.2.5], представлены в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм,	
		10 кВ	110кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	А ф-з	200	900
Между проводами разных фаз	А ф-ф	220	1000
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования	Б	950	1650
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней	В	960	1650
Отнеогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов	Г	2900	3600
Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями	Д	2200	2900
От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту	Ж	240	1100

12.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

В зависимости от режима работы трансформаторов производится выбор их параметров с учетом как длительных нагрузочных режимов, так и кратковременных и толчковых нагрузок, а также возможных в эксплуатации длительных перегрузок. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы специально устанавливаются так, чтобы без снятия напряжения можно было обеспечивать удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

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

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором.

Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

12.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечивается с проектируемых технологических проездов, шириной 4 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием. Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

12.1.5 Окраска токоведущих частей

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

Шины обозначим, согласно ПУЭ [12] при переменном трехфазном токе:

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

12.1.6 Электрозащитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках (СО 153-34.03.603-2003) выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 12.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 12.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

Наименование средства защиты	Количество
Изолирующая штанга (универсальная)	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Указатель напряжения	
110 кВ	2 шт.
10 кВ	2 шт.
Диэлектрические перчатки	Не менее 2 пар
Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 пара
Переносные заземления	
110 кВ	Не менее 2 шт.
10 кВ	Не менее 2 шт.
Защитные ограждения (щиты)	Не менее 2 шт.
Плакаты и знаки безопасности (переносные)	2 комплекта
Противогаз изолирующий	2 шт.
Защитные очки или щитки	2 шт.

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они

должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключающих их прогиб и соприкосновение со стенами.

12.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно ПУЭ [12].

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

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

12.2 Электробезопасность

Электробезопасность на тракторном заводе обеспечивается:

–конструкцией электроустановок;

–техническими способами и средствами защиты;

–организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Обеспечение электробезопасности техническими способами и средствами предусматривает: защиту от случайного прикосновения к токоведущим частям и защиту от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства: защитные оболочки; защитные ограждения (временные или стационарные); безопасное расположение токоведущих частей; изоляция токоведущих частей (рабочая, дополнительная, усиленная, двойная); изоляция рабочего места; малое напряжение; защитное отключение; предупредительная сигнализация, блокировка, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы: защитное заземление; зануление; выравнивание потенциала; система защитных проводов; защитное отключение; изоляция нетоковедущих частей; электрическое разделение сети; малое напряжение; контроль изоляции; компенсация токов замыкания на землю; средства индивидуальной защиты.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на тракторном заводе:

1) оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;

2) допуск к работе;

3) надзор во время работы;

4) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

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

12.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При

этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

12.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы аппарата или электроустановки, называется рабочим заземлением.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку. Согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 [29] расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10…12 мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6мм.

12.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 12.9). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с ПУЭ (п.1.7.90) продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур. Схема исполнения заземлителя изображена на рисунке 12.1

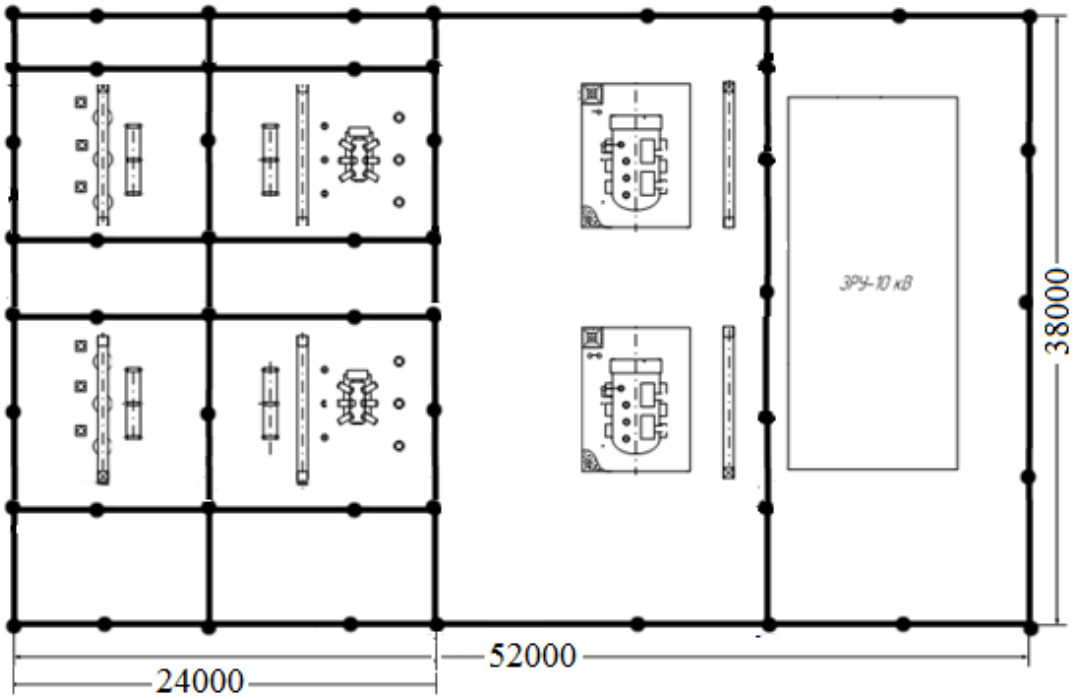


Рисунок 12.1 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Рассчитаем заземляющее устройство ГПП подстанции площадь $S_{ОРУ} = 52 \cdot 38 = 1976$ (м^2). Удельное сопротивление верхнего слоя грунта $\rho_1 = 200$ (Ом/м) (с учетом промерзания), при $h_1 = 2$м; удельное сопротивление нижнего слоя грунта $\rho_2 = 50$ (Ом/м). Расстояние от поверхности земли до заземлителя $t = 0{,}7$м; длина вертикального заземлителя $l_з = 5$м; глубина заложения $t` = 3{,}2$ м. Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 12.1) суммарную длину горизонтальных электродов Lг = 52·2+38·5+ 24·4 = 390 м; количество вертикальных электродов n = 52, длина вертикальных электродов (заземлителей) $L_В$=5м.

Составляем расчетная модель заземляющего устройства на подстанции (рисунок 12.2). $\sqrt{S} = 44{,}45$

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, сопротивление искусственного заземлителя

$$R_и = \frac{R_e \cdot R_з}{R_e + R_з} \qquad (12.1)$$

где R_e – сопротивление естественного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета l = 120 м; каждая линия имеет

один стальной грозозащитный трос сечением s = 50 мм^2; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп}$ = 12 Ом).

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2}\sqrt{r_{оп}\frac{0{,}15l}{s\cdot n_т}} \qquad (12.2)$$

где $n_т$ – количество тросов на опоре.

По (12.2):

$$R_e = \frac{1}{2}\sqrt{12\cdot\frac{0{,}15\cdot 120}{50}} = 1{,}04\ \text{Ом}.$$

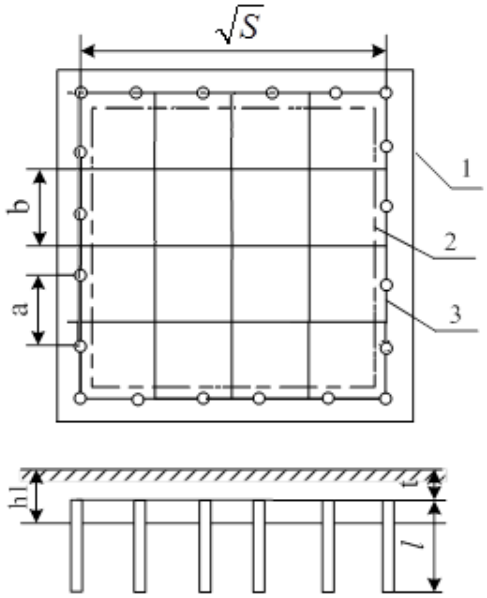


Рисунок 12.2 − Модель заземляющего устройства подстанции

На рисунке: 1 − ограждение подстанции;
2 − площадь, занятая оборудованием;
3 − заземляющий контур;
l − длина вертикальных заземлителей;
t − глубина заложения заземлителей;
h_1 − толщина верхнего слоя грунта;
a − расстояние между вертикальными заземлителями;
b − расстояние между горизонтальными заземлителями

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1976} = 44{,}45\ \text{м}.$$

Число ячеек по одной стороне модели:

$$m=\frac{L_Г}{(2\cdot\sqrt{S})}-1, \quad (12.3)$$

По (12.3):

$$m=\frac{390}{(2\cdot 44,45)}-1 = 3,38\,\text{шт}.$$

Принимаем m=4
Рассчитаем уточненную суммарную длину горизонтальных электродов:

$$L_г = 2\cdot(m+1)\cdot\sqrt{S}, \quad (12.4)$$

По (12.4):

$$L_г = 2\cdot 44,45\cdot(4+1) = 444,5\ \text{м}.$$

А также:
Длину стороны ячейки в модели

$$b=\frac{\sqrt{S}}{m}, \quad (12.5)$$

По (12.5):

$$b=\frac{44,45}{4}=11,11\ \text{м}.$$

Расстояние между электродами в модели

$$a=\frac{4\sqrt{S}}{n}, \quad (12.6)$$

По (12.6):

$$a=\frac{4\cdot 44,45}{52}=3,42\,\text{м}.$$

Суммарную длину вертикальных электродов

$$L_{B\Sigma}=l_B\cdot n; \quad (12.7)$$

По (12.7):

$$L_{B\Sigma}=5\cdot 52=260\ \text{м}.$$

Относительную глубину погружения в землю вертикального заземлителя

$$t_{отн} = \frac{l_В + t_в}{\sqrt{S}}, \quad (12.8)$$

По (12.8):

$$t_{отн} = \frac{5 + 0,7}{44,45} = 0,128\,м.$$

Относительную длину верхней части вертикального заземлителя, т.е части, находящейся в верхнем слое земли:

$$L_{отн} = \frac{h - t_в}{l_В}; \quad (12.9)$$

По (12.9):

$$L_{отн} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26\,м.$$

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли $\rho_э$ по формуле

$$\rho_э = \rho_2 \cdot (\frac{\rho_1}{\rho_2})^k; \quad (12.10)$$

Поскольку $1 \le \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{50} = 4 \le 10$, значение k определяем по уравнению

$$k = 0,43(L_{отн} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a\sqrt{2}}{l_В})); \quad (12.11)$$

По (12.11):

$$k = 0,43(0,26 + 0,272 \cdot \ln(\frac{3,42\sqrt{2}}{5})) = 0,25.$$

Тогда по выражению (12.10)

$$\rho_э = 50 \cdot 4^{0,25} = 70,71\,Ом/м.$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению

$$r_з = \frac{A \cdot \rho_э}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_э}{L_Г + L_{BΣ}}, \quad (12.12)$$

где А – коэффициент при $0,1 \le t_{отн} \le 0,5$, определяемый по выражению:

Коэффициент А определяется по выражению:

$$A = 0,385 - 0,25 t_{отн},$$
$$A = 0,353.$$

По (12.12):

$$r_з = \frac{0,353 \cdot 70,71}{44,45} + \frac{70,71}{444,5 + 260} = 0,66 \text{ Ом}.$$

Найдем сопротивление искусственного заземлителя по выражению (12.1):

$$R_и = \frac{1,04 \cdot 0,66}{1,04 + 0,66} = 0,4 \text{ Ом}$$

Согласно ПУЭ п. 1.7.90 [12], заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 0,5 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей.

12.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение. Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное.

На понижающей подстанции 110/10кВ машиностроительного завода рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям (СП 52.13330.2011).

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

На подстанции тракторного завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в помещениях ЗРУ, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ на возвышениях.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа LED FLOOD LIGHT 80W [30], изображенным на рисунке 12.3, со светодиодной лампой мощностью 80 Вт, питающимися от сети переменного тока напряжением 230 В. Световой поток лампы равен 5600 лм.

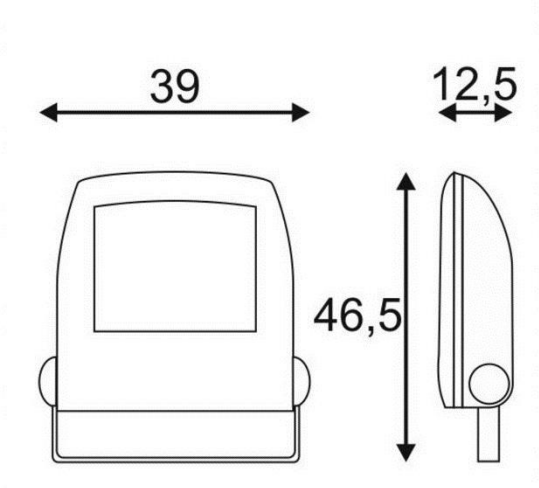


Рисунок 12.3 − Общий вид прожектора серии LED FLOOD LIGHT

Таблица 12.3 − Параметры прожектора LED FLOOD LIGHT

Тип прожектора	Максимальная сила света, кд, не менее	Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее		КПД %, не менее	Габаритные размеры, мм, не более		
		в горизонтальной плоскости	в вертикальной плоскости		H	B	L
Led flood light	12000	–	90	95	465	125	390

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ОРУ тракторного завода, площадь которого составляет 1976 м^2.

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\sum \Phi = E_н \cdot S \cdot k_з \cdot k_п, \quad (12.13)$$

где $E_н$ − норма освещенности, лк;

S − площадь ОРУ, $м^2$;

$k_з$ − коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_з$ = 1,2…1,8);

$k_п$ − коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_п$ =1,15…1,5).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_н$ = 10лк, согласно СП 52.13330.2011 (табл.10), XII разряд зрительной работы.

$$\sum \Phi = 10 \cdot 1406 \cdot 1,8 \cdot 1,15 = 29104 \text{ лм}.$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma \Phi}{\Phi_Л \cdot n}, \quad (12.14)$$

где $\Phi_л$ − световой поток лампы прожектора;

η − КПД прожектора.

$$N = \frac{29104}{5600 \cdot 0,95} = 5,47 .$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{max}}{3000}}, \quad (12.15)$$

где I_{max} − максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{12000}{3000}} = 2 \text{ м}.$$

Исходя из расчета, примем к установке 6 прожекторов типа LED FLOOD LIGHT 80, установленными на высоте 2 м.

12.4 Пожарная безопасность

12.4.1 Категория пожарной опасности

По РД 34.03.350-98 определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения. Согласно этому документу закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к В4 категории помещения по пожарной опасности.

Таблица 12.4 – Категории пожарной опасности

Помещение (наружная установка)	Категория
ЗРУ 10 кВ	$В_4$
ОРУ 110 кВ	$В_н$

ГПП комплектуется щитом ПО на класс пожара «Е» в соответствии с правилами противопожарного режима Российской Федерации, приложение 6. Наименования сведены в таблицу 12.4.2

Таблица 12.5 – Комплектация пожарных щитов немеханизированным инструментом и инвентарем

Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря	Единицы измерения	Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара
		ЩП-Е класс Е
Крюк с деревянной рукояткой	шт.	1
Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик	шт.	1
Покрывало для изоляции очага возгорания	шт.	1
Лопата совковая	шт.	1
Ящик с песком 0,5 м³	шт.	1
Огнетушитель порошковый ОП-10	шт.	1

12.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях (например, во время грозы) или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000…4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенять газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

Развитию пожара в трансформаторах способствует высокая теплопроводная способность трансформаторного масла и большая теплопроводность материалов, используемых для их изготовления.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслонаполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 12.4), т.к. количество

масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТРДН–63000/110/10 объем масла составляет 22 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м^3.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

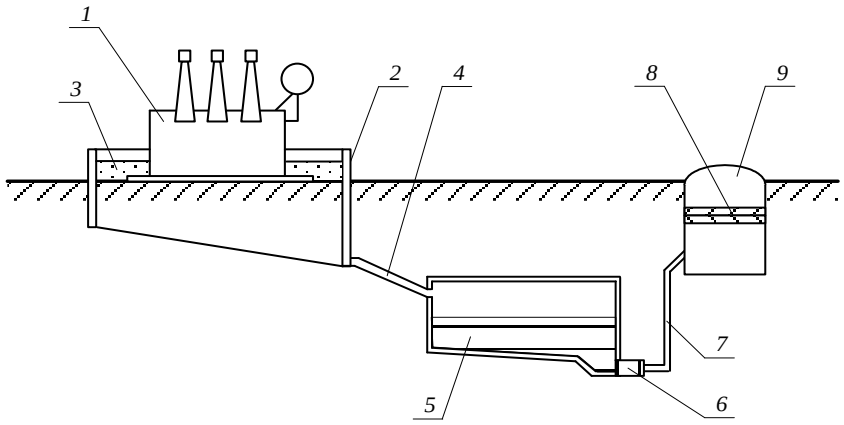


Рисунок 12.4 − Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

На рисунке: 1 − трансформатор;
2 − маслоприемник;
3 − дренажно-гравийная засыпка;
4 − маслоотвод;
5 − маслосборник;
6 − насос;
7 − трубопровод;
8 − фильтр;
9 − колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.

В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТРДН – 63000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

12.4.4 Расчет молниезащиты подстанции

Молния − это электрический разряд в атмосфере между заряженным облаком и землей или между разноименно заряженными частями облака. Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 12.5).

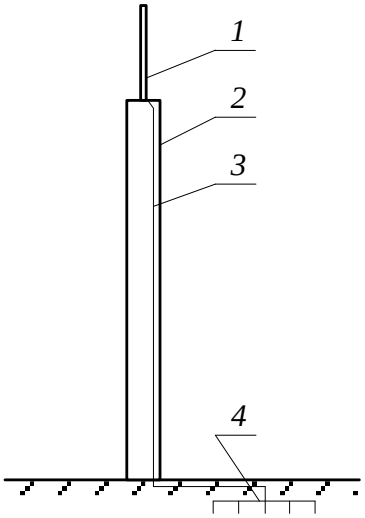


Рисунок 12.5 − Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для Минска, где планируется расположение тракторного завода, характерное количество грозовых часов в году 40…60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.13). Формуладля расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \le 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \qquad (12.16)$$

где h − высота стержневого молниеотвода, м;

h_x − высота точки на границе защищаемой зоны, м;

p − коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \le 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

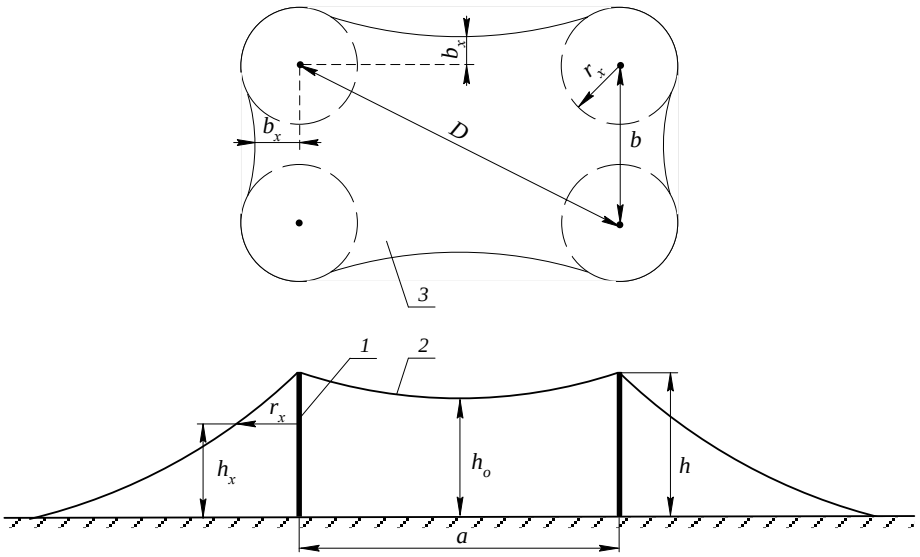


Рисунок − 12.13 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 − стержневой молниеотвод; 2 − зона защиты молниеотвода; 3 − сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2}$$

$$D = \sqrt{44,65^2 + 21^2} = 49,34 \text{ м},$$

где a = 44,65 м, b = 21 м − расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта h_x = 11 м.

Примем, что высота молниеотвода h< 30м (p = 1), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D+8 \cdot h_x}{8}$$

$$h = \frac{49,34+8 \cdot 19,3}{8} = 25,47 \text{ м}.$$

Примем высоту молниеотвода 26 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \le 8 \cdot p \cdot (h-h_x),$$
$$49,34 \le 8 \cdot 1 \cdot (26-19,3),$$
$$49,34 \le 53,6.$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений СО 153-34.21.122-2003.

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

Выводы по разделу 12

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрен охват зоны ОРУ молниеотводами. Соблюдая разные нормативные документа была полностью соблюдена безопасность жизнидеятельности на главной понизительной подстанции. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства и выбран светодиодный прожектор в количестве 6 штук устанавливаемый на ОРУ. Пожаробезопасность теперь находится в полным порядке.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В проекте был произведён анализ обширной литературы по данной тематике. Выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов тракторного завода согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм и просто расчету электрических нагрузок, который позволил разработать наилучшие варианты схем внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения остановился на напряжении 110 кВ, так как 35 кВ совсем не подходит и не выгодно.

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с практически самыми современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций, а еще способный нагревать ваш кофе и вас внутри бака с маслом.

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 медные кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки ПвКП-10 сечением 95, 120, 150, 185, 240 мм^2. Был произведен технико-экономическое сравнение вариантов двух схем электроснабжение: питание цеха от ТП или НРП, вариант НРП оказался гораздо выгоднее и был принят для дальнейшего проектирования.

В проекте уделено внимание одному из самых сложных вопросов - 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 результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов Белорусского тракторного завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению, а также Российским, международным и современным стандартам.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Боев, А.И. кабельно-проводниковая продукция и аксессуары. / А.И. Боев // ООО «Нексанс Рус.» .

– https://www.ruscable.ru/article/Sravnenie_kabelej_s_BPI_i_SPE_izolyaciej/

2 Трифонов, А.Н. Кабельные сети / А.Н. Трифонов. – М.: Высшая школа, 1990. – 127 с.

3 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин.– М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

4 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.

5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

6 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

7 Выключатели вакуумные напряжением 110 кВ ВГБУ-110III-25/630-1600УХЛ1.– http://www.ues.su/product_img/switches/vbet35/vbet35.pdf

8 Разъединители серии РДЗ на напряжение 35 – 500 кВ.– http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf.

9 Ограничители перенапряжения нелинейные.– http://www.uik.ru/net-cat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.

10 Кабель силовой медны с изоляцией из сшитого полиэтилена. Каталог продукции. – http://estralin.com/files/catalogues/Kabel.pdf.

11 Федоров, А.А., Каменева В.В. Основы электроснабжения промышленных предприятий / А.А. Федоров, В.В. Каменева. - М.: Энергоатомиздат, 1986. - 280 с.

12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

13 Каталог электрощитогово оборудования ООО "РИТМ" ЩО70.– http://tzet.org/shcho70.pdf

14 Тарифы на передачу электроэнергии. – http://www.mrsk-ural.ru/447.

15 Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д. Л. Файбисович. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС 2006 -320 с. ил. ISBN 5-93196-542-4.

16 ГОСТ 51317.2.4-2000. Совместимость технических средств электромагнитная. Электромагнитная обстановка. Уровни электромагнитной совместимости для низкочастотных кондуктивных помех в системах электроснабжения промышленных предприятий, 2002.–18 с.

17 Папков, Б. В. Электроэнергетические системы и сети. Токи короткого замыкания: учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Б. В. Папков В. Ю. Вуколов. —3-е изд., перераб. и доп. — М. : Издательство Юрайт, 2017. – 353 с.

18 Ульянов, С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах / Ульянов С.А. – М.: Книга по Требованию, 2012. – 519 с.

19 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 2007 –442 с.

20 Комплектные токопроводы и шинопроводы.–http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/3_compl_tokopr_shinoprov2007.pdf.

21 Выключатель вакуумный типа ВВУ-СЭЩ-П-10.– http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.

22 Измерительные трансформаторы тока.– http://www.cztt.ru/transformator_toka.html.

23 Бессонов, Л.А. Теоретические основы электротехники. Электрические цепи: учебник для бакалавров / Л.А. Бессонов. – М.: Издательство Юрайт, 2014. – 701 с.

24 Кабышев А.В. Компенсация реактивной мощности в электроустановках промышленных предприятий: учебное пособие /Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 234 с.

25 Письмо Министерства строительства и жилищно-коммунального хозяйства Российской Федерации №25760-ЮР/08 от 13.08.2015. Индексы изменения сметной стоимости на 3 квартал 2015 года. – М.: Изд-во стандартов, 2015. – 33 с.

26 Комплектные конденсаторные установки от 0,4 до 10 кВ.– http://slavenergo.ru/kondensatornaja_ustanovka.

27 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки Compact NS 80 – 1600 А: Каталог. − Schneider Electric, 2006. – 292 с.

28 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки на большие токи Masterpact NT и NW: Каталог. − Schneider Electric, 2007. – 188 с.

29 СТО 56947007-29.130.15.114-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств, 2012.–11 с.

30. Каталог светотехники LV LED FLOOD LIGHT 80W.– http://www.prof-svet.ru/product/slv/231173-led-flood-light-80w.html.