

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
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

« ___ » _____ 2018 г.

Электроснабжение основного производства химического завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ ВКР

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

_____ А.М. Ершов
« ___ » _____ 2018 г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

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

Консультант по БЖД
к.т.н., доцент

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

Автор проекта
Студент группы П-473

_____ А.Ю. Косарев
« ___ » _____ 2018 г.

Нормоконтролер
старший преподаватель

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

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

Факультет «Энергетический»
Кафедра «Электрические станции, сети и
системы электроснабжения»
Направление «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«___» _____ 2018 г.

ЗАДАНИЕ
на выпускную квалификационную работу студента

Косарева Алексея Юрьевича

(фамилия, имя, отчество полностью)

Группа П-473

1 Тема работы

Электроснабжение основного производства химического завода

утверждена приказом по университету от 04.04.2018 г. № 580

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30.05.2018 г.

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры

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

1 План генеральный основного производства химического завода	– 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная основного производства химического завода	– 1 лист
3 Чертеж конструктивный главной понизительной подстанции	– 1 лист
4 Плакат демонстрационный по экономике	– 1 лист
5 Плакат демонстрационный по релейной защите	– 1 лист
6 Плакат демонстрационный по безопасности жизнедеятельности	– 1 лист

Всего 6 листов

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

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

7 Дата выдачи задания « ____ » _____ 2018 г.

Руководитель

Н.Ю. Аверина

(подпись)

Задание принял к исполнению

А.Ю. Косарев

(подпись)

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка руководителя о выполнении
Краткие сведения о предприятии	22.02.2018	
Введение	25.02.2018	
Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	01.03.2018	
Расчет электрических нагрузок	13.03.2018	
Выбор цеховых трансформаторных подстанций	20.03.2018	
Выбор величины напряжения и схемы внешнего электроснабжения	24.03.2018	
Технико-экономическое обоснование выбора варианта схемы внутривзаводского электроснабжения	28.03.2018	
Расчет токов короткого замыкания	03.04.2018	
Выбор оборудования	10.04.2018	
Расчет показателей качества электроэнергии	16.04.2018	
Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	23.04.2018	
Расчет защиты сети 380 В трансформатора	28.04.2018	
Безопасность жизнедеятельности	08.05.2018	
Заключение	13.05.2018	
Библиографический список	16.05.2018	
Оформление графической части	23.05.2018	
Оформление пояснительной записки	30.05.2018	

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

Руководитель работы _____ Н.Ю. Аверина
(подпись)

Студент _____ А.Ю. Косарев
(подпись)

АННОТАЦИЯ

Косарев А. Ю. Электроснабжение основного производства химического завода. – Челябинск: ЮУрГУ, Э, 2018 – 128 с., 13 ил., 36 таблиц. Библиографический список – 23 наименования, 6 листов чертежей ф. А3.

В данной выпускной квалификационной работе на был выбран выгодный и наиболее экономный вариант схемы как внешнего, так и внутреннего электроснабжения, с учётом технико-экономических сравнений для напряжений 110 кВ и 35 кВ (выбрано напряжение 110 кВ), а также магистральных и радиальных схем (по результатам сравнения выбрана магистральная) для снабжения цехов завода. В ходе решения проектировочных задач определены расчетные нагрузки отдельно для ремонтно-механического цеха цеха и для предприятия в целом. С учетом токов короткого замыкания и требований надежности произведен выбор оборудования для схем внешнего и внутреннего электроснабжения. Произведен расчет компенсации реактивной мощности. Генплан завода, разрез ОРУ ГПП, полная принципиальная схема, а также плакаты по технико-экономическому сравнению, релейной защите и безопасности жизнедеятельности представлены в графической части.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ									
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>										
Разраб.		Косарев			Электроснабжение основного производства химического завода			Лит.			Лист		Листов	
Провер.		Аверина						В	К	Р	Э		128	
Реценз.														
Н. Контр.		Аверина												
Утверд.		Кирпичникова												
					ЮУрГУ Кафедра ЭССиСэ									

ОГЛАВЛЕНИЕ

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ	6
ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....	8
ВВЕДЕНИЕ	9
1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ	10
Выводы по разделу 1.....	11
2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
2.1 Расчет электрических нагрузок по инструментальному цеху.....	24
2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию	18
2.3 Расчет низковольтной и высоковольтной нагрузки по предприятию	21
2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия.....	21
Выводы по разделу 2.....	27
3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	28
Выводы по разделу 3.....	31
4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПОНИЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ	36
Выводы по разделу 4.....	39
5 ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА 110 кВ И 35 кВ. ОБОСНОВАНИЕ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ СРАВНЕНИЮ	
5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.....	40
5.2 Определение потери электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции	41
5.3 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия	43
5.4 Расчет токов короткого замыкания	44
5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения	48
Выводы по разделу 5.....	56
6 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ	
6.1 Выбор напряжения.....	57
6.2 Выбор схем для обеспечения внутреннего электроснабжения.....	57
6.3 Конструктивное выполнение электрической сети	57
6.4 Расчет питающих линий.....	57
Выводы по разделу 6.....	59
7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	57
Выводы по разделу 7.....	67
8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ	68
8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП	69
8.2 Выбор выключателей КРУ	69

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		4

КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ

Завод расположен на Южном Урале (Челябэнерго). Производство химической продукции – трудо-, энерго- и наукоемкий процесс. Основное производство химического завода состоит из цехов, которые в зависимости от технологического процесса относятся к разным категориям по надёжности электроснабжения.

«К I категории по надёжности относятся: насосная оборотного водоснабжения, насосные станции №1 и №2, специальная вытяжка и очистка, здание вытяжной вентиляции и компрессорный цех. Технологический процесс этих цехов обеспечивает циркуляцию производственных веществ, участвуют в вентиляции и водоотведении всего завода, а так как на химическом производстве даже кратковременная остановка каких-либо их перечисленных функций может привести к экологическим бедствиям.

Ко II категории по надёжности относятся: цех подготовки реагентов, очистные сооружения, переработки оборотов 1 и 2 ступени, химические лаборатории №1 и №2, цех спец. керамики, цех металлургической оснастки, литейный цех, электро-ремонтный цех, кузнечно-прессовый цех, цех по производству магнитов, цех химических реагентов, цех стеклогранулирования.

К III категории по надёжности относятся складское хозяйство, административное здание, ремонтно-механический цех.» [1]

В производстве химической продукции в качестве сырья используются следующие материалы:

- 1) минеральные (неорганические) вещества и их соединения;
- 2) соединения углерода;
- 3) нефть.

Минеральные вещества используются в таком секторе, как неорганическая химия. К ней относятся агрохимическая, силикатная промышленность и т.д.

В качестве сырья могут выступать:

- 1) фосфаты;
- 2) калийные соединения (сода);
- 3) кальцесодержащие вещества (мел, известняк, доломит);
- 4) графит;
- 5) глина;
- 6) различные кислоты и щелочи.

Предприятия неорганической химии обеспечивают человека керамической и стеклянной посудой, минеральными удобрениями, гербицидами и инсектицидами. Кроме того, такие незаменимые стройматериалы, как кирпичи, цемент, стекло, облицовочная плитка также являются продуктом предприятий, использующих минеральные вещества.

Производство химических удобрений и пестицидов осуществляют агрохимические предприятия. Они обеспечивают нормальную деятельность сельского хозяйства.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

«Углеродосодержащие вещества применяются на предприятиях органической химии. Они осуществляют производство химических волокон, которые используют для создания искусственных тканых материалов, эластомеров (каучук, полиуретан), пластмасс и полимеров.

Нефть в качестве сырья использует нефтехимия. Продуктами ее производства являются резина, топливо, бензол, стирол. Нефтехимические предприятия имеют одни из самых больших объемов выпускаемой продукции.

На расположение предприятий химической промышленности влияют следующие факторы:

- 1) расположение месторождений полезных ископаемых;
- 2) наличие необходимого количества рабочей силы;
- 3) близость удобных транспортных развозок;
- 4) цена энергоресурсов;
- 5) наличие потребителей.

Последнее играет ключевую роль. Это приводит к тому, что объекты химической промышленности часто строят около больших городов либо оборудуют целые комплексы, на которых осуществляются все циклы производства. Так, заводы серной кислоты находятся вблизи перерабатывающих фабрик, коксовых и агрохимических заводов. Объекты, на которых производят бытовую химию (моющие и дезинфицирующие средства, средства гигиены) располагаются возле городов с большим населением.

Транспортные развязки (железнодорожные пути, трубопроводы) могут нивелировать проблемы, связанные с большим расстоянием от месторождений ресурсов, а также малым количеством потребителей.» [1]

Опасные химические производства всегда «располагают подальше от населенных пунктов. Из-за большого количества вредоносных выбросов подобные промышленные объекты не строят вблизи рекреационных территорий, где расположены оздоровительные центры и популярные места отдыха.

Производство химического сырья – изготовление веществ, которые могут быть использованы в других отраслях. Это калийная сода, серная кислота, этилен, аммиак, фенол. Кроме того, такое сырье может быть переработано на химических предприятиях, но уже другой специализации.

Производство химических реагентов представляет собой изготовление веществ, при помощи которых можно улучшить качество или чистоту продукции. Так, реагентами являются парафиноудалители, деэмульгаторы, ингибиторы коррозии, которые широко применяются на нефтеперерабатывающих заводах.

Пожалуй, самым главным продуктом химической промышленности можно назвать горючее. Ведь именно топливо, вне зависимости от того, мазут это, бензин, дизель или керосин, обеспечивает нормальную работу транспорта – своего рода кровеносной системы цивилизации.» [1]

В качестве вывода можно сказать, что производство химических веществ – важная отрасль экономики. вторсырья

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Характеристики всех потребителей и системы электроснабжения основного производства химического завода.

1) Установленная мощность электроприемников, находящихся на предприятии (напряжения ниже 1000 В): 16292,26 кВт.

2) По категориям надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к первой, второй и третьей категориям.

3) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 18347,98 кВА.

4) Коэффициенты реактивной мощности:

– заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi_{\Sigma} = 0,31$;

– расчетный $\text{tg}\varphi_{\text{р}} = 0,302$.

5) Напряжение, на котором предприятие подключено к энергосистеме: 110 кВ.

6) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3800 МВА.

7) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 5 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11

8) На главной понизительной подстанции согласно расчетам, будут стоять два трансформатора типа ТДН-16000/110.

9) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

ВВЕДЕНИЕ

Системой электроснабжения (СЭС) называют «совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией» [1]. «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 работы 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, 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, схемы внешнего электроснабжения и ее параметров, а также сечений проводов и жил кабелей, способов компенсации реактивной мощности, автоматизации, диспетчеризации и др.» [2]. Поэтому чтобы обеспечить оптимальные варианты электроснабжения, уменьшить потери и капитальные затраты, используются оптимальные варианты решений.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
						9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ПЕРЕДОВЫХ ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Произведем сравнение отечественного автоматического выключателя типа ВА и зарубежного автоматического выключателя типа Compact NS [3 и 4].

Автоматические выключатели Compact NS применяются в электрических сетях промышленных предприятий, а также на объектах непромышленной сферы.

Выключатели являются токоограничивающими. Это позволяет значительно снизить отрицательное воздействие тока КЗ на элементы сети: уменьшение выделяемой тепловой энергии и электродинамических усилий.

Выключатели Compact NS имеют глубину, равную 60 мм, и высоту передней части, равную 50 мм, благодаря чему обеспечивается простая и быстрая установка аппаратов во все универсальные низковольтные шкафы. Крепление автоматических выключателей может выполняться на монтажной плате

Дополнительно следует отметить возможность реализации принципа каскадного соединения. Этот принцип позволяет значительно снизить стоимость аппаратов, установленных ниже автоматических выключателей Compact NS.

Автоматические выключатели ВА 01-01 используются в электрических цепях частотой 50 ГЦ, с номинальным напряжением 230/400 В и током до 63 А, выключатели выпускаются с защитными характеристиками В, С, D.

Автоматические выключатели серии ВА01-01 - коммутационные аппараты, способные включать, проводить и отключать токи при нормальном состоянии цепи, а также предназначенные для защиты от сверхтоков различного характера (токов перегрузки или токов короткого замыкания) систем в зданиях и аналогичных установках. Они рассчитаны на использование людьми, не проходившими специального обучения.

Автоматические выключатели серии ВА 02-01 имеют аналогичное предназначение выключателям ВА 01-01. Отличительными особенностями данной серии являются увеличенные габариты, в результате изменённой конструкции, что позволило увеличить величину номинального тока до 100 А, а номинальную отключающую способность до 10000 А. Данные изделия выпускаются с защитными характеристиками С и D, имеют в отличие от автоматических выключателей ВА 01-01 указатель положения контактов, и допускают подключение провода, максимальным сечением до 35 мм².

Преимущества аппаратуры (Compact NS):

Изготовление выключателей на автоматической линии, с контролем собранных узлов после каждой операции, что гарантирует высокую надёжность;

Собственное производство всех комплектующих для выключателей, включая изготовление деталей из термостойкой пластмассы, с полным контролем качества элементов;

Производство сертифицировано по международной системе качества в соответствии со стандартами МЭК;

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

На аналогичную продукцию данного изготовителя имеются международные сертификаты качества, подтверждающие соответствие высочайшим европейским стандартам;

Наличие российских сертификатов качества известной сертификационной организации, подтверждающих соответствие технических характеристик автоматических выключателей нормативным требованиям ГОСТа;

Большая номинальная (предельная наибольшая) отключающая способность – от 25 кА до 100 кА ;

Дополнительная контактная пластина большой площади из серебряного композита на неподвижном контакте;

Комбинированные выводы внешних проводников с насечками на зажимах;

Высокая коммутационная и механическая износостойкость (6000 и 20000 циклов В-О соответственно);

Усиленная перегородка между половинками корпуса;

Высокая коммутационная и механическая износостойкость (6000 и 20000 циклов В-0 соответственно);

Усиленная перегородка между половинками корпуса;

Механический указатель положения главных контактов;

Двойная защита корпуса от прогорания в районе замыкания главных контактов - пластина из термостойкой пластмассы плюс металлическая пластина;

Большой срок службы – 15 лет.

Выводы по разделу 1

В данном разделе произведен сравнительный анализ автоматических выключателей Compact NS и ВА. В отличие от выключателей типа ВА, Compact NS имеют меньший срок службы, но имеют меньшие размеры, что в свою очередь, облегчает их установку. Есть ещё одна важная функция, это уменьшение выделяемой тепловой энергии и электродинамических усилий тока КЗ. Также могут работать при температуре ОС от -55 до +85. Они могут монтироваться вертикально, горизонтально или «плашмя». При этом их рабочие характеристики остаются неизменными. Compact NS имеют меньшую износостойкость.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		11

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1 Расчет электрических нагрузок по цеху

По исходным данным, которые даны в задании на выпускную квалификационную работу, рассчитать электрические нагрузки по ремонтно-механическому цеху. Проведем расчет нагрузки 3х фазных электроприемников на примере электроснабжения термического участка от распределительного шинпровода. Суммарная установленная мощность электроприемников i -го типа находится по формуле [5]:

$$P = n_i \cdot P_{ни}, \quad (2.1)$$

где n_i – число электроприемников i -го типа;

$P_{ни}$ – номинальная мощность одного электроприемника i -го типа.

Расчетные активная и реактивная нагрузки участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода, могут быть найдены по формулам [3, 3.2.7, 3.2.8]:

$$P_p = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иаi} \cdot P_{ни}, \quad (2.2)$$

$$Q_p = K_{pp} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иаi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (2.3)$$

где m – число типов электроприемников, подключенных к распределительному шинпроводу данного участка цеха;

K_{pa} – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, определяемый для питающих сетей до 1 кВ в зависимости от n_3 и $K_{и}$;

K_{pp} – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности, определяемый как

$$K_{pp} \approx 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}, \quad (2.4)$$

$K_{иаi}$ – коэффициент использования электроприемников i -го типа. Для тепловой завесы $K_{иаi} = 0,8$;

$\operatorname{tg}\varphi_i$ – средневзвешанный коэффициент реактивной мощности электроприемников i -го типа, найденный по средневзвешанному коэффициенту мощности $\cos\varphi_i$, который находится по [4, табл.4-10].

n_3 – эффективное число электроприемников для участка цеха, питающегося от распределительного шинпровода.

									Лист
									12
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Согласно [5]:

$$n_3 = \frac{(\sum_{i=1}^m P_{ni})^2}{\sum_{i=1}^m [n_i \cdot (P_{ni})^2]} \quad (2.5)$$

Средневзвешанный коэффициент использования найдем по формуле [3, 2.8]:

$$K_{на} = \frac{\sum_{i=1}^m (K_{наi} \cdot P_{ni})}{\sum_{i=1}^m (P_{ni})} \quad (2.6)$$

По рассчитанным n_3 и $K_{на}$ находим K_p .

Расчетные полную мощность и ток найдем по известным формулам:

$$S_p = \sqrt{(P_p)^2 + (Q_p)^2} \quad (2.7)$$

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (2.8)$$

где U_n – номинальное напряжение сети 0,4 кВ.

Результаты расчётов по формулам (2.1) – (2.7) для всех электроприёмников представлены в таблице 2.2.

Так как в ремонтно-механическом цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно. Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми k и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению.

Для однофазных электроприемников, подключенных на линейные напряжения, запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно [5]:

$$P_{ci,m} = K_{наi} \cdot P_{ni,mn} \cdot k_{mn(m)i}; \quad P_{ni,n} = P_{ni,mn} \cdot k_{mn(n)i}, \quad (2.9)$$

$$Q_{ci,m} = K_{наi} \cdot P_{ni,mn} \cdot q_{mn(m)i}; \quad Q_{ci,n} = K_{наi} \cdot P_{ni,mn} \cdot q_{mn(n)i}, \quad (2.10)$$

где $P_{ni,m}$ и $Q_{ni,m}$ – активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения mn , приведенные к фазе m ;

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

$P_{ni,n}$ и $Q_{ni,n}$ – соответственно активная и реактивная номинальные мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейные напряжения m , приведенные к фазе n ,

$P_{ni,mn}$ – номинальная мощность электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение m , которая находится по формуле (2.1);

$k_{mn(m)i}$ – коэффициент приведения активной мощности электроприемников i -го типа, подключенных на линейное напряжение m , к фазе m [7].

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{c.f.max} \quad (2.11)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{c.f.max} \quad (2.12)$$

Тогда коэффициент использования, если наиболее загруженной является фаза А:

$$K_{иа} = \frac{P_{срА}}{\frac{1}{2}(P_{(АВ)} + P_{(СА)}) + P_{А0}} \quad (2.13)$$

В строке «Итого по однофазным ЭП» приведены суммарные значения установленных и средних мощностей соответствующих фаз, потребляемых всеми однофазными электроприемниками.

Условная трехфазная номинальная мощность принимается равной суммарной номинальной мощности всех однофазных электроприемников

Расчет нагрузок по цеху заканчивается расчетом электрических нагрузок на шинах цеховой ТП. В отличие от предыдущих расчетов, расчетная реактивная мощность находится по формуле [3, 3.2.8.2]:

$$Q_p = K_p \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{иi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i \quad (2.14)$$

Расчетную активную мощность можно получить по формуле (2.2). При расчете по формулам (2.2) и (2.17) коэффициент K_p берется [3, табл.2] в зависимости от средневзвешенного $K_{и}$ и n_3 . n_3 также находится по формуле (2.4), однако при этом используются установленные мощности всех электроприемников, установленных в ремонтно-механическом цехе. Величины $K_{иi} \cdot P_{иi}$ и $K_{иi} \cdot P_{иi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i$ были найдены при предыдущих расчетах и являются суммарными для электроприемников соответствующих участков и отделений РМЦ. Величины $P_{иi}$, которые используются при расчете средневзвешенного по цеху коэффициента использования были также найдены в предыдущих расчетах.

Для остальных типов электроприемников суммарная установленная мощность находится по тому же принципу и приведена в таблице 2.2 Однофазные электроприемники и их размещение по фазам представлены в таблице 2.1.

По формуле (2.4) находим эффективное число электроприемников для всего цеха, по формуле (2.5) – средневзвешенный коэффициент использования.

По [5, табл.2] $K_p = 0,7$. Далее по формулам (2.2) и (2.14) находим расчетные активную и реактивную мощности на шинах цеховой ТП. Наконец, по формулам (2.6) и (2.7) получаем расчетные полную мощность и ток. Результаты расчета приведены в таблице 2.2.

2.2 Расчет низковольтных нагрузок по группе цехов заданного предприятия

В исходных данных заданы установленные мощности электроприемников напряжением 0,4 кВ по цехам и эффективное (приведенное) число электроприемников, коэффициент использования $K_{и}$, коэффициент мощности $\cos\varphi$. Расчет начнем производить с определения нагрузок 0,4 кВ по цехам.

Средневзвешенные коэффициенты использования $K_{и}$, коэффициент мощности $\cos\varphi$ по цехам задаются в исходных данных. Расчетная активная мощность силовой нагрузки по цеху находится по формуле (2.2):

$$P_{р.сил} = K_p \cdot K_{и} \cdot P_{н}. \quad (2.18)$$

$$Q_{р.сил} = K_p \cdot K_{и} \cdot P_{н} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (2.19)$$

Расчетная нагрузка электроприемников, предназначенных для освещения, определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной или иной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц}, \quad (2.20)$$

$$Q_{р.о} = K_{с.о} \cdot P_{у.о} \cdot F_{ц} \cdot \operatorname{tg}\varphi_о, \quad (2.21)$$

где $K_{с.о}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки. Определяется по [7, с.36].

$P_{у.о}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м² производственной поверхности пола цеха. [6, табл. 4.16].

Для насосной станции №2 $P_{у.о} = 0,015 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}$;

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м². Определяется графическим путем по исходным данным. Для насосной станции №2 $F_{ц} = 1702,4 \text{ м}^2$;

$\operatorname{tg}\varphi_о$ – коэффициент реактивной мощности с учетом индивидуальной и групповой компенсации реактивной мощности источников света.

									Лист
									15
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Таблица 2.1 – Расчет электрической нагрузки, обусловленной однофазными электроприёмниками отделения пропитки

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	n, шт.	pr ² _{ном1} , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _л , кВт			Коэффициенты приведения P и Q нагрузки к фазе			Установленная мощность ЭП, подключаемых на U _ф , кВт			k _{иа}	tgφ	Средняя мощность за наиболее загруженную смену						
				AB	BC	CA	k _φ	k	q	A	B	C			P _с , кВт			Q _с , квар			
															A	B	C	A	B	C	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
5. Термический участок (ШР-7)																					
Электроприёмники, подключенные на линейное напряжение (U _л = 380 В)																					
1 Печь сопротивления, однофазная, U _{ном} = 380 В	40	2	800	40	-	-	A	0,595	-0,124	23,8	-	-	0,60	0,33	14,3	-	-	-2,9	-	-	
							B	0,405	0,454	-	16,2	-			-	-	4,86	-	-	10,9	-
				-	40	-	B	0,595	-0,124	-	23,8	-			-	-	14,3	-	-	-2,9	-
							C	0,405	0,454	-	-	16,2			-	-	-	-	9,7	-	-
2 Печь индукционная, однофазная, U _{ном} = 380 В	80	2	3200	-	40	-	B	0,595	-0,124	-	23,8	-	0,60	0,33	-	14,3	-	-	-2,9	-	
							C	0,405	0,454	-	-	16,2			-	-	-	9,7	-	-	10,9
				-	-	40	C	0,595	-0,124	-	-	23,8			-	-	14,3	-	-	-2,9	-
							A	0,405	0,454	16,2	-	-			-	-	9,7	-	-	10,9	-
3 Печь шахтная, однофазная, U _{ном} = 380 В	25	1	625	25	-	-	A	0,595	-0,124	14,9	-	-	0,60	0,33	8,9	-	-	-1,9	-	-	
							B	0,405	0,454	-	10,1	-			-	6,1	-	-	25,3	-	
				-	25	-	B	0,595	-0,124	-	14,9	-			-	8,9	-	-	-1,9	-	
							C	0,405	0,454	-	-	10,1			-	-	-	6,1	-	-	6,8
				-	-	25	C	0,595	-0,124	-	-	14,9			-	-	8,9	-	-	-1,9	-
							A	0,405	0,454	10,1	-	-			-	-	6,1	-	-	6,8	-
Итого	195	7	5825											39,0	53,3	48,7	12,9	28,4	23,8		
Электроприёмники, подключенные на фазное напряжение (U _ф = 220 В)																					
4 Электродуховка ванная, однофазная, U _{ном} = 220 В	20	2	200							10,0	0,0	10,0	0,50	0,33	5,0	0,0	5,0	1,7	0,0	1,6	
Итого	20	2	200							10,0	0,0	10,0	0,50	0,33	5,0	0,0	5,0	1,7	0,0	1,7	
Итого по однофазным ЭП	215	7	6075							75,0	88,8	91,2	0,58	0,22	44,0	53,3	53,7	14,6	28,4	25,4	

Таблица 2.2 – Расчет электрических нагрузок по электроремонтному цеху

Исходные данные				Расчетные величины			пэ	Кра	Кpp	Расчетная мощность			Iр, А		
по заданию технологов				справочные		к _{иа} Р _{ном} , кВт				к _{иа} Р _{ном} tgφ, квар	пр ² _{ном1} , кВт ²	Р _р , кВт		Q _р , квар	S _р , кВт·А
Наименование узлов СЭС и электроприёмников	п, шт.	Номинальная мощность, кВт		к _{иа}	cosφ tgφ		пэ	Кра	Кpp				Р _р , кВт		
		Р _{ном1}	Р _{ном}												
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1. Участок 1 механической обработки (ШР-1)															
1 Тепловая завеса	2	60,0	30,0	0,80	0,50 1,73	48,00	83,138	1800,00	2,0	1,00	1,118	48,00	92,94	104,60	158,92
2 Станок долбежный	3	20,1	6,7	0,12	0,40 2,29	2,41	5,527	134,67	3,0	3,47	1,096	8,37	6,06	10,33	15,70
3 Станок поперечно-строгальный	4	56,0	14,0	0,12	0,40 2,29	6,72	15,397	784,00	4,0	2,79	1,083	18,75	16,68	25,10	38,13
4 Станок заточной	56	4,5	0,7	0,12	0,40 2,29	0,54	1,237	3,38	6,0	4,60	1,068	2,48	1,32	2,81	4,27
5 Станок токарный	4	44,0	11,0	0,12	0,40 2,29	6,60	15,120	605,00	4,0	3,47	1,083	18,32	9,91	20,83	31,65
6 Кран-балка	2	17,0	8,5	0,30	0,50 1,73	5,10	9,844	144,50	2,0	2,45	1,118	12,50	11,00	16,65	25,30
Итого по ШР-1	21	201,6	-	0,25	0,46 1,94	68,05	124,289	2936,44	13,8	1,04	1,045	70,77	129,86	147,89	224,70
2. Участок 2 механической обработки (ШР-2)															
7 Станок зубонарезной	3	35,1	11,7	0,12	0,40 0,29	4,21	9,651	410,67	3,0	3,47	1,096	14,62	10,58	18,04	27,41
8 Станок вертикальный фрезерный	4	52,0	13,0	0,12	0,40 2,29	6,24	14,298	676,00	4,0	2,79	1,083	17,41	15,49	23,30	35,40
9 Станок шлифовальный	5	70,0	14,0	0,12	0,40 2,29	8,40	19,247	980,00	5,0	2,40	1,075	20,16	20,68	28,88	43,88
10 Станок токарный	4	64,0	16,0	0,12	0,40 2,29	7,68	17,597	1024,00	4,0	2,79	1,083	21,43	19,06	28,68	43,57
11 Станок горизонтально-расточной	2	58,0	29,0	0,12	0,40 2,29	6,96	15,947	1682,00	2,0	5,27	1,118	36,71	17,83	40,81	62,01
12 Станок радиально-сверлильный	3	20,7	6,9	0,12	0,40 2,29	2,48	5,692	142,83	3,0	3,47	1,096	8,62	6,24	10,64	16,17
13 Пила дисковая	4	35,6	8,9	0,15	0,90 0,48	5,34	2,586	316,84	4,0	2,79	1,083	14,90	2,80	15,16	23,03
14 Пила ножовочная	6	10,2	1,7	0,15	0,90 0,48	1,53	0,741	17,34	6,0	1,96	1,068	3,00	0,79	3,10	4,71
15 Тележка вспомогательная	3	4,2	1,4	0,10	0,80 0,75	0,42	0,315	5,88	3,0	4,05	1,096	1,70	0,35	1,74	2,64

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
16 Тепловая завеса	1	1,4	1,4	0,80	0,50 1,73	1,12	1,940	1,96	1,0	1,00	1,167	1,12	2,26	2,53	3,84
Итого по ШР-2	35	351,2	-	0,13	0,44 2,03	44,30	88,014	5257,52	23,5	1,46	1,034	64,80	91,04	111,75	169,79
3. Участок 3 механической обработки (ШР-3)															
17 Станок универсально-заточной	5	22,5	4,5	0,12	0,40 2,29	2,70	6,186	101,25	5,0	2,40	1,075	6,48	6,65	9,28	14,10
18 Станок карусельный	3	150	50,0	0,12	0,40 2,29	18,00	41,243	7500,00	3,0	3,47	1,096	62,46	45,21	77,11	117,15
19 Станок радиально-сверлильный	4	27,6	6,9	0,12	0,40 2,29	3,31	7,589	190,44	4,0	2,79	1,08	9,24	8,22	12,37	18,79
20 Станок центровальный	3	5,1	1,7	0,12	0,40 2,29	0,61	1,402	8,67	3,0	3,47	1,1	2,12	1,54	2,62	3,98
21 Машина наплавочная	2	23,4	11,7	0,75	0,90 0,48	17,55	8,500	273,78	2,0	1,07	1,12	18,78	9,50	21,05	31,98
22 Пресс гидравлический	3	8,4	2,8	0,17	0,65 1,17	1,43	1,540	23,52	3,0	2,60	1,1	3,71	1,69	4,08	6,20
23 Станок токарно-винторезный	3	15,0	15,0	0,12	0,40 2,29	1,80	4,124	225,00	1,0	6,66	1,17	11,99	4,81	12,92	19,63
24 Ножницы гильотинные	3	21,0	7,0	0,13	0,50 1,73	2,73	4,728	147,00	3,0	3,47	1,1	9,47	5,18	10,80	16,41
Итого по ШР-3	24	273,0	-	0,16	0,49 1,76	48,13	75,313	8469,66	8,0	1,73	1,06	83,27	79,54	115,16	174,96
4. Участок по ремонту оборудования (ШР-4)															
25 Станок токарно-винторезный	3	22,5	7,5	0,12	0,40 2,29	2,70	6,186	168,75	3,0	2,47	1,1	6,67	6,78	9,51	14,45
26 Станок универсально-фрезерный	4	12,0	3,0	0,12	0,40 2,29	1,44	3,299	36,00	4,0	2,79	1,08	4,02	3,57	5,38	8,17
27 Станок точильный	3	3,0	1,0	0,12	0,40 2,29	0,36	0,825	3,00	3,0	2,47	1,1	0,89	0,90	1,27	1,93
28 Станок сверлильный	2	20,0	10,0	0,12	0,40 2,29	2,40	5,499	200,00	2,0	5,28	1,12	12,66	6,15	14,07	21,38
29 Станок долбежный	2	13,6	6,8	0,12	0,40 2,29	1,63	3,739	92,48	2,0	5,28	1,12	8,61	4,18	9,57	14,54
Итого по ШР-4	14	71,1	-	0,12	0,40 2,29	8,53	19,549	500,23	10,0	1,90	1,05	16,21	20,57	26,19	39,80
5. Заготовительное отделение (ШР-5)															
30 Пресс-ножницы	2	19,0	9,5	0,13	0,50 1,73	2,47	4,278	180,50	2,0	5,27	1,118	13,02	4,78	13,87	21,07
31 Вальцы	2	18,0	9,0	0,75	0,80 0,75	13,5	10,125	162,00	2,0	1,07	1,118	14,45	11,32	18,35	27,88
32 Станок вертикально-сверлильный	3	28,8	9,6	0,12	0,80 0,75	3,46	2,592	276,48	3,0	3,47	1,096	11,99	2,84	12,32	18,72
33 Ножницы гильотинные	1	9,0	9,0	0,13	0,50 1,73	1,17	2,026	81,00	1,0	6,66	1,167	7,79	2,36	8,14	12,37

Продолжение таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
34 Преобразователь сварочный	2	28,0	14,0	0,20	0,50 1,73	5,60	9,699	392,00	2,0	3,39	1,118	18,98	10,84	21,86	33,22
35 Трансформатор сварочный	2	30,0	15,0	0,20	0,40 2,29	6,00	13,75	450,00	2,0	3,39	1,118	20,34	15,37	25,49	38,73
36 Кран-балка	2	33,0	16,5	0,30	0,50 1,73	9,90	17,15	544,50	2,0	2,45	1,118	24,26	19,17	30,91	46,97
Итого по ШР-5	14	165,8	-	0,30	0,62 1,26	49,74	59,62	2086,48	13,0	1,06	1,046	52,72	62,35	81,66	124,06
6. Кузнечное отделение (ШР-6)															
37 Печь термическая	2	180,0	90,0	0,80	0,95 0,33	144,00	47,33	16200,00	2,0	1,00	1,118	144,00	52,91	153,4	233,09
38 Молот	1	35,0	35,0	0,70	0,75 0,88	24,50	21,61	1225,00	1,0	1,14	1,167	27,93	25,21	37,62	57,16
39 Станок гибочный	2	3,4	1,7	0,12	0,40 2,29	0,41	0,935	5,78	2,0	5,28	1,118	2,15	1,05	2,39	3,64
40 Станок продольно-строгательный	1	46,0	46,0	0,12	0,40 2,29	5,52	12,65	2116,00	1,0	6,67	1,167	36,82	14,76	39,67	60,27
41 Установка термообработки колес	2	50,0	25,0	0,73	0,90 0,48	36,50	17,68	1250,00	2,0	1,07	1,118	39,06	19,76	43,77	66,50
42 Кран-укосина (ПВ = 25%)	1	1,0	1,0	0,05	0,50 1,73	0,05	0,087	1,00	1,0	10,00	1,167	0,50	0,10	0,51	0,78
Итого по ШР-6	9	315,4	-	0,51	0,84 0,64	210,98	100,285	20797,78	4,7	1,18	1,076	248,95	107,93	271,34	412,26
7. Термический участок (ШР-7)															
43 Однофазные электроприемники	9	215,0	-	0,56	0,95 0,33	159,84	85,070	6075,00	7,6	1,40	1,06	223,78	90,21	241,27	366,58
47 Тельфер (ПВ = 25%)	2	4,0	2,0	0,05	0,50 1,73	0,20	0,346	8,00	2,0	8,00	1,118	1,60	0,39	1,65	2,50
48 Печь термическая	2	60,0	30,0	0,65	0,80 0,75	39,00	29,250	1800,00	2,0	1,24	1,118	48,17	32,70	58,21	88,45
49 Вентилятор	1	7,0	7,0	0,65	0,70 1,02	4,55	4,642	49,00	1,0	1,24	1,167	5,62	5,42	7,80	11,86
Итого по ШР-7	14	286,0	-	0,58	0,89 0,51	203,59	439,110	7932,00	10,3	2,22	1,052	451,97	461,90	646,24	981,86
8. Слесарный участок (ШР-8)															
50 Станок универсально-заточной	3	3,0	1,0	0,12	0,40 2,29	0,36	0,825	3,00	3,0	2,47	1,096	0,89	0,90	1,27	1,93
51 Станок вертикально-фрезерный	3	16,8	5,6	0,12	0,40 2,29	2,02	4,619	94,08	3,0	2,47	1,096	4,98	5,06	7,10	10,79
52 Наждак	2	5,6	2,8	0,40	0,70 1,02	2,24	2,285	15,68	2,0	1,98	1,118	4,44	2,55	5,12	7,78
53 Станок сверлильный	2	2,0	1,0	0,12	0,40 2,29	0,24	0,550	2,00	2,0	5,28	1,118	1,27	0,61	1,41	2,14
54 Станок токарно-винторезный	2	22,0	11,0	0,12	0,40 2,29	2,64	6,049	242,00	2,0	5,28	1,118	13,93	6,76	15,48	23,52

Окончание таблицы 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
55 Станок горизонтально-фрезерный	4	35,2	8,8	0,12	0,40	4,22	9,678	309,76	4,0	2,79	1,083	11,78	10,48	15,77	23,97
					2,29										
56 Наждак	3	8,4	2,8	0,40	0,70	3,36	3,428	23,52	3,0	1,45	1,096	4,87	3,76	6,15	9,35
					1,02										
Итого по ШР-8	19	93	-	0,14	0,44	15,08	27,435	690,04	12,0	1,53	1,047	23,07	28,73	36,84	55,98
					2,04										
Итого в цехе	141	1757	282,7	2,29	0,81	648,49	933,610	48670,15	63,4	1,00	1,021	648,49	953,15	1152,84	1751,55
					1,44										

Расчетная полная мощность для каждого цеха:

$$S_p = \sqrt{(P_{p.сил} + P_{p.o})^2 + (Q_{p.сил} + Q_{p.o})^2}. \quad (2.22)$$

Итоги расчетов полной расчетной мощности и расчетного тока для других цехов, а также расчета нагрузки электроприемников, предназначенных для освещения территории предприятия, сведены в таблицу 2.3.

2.3 Расчет высоковольтной нагрузки и нагрузки в целом по предприятию

В качестве высоковольтной нагрузки на данном предприятии представлены синхронные двигатели, асинхронные двигатели. Расчетные активная и реактивная мощности высоковольтной нагрузки согласно [7, 3.3.6] находятся по формулам:

$$P_{pВВ} = K_{o.m} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{ни}, \quad (2.23)$$

$$Q_{pВВ} = K_{o.m} \cdot \sum_{i=1}^m K_{иi} \cdot P_{ни} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (2.24)$$

где $K_{o.m}$ – «коэффициент одновременности максимумов», [5, табл.3] который зависит от средневзвешанного коэффициента использования $K_{и}$ и числа присоединений к рассчитываемому узлу.

В данной работе электроснабжение высоковольтной нагрузки, которой являются асинхронные и синхронные двигатели, планируется осуществлять от шин РУ 10 кВ по радиальным кабельным линиям. Тогда средневзвешанный коэффициент использования $K_{и}$ для цеха спец. вытяжки и очистки будет равен коэффициенту использования одного двигателя.

Для синхронных двигателей по формуле (2.1)

$$P_n = 4 \cdot 630 = 2520 \text{ кВт};$$

Коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi = -\operatorname{tg}(\operatorname{acos}(0,85)) = -0,65$.

$$P_{pСД} = 1 \cdot 0,65 \cdot 2520 = 1638 \text{ кВт};$$

$$Q_{pСД} = 1 \cdot (-0,62) \cdot 2000 \cdot 0,65 = -1015,14 \text{ квар.}$$

По формулам (2.6) и (2.7):

$$S_{pСД} = \sqrt{(1638)^2 + (-1015,14)^2} = 1927,1 \text{ кВА};$$

$$I_{pАД} = \frac{1927,1 \text{ кВА}}{\sqrt{3} \cdot 10 \text{ кВ}} = 111,26 \text{ А.}$$

Схожие расчеты производятся и для асинхронных двигателей. Результаты расчетов сведены в таблицу 2.4.

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Таблица 2.3 – Расчет мощностей для других цехов предприятия

Наименование подразделения	P _Σ , кВт	nЭ	K _{ИА}	cosφ	tgφ	P _С , кВт	Q _С , квар	K _{РА}	P _Р , кВт	Q _Р , квар	F _Ц , м ²	P _{уд} , кВт/м ²	K _{СО}	cosφ ₀	tgφ ₀	P _{РО} , кВт	Q _{РО} , квар	P _Р +P _{РО} , кВт	Q _Р +Q _{РО} , квар	S _Р , кВ·А
1 Насосная ОВС	1458,00	20	0,83	0,89	0,51	1210,14	619,97	0,90	1089,13	557,98	1702,40	0,011	0,80	0,9	0,48	14,98	7,26	1104,11	565,23	1240,38
2 Подготовки реагентов	583,00	15	0,60	0,80	0,75	349,80	262,35	0,85	297,33	223,00	2866,90	0,015	0,75	0,9	0,48	32,25	15,62	329,58	238,62	406,89
3 Насосная станция №2	614,50	35	0,83	0,85	0,62	510,04	316,09	0,85	433,53	268,68	1702,40	0,015	0,80	0,9	0,48	20,43	9,89	453,96	278,57	532,62
4 Насосная станция №1	482,00	24	0,83	0,89	0,51	400,06	204,96	0,85	340,05	174,21	2866,90	0,015	0,80	0,9	0,48	34,40	16,66	374,45	190,88	420,30
5 Очистные сооружения	2000,00	16	0,65	0,78	0,80	1300,00	1042,98	0,90	1170,00	938,67	3797,40	0,010	0,80	0,9	0,48	30,38	14,71	1200,38	953,38	1532,92
6 Перераб. Оборотов 1-ая ступень	2225,00	53	0,80	0,78	0,80	1780,00	1428,06	0,85	1513,00	1213,85	5106,70	0,020	0,80	0,9	0,48	81,71	39,57	1594,71	1253,42	2028,34
7 Перераб. Оборотов 2-ая ступень	3500,00	75	0,80	0,78	0,80	2800,00	2246,39	0,80	2240,00	1797,11	5106,70	0,020	0,80	0,9	0,48	81,71	39,57	2321,71	1836,68	2960,36
8 Хим. Лаборатория №1	657,00	40	0,60	0,8	0,75	394,20	295,65	0,85	335,07	251,30	6394,50	0,025	0,75	0,9	0,48	119,89	58,07	454,97	309,37	550,19
9 Спец. Вытяжка и очистка	411,80	15	0,85	0,96	0,29	350,03	102,09	0,95	332,53	96,99	4031,80	0,020	0,80	0,9	0,48	64,51	31,24	397,04	128,23	417,23
10 Складское хозяйство	287,00	23	0,30	0,8	0,75	86,10	64,58	1,00	86,10	64,58	4685,60	0,020	0,60	0,9	0,48	56,23	27,23	142,33	91,81	169,37
11 Цех спец. Керамики	2354,00	30	0,65	0,73	0,94	1530,10	1432,52	0,85	1300,59	1217,65	2536,80	0,010	0,90	0,9	0,48	22,83	11,06	1323,42	1228,70	1805,86
12 Цех металлургической оснастки	2021,00	50	0,70	0,79	0,78	1414,70	1097,93	0,85	1202,50	933,24	3528,00	0,010	0,90	0,9	0,48	31,75	15,38	1234,25	948,62	1556,68
13 Литейный цех	3560,00	69	0,50	0,77	0,83	1780,00	1474,96	0,85	1513,00	1253,71	4961,30	0,015	0,90	0,9	0,48	66,98	32,44	1579,98	1286,15	2037,28
14 Цех ЭРЦ	500,00	16	0,30	0,84	0,65	150,00	96,89	1,02	153,00	98,83	1164,90	0,015	0,90	0,9	0,48	15,73	7,62	168,73	106,44	199,50
15 Кузнечно-прессовый цех	2870,00	80	0,35	0,79	0,78	1004,50	779,58	0,85	853,83	662,64	2598,30	0,011	0,90	0,9	0,48	25,72	12,46	879,55	675,10	1108,77
16 Цех по производству магнитов	1230,00	23	0,50	0,70	1,02	615,00	627,43	0,85	522,75	533,31	1702,40	0,015	0,90	0,9	0,48	22,98	11,13	545,73	544,44	770,87
17 Цех химических реагентов	1100,00	22	0,70	0,76	0,86	770,00	658,47	0,85	654,50	559,70	3859,00	0,025	0,75	0,9	0,48	72,36	35,04	726,86	594,75	939,17
18 РМЦ	1757,10	1757	0,36	0,80	0,75	632,56	474,42	0,77	487,07	365,30	4583,00	0,020	0,90	0,9	0,48	82,49	39,95	569,56	405,25	699,02
19 Здание вытяжной вентиляции	588,20	20	0,85	0,81	0,72	499,97	361,97	0,85	424,97	307,68	1309,40	0,015	0,90	0,9	0,48	17,68	8,56	442,65	316,24	544,01
20 Цех стеклогранулирования	1090,00	15	0,80	0,83	0,67	872,00	585,99	0,90	784,80	527,39	895,91	0,020	0,90	0,9	0,48	16,13	7,81	800,93	535,20	963,29
21 Хим. Лаборатория №2	630,00	34	0,65	0,85	0,62	409,50	253,79	0,85	348,08	215,72	4300,00	0,025	0,75	0,9	0,48	80,63	39,05	428,70	254,77	498,69
22 Компрессорный цех	184,60	10	0,75	0,85	0,62	138,45	85,80	1,00	138,45	85,80	1702,40	0,020	0,80	0,9	0,48	27,24	13,19	165,69	99,00	193,01
23 Административное здание	180,00	27	0,40	0,83	0,67	72,00	48,38	1,00	72,00	48,38	1702,40	0,020	0,85	0,9	0,48	28,94	14,02	100,94	62,40	118,67
24 Освещение территории	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	149412,00	0,002	1,00	0,9	0,48	298,82	14,98	298,82	144,73	332,03
Итого по низковольтной нагрузке по предприятию	30283,20	853	0,63	-	-	19209,71	14666,66		16314,70	12419,31	73105,11	-	-	-	-	1346,77	652,27	17639,02	13041,98	21940,49

Изм. /лист
 № докум.
 Подпись
 Дата
 13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ
 23 /лист

Таблица 2.4 – Расчет высоковольтных нагрузок

Исходные данные						Расчетные величины				Расчетная мощность		
по заданию				по справочным данным			$K_{и} \cdot P_{н}$	$K_{и} \cdot P_{н} \cdot \text{tg}\varphi$	$K_{ра}$	$P_p, \text{ кВт}$	$Q_p, \text{ квар}$	$S_p, \text{ кВА}$
Наименование подразделения и высоковольтных электроприемников	п, шт	Номинальная (установленная) мощность, кВт		$K_{и}$	коэффициент реактивной мощности							
		$P_{н}$	$P_{н} \cdot n$			$\cos\varphi$	$\text{tg}\varphi$					
9 Спец. вытяжка и очистка												
9.1 Синхронные двигатели	4	630	2520	0,65	0,85	-0,62	1638	-1015,14	1,00	1638	-1015,14	1927,1
22 Компрессорный цех												
22.1 Синхронные двигатели	4	630	2520	0,65	0,85	-0,62	1638	-1015,14	1,00	1638	-1015,14	1927,1
19 Здание вытяжной вентиляции												
19.1 Асинхронные двигатели	6	250	1500	0,72	0,75	0,75	1125	-843,75	1,00	1125	-843,75	1406,3
Итого по в/в нагрузке	14		18600	0,83	-	-0,50	4401	-2874,03	1,00	15561	-2874,03	5260,5

2.4 Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Картограмма нагрузок представляет собой окружности, которые размещаются на генеральном плане основного производства. Их центры совпадают с центрами электрических нагрузок цехов. Площади пропорциональны расчетным активным нагрузкам. Круг делится на три сектора: которые означают нагрузки электроприемников напряжением до 1000 В, высоковольтных электроприемников и освещения. Так как нет информации, как размещены все электроприемники в цехах, будем считать, что физический центр будет совпадать с центром электрических нагрузок. Что касается ремонтно-механического цеха, то, поскольку план цеха, приведенный в исходных данных для расчета нагрузок по цеху, не совпадает с планом ремонтно-механического, приведенным в первой части исходных данных, то также примем центр электрических нагрузок ремонтно-механического цеха совпадающим с физическим центром ремонтно-механического цеха. Координаторы центров нагрузок всех цехов приведены ниже сведем далее в таблице.

Радиусы окружностей и углы секторов для каждого цеха находятся по формулам:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.25)$$

где P_{pi} , $P_{p.ni}$, $P_{p.vi}$, $P_{p.oi}$ – расчетные активные нагрузки для всего цеха, электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением свыше 1000 В и электрического освещения, которые взяты для соответствующих цехов из расчетных таблиц 2.4 и 2.5;

m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/м².

В нашем случае, отсутствуют высоковольтные нагрузки, поэтому в последующих формулах будем упускать составляющую, $P_{p.vi}$.

Масштаб m находится из условия: радиус круга для цеха с наименьшей расчетной нагрузкой $P_{p.min}$ должен быть равен $r_{min} = m$. Тогда масштаб m находится по формуле:

$$m = \frac{P_{p.min}}{\pi \cdot (r_{min})^2}. \quad (2.26)$$

Расчетная мощность по цеху на примере насосной станции №2 находится по формуле:

$$P_{pi} = P_{p.ni} + P_{p.oi} + P_{p.vi}.$$

Получим:

$$P_{pi} = 433,53 + 20,43 + 0 = 453,96 \text{ кВт.}$$

						Лист
						24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 2.5 – Расчет картограммы электрических нагрузок предприятия

Наименование цеха	Рр, кВт	Рр н/в, кВт	Рр осв, кВт	Рр в/в, кВт	X, м	Y, м	R, м	$\alpha_{нi}$, град	α_{oi} , град	α_{vi} , град
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1) Насосная ОВС	1104,1	1089,1	14,98	-	165,38	195,60	18,24	355,00	5,00	0,0
2)ПВК	329,6	297,3	32,25	-	42,00	337,30	9,97	325,00	35,00	0,0
3)Насосная станция №2	454,0	433,5	20,43	-	66,94	284,40	11,70	344,00	16,00	0,0
4)Насосная станция №1	374,5	340,1	34,40	-	42,00	234,90	10,62	327,00	33,00	0,0
5) Очистные сооружения	1200,4	1170,0	30,38	-	185,10	274,30	19,02	351,00	9,00	0,0
6) Перераб. Оборотов 1-ая ступень	1594,7	1513,0	81,70	-	203,40	287,40	21,92	342,00	18,00	0,0
7) Перераб. Оборотов 2-ая ступень	2321,7	2240,0	81,70	-	271,70	287,40	26,45	347,00	13,00	0,0
8) Хим. Лаборатория №1	455,0	335,1	119,89	-	110,25	105,00	11,71	265,00	95,00	0,0
9) Спец. Вытяжка и очистка	1412,2	332,5	64,54	1015,14	59,06	192,90	20,63	85,00	16,00	259,0
10) Складское хозяйство	142,3	86,1	56,23	-	267,75	13,10	6,03	218,00	142,00	0,0
11) Цех спец. Керамики	1323,4	1300,6	22,83	-	259,90	98,45	19,97	354,00	6,00	0,0
12) Цех металлургической оснастки	1234,2	1202,5	31,75	-	441,00	89,25	19,29	351,00	9,00	0,0
13) Литейный цех	1580,0	1513,0	66,98	-	485,63	59,10	21,82	345,00	15,00	0,0
14) Цех ЭРЦ	168,7	153,0	15,73	-	405,60	345,20	6,57	326,00	34,00	0,0
15) Кузнечно-прессовый цех	879,5	853,8	25,72	-	442,30	345,20	16,28	349,00	11,00	0,0
16) Цех по производству магнитов	545,7	522,8	22,98	-	439,69	269,10	12,83	345,00	15,00	0,0

Продолжение таблицы 2.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
17) Цех химических реагентов	726,9	654,5	72,36	-	603,75	290,10	14,80	324,00	36,00	0,0
18) РМЦ	569,6	487,1	82,49	-	540,89	344,70	14,29	308,00	52,00	0,0
19) Здание вытяжной вентиляции	1286,4	425,0	17,68	843,75	549,9	55,13	19,69	119,00	5,00	236,0
20)Цех стеклогранулирования	800,9	784,8	16,13	-	542,10	13,10	15,54	353,00	7,00	0,0
21) Хим. Лаборатория №2	428,7	348,1	80,63	-	611,63	60,38	11,37	292,00	68,00	0,0
22) Компрессорный цех	1180,8	138,5	27,24	1015,14	549,90	102,38	18,70	42,00	8,00	310,0
23) Административное здание	100,9	72,0	28,94	-	615,56	178,50	5,00	234,00	126,00	0,0
Итого	20214,2	16292,3	1047,94	2874,03	333,69	188,83	-	-	-	-

По результатам расчетов, наименьшую расчетную активную нагрузку потребляет административное здание.

По формуле (2.24):

$$m = \frac{100,9 \text{ кВт}}{\pi \cdot (5 \text{ мм})^2} = 1,29 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}.$$

Тогда для административного здания по формулам (2.22) и (2.23):

$$r_i = \sqrt{\frac{100,9 \text{ кВт}}{\pi \cdot 1,05 \frac{\text{кВт}}{\text{м}^2}}} = 5 \text{ мм},$$

$$\alpha_{\text{ни}} = 360 \cdot \frac{54,0 \text{ кВт}}{82,9 \text{ кВт}} = 234^\circ,$$

$$\alpha_{\text{oi}} = 360 \cdot \frac{28,9 \text{ кВт}}{82,9 \text{ кВт}} = 126.$$

Результаты расчетов картограммы электрических нагрузок для всех цехов предприятия сведены в таблицу 2.5.

Центр электрических нагрузок предприятия:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot X_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} \cdot Y_i)}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}; \quad (2.27)$$

где X_i, Y_i - координаты центра электрических нагрузок i -го цеха.

Используя эти формулы, получим:

$$X_0 = \frac{1104,11 \cdot 165,38 + \dots + 100,94 \cdot 615,56}{1104,11 + \dots + 100,94} = 334,85 \text{ м,}$$

$$Y_0 = \frac{1104,11 \cdot 195,60 + \dots + 100,94 \cdot 178,56}{1104,11 + \dots + 100,94} = 189,75 \text{ м.}$$

Поскольку на предприятии присутствуют цеха с грязной средой, разместим ГПП предприятия недалеко от центра электрических нагрузок с учетом розы ветров и наличия свободного места и наличия автомобильной дороги для подъезда к ГПП.

Выводы по разделу 2

Был произведен подробный расчёт электрической нагрузки электроремонтного цеха, а также укрупнённый расчёт электрических нагрузок остальных цехов. Также были рассчитаны символические центры электрических нагрузок цехов. Координаты центра электрических нагрузок предприятия равны: $X_{\text{ГПП}} = 445 \text{ м}$, $Y_{\text{ГПП}} = 189,75 \text{ м}$.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		27

3 ВЫБОР ЧИСЛА, МОЩНОСТИ И ТИПА ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ ПРЕДПРИЯТИЯ

Выбор трансформаторов является «важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.» [8]

Мощность трансформаторов цеховой ТП зависит от «величины нагрузки электроприемников, их категории по надежности электроснабжения, от размеров площади, на которой они размещены и т.п.» [8]

Выбор трансформаторов цеховой ТП для группы цехов химического завода в данной работе будет рассмотрен на примере электроснабжения цехов 2,3 и 4. Согласно нормативным документам: «выбор типа мощности и других параметров подстанций, а также их расположение должны обуславливаться значением и характером электрических нагрузок, размещением их на генеральном плане предприятия. При этом должны учитываться также архитектурно-строительные и эксплуатационные требования, расположение технологического оборудования, условия окружающей среды, требования взрывопожарной и экологической безопасности.» [9, 2.7].

Удельная плотность нагрузки находится по следующей формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где σ – удельная плотность нагрузки, кВА/м²;

S_p – расчетная нагрузка цеха 0,4 кВ; кВА;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Используя предыдущие данные расчета электрических нагрузок для ТП 2, получим:

$$\sigma = \frac{\sqrt{(1158)^2 + (517,2)^2}}{4569,3} = 0,2 \text{ кВА/м}^2.$$

При «плотности нагрузки 0,2 кВА/м² единичная мощность трансформатора равняется 1250 кВА.» [8].

С учетом II категории по надежности электроснабжения электроприемников установленных в цехе № 3, к установке в цеховую ТП принимаются 2 трансформатора типа ТМГ. «Допустимый коэффициент загрузки в нормальном режиме масляного трансформатора для двухтрансформаторной подстанции.» [10, 6.4.5] $K_{з.д} = 0,7$.

Найдем количество трансформаторов по условию: «Количество трансформаторов в цеховой ТП по условию экономической целесообразности определяется по формуле:

$$N_{т.мин}^э = \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot S_{н.т.}^э} + \Delta N_{т.} \quad (3.2)$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		28

где $N_{Т.мин}^э$ – количество трансформаторов цеховой ТП;
 P_p – расчетная нагрузка ТП от потребителей 0,4 кВ;
 $S_{н.т.}^э$ – экономически целесообразная мощность одного трансформатора.» [7]

Определим расчетную активную нагрузку на шинах цеховой ТП, как сумму расчетных нагрузок трех цехов:

$$P_p = 329,6 + 454 + 374,5 = 1158 \text{ кВт.}$$

Расчетную реактивную нагрузку можно найти аналогично:

$$Q_p = 238,6 + 278,6 + 190,9 = 517,2 \text{ квар.}$$

По (3.1):

$$N_{Т.мин}^э = \frac{1158}{0,7 \cdot 1250} + \Delta N_T = 1,3 + 0,7 = 2.$$

По результатам расчетов можно сделать вывод, что полученное количество трансформаторов в ТП по надежности электроснабжения не соответствует, поэтому наметим к установке 2 трансформатора. Мощность одного трансформатора находим по формуле:

$$S_{н.т.} \geq \frac{P_p}{K_{з.д} \cdot N_{Т.мин}^H}, \quad (3.3)$$

где $N_{Т.мин}^H$ – минимальное число трансформаторов по условию надежности электро-снабжения, $N_{Т.мин}^H = 2$.

Наметим к установке в цеховой трансформаторной подстанции два трансформатора типа ТМГ номинальной мощностью 1000 кВА.

Найдем наибольшую реактивную мощность, которую способны пропустить трансформаторы из сети высокого напряжения в сеть низкого напряжения.:

$$Q_{1p} = \sqrt{(n_i \cdot K_{з.д} \cdot S_{н.т.})^2 - P_p^2}, \quad (3.4)$$

где n_i – число трансформаторов цеховой ТП.

Получим:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1000)^2 - (517,19)^2} = 1786,8 \text{ квар.}$$

Так как величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор ТП может передать в сеть низшего напряжения больше, чем значение реактивной мощности, теоретически пропускаемой трансформатором в цехе, то примем реактивную нагрузку трансформаторов Q_1 равной $Q_1 = Q_p = 517,19$ квар. В таком варианте мощность устройств компенсации реактивной мощности следует определить по формуле:

$$Q_k = Q_p - Q_1. \quad (3.5)$$

									Лист
									29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ

Коэффициент загрузки трансформаторов цеховой ТП для послеаварийного и нормального режима находится:

$$K_{3.н} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_1)^2}}{n_i \cdot S_{н.т}}, \quad (3.6)$$

$$K_{3.п} = \frac{S_{р.т} \cdot n_i}{(n_i - 1) \cdot S_{н.т}}. \quad (3.7)$$

где $S_{р.т}$ – полная расчетная мощность, пропускаемая одним трансформатором в трансформаторной подстанции.

Для ТП-1:

$$S_{р.т} = \frac{\sqrt{(P_p)^2 + (Q_1)^2}}{n_i}. \quad (3.8)$$

Полная расчетная мощность:

$$S_{р.т} = \sqrt{(1170,5)^2 + (595,4)^2} = 939,5 \text{ кВА.}$$

По (3.6):

$$K_{3.н} = \frac{\sqrt{(1158)^2 + (517,19)^2}}{2 \cdot 1250} = \frac{550,19}{2000} = 0,63.$$

По (3.7):

$$K_{3.п} = \frac{\sqrt{(1158)^2 + (517,19)^2}}{(2 - 1) \cdot 1000} = 1,26.$$

Мощности холостого хода и короткого замыкания, ток холостого хода и напряжение короткого замыкания для трансформатора ТМГ-1000, взятые из [10, табл.2] в таблице 3.1

Таблица 3.1 – Параметры трансформатора согласно справочным данным

ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	U_k , %
1,9	10,8	1,7	5,5

Потери как активной, так и реактивной мощностей в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанций можно найти по данным формулам:

$$\Delta P_T = n_i \cdot (\Delta P_{xx} + (K_{3.н})^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (3.9)$$

$$\Delta Q_T = \frac{n_i \cdot S_{н.т}}{100} \cdot (I_{xx} + (K_{3.н})^2 \cdot U_k). \quad (3.10)$$

Получим:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (1,9 + (0,63)^2 \cdot 10,8) = 12,49 \text{ кВт};$$
$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 1000}{100} (1 + (0,63)^2 \cdot 5,5) = 78,23 \text{ квар.}$$

Активная и реактивная мощности, которые потребляются ТП-2 из внутриводской сети, рассчитываются по формулам:

$$P_{p.ТП-1} = P_p + \Delta P_T,$$
$$Q_{p.ТП-1} = Q_1 + \Delta Q_T.$$

Активная и реактивная мощности:

$$P_{p.ТП-12} = 1158 + 12,49 = 1170,5 \text{ кВт};$$
$$Q_{p.ТП-12} = 517,2 + 78,23 = 595,4 \text{ квар};$$

Полная мощность, потребляемая ТП-2 из сети внутриводского электроснабжения, может быть найдена по формуле:

$$S_{p.ТП-2} = \sqrt{(P_{p.ТП-12})^2 + (Q_{p.ТП-12})^2}.$$

Получим:

$$S_{p.ТП-2} = \sqrt{(1170,5)^2 + (595,4)^2} = 1313,22 \text{ кВА.}$$

Выводы по разделу 3

Был проведён расчёт цеховых трансформаторных подстанций, выбор типа трансформаторов, их мощности, а также НРП. Все цеха, питающиеся через НРП, были проверены на экономическую целесообразность данного вида электроснабжения. Во всех случаях $S_p \cdot L \leq 15000$.

На генеральный план были нанесены местоположения цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

Таблица 3.2 – Выбор числа, типа и мощности цеховых трансформаторов

Наименование цехов, подразделений	Категория надежности	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВт·А	F _ц , м ²	σ, кВт·А / м ²	S _{т.э} , кВт·А	N _{т.э} , шт	N _{т.min} , шт	m, шт	N _{т.опт} , шт	S _{т.ном} , кВт·А	Кол-во тр-ров в ТП	Номер ТП	к _{з.т.д}	Тип трансформаторов	Q _{1р} , квар	Q _{1э} , квар	Q _{ку} , квар	к _{з.т.н}	к _{з.т.а}	ΔP _{хх} , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
1 Насосная ОВС	1	1104,1	565,2	1240,4	1702,4	0,7	2500	1	2	0	2	800	2	4	0,70	ТМГ	188,01	188,01	377,22	0,7	1,4	1,40
2 Подготовки реагентов	2	329,6	238,6	406,9	2866,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
3 Насосная станция №2	1	454,0	278,6	532,6	1702,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Насосная станция №1	1	374,5	190,9	417,2	2866,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	1	1158,0	517,2	939,5	4569,3	0,2	1250	2	2	0	2	1000	2	2	0,70	ТМГ	786,80	517,19	0,00	0,63	1,3	1,90
5 Очистные сооружения	2	1200,4	953,4	1532,9	3797,4	0,4	2500	1	2	0	2	800	2	1	0,85	ТМГ	639,29	639,29	314,09	0,85	1,4*	1,90
6 Перераб. Оборотов 1-ая ступень	2	1594,7	1253,4	2028,3	5106,7	0,4	2500	1	2	0	2	1000	2	5	0,85	ТМГ	588,99	588,99	664,40	0,85	1,4*	1,90
7 Перераб. Оборотов 2-ая ступень	2	2321,7	1836,7	2960,4	5106,7	0,6	2500	2	2	0	2	1600	2	6	0,85	ТМГ	1417,07	1417,07	419,62	0,85	1,4*	1,90
8 Хим. Лаборатория №1	2	455,0	309,4	550,2	6394,5	0,1	800	1	2	0	2	400	2	7	0,85	ТМГ	505,38	309,37	0,00	0,69	1,4	0,61
9 Спец. Вытяжка и очистка	1	397,0	128,2	416,3	4031,8	0,1	800	1	2	0	2	400	2	3	0,70	ТМГ	394,92	128,23	0,00	0,52	1,0	0,61
10 Складское хозяйство	3	142,3	91,8	169,4	4685,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
11 Цех спец. Керамики	2	1323,4	1228,7	1805,9	2536,8	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	2	1465,7	1320,5	1975,2	7222,4	0,3	2000	1	2	0	2	1000	2	8	0,85	ТМГ	861,16	861,16	459,35	0,85	1,4*	1,90
12 Цех металлургической оснастки	2	1234,2	948,6	1556,7	4961,3	0,3	2000	1	2	0	2	800	2	9	0,85	ТМГ	571,17	571,17	377,45	0,85	1,4*	1,40
13 Литейный цех	2	1580,0	1286,2	2037,3	3528,0	0,6	2500	1	2	0	2	1000	2	10	0,85	ТМГ	627,43	627,43	658,7	0,85	1,4*	1,90
14 Цех ЭРЦ	2	168,7	106,4	199,5	1164,9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
15 Кузнечно-прессовый цех	2	879,5	675,1	1108,8	2598,3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	2	1048,3	781,5	1308,3	3763,2	0,3	2000	1	2	0	2	630	2	16	0,85	ТМГ	317,76	317,76	447,31	0,85	1,4*	1,90
16 Цех по производству магнитов	2	545,7	544,4	770,9	1702,4	0,5	2500	1	2	0	2	630	2	15	0,70	ТМГ	692,89	544,44	0,00	0,61	1,2	1,90
19 Здание вытяжной вентиляции	1	442,7	316,2	544,0	895,9	0,6	2500	1	2	0	2	400	2	17	0,70	ТМГ	343,02	316,24	0,00	0,68	1,4	0,61
20 Цех стеклогранулирования	2	800,9	535,2	963,3	4300,0	0,2	1250	1	2	0	2	800	2	11	0,85	ТМГ	1099,14	535,20	0,00	0,60	1,2	1,9
17 Цех химических реагентов	2	726,9	594,7	939,2	4583,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
23 Административное здание	3	100,9	50,3	97,0	3859,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	2	827,8	645,1	1036,2	8442,0	0,1	800	1	2	0	2	630	2	13	0,85	ТМГ	679,55	645,05	0,00	0,83	1,4*	1,90
18 РМЦ	3	569,6	405,3	699,0	1309,4	0,5	2500	1	1	0	1	800	1	14	0,90	ТМГ	440,45	405,3	0,00	0,90	-	1,90
21 Хим. Лаборатория №2	2	428,7	254,8	498,7	1702,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
22 Компрессорный цех	1	144,9	86,1	168,6	1702,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	1	573,6	340,9	667,3	3404,8	0,2	1250	1	2	0	2	400	2	12	0,85	ТМГ	365,18	340,89	0,00	0,83	1,4*	0,61

Продолжение таблицы 3.2

Наименование цехов, подразделений	$\Delta P_{кз}$, кВт	I_{xx} , %	$U_{к}$, %	$\Delta P_{т}$, кВт	$\Delta Q_{т}$, квар	$P_{т} + \Delta P_{т}$, кВт	$Q_{1} + \Delta Q_{т}$, квар	S_p , кВ·А
1	24	25	26	27	28	29	30	31
1 Насосная ОВС	9,6	1	5,5	12,21	59,12	1116,32	624,35	1279,05
2 Подготовки реагентов	-	-	-	-	-	-	-	-
3 Насосная станция №2	-	-	-	-	-	-	-	-
4 Насосная станция №1	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	10,8	1,7	5,5	12,49	78,23	1170,5	595,4	1313,22
5 Очистные сооружения	10,8	1,7	5,5	19,41	90,78	1219,79	1044,16	1605,66
6 Перераб. Оборотов 1-ая ступень	10,8	1,7	5,5	19,41	113,48	1614,11	1366,89	2115,13
7 Перераб. Оборотов 2-ая ступень	10,8	1,7	5,5	19,41	181,56	2341,11	2018,24	3090,97
8 Хим. Лаборатория №1	4,6	1,8	4,5	5,57	31,43	460,54	340,79	572,92
9 Спец. Вытяжка и очистка	4,6	1,8	4,5	3,72	24,19	400,76	152,42	428,77
10 Складское хозяйство	-	-	-	-	-	-	-	-
11 Цех спец. Керамики	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	10,80	1,70	5,50	5,50	113,48	1471,24	1433,99	2054,48
12 Цех металлургической оснастки	9,6	1	5,5	16,67	79,58	1250,92	1028,19	1619,25
13 Литейный цех	10,8	1,7	5,5	19,41	113,48	1599,38	1399,63	2125,32
14 Цех ЭРЦ	-	-	-	-	-	-	-	-
15 Кузнечно-прессовый цех	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	10,80	1,70	5,50	19,41	71,49	1067,68	853,03	1366,60

Окончание таблицы 3.2

1	24	25	26	27	28	29	30	31
16 Цех по производству магнитов	10,8	1,7	5,5	11,89	47,36	557,62	591,80	813,12
19 Здание вытяжной вентиляции	4,6	1,8	4,5	5,47	31,05	448,13	347,28	566,94
20 Цех стеклогранулирования	10,8	1,7	5,5	11,63	59,10	812,56	594,29	1006,69
17 Цех химических реагентов	-	-	-	-	-	-	-	-
23 Административное здание	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	10,8	1,7	5,5	18,38	68,21	828,18	713,26	1092,99
18 РМЦ	10,80	1,70	5,50	10,65	49,24	580,21	454,49	737,03
21 Хим. Лаборатория №2	-	-	-	-	-	-	-	-
22 Компрессорный цех	-	-	-	-	-	-	-	-
Итого	4,6	1,8	4,5	7,62	39,45	581,24	380,34	694,62
				219,23				

* При необходимости может быть отключена нагрузка 3 категории

4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГЛАВНОЙ ПониЗИТЕЛЬНОЙ ПОДСТАНЦИИ

Величина напряжения, на котором питается главная понижительная подстанция 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.» [9, 4.6]

Приближенно определить напряжение, на котором следует обеспечить питание ГПП химического завода можно по эмпирической формуле (формула Стилла) [9, ф. 4.29]:

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{l + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}} \quad (4.1)$$

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

$P_{\text{р.п}}$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт [3, 3.3.6]:

$$P_{\text{р.п}} = K_{\text{о.м}} \cdot \left[P_{\text{р.нв}} + \sum P_{\text{р.вв}} + \Delta P_{\text{т}\Sigma} \right] + P_{\text{р.о}},$$

где $K_{\text{о.м}}$ – коэффициент одновременности максимумов. $K_{\text{о.м}} = 0,85$, так как число присоединений и ТП больше 25;

$P_{\text{р.нв}}$ – расчетная активная низковольтная нагрузка силовых ЭП. Из раздела 2 известно, что $P_{\text{р.нв}} = 16292,22$ кВт;

$\sum P_{\text{р.вв}}$ – сумма расчетных активных мощностей высоковольтных электроприемников. $P_{\text{р.вв}} = 2874,03$ кВт;

$P_{\text{р.о}}$ – расчетная активная осветительная нагрузка предприятия, которая включает внутрицеховое и внутреннее освещение. Из раздела 2 известно, что $P_{\text{р.о}} = 1047,94$ кВт;

$\Delta P_{\text{т}\Sigma}$ – суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП. Из раздела 2 известно, что $\Delta P_{\text{т}\Sigma} = 219,23$ кВт.

Расчетная максимальная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП:

$$P_{\text{р.п}} = 0,85 \cdot (16292,26 + 2874,03 + 219,23) + 1047,94 = 17525,63 \text{ кВт.}$$

По формуле (4.1):

$$U_{\text{рац}} = 4,34\sqrt{5 + 0,016 \cdot 17525,63} = 73,32 \text{ кВ.}$$

Исходя из задания на выпускную квалификационную работу, имеется возможность электроснабжения завода как на напряжении 110 кВ, так и на 35 кВ. Так как результат приближенного расчета находится между двумя возможными напряжениями, для выбора рационального напряжения следует провести технико-экономическое сравнение возможных вариантов.

									Лист
									36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Полная расчетная нагрузка завода необходима для выбора мощности силовых трансформаторов ГПП, находится приближенно по формуле:

$$S_{p.п.} = \sqrt{(P_{p.п.})^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{трГПП})^2}, \quad (4.2)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы [4, ф.4.32];
 $\Delta Q_{трГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.
 Реактивные мощности, входящие в (5.3) рассчитываются по формулам:

$$Q_{эс} = P_{p.п.} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{эс}, \quad (4.3)$$

$$\Delta Q_{т.р.ГПП} \approx 0,07 \cdot \sqrt{(P_{p.п.})^2 + (Q_{эс})^2}, \quad (4.4)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{эс}$ – коэффициент реактивной мощности энергосистемы, для напряжения 110 кВ равен 0,31.

По формулам (5.3) – (5.5):

$$Q_{эс} = 17506,31 \cdot 0,31 = 5426,96 \text{ кВАр},$$

$$\Delta Q_{т.р.ГПП} = 0,07 \sqrt{(17525,63)^2 + (5432,95)^2} = 1284,39 \text{ кВАр},$$

$$S_{p.п.} = \sqrt{(17525,63)^2 + (5437,95)^2} = 18348,43 \text{ кВА}.$$

Мощность каждого трансформатора для ГПП, имеющих 2 трансформатора по формуле [6]:

$$S_{т.ном} \geq \frac{S_{p.п.}}{n \cdot K_{з.д}}, \quad (4.5)$$

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

$K_{з.д} = 0,7$ коэффициент загрузки трансформаторов ГПП в нормальном режиме работы;

По формуле (4.5):

$$S_{т.ном} \geq \frac{18348,43}{2 \cdot 0,7} = 13106,02 \text{ кВА}.$$

Принимаем решение об установке на ГПП двух трансформаторов мощностью $S_{н.т.} = 16000$ кВА.

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ					

Тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяем по формуле:

$$K_{3.н} = \frac{S_{p.п}}{n \cdot S_{т.ном}}, \quad (4.6)$$

$$K_{3.н} = \frac{13106,02}{2 \cdot 16000} = 0,57$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме определяем по формуле:

$$K_{3.п} = \frac{S_{p.п}}{(n-1) \cdot S_{т.ном}}, \quad (4.7)$$

$$K_{3.п} = \frac{13091,57}{(2-1) \cdot 16000} = 1,15.$$

Выбранные согласно [7] типы трансформаторов на напряжения 110 кВ представлены в таблице 4.1.

Трансформатор ТДН-16000 – силовой масляный трехфазный двухобмоточный трансформатор с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла, с регулированием напряжения под нагрузкой. Предназначен для работы в умеренном климате в условиях наружной установки.

Таблица 4.1 – Паспортные данные трансформатора

Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, кВАр	5426,96
Потери реактивной мощности в силовых трансформаторных ГПП $\Delta Q_{тр гпп}$, кВАр	1282,97
Полная расчетная нагрузка S_p , кВА	18328,19
Мощность трансформаторов ГПП S_t , кВА	13900
Тип трансформаторов ГПП	ТДН-16000/110
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	115
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10,5
Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт	19
Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт	85
Напряжение короткого замыкания U_k , %	10,5
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,7
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $K_{з.норм}$	0,57
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $K_{з.авар}$	1,15

Аналогично выберем трансформатор на напряжение 35кВ.

Таблица 4.2 – Паспортные данные трансформатора

Экономически целесообразная реактивная мощность $Q_{эс}$, кВАр	4726,70
Потери реактивной мощности в силовых трансформаторных ГПП $\Delta Q_{тр\ гпп}$, кВАр	1269,32
Полная расчетная нагрузка S_p , кВА	18133,19
Мощность трансформаторов ГПП $S_{т}$, кВА	13800
Тип трансформаторов ГПП	ТДН-16000/35
Номинальная мощность трансформатора, кВА	16000
Напряжение на высокой стороне $U_{вн}$, кВ	36,75
Напряжение на низкой стороне $U_{нн}$, кВ	10,5
Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт	18
Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт	85
Напряжение короткого замыкания U_k , %	10
Ток холостого хода $I_{хх}$, %	0,55
Коэф-т загрузки в нормальном режиме $K_{з.норм}$	0,567
Коэф-т загрузки в послеаварийном режиме $K_{з.авар}$	1,13

Выводы по разделу 4

В этом разделе выбраны трансформаторы, установленные на ГПП на напряжения 35 кВ и 110 кВ.

5 ВЫБОР СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА 110 кВ И 35 кВ. ОБОСНОВАНИЕ СОГЛАСНО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ СРАВНЕНИЮ

Для сравнения по итогам приближенного расчета по формуле Стилла выбрано 2 варианта схемы электроснабжения для дальнейшего сравнения.

5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ

Для технико-экономического сравнения двух вариантов необходимо выполнить предварительные расчеты, отдельно для каждого варианта.

Схема внешнего электроснабжения на напряжении 110 кВ представлена на рисунке 5.1, а на напряжении 35 кВ – на рисунке 5.1.

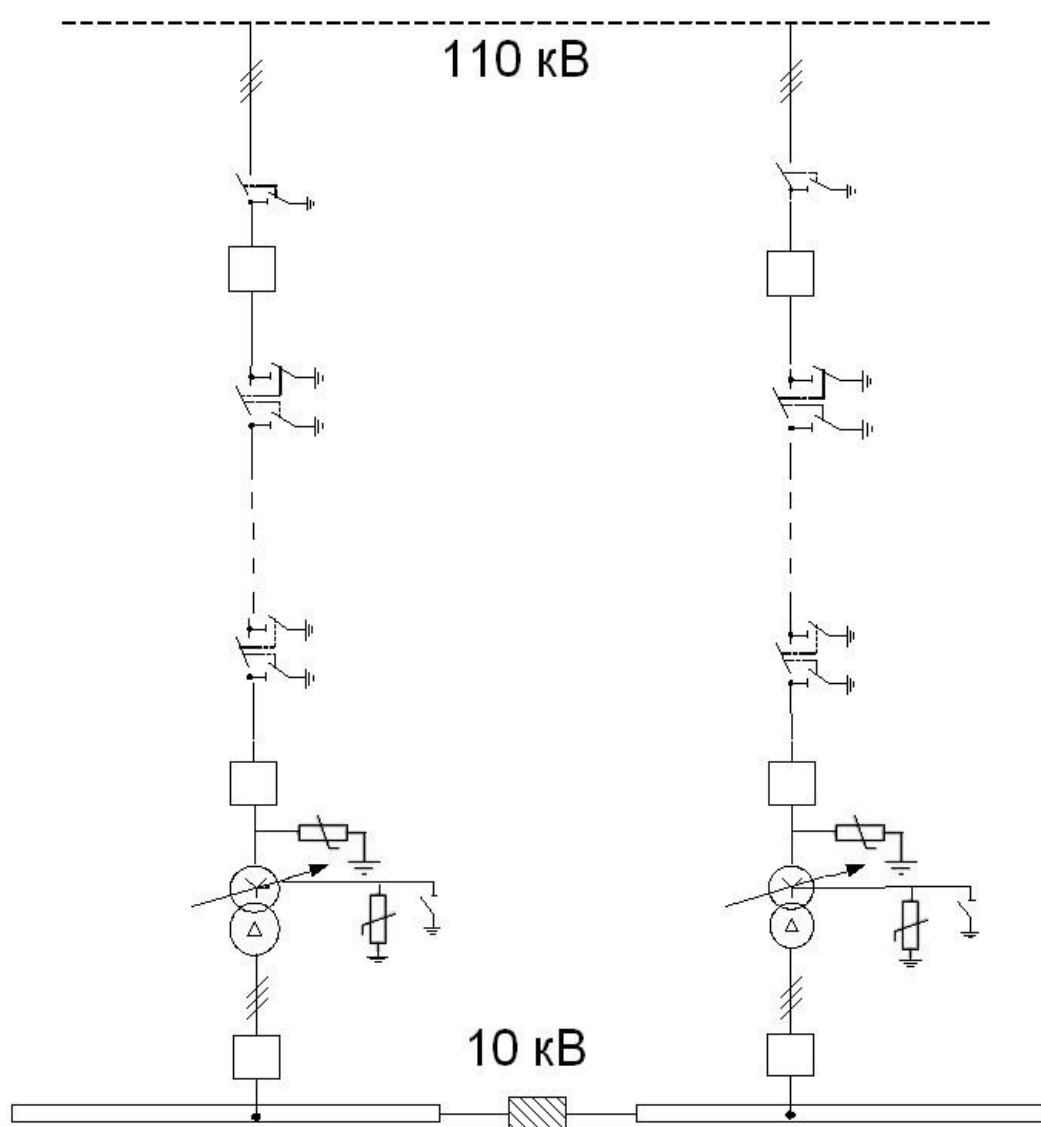


Рисунок 5.1 – Схема внешнего электроснабжения 110 кВ

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		40

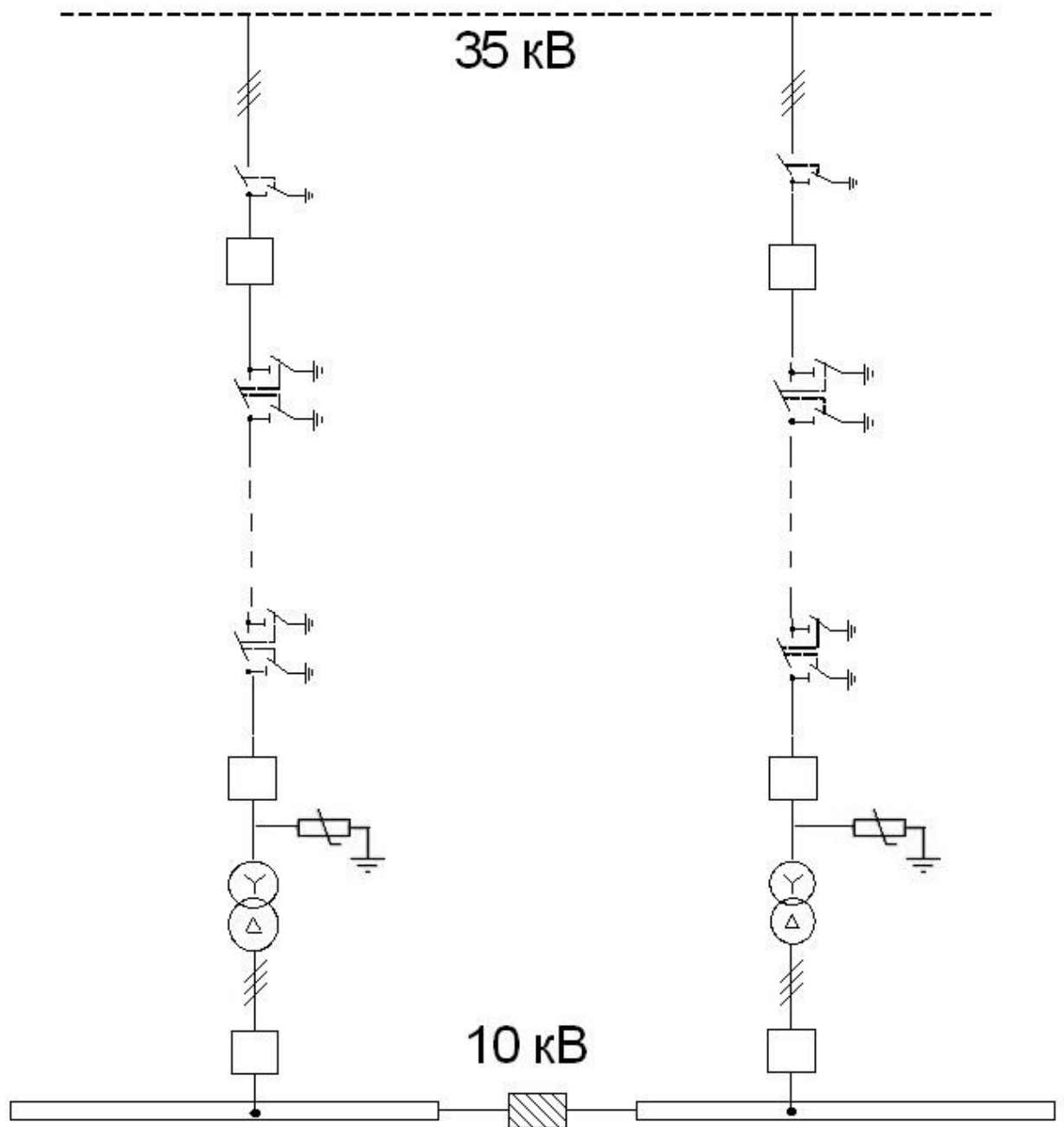


Рисунок 5.2 Схема внешнего электроснабжения 35 кВ

5.2 Определим потери электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции

Потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = N \cdot (\Delta P_{XX} + K_{3Н}^2 \cdot \Delta P_{КЗ}), \quad (5.1)$$

$$\Delta P_T = 2 \cdot (22 + 0,37^2 \cdot 170) = 90,23 \text{ кВт},$$

Для 110 кВ:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (19 + 0,57^2 \cdot 85) = 93,23 \text{ кВт},$$

Для 35 кВ:

$$\Delta P_T = 2 \cdot (18 + 0,57^2 \cdot 85) = 91,23 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_T = N \cdot \left(\frac{I_{XX}}{100} \cdot S_{HT} + K_{3H}^2 \cdot \frac{U_{K3}}{100} \cdot S_{HT} \right), \quad (5.2)$$

Для 110 кВ:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,57^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1315,67 \text{ квар},$$

Для 35 кВ:

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \left(\frac{0,55}{100} \cdot 16000 + 0,57^2 \cdot \frac{10}{100} \cdot 16000 \right) = 1215,68 \text{ квар},$$

Потери электрической энергии в трансформаторах:

$$\Delta \mathcal{E}_T = N \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_{\Gamma} + K_{3H}^2 \cdot \Delta P_{K3} \cdot \tau). \quad (5.3)$$

где $T_{\Gamma} = 8760$ ч – число часов в году.

Найдем годовое число часов использования максимума нагрузки:

$$T_{\text{им}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot \Delta t_i}{P_{\text{max}}}, \quad (5.4)$$

где $T_{\text{им}}$ – число часов использования получасового максимума нагрузки. $T_{\text{им}} = 7000$ ч/год.

Найдем годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\Gamma}, \text{ ч / год}, \quad (5.5)$$

Тогда:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{7000}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 5947,83$$

Потери электроэнергии:

Для 110 кВ:

$$\Delta \mathcal{E}_T = 2 \cdot (19 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 85 \cdot 5947,83) = 661396,49 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

									Лист
									42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Для 35 кВ:

$$\Delta \mathcal{E}_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 85 \cdot 5947,83) = 591316,49 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

5.3 Расчет линии электропередачи от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия

$$\Delta \mathcal{E}_T = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,57^2 \cdot 85 \cdot 5947,83) = 591316,49 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Нагрузка в начале линии:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(P_{\text{рп}} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (5.6)$$

Для 110 кВ:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(17506,31 + 93,23)^2 + (5426,96)^2} = 18417,87 \text{ кВА.}$$

Для 35 кВ:

$$S_{\text{рл}} = \sqrt{(17506,31 + 91,23)^2 + (4726,7)^2} = 18221,28 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot N \cdot U_{\text{н}}},$$

где N – число цепей линии, $N=2$;

$U_{\text{н}}$ – номинальное напряжение сети; $U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ}$.

Для 110 кВ:

$$I_{\text{рл}} = \frac{18417,87}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 48,33 \text{ А,}$$

Для 35 кВ:

$$I_{\text{рл}} = \frac{18221,28}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 150,29 \text{ А,}$$

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

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{рл}}, \quad (5.7)$$

Для 110 кВ:

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 48,33 = 96,33 \text{ А,}$$

Для 35 кВ:

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot 150,29 = 300,58 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

Сечение проводов линии находим по экономической плотности тока. Согласно [9] $j_{э}=1,2 \text{ А/мм}^2$, тогда:

$$F_{э} = \frac{I_{рл}}{j_{э}}, \quad (5.8)$$

Для 110 кВ:

$$F_{э} = \frac{48,33}{1.2} = 40,28 \text{ мм},$$

Для 35 кВ:

$$F_{э} = \frac{150,29}{1.2} = 125,24 \text{ мм}.$$

В качестве проводов ВЛ 110 кВ, идущих от энергосистемы до ГПП предприятия выберем сечения провода $F = 70 \text{ мм}^2$.

Выбираем провод с алюминиевыми жилами АС-70/11. Провод АС-70/10 имеет длительно допустимый ток $I_{доп} = 265 \text{ А}$.

Параметры провода [1, табл.3.15, 3.8]: удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0=0,46 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,4 \text{ Ом/км}$.

Потери активной энергии в проводах воздушной линии за год:

$$\Delta \mathcal{E}_{л} = N \cdot (3 \cdot I_{рл}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot \tau), \quad (5.9)$$

$$\Delta \mathcal{E}_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 48,33^2 \cdot 0,46 \cdot 5 \cdot 5948) = 191,727 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Сечение также проходит проверку по условию не возникновения коронного разряда (минимальное сечение проводника 70 мм^2).

В качестве проводов ВЛ 35 кВ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением $F = 120 \text{ мм}^2$.

Выбираем провод с алюминиевыми жилами АС-120/19. Провод АС-120/19 имеет длительно допустимый ток $I_{доп}=319 \text{ А}$.

Параметры провода [7, табл.3.15, 3.8]: удельные активное и индуктивное сопротивления: $r_0=0,249 \text{ Ом/км}$, $x_0=0,427 \text{ Ом/км}$.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta \mathcal{E}_{л} = 2 \cdot (3 \cdot 150,29^2 \cdot 0,249 \cdot 5 \cdot 5948) = 1003,57 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Сечение также проходит проверку по условию не возникновения коронного разряда (минимальное сечение проводника 70 мм^2).

5.4 Расчет токов короткого замыкания

Для выбора электрооборудования в схеме электроснабжения необходимо определить ток КЗ (короткого замыкания) в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводах ГПП. Схемы расчета токов КЗ изображены на

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ					

рисунке 5.2 и рисунке 5.3. При напряжении 110 кВ мощность короткого замыкания $S_{кз} = 3800$ МВА, при 35 кВ – $S_{кз} = 800$ МВА. Базисная мощность $S_б = 1000$ МВА.

Рассчитаем ток короткого замыкания в начале отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы и на вводах ГПП.

Схема для расчетов токов КЗ представлена на рисунке 5.2

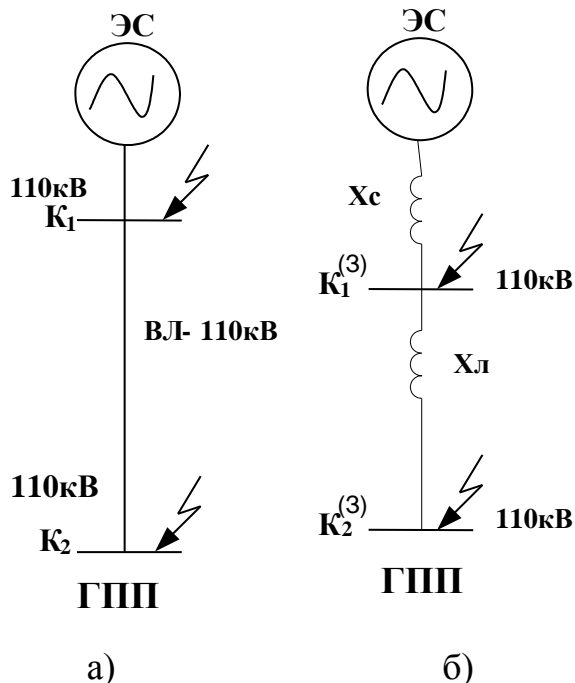


Рисунок 5.2 – Схемы для расчётов тока КЗ для напряжения 110 кВ:
а) принципиальная схема, б) схема замещения

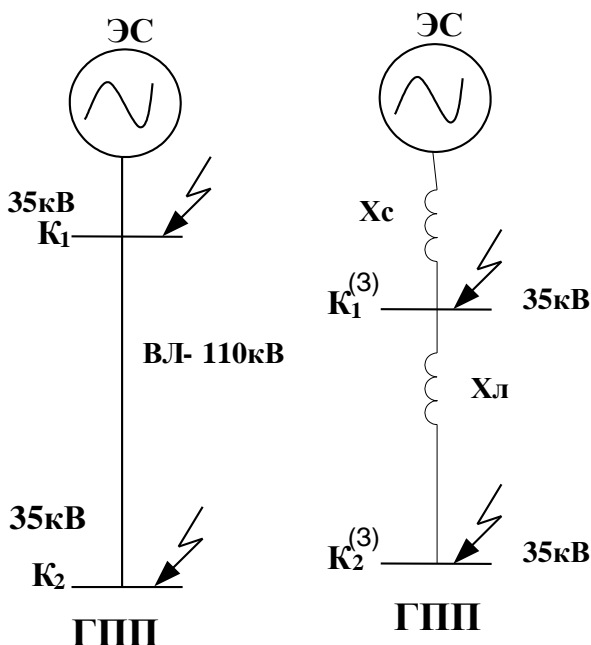


Рисунок 5.3 – Схемы для расчётов тока КЗ для напряжения 35 кВ:
а) принципиальная схема, б) схема замещения

Сопротивление системы в относительных единицах определяется по выражению:

$$x_{c*} = \frac{S_B}{S_C}, \quad (5.10)$$

Для 110 кВ:

$$x_{c*} = \frac{1000}{3800} = 0,26 \text{ о.е.},$$

Для 35 кВ:

$$x_{c*} = \frac{1000}{800} = 1,25 \text{ о.е.}$$

Сопротивление воздушной линии в относительных единицах находится по формуле:

$$x_{л*} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_B}{U_B^2}, \quad (5.11)$$

Для 110 кВ:

$$x_{л*} = \frac{0,4 \cdot 5 \cdot 1000}{115^2} = 0,15 \text{ о.е.},$$

Для 35 кВ:

$$x_{л*} = \frac{0,427 \cdot 5 \cdot 1000}{36,7^2} = 1,7 \text{ о.е.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₁ (периодическая составляющая I_{пт} принимается неизменной в течение всего процесса замыкания):

$$I_{К1} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{I_B}{x_{c*}} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot x_{К1*}}, \quad (5.12)$$

где x_{К1} – суммарное сопротивление до точки К₁:

Для 110 кВ:

$$I_{К1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,26} = 19,31 \text{ кА.}$$

Для 35 кВ:

$$I_{К1} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 36,7 \cdot 1,25} = 12,59 \text{ кА,}$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} \quad (5.13)$$

где $K_y = 1,8$ – ударный коэффициент [7, табл. 2-45].

Для 110 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 19,31 = 49,16 \text{ кА},$$

Для 35 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,59 = 32,05 \text{ кА},$$

Найдем ток короткого замыкания в точке K_2 .

Суммарное сопротивление:

$$X_{к2} = X_{с*} + X_{л*} \quad (5.14)$$

Для 110 кВ:

$$X_{к2} = 0,26 + 0,15 = 0,41,$$

Для 35 кВ:

$$X_{к2} = 1,25 + 1,7 = 1,95.$$

$$I_{к2} = I_{пт} = I_{п0} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B \cdot X_{к2}}. \quad (5.15)$$

Для 110 кВ:

$$I_{к2} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,41} = 12,8 \text{ кА},$$

Для 35 кВ:

$$I_{к2} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 36,7 \cdot 1,95} = 8,07 \text{ кА},$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2}, \quad (5.16)$$

где $K_y = 1,8$ [1, табл. 2-45].

Для 110 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 12,8 = 32,58 \text{ кА},$$

Для 35 кВ:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,07 = 21,28 \text{ кА},$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к32} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{к2}. \quad (5.17)$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		47

Для 110 кВ:

$$S_{к32} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 12,8 = 2549,57 \text{ МВА},$$

Для 35 кВ:

$$S_{к32} = \sqrt{3} \cdot 36,7 \cdot 8,07 = 512,98 \text{ МВА}$$

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

Выключатели выбирают:

1) по номинальному напряжению

$$U_{НОМ} \geq U_{УСТ}; \quad (5.18)$$

2) по номинальному току

$$I_{НОМ} \geq I_{РАБ.УТЯЖ}; \quad (5.19)$$

где $I_{РАБ.УТЯЖ}$ – рабочий ток выключателя в наиболее тяжелом режиме,
 $I_{РАБ.УТЯЖ} = I_{П}$

3) по номинальному току отключения:

$$I_{НОМ.ОТКЛ.} \geq I_{П,\tau}, \quad (5.20)$$

где $I_{НОМ.ОТКЛ.}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА,

$I_{П,\tau}$ – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ , кА.

Согласно этим требованиям намечаем к установке на линии 110 кВ выключатель типа ВГБ-110У1. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ} = 0,045$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ} = 0,055$ с.

Согласно требованиям намечаем к установке на линии 35 кВ выключатель типа ВГБЭ-35. Собственное время отключения выключателя $t_{СВ} = 0,04$ с, полное время отключения выключателя $t_{ОВ} = 0,065$ с.

При выборе выключателя необходимо также осуществить следующие проверки:

4) проверяется возможность отключения аperiodической составляющей тока короткого замыкания

$$i_{А,НОМ} \geq i_{А,\tau}, \quad (5.21)$$

где $i_{А,\tau}$ – амплитудное значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания в момент расхождения контактов выключателя τ .

									Лист
									48
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{П,0} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_A}}, \quad (5.22)$$

где T_A – постоянная времени затухания аperiodической составляющей, согласно $T_A=0,02$ с;

τ – время от начала короткого замыкания до прекращения соприкосновения дугогасительных контактов, с:

$$\tau = t_{P3,MIN} + t_{CB}, \quad (5.23)$$

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

t_{CB} – собственное время отключения выключателя, с.

Для 110 кВ:

$$\tau = 0,01 + 0,045 = 0,055 \text{ с.}$$

Для 35 кВ:

$$\tau = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Значение аperiodической составляющей по формуле (6.22):

Для 110 кВ:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 12,8 \cdot e^{\frac{-0,055}{0,02}} = 1,157 \text{ кА}$$

Для 35 кВ:

$$i_{A,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,07 \cdot e^{\frac{-0,05}{0,02}} = 0,94 \text{ кА}$$

В каталоге на выключатель [11] задается допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения $\beta_{НОМ}$

$$\beta_{НОМ} = \frac{i_{A,НОМ}}{\sqrt{2} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}} \cdot 100 \%. \quad (5.23)$$

Из формулы (6.23) можно найти номинальное допустимое значение аperiodической составляющей в отключаемом токе для времени τ , используемое в выражении (6.24):

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot \beta_{НОМ} \cdot I_{НОМ.ОТКЛ.}}{100}. \quad (5.24)$$

Для 110 кВ:

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 45 \cdot 40}{100} = 25,46 \text{ кА.}$$

									Лист
									49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Для 35 кВ:

$$i_{A,НОМ} = \frac{\sqrt{2} \cdot 32 \cdot 12,5}{100} = 5,66 \text{ кА.}$$

5) Выполняется проверка на электродинамическую стойкость:

$$\left. \begin{aligned} I_{\text{дин}} &\geq I_{\text{п,0}}, \\ i_{\text{дин}} &\geq i_{\text{уд}}, \end{aligned} \right\} \quad (5.25)$$

6) Проверка на термическую стойкость

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, \quad (5.26)$$

где $I_{\text{ТЕР}}$ – ток термической стойкости выключателя, определяется по каталогу, кА;
 $t_{\text{ТЕР}}$ – длительность протекания тока термической стойкости, определяется по каталогу, с;

$B_{\text{К}}$ – тепловой импульс тока короткого замыкания, пропорциональный количеству тепловой энергии, выделенной за время короткого замыкания.

$$B_{\text{К}} = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_{\text{А}}), \quad (5.27)$$

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

$$t_{\text{отк}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{ов}}, \quad (5.28)$$

где $t_{\text{рз}}$ – время действия релейной защиты, $t_{\text{рз}}=0,5$ с;
 $t_{\text{ов}}$ – полное время отключения выключателя, с.

Для 110 кВ:

$$t_{\text{отк}} = 3 + 0,065 = 3,065 \text{ с,}$$

Для 35 кВ:

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

Тепловой импульс по формуле (5.28):

Для 110 кВ:

$$B_{\text{К}} = 19,3^2 \cdot (3,055 + 0,05) = 1160,31 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Для 35 кВ:

$$B_{\text{К}} = 12,59^2 \cdot (3,055 + 0,05) = 492,17 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Результаты выбора и проверки выключателей сведены в таблицы 5.1, 5.2.

Разъединители выбираются по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению

$$u_{\text{НОМ}} \geq u_{\text{УСТ}}; \quad (5.29)$$

									Лист
									50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

2) по номинальному току:

$$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{РАБ.УТЯЖ}}; \quad (5.30)$$

3) осуществляется проверка на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{ДИН}} \geq i_{\text{УД}}; \quad (5.31)$$

4) проверка на термическую стойкость:

$$I_{\text{ТЕР}}^2 \cdot t_{\text{ТЕР}} \geq B_{\text{К}}, \quad (5.32)$$

Разъединители в начале отходящих линий от подстанции энергосистемы и на вводе ГПП принимаются одного типа. [14]

Таблица 5.1 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП для 110 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		
		Выключатель ВГБ-110 Привод ПЭМ-1		Разъединитель РДЗ.1-110-1000Н-УХЛ1 Привод ПР-2Б-УХЛ1
U, кВ	110	U _{НОМ} , кВ	110	110
I _{УТЯЖ} , А	301	I _{НОМ} , А	2000	1000
I _{П.О.} , А	19,31	I _{ОТКЛ.} , КА	40	-
I _{АТ} , КА	1,18	i _{А НОМ} , КА	81,2	-
I _{УД} , КА	49,16	i _{ДИН} , КА	100	80
B _К , КА ² ·с	1160,31	I _{ТЕРМ} ² ·t _{ТЕРМ}	4800	1875

Таблица 5.2 – Выбор выключателей и разъединителей на вводе ГПП для 35 кВ

Расчётные данные		Каталожные данные		
		Выключатель ВБЭТ-35Ш- -25/630 Привод ПГВ-12А		Разъединитель РДЗ.1-35-1000-УХЛ1 Привод ПРЗ-УХЛ1
U, кВ	35	U _{НОМ} , кВ	35	35
I _{УТЯЖ} , А	96	I _{НОМ} , А	630	1000
I _{П.О.} , А	12,59	I _{ОТКЛ.} , КА	25	-
I _{АТ} , КА	0,94	i _{А НОМ} , КА	11,4	-
I _{УД} , КА	32,05	i _{ДИН} , КА	63	63
B _К , КА ² ·с	492,17	I _{ТЕРМ} ² ·t _{ТЕРМ}	1875	2500

Для защиты оборудования ГПП от перенапряжений выбираем по каталогу [12] ОПН-У-35/38,5. На 110 кВ ОПН-110У1-77, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПН-110У1-56.

									Лист
									51
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Таблица 5.3 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной об-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
110 кВ									
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
Var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
								3,8	6,3
ЗНОГ-110У1								S _{2Σ} =5.2 ВА	
U _{1ном} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн} = 300 ВА		S _{2,кл.т.чн 0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}							
35 кВ									
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
Var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
								3,8	6,3
НАМИ-35УХЛ1								S _{2Σ} =5.2 ВА	
U _{1ном} = 65 кВ									
S _{2,кл.т.чн} = 100 ВА		S _{2,кл.т.чн 0,5} = 100 = 100 > S _{2Σ}							

5.5 Технико-экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Наиболее экономичный вариант внешнего электроснабжения определяем по результатам сравнения годовых приведенных затрат, которые определяются по выражению

$$Z = \sum_{i=1}^n E_i K_i + C_{\text{э}} + Y, \text{ тыс.руб./год}, \quad (5.30)$$

где E_i - общие ежегодные отчисления от капитальных вложений, которые есть сумма нормативного коэффициента эффективности E_н = 0,12, отчислений на амортизацию E_{аi}, расходов на обслуживание E_{оi}:

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (5.31)$$

$$E_i = 0,12 + 0,01 + 0,063 = 0,193$$

K_i - сумма капитальных затрат i -той группы электроприемников. Стоимости отдельных элементов схемы электроснабжения определяем по каталогам. При этом для упрощения расчетов полагается, что капитальные вложения в СЭС производятся одновременно. Стоимость монтажа электрооборудования одинакова и поэтому ее можно не учитывать;

$У$ – народнохозяйственный ущерб от перерывов электроснабжения, определяется для вариантов, неравноценных по надежности. Для учебного проектирования рассматриваются равнонадежные варианты и показатель $У$, таким образом, из расчетов исключаем.

$C_{\text{Э}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_{\text{Э}} = (\Delta\mathcal{E}_T + \Delta\mathcal{E}_L)C_0, \quad (5.32)$$

где C_0 – удельная стоимость потерь электроэнергии:

$$C_0 = \delta \left(\frac{\alpha_{\Sigma} K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (5.33)$$

где α - основная ставка тарифа, руб/кВт·год;

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/кВт·ч;

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

δ - поправочный коэффициент, для сетей напряжением 35 кВ $\delta = 1,02$, для сетей напряжением 110 кВ $\delta = 1,04$.

Для 110 кВ:

$$C_0 = 1,04 \cdot \left(\frac{1234,29 \cdot 12}{5947,83} + 1,457 \right) = 4,105 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч},$$

Для 35 кВ:

$$C_0 = 1,02 \cdot \left(\frac{1501,4 \cdot 12 \cdot 1}{5947,83} + 1,446 \right) = 4,565 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Для 110 кВ

$$C_{\text{Э}} = (191723 + 661396,49) \cdot 4,105 = 3502,06 \text{ тыс.руб},$$

Для 35 кВ:

$$C_{\text{Э}} = (591316,49 + 1003570) \cdot 4,565 = 7280,66 \text{ тыс.руб}.$$

Согласно данным схемам составляем перечень необходимой аппаратуры [13], дальнейшие расчеты сведем в таблицы 5.5 и 5.6.

										Лист
										53
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ					

Таблица 5.4 - Экономические показатели сети 110 кВ

Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
1 Трансформатор силовой ТДН-16000/110	шт	2	3420,0	6840,0
2 2-х цепные ВЛ 110 кВ на ЖБ опорах проводом АС 70/11	км	5	4158,0	20790,0
3 Выключатель ВГБУ-110У1	шт	4	4490,0	17960,0
4 Разъединитель РДЗ.1-110-1000Н-УХЛ1	шт	6	180,2	1081,2
5 Разъединитель РДЗ.2-110-1000Н-УХЛ1	шт	12	212,0	2544,0
6 ОПН-110У1-77	шт	6	37,1	222,6
7 ОПН-110У1-56	шт	2	26,5	53,0
8 ЗОН-110	шт	2	31,8	63,6
9 ЗНОГ-110У	шт	6	542,8	3256,8
10 Итого				62983,9

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	E_i , 1/год	Затраты, тыс.руб./ год	Потери эл. энергии, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год
1	6	7	8	9
1 Трансформатор силовой ТДН-16000/110	0,219	1497,96	616396,49	2530,31
2 2-х цепные ВЛ 110 кВ на ЖБ опорах проводом АС 70/11	0,152	3160,08	191723,00	211,85
3 Выключатель ВГБУ-110У1	0,219	3933,24	-	-
4 Разъединитель РДЗ.1-110-1000Н-УХЛ1	0,219	236,78	-	-
5 Разъединитель РДЗ.2-110-1000Н-УХЛ1	0,219	557,14	-	-
6 ОПН ОПН-110У1-77	0,219	48,75	-	-
7 ОПН ОПН-110У1-56	0,219	11,61	-	-

Продолжение таблицы 5.4

1	6	7	8	9
8 ЗОН-110	0,219	13,93	-	-
9ЗНОГ-110У	0,219	713,24	-	-
ИТОГО		10649,7	808119,49	2742,16

Таблица 5.5 - Экономические показатели сети 35 кВ

Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
1 Трансформатор силовой ТДН-16000/35	шт	2	3270	6540,0
2 2-х цепные ВЛ 35 кВ на ЖБ опорах проводом АС 120/19	км	5	3648,27	18241,4
3 Выключатель ВГБЭ-35-12,5/630УХЛ1	шт	4	2568	10272,0
4 Разъединитель РДЗ-1-35-1000-У1	шт	6	63,6	381,6
5 Разъединитель РДЗ-2-35-1000-У1	шт	12	74,2	890,4
6 ОПН ОПН-35У1	шт	6	23,32	139,9
7 Тр-р напряжения НАМИ-35УХЛ1	шт	2	220	440,0
ИТОГО				36905,3

Продолжение таблицы 5.5

Наименование оборудования	Отчисления, о.е.	Затраты, тыс.руб./год	Потери эл. энергии, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год
1	6	7	8	9
1 Трансформатор силовой ТРДН-16000/35	0,219	1432,26	591316,49	2699,36
2 2-х цепные ВЛ 35 кВ на ЖБ опорах проводом АС 240/32	0,219	3994,86	1003570,00	4581,29

Продолжение таблицы 5.5

1	6	7	8	9
3 Выключатель ВГБЭ-35	0,219	2249,57	-	-
4 Разъединитель РДЗ-1-35-1000-У1	0,219	83,57	-	-
5 Разъединитель РДЗ-2-35-1000-У1	0,219	194,99	-	-
6 ОПН ОПН-35У1	0,219	30,64	-	-
7 Тр-р напряжения НАМИ-35УХЛ1	0,219	96,36		
ИТОГО		8082,25	1594886,49	7280,65

Сравнение технико-экономических показателей рассматриваемых вариантов представлено в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Результаты сравнения вариантов

Вариант	Кап. затраты, тыс. руб.	Приведённые кап. затраты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, кВт·ч	Стоимость потерь, тыс. руб.	Приведённые затраты, тыс. руб.
110 кВ	62983,9	10649,7	808119,49	2742,16	13391,86
35 кВ	36905,3	8082,25	1594886,00	7280,65	15362,57

Вариант 110 кВ экономичнее на

$$\frac{Z_{35} - Z_{110}}{Z_{110}} \cdot 100\% = \frac{15362,57 - 13391,86}{13391,86} \cdot 100\% = 14,72\%$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

Выводы по разделу 5

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

6 ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок 6 и 10 кВ. «Критерием выбора являются технико-экономические показатели, в первую очередь приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций.» [4].

Для внутреннего электроснабжения предприятия в современных условиях следует принять напряжение 10 кВ, так как напряжение 6 кВ в настоящий момент является бесперспективным и при наличии технической возможности все сети такого напряжения переводятся на 10 кВ или 20 кВ.

6.2 Выбор схем для обеспечения внутреннего электроснабжения

Для распределения электрической энергии по предприятию от ГПП до цеховых трансформаторных подстанций применим магистральные схемы.

6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от «величины электрических нагрузок, их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации, технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия.» [7].

Исходя из условий простоты, экономической выгоды, а также учитывая отсутствие в грунте растягивающих усилий и блуждающих токов и наличие средней коррозионной активности, выберем для прокладывания в траншеях до 6 кабелей марки ААШв.

6.4 Расчет питающих линий

Сечения кабелей напряжением 10 кВ должны определяться по экономической плотности тока, а также проверяться по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом того, где он проложен (в воздухе, в траншее), по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания. Результаты расчетов кабельных линий внутризаводского электроснабжения сведены в таблицу 6.1.

В качестве примера приведем расчет по выбору сечений кабельной линии от ГПП до ТП-14.

										Лист
										57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ					

Расчетный ток в кабельной линии в нормальном режиме:

$$I_{PK} = \frac{S_{p.k.}}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot n_K}, \quad (6.1)$$

где S_{PK} – мощность, которая должна передаваться по кабельной линии в нормальном режиме, кВА.

n_K – число запараллеленных кабелей в кабельной линии, в нашем случае $n_K=1$.

$$I_{PK} = \frac{\sqrt{579,71^2 + 452,45^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 42,46 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии, определяемое по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_{p.k.}}{j_3}, \quad (6.2)$$

здесь $j_3 = 1,2 \text{ А/мм}^2$

$$F_3 = \frac{42,46}{1,2} = 35,8 \text{ мм}^2.$$

Выбираем кабель типа ААШв (3х35), длительно допустимый ток согласно [6, табл. 1.3.18] $I_{доп} = 140 \text{ А}$.

Допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки рассчитывается по формуле:

$$I'_{доп} = K_{II} \cdot K_t \cdot I_{доп} \quad (6.3)$$

где K_{II} – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [5, табл. 1.3.26], в нашем случае $K_{II}=0,99$ для прокладки в траншее;

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [4, табл. 1.3.3], при прокладке кабелей в траншее/лотке и нормированной температуре алюминиевых жил с 70°C и температуре воздуха в цехе 5°C $K_t=1$;

$$I'_{доп} = 0,9 \cdot 0,99 \cdot 124,74 = 124,74 \text{ А.}$$

Проведем аналогичные вычисления для остальных кабелей, результаты вычислений сведены в таблицу 7.1.

Проверим кабель по допустимому току в нормальном режиме работы:

$$I_{доп} = 124,74 > I_{PK} = 42,46 \text{ А,}$$

Послеаварийный режим данной кабельной линии – это режим, когда в результате аварии вышла из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители первой и второй категорий. При этом нагрузка, в общем случае, на линию увеличивается (становится в 2 раза больше):

$$I_{AB} = 2 \cdot I_{PK} \quad (6.4)$$

									Лист
									58
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Но т.к. имеем потребителя третьей категории, электроснабжение ТП осуществляется по одной линии.

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме

$$I_{AB}' = K_{AB} \cdot I_{доп}' \text{ А,} \quad (6.5)$$

где K_{AB} – коэффициент перегрузки, определяется по [6, табл.1.3.2] в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки:

$$K_3 = \frac{I_{PK}}{I_{доп}}, \quad (6.6)$$

Далее по формуле (6.5) определяем допустимую перегрузку кабеля в послеаварийном режиме и сравниваем ее с током перегрузки.

Потеря напряжения в кабельной линии в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$\Delta U = \frac{P_P \cdot r_0 \cdot l + Q_P \cdot x_0 \cdot l}{n_K \cdot U_H^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (6.7)$$

где P_P , Q_P – расчетные активная и реактивная нагрузки кабеля;

r_0 , x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км, [7, табл. 7.28];

l – длина кабельной линии, км.

Для рассматриваемой кабельной линии ААШв (3х35) $r_0=0,89$ Ом/км, $x_0 = 0,095$ Ом/км, $l=0,26$ км, тогда:

$$\Delta U = \frac{579,71 \cdot 0,135 \cdot 0,89 + 425,45 \cdot 0,135 \cdot 0,095}{10^2 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,72\% < \Delta U_{доп} = 5\% .$$

Аналогично рассчитываются остальные кабельные линии, результаты расчета представлены в таблице 7.1

Выводы по разделу 6

В данном разделе исходя из необходимых параметров, были выбраны сечения и вид кабелей, с помощью которых будет осуществляться внутреннее электроснабжение завода.

									Лист
									59
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

Таблица 7.1 - Расчет кабельных линий предприятия

1	Конечные пункты КЛ	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{p,к} , кВА	I _{p,к} , А на 1 кабель	F _э , мм ²	F _{т.е.} , мм ²	Тип и кол-во кабелей		Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Γ _{доп} , А	K _{ав.} , о.е.	Γ _{ав} , А	L, км	Γ _о , Ом/км	X _о , Ом/км	ΔU, %
											норм	п/а										
1	2	3	4	5	6	7	8	9		10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
1	ГПП - ТП6	3955,23	3385,14	5206,10	150,29	125,24	185	ААШв	2	в траншее	150,29	300,57	385,00	0,80	0,99	304,92	1,25	381,15	0,186	0,167	0,077	0,857
2	ТП6-ТП5	1614,11	1366,90	2115,13	61,06	50,88	70	ААШв	2	в траншее	61,06	122,12	210,00	0,80	0,99	166,32	1,25	207,90	0,072	0,326	0,083	0,230
3	ГПП-ТП1	2390,27	1639,58	2918,88	84,26	70,22	95	ААШв	2	в траншее	84,26	168,52	255,00	0,80	0,99	201,96	1,25	252,45	0,143	0,590	0,063	1,082
4	ТП1 – ТП2	1170,48	595,42	1313,22	37,91	31,59	35	ААШв	2	в траншее	37,91	75,82	140,00	0,80	0,99	124,74	1,25	155,93	0,432	0,890	0,095	2,372
5	ГПП – ТП4	1977,61	1117,57	2280,74	65,84	54,87	70	ААШв	2	в траншее	65,84	131,68	210,00	0,75	0,99	155,93	1,25	194,91	0,320	0,443	0,086	1,556
6	ТП4-ТП3	861,30	493,22	1001,69	28,92	24,10	25	ААШв	2	в траншее	28,92	57,83	115,00	0,90	0,99	102,47	1,25	128,08	0,058	1,240	0,099	0,323
7	ТП3-ТП7	460,54	340,80	572,92	16,54	13,78	16	ААШв	2	в траншее	16,54	33,08	90,00	0,90	0,99	80,19	1,25	100,24	0,069	1,840	0,113	0,306
8	ГПП-ТП9	2722,16	2462,18	3673,73	106,05	88,38	95	ААШв	2	в траншее	106,05	212,10	255,00	0,90	0,99	227,21	1,25	284,01	0,201	0,326	0,083	1,097
9	ТП9-ТП8	1471,24	1433,99	2054,48	59,31	49,42	50	ААШв	2	в траншее	59,31	118,62	175,00	0,90	0,99	155,93	1,25	194,91	0,077	0,590	0,063	0,369
10	ГПП-ТП15	1625,30	591,80	813,12	23,47	19,56	25	ААШв	2	в траншее	23,47	46,95	115,00	0,90	0,99	102,47	1,25	128,08	0,050	1,240	0,099	0,518
11	ТП15-ТП16	1067,68	853,03	1366,60	39,45	32,88	35	ААШв	2	в траншее	39,45	78,90	140,00	0,90	0,99	124,74	1,25	155,93	0,107	0,890	0,095	0,552
12	ГПП-ТП14	579,71	452,45	735,37	42,46	35,38	35	ААШв	1	в траншее	42,46	-	140,00	0,90	0,99	124,74	-	-	0,135	0,890	0,095	0,726
13	ГПП-ТП13	846,58	714,55	1107,83	31,98	26,65	35	ААШв	2	в траншее	31,98	63,96	140,00	0,90	0,99	124,74	1,25	155,93	0,098	0,890	0,095	0,402
14	ГПП - ТП10	2860,06	2341,21	3698,96	106,78	88,98	95	ААШв	2	в траншее	106,78	213,56	255,00	0,90	0,99	227,21	1,25	284,01	0,181	0,326	0,083	1,020
15	ТП10-ТП17	1260,68	941,58	1573,64	45,43	37,86	50	ААШв	2	в траншее	45,43	90,85	175,00	0,90	0,99	155,93	1,25	194,91	0,098	0,590	0,063	0,394
16	ТП17-ТП11	812,56	594,30	1006,70	29,06	24,22	25	ААШв	2	в траншее	29,06	58,12	115,00	0,90	0,99	102,47	1,25	128,08	0,055	1,240	0,099	0,293
17	ГПП - ТП12	581,24	380,34	694,62	20,05	16,71	25	ААШв	2	в траншее	20,05	40,10	115,00	0,75	0,99	85,39	1,25	106,73	0,170	1,240	0,099	0,645
18	ТП2-НРП1	329,58	238,62	406,89	11,75	9,79	16	ААШв	2	в траншее	11,75	23,49	90,00	0,90	0,99	80,19	1,25	100,24	0,054	1,840	0,113	0,171
19	ТП2-НРП2	374,45	190,88	417,23	12,04	10,04	16	ААШв	2	в траншее	12,04	24,09	90,00	0,90	0,99	80,19	1,25	100,24	0,054	1,840	0,113	0,192
20	ТП8-НРП3	142,33	91,81	169,37	9,78	8,15	16	ААШв	1	в траншее	9,78	-	90,00	0,90	0,99	80,19	-	-	0,078	1,840	0,113	0,208
21	ТП16-НРП4	168,73	106,44	199,50	5,76	4,80	16	ААШв	2	в траншее	5,76	11,52	90,00	0,90	0,99	80,19	1,25	100,24	0,050	1,840	0,113	0,081
22	ТП13-НРП5	100,94	50,30	97,00	2,80	2,33	16	ААШв	1	в траншее	2,80	-	90,00	0,90	0,99	80,19	-	-	0,064	1,840	0,113	0,121
23	ТП12-НРП6	144,92	86,13	168,58	4,87	4,06	16	ААШв	2	в траншее	4,87	9,73	90,00	0,90	0,99	80,19	1,25	100,24	0,082	1,840	0,113	0,113
24	ГПП-СД1	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	91,08	-	-	0,432	1,240	0,099	2,139
25	ГПП-СД2	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	91,08	-	-	0,432	1,240	0,099	2,139
26	ГПП-СД3	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	91,08	-	-	0,432	1,240	0,099	2,139
27	ГПП-СД4	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	91,08	-	-	0,432	1,240	0,099	2,139
28	ГПП-СД5	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	85,39	-	-	0,169	1,240	0,099	0,837
29	ГПП-СД6	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	85,39	-	-	0,169	1,240	0,099	0,837
30	ГПП-СД7	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	85,39	-	-	0,169	1,240	0,099	0,837
31	ГПП-СД8	409,50	-253,79	481,78	27,82	23,18	25	ААШв	1	в траншее	27,82	-	115,00	0,75	0,99	85,39	-	-	0,169	1,240	0,099	0,837
32	ГПП-АД1	187,50	-140,63	234,38	13,53	11,28	16	ААШв	1	в траншее	13,53	-	90,00	0,90	0,99	80,19	-	-	0,279	1,840	0,113	0,940
33	ГПП-АД2	187,50	-140,63	234,38	13,53	11,28	16	ААШв	1	в траншее	13,53	-	90,00	0,90	0,99	80,19	-	-	0,279	1,840	0,113	0,940
34	ГПП-АД3	187,50	-140,63	234,38	13,53	11,28	16	ААШв	1	в траншее	13,53	-	90,00	0,90	0,99	80,19	-	-	0,279	1,840	0,113	0,940
35	ГПП-АД4	187,50	-140,63	234,38	13,53	11,28	16	ААШв	1	в траншее	13,53	-	90,00	0,90	0,99	80,19	-	-	0,279	1,840	0,113	0,940
36	ГПП-АД5	187,50	-140,63	234,38	13,53	11,28	16	ААШв	1	в траншее	13,53	-	90,00	0,80	0,99	71,28	-	-	0,279	1,840	0,113	0,940
37	ГПП-АД6	187,50	-140,63	234,38	13,53	11,28	16	ААШв	1	в траншее	13,53	-	90,00	0,80	0,99	71,28	-	-	0,279	1,840	0,113	0,940

7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1 Расчёт токов короткого замыкания в электрических сетях выше 1000 В

Согласно [14, 2.2] при определении токов КЗ в точках K_1 и K_2 подпитку от высоковольтных синхронных и асинхронных двигателей, установленных на стороне низшего напряжения ГПП, можно не учитывать. Поэтому значение периодической составляющей токов КЗ и ударных токов в точках K_1 и K_2 можно принять из расчета, проведенного в разделе 4:

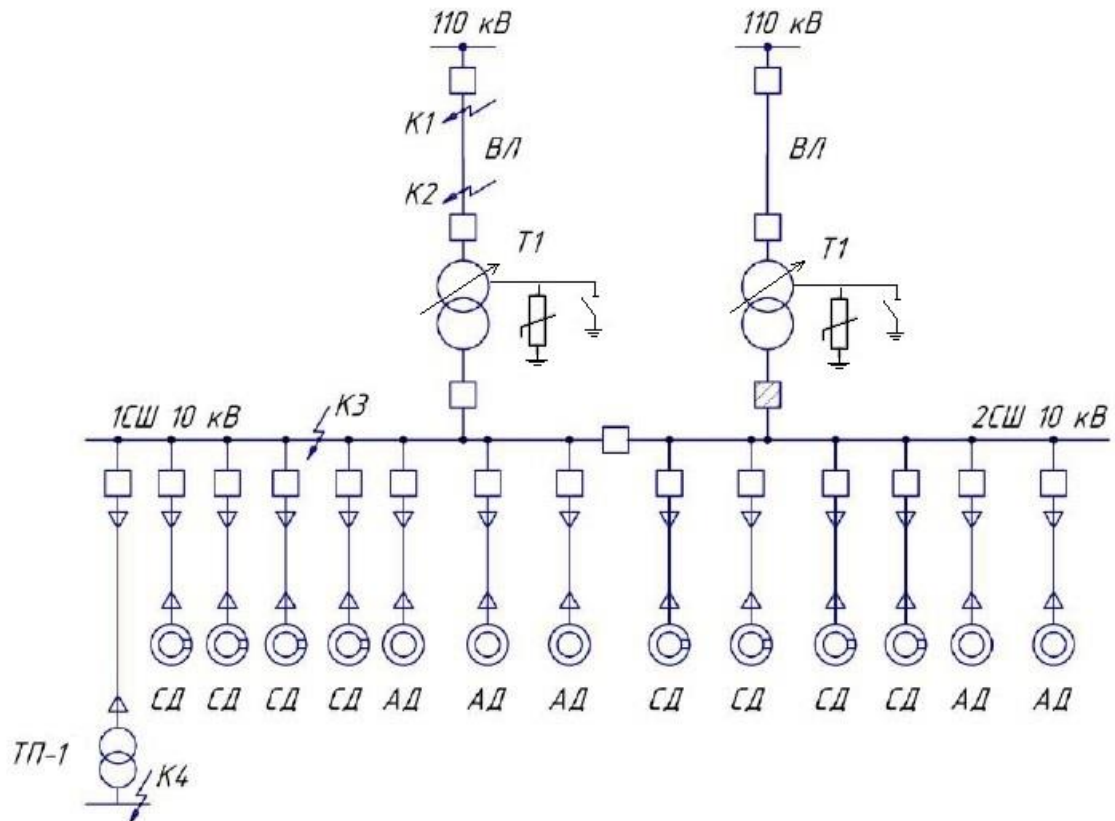


Рисунок 7.1 – Принципиальная схема СЭС

Для расчета токов короткого замыкания следует рассчитать параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_B = 1000$ МВА и принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_C = \frac{S_B}{S_{КЗС}}; \quad (7.1)$$

$$x_1 = x_C = \frac{1000}{3800} = 0,26;$$

где $S_{КЗС}$ – заданная по условию мощность короткого замыкания системы, МВА.

						Лист
					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	61
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

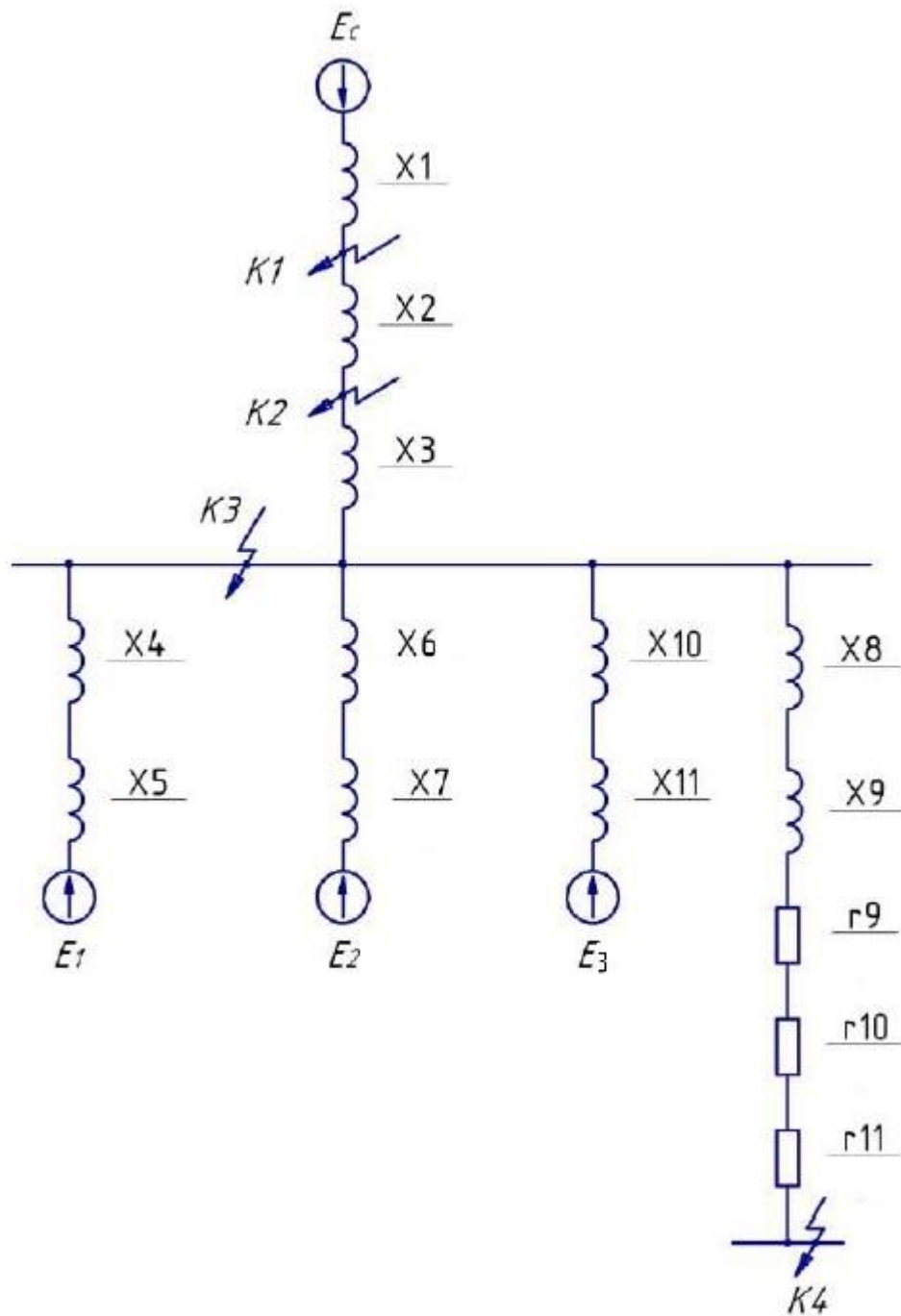


Рисунок 7.2 – Схема замещения для токов К3

Сопротивление ВЛ:

$$x_2 = x_{Л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{CP1}^2}; \tag{7.2}$$

$$x_2 = x_{Л} = 0,44 \cdot 5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,166,$$

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

Сопротивление трансформатора ГПП:

$$x_3 = x_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т.}}; \quad (7.3)$$

$$x_3 = x_T = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{16} = 6,56.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{КЛ} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_B}{U_{СР2}^2}; \quad (7.4)$$

$$x_4 = 0,099 \cdot 0,432 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,388;$$

$$x_8 = 0,077 \cdot 0,186 \cdot \frac{1000}{10,5^2} + 0,083 \cdot 0,072 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,184.$$

Таблица 7.1 – Расчет сопротивлений кабельных линий

	X4	X6	X10
x0	0,099	0,099	0,113
L, км	0,432	0,169	0,279
X, о.е	0,388	0,152	0,286

Сопротивление синхронных двигателей:

$$x_d = \frac{1}{n_d} \cdot \frac{1}{I_{пуск}} \cdot \frac{S_B \cdot \cos\varphi \cdot \eta}{P_d}; \quad (7.5)$$

$$x_5 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,9}{630} = 60,71;$$

$$x_7 = \frac{1}{4} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,85 \cdot 0,9}{630} = 60,71;$$

$$x_{11} = \frac{1}{6} \cdot \frac{1}{5} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,75 \cdot 0,8}{250} = 80;$$

где $U_{СР2} = 10,5$ кВ - среднее напряжение кабельной линии 10 кВ.

Полное сопротивление трансформатора цеховой ТП-5:

$$z_T = \frac{u_{кз}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{Н.Т.}}; \quad (7.6)$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

$$z_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1000} = 55,$$

активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_{K3} \cdot \frac{S_B}{S_{HT.}^2}; \quad (7.7)$$

$$r_9 = 10,8 \cdot 10^3 \cdot \frac{1000}{1000^2} = 10,8$$

индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2};$$

$$x_9 = \sqrt{55^2 - 10,8^2} = 56,05.$$

Согласно [20] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_K = 0,015$ Ом. Это сопротивление в относительных единицах

$$r_{10} = r_K \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (7.8)$$

$$r_{10} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_{11} = r_d \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad (7.9)$$

$$r_{11} = 0,005 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 31,25;$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

$$x_{12} = x_1 + x_2 + x_3 = 0,26 + 0,166 + 6,56 = 6,986;$$

$$x_{13} = x_4 + x_5 = 0,388 + 60,71 = 61,098;$$

$$x_{14} = x_6 + x_7 = 0,152 + 60,71 = 60,862;$$

$$x_{15} = x_{10} + x_{11} = 0,286 + 80 = 80,286;$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₃ следует составить схему замещения (рисунок 7.2) к виду рисунка 7.3.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		64

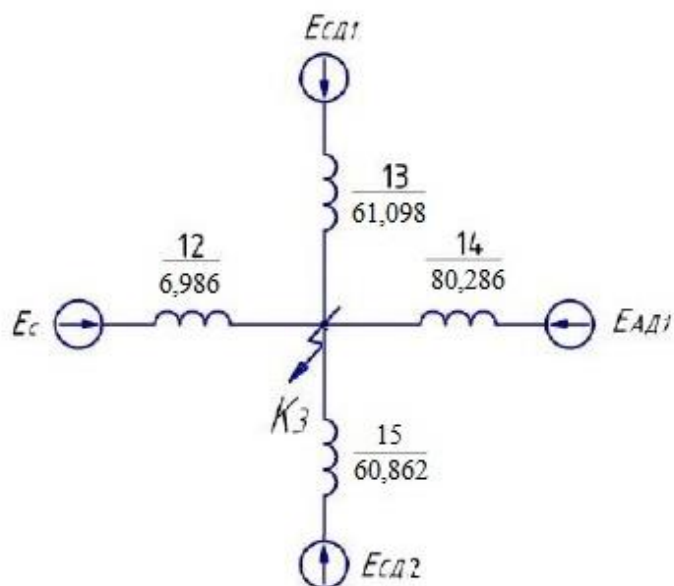


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К₃

Базисный ток:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}; \text{ кА.} \quad (7.10)$$

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

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви [16] :

$$I_C = \frac{E_{C^*}}{X_{12}} \cdot I_B; \quad (7.11)$$

$$I_C = \frac{1}{6,986} \cdot 54,99 = 7,87 \text{ кА,}$$

$$I_{CD1} = \frac{1,1}{61,098} \cdot 54,99 = 0,990 \text{ кА,}$$

$$I_{CD2} = \frac{1,1}{60,862} \cdot 54,99 = 0,994 \text{ кА,}$$

$$I_{AD} = \frac{0,9}{80,286} \cdot 54,99 = 0,616 \text{ кА,}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке К₃:

$$I_{K3/0} = I_C + I_{CD1} + I_{CD2} + I_{AD} \quad (7.12)$$

$$I_{K3/0} = 7,87 + 0,990 + 0,994 + 0,616 = 10,47 \text{ кА}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удз} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K3} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 10,47 = 23,69 \text{ кА,}$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_{П,0}; \quad (7.13)$$

$$S_{K33} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,47 = 190,41 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_9 + r_{10} + r_{11} = 10,08 + 93,75 + 31,25 = 135,8;$$

суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_8 + x_9 + x_{12} = 0,184 + 56,05 + 6,986 = 63,22;$$

полное сопротивление

$$z_4 = \sqrt{x_{\Sigma}^2 + r_{\Sigma}^2} = \sqrt{63,22^2 + 135,8^2} = 149,79.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₄:

$$S_{K34} = \frac{S_B}{z_4}; \quad (7.14)$$

$$S_{K34} = \frac{1000}{149,79} = 6,68 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_B = 0,4 \text{ кВ}$ найдем по формуле:

$$I_{K4} = I_{П,0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B} \text{ кА}; \quad (7.15)$$

$$I_{K4} = I_{П,0} = I_{Пт} = \frac{6,68 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 0,4} = 9,64 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 9,64 = 21,81 \text{ кА.}$$

Результаты расчетов по всем точкам КЗ представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Расчет токов КЗ

Точка	U _{ср.ном} , кВ	Токи, кА		S _{кз} , МВА
		I _к	i _{уд}	
К ₁	115	19,31	49,16	3800
К ₂	115	12,8	35,58	2550
К ₃	10,5	10,47	23,69	190
К ₄	0,4	9,64	21,81	7

Выводы по разделу 7

Произведен расчёт токов короткого замыкания во всех характерных точках системы электроснабжения, благодаря чему стал возможен выбор внутриводского электрооборудования.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
						67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СЭС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

8.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП

Выбор основного электрооборудования схемы внешнего электроснабжения был произведен в разделе 4. В этом разделе будет произведен выбор электрооборудования напряжением 10 и 0,4 кВ.

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

Ток, протекающий через вводную ячейку в утяжеленном режиме:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{Н.Т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н}}}; \quad (8.1)$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1231,68 \text{ А.}$$

Далее определим тепловой импульс

$$V_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a; \quad (8.2)$$

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

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

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$V_k = 10,47^2 \cdot 1,7 + 0,06 + 0,12 = 186,53 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Каталожные данные ячеек КРУ, выбранных согласно формулам (8.1) – (8.2):

Таблица 8.1 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{пик}}$	$I_{\max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 23,7 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq V_k$	$V_k = 186,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 8.2. Секционный выключатель принимается такого же типа, что и вводной. В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/1600 УЗ [25].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ внесены в таблицу 8.2.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		68

Таблица 8.2 – Выбор выключателей КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1600 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{пик}$	$I_{max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600,0 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 10,5 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{ном} \geq i_{а.г}$	$i_{а.г} = 4,2 \text{ кА}$	$i_{а.ном.} = 14,0 \text{ кА}$
$I_{д} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 10,5 \text{ кА}$	$I_{д} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{д} \geq i_{у}$	$i_{у} = 23,7 \text{ кА}$	$i_{д} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 186,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М принимаются к установке трансформаторы тока типа ТЛК-10-1600-0,5/10Р-УЗ [17]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа.

Таблица 8.3 – Выбор КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/1600 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1231,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600,0 \text{ А}$
$i_{д} \geq i_{у}$	$I_{п,0} = 23,7 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 186,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Чтобы проверить выбранный трансформатор тока по вторичной нагрузке, на рисунке 8.1 составим схему включения трансформаторов токов и измерительных приборов.

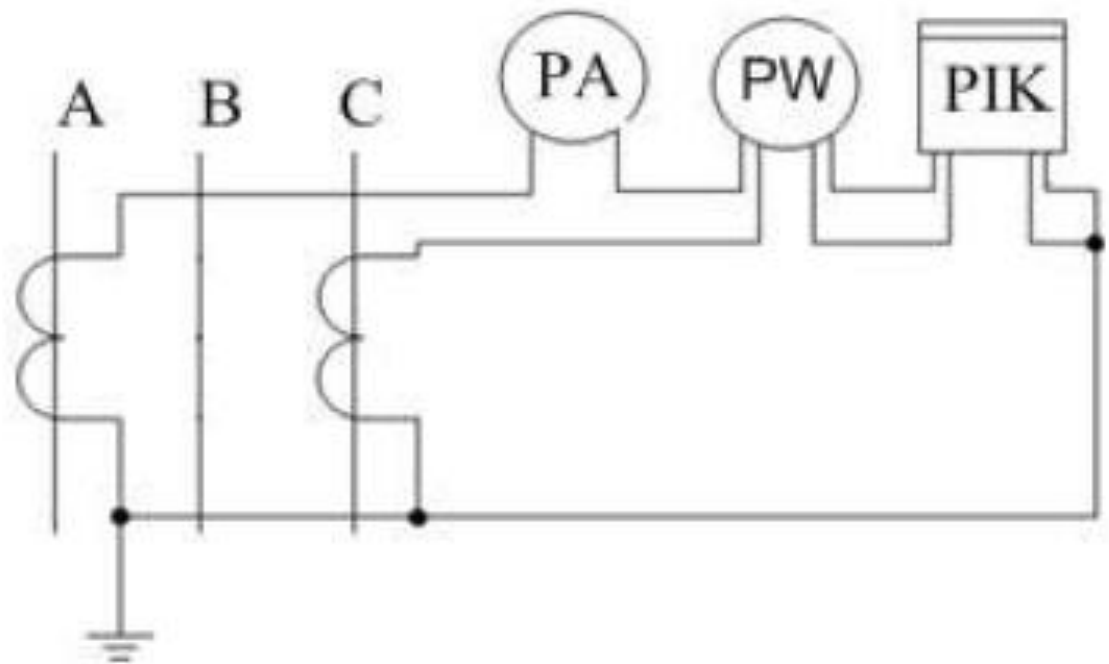


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точно-сти	Нагрузки фаз, ВА		
			A	B	C
Амперметр	Э-355	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,0	0,5	-	0,5
Счетчик ак-тивной и ре-активной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
			1,1	-	0,6

Сопротивления приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (8.3)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{1,1}{5^2} = 0,044.$$

Расчетное сопротивление проводов при работе трансформаторов тока в требуемом классе точности:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} \cdot r_{\text{к}}, \quad (8.4)$$

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

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

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{r \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{п}}} \quad (8.5)$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,754 \text{ мм}^2.$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий в соответствии с расчетными максимальными токами и ударными токами представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии (начало – конец)	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{п,0}}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
1	2	3	4	5	6	7
ГПП - ТП6	10,5	300,57	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-400-0,5/10Р У3
ТП6-ТП5	10,5	122,12	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3

Продолжение таблицы 8.6

1	2	3	4	5	6	7
ГПП-ТП1	10,5	168,52	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-200-0,5/10Р У3
ТП1 – ТП2	10,5	75,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП – ТП4	10,5	131,68	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ТП4-ТП3	10,5	57,83	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ТП3-ТП7	10,5	33,08	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП9	10,5	212,10	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ТП9-ТП8	10,5	118,62	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ГПП-ТП15	10,5	46,95	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ТП15-ТП16	10,5	78,90	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП-ТП14	10,5	42,46	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-ТП13	10,5	63,96	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП10	10,5	213,56	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-300-0,5/10Р У3
ТП10-ТП17	10,5	90,85	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ТП17-ТП11	10,5	58,12	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ГПП - ТП12	10,5	40,10	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ГПП-СД1	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД2	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД3	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД4	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД5	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД6	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД7	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-СД8	10,5	27,82	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-АД1	10,5	13,53	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-АД2	10,5	13,53	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-АД3	10,5	13,53	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-АД4	10,5	13,53	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-АД5	10,5	13,53	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ГПП-АД6	10,5	13,53	10,5	23,7	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3

8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения устанавливаются по одному на секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

В ячейках типа К-104М к установке принимаем трансформатор напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10 (рисунок 7.2), так как данный трансформатор напряжения обладает рядом преимуществ перед аналогичными антирезонансными трансформаторами напряжения:

главное преимущество перед масляными трансформаторами напряжения – пожаро и взрывобезопасность;

– сохраняется работоспособность и гарантируется номинальный класс, точности при обратном чередовании фаз, а также имеется возможность проверки работоспособности дополнительной обмотки, соединенной в замкнутый треугольник по сравнению с трехфазным масляным трансформатором напряжения типа НАМИ;

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

– заземление нейтрали высоковольтной обмотки выполнено через индуктивное сопротивление обмотки ТПН, это более эффективный метод защиты от феррорезонансных процессов, по сравнению с широко известной трехфазной группой 3х3НОЛ, заземляемой через резисторы.

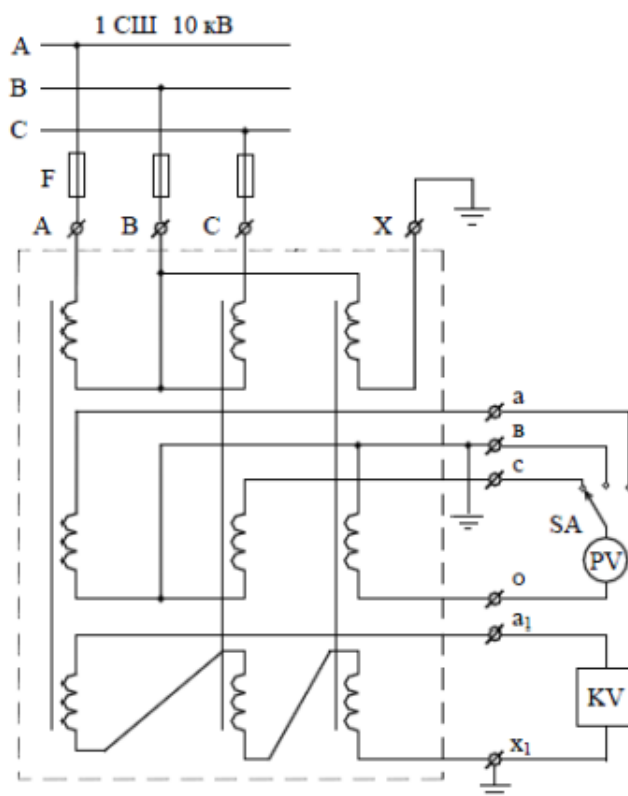


Рисунок 8.2 – Схема подключения трансформатора напряжения

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}} \quad (8.6)$$

– по схеме соединения обмоток и конструкции;

– по классу точности.

Работа трансформатора напряжения при заданном классе точности обеспечивается только при условии:

$$S_{2\text{ном}} \geq S_{\text{нагр}}; \quad (8.7)$$

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

$S_{2\text{ном}}$ – номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения заданного класса точности, ВА.

Трансформатор напряжения будет присоединен к шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3 и втычной разъединитель.

Схема включения трансформаторов напряжения – «звезда с землей - звезда с землей - разомкнутый треугольник.» [8] представлена на рисунке 8.2.

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (8.3) – (8.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 8.6.

Таблица 8.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его уставки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PIK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	15	23	30
Итого								30	30
НАЛИ-СЭЩ-10У3		Трехфазный трансформатор напряжения						S _{2Σ} = 42 ВА	
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 200 ВА		S _{2ном} = 200 > S _{2Σ}							

8.5 Выбор соединения силового трансформатора ГПП с РУ НН ГПП

В качестве токоведущей части, соединяющей силовые трансформаторы с КРУ, используем закрытый комплектный токопровод типа ТЗК-10-1600-81УХЛЗ [23]. Выбор токопровода представим в таблице 8.7.

Таблица 8.7 – Выбор токопровода

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5$ кВ	$U_{ном} = 10,5$ кВ
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 1231,7$ А	$I_{ном} = 1600$ А
$i_d \geq i_y$	$i_y = 23,7$ кА	$i_d = 81$ кА

8.6 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке КРУ-СЭЩ-70-10, которые комплектуются выключателями нагрузки ВНА-СЭЩ-10 с предохранителями типа ПКТ.

Рассмотрим для примера выбор выключателя нагрузки и предохранителя для ТП-1, имеющей 2 трансформатора ТМГ-800.

По формуле (8.1) рабочий ток в утяжеленном режиме для этого трансформатора равен:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot 800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 64,66 \text{ А.}$$

Таблица 8.8 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 64,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 400,0 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 23,7 \text{ А}$	$i_d = 51,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 186,5 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 8.9 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ104 -10-160-20У3
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 64,7 \text{ А}$	$I_{ном} = 160,0 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_k$	$I_k = 10,5 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20,0 \text{ кА}$

Далее выберем выключатели нагрузки и предохранители для остальных цеховых трансформаторных подстанций и сведем в таблицу 8.10.

Таблица 8.10 – Выбор выключателей нагрузки и предохранителей

Номер ТП	$U_{ном}, \text{ кВ}$	$I_{max}, \text{ А}$	$I_{отк}, \text{ кА}$	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-1	10	64,66	10,47	ПКТ-102-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-2	10	80,83	10,47	ПКТ-103-10-100 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-3	10	32,33	10,47	ПКТ-102-10-40 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-4	10	65,66	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-5	10	80,23	10,47	ПКТ-103-10-100 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-6	10	129,32	10,47	ПКТ-104-10-160 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-7	10	32,33	10,47	ПКТ-102-10-40 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-8	10	80,23	10,47	ПКТ-104-10-100 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-9	10	64,66	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-10	10	80,23	10,47	ПКТ-104-10-100 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-11	10	64,66	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-12	10	32,33	10,47	ПКТ-102-10-40 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-13	10	50,92	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-14	10	64,66	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-15	10	50,92	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-16	10	50,92	10,47	ПКТ-103-10-80 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2
ТП-17	10	32,33	10,47	ПКТ-103-10-40 У3	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2

8.6 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 8.11.

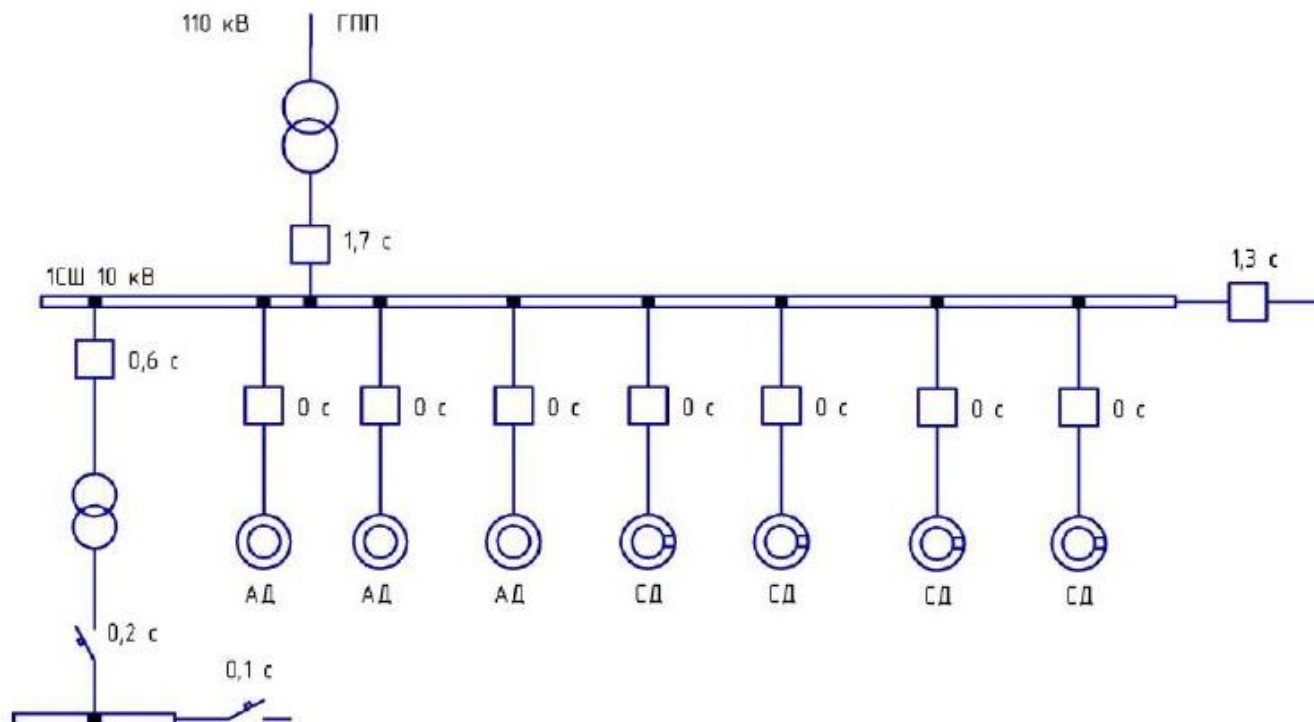


Рисунок 8.3 – Карта селективности

Термически стойкое сечение определим по выражению:

$$F_{т.с.} = \sqrt{\frac{B_k}{C}}, \quad (8.8)$$

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

B_k – тепловой импульс тока КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Таблица 8.11 – Проверка кабелей на термическую стойкость

Начало и конец кабельной линии	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , $кА^2 \cdot с$	C , $\frac{A \cdot c^{1/2}}{мм^2}$	$F_{т.с.}$, $мм^2$
ГПП – ТП	10,5	0,6	0,06	0,12	66,3	94	86,64
ГПП-СД	10,5	0,0	0,06	0,12	19,6	94	47,09
ГПП-АД	10,5	0,0	0,06	0,12	19,6	94	47,09

Далее уточним сечения кабелей до термически устойчивых, учитывая полученные расчетные значения (если прежнее сечение было меньше термически устойчивого, то увеличим до этого значения):

Полученные сечения сведем в таблицу 8.12.

Таблица 8.12 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого кабеля	Тип и площадь сечения нового кабеля
ТП6-ТП5	70	95	ААШв (3х95)
ТП1 – ТП2	35	95	ААШв (3х95)
ГПП – ТП4	70	95	ААШв (3х95)
ТП4-ТП3	25	95	ААШв (3х95)
ТП3-ТП7	16	95	ААШв (3х95)
ТП9-ТП8	50	95	ААШв (3х95)
ГПП-ТП15	25	95	ААШв (3х95)
ТП15-ТП16	35	95	ААШв (3х95)
ГПП-ТП14	35	95	ААШв (3х95)
ГПП-ТП13	35	95	ААШв (3х95)
ТП10-ТП17	50	95	ААШв (3х95)
ТП17-ТП11	25	95	ААШв (3х95)
ГПП - ТП12	25	95	ААШв (3х95)
ТП2-НРП1	16	95	ААШв (3х95)
ТП2-НРП2	16	95	ААШв (3х95)
ТП8-НРП3	16	95	ААШв (3х95)
ТП16-НРП4	16	95	ААШв (3х95)
ТП13-НРП5	16	95	ААШв (3х95)
ТП12-НРП6	16	95	ААШв (3х95)
ГПП-СД(1-4)	25	50	ААШв (3х50)
ГПП-СД(5-8)	25	50	ААШв (3х50)
ГПП-АД(1-6)	16	50	ААШв (3х50)

8.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

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

Мощность трансформатора собственных нужд, принимаем равной 0,1% от мощности силового трансформатора [2]:

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot S_{\text{н.т}}^{\text{ГПП}} \quad (8.9)$$

$$S_{\text{тсн}} = \frac{0,1}{100} \cdot 16000 = 16 \text{ кВА.}$$

Исходя из условий питания вспомогательных механизмов предприятия, выбираем два трансформатора типа ТМ16/10, которые подключаются к обмотке НН силовых трансформаторов ГПП через предохранители типа ПКТ-101-10-16-12,5.

8.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 8.10. В качестве цеховых трансформаторных подстанций принимаем комплектные трансформаторные подстанции типов КТП-400/10/0,4-84-У1, КТП-630/10/0,4-84-У1 КТП-1000/10/0,4-84-У1, КТП-1600/10/0,4-84-У1 производства завода «Контактор» г. Ульяновск [18].

Таблица 8.10 – Выбор вводных и секционных АВ РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{утяж},$ А	$I_k,$ кА	$i_{уд},$ кА	Тип выключателя
ТП-1	Вводной	1617	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1132	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-2	Вводной	2021	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1415	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-3	Вводной	808	9,6	12,81	Э06В-1000УХЛЗ
	Секционный	566	9,6	12,81	Э06В-630УХЛЗ
ТП-4	Вводной	1617	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1132	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-5	Вводной	2021	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1415	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-6	Вводной	3233	9,6	12,81	Э40В-4000УХЛЗ
	Секционный	2263	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
ТП-7	Вводной	808	9,6	12,81	Э06В-1000УХЛЗ
	Секционный	566	9,6	12,81	Э06В-630УХЛЗ
ТП-8	Вводной	2021	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1415	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-9	Вводной	1617	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1132	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-10	Вводной	2021	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1415	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-11	Вводной	1617	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1132	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-12	Вводной	808	9,6	12,81	Э06В-1000УХЛЗ
	Секционный	566	9,6	12,81	Э06В-630УХЛЗ
ТП-13	Вводной	1273	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	891	9,6	12,81	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-14	Вводной	1617	9,6	12,81	Э25В-2500УХЛЗ
	Секционный	1132	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
ТП-15	Вводной	1273	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	891	9,6	12,81	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-16	Вводной	1273	9,6	12,81	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	891	9,6	12,81	Э06В-1000УХЛЗ

Выводы по разделу 8

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ, уточнены сечения кабелей по условиям термической стойкости.

										Лист
										77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ					

9 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Внутризаводское распределение электроэнергии может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам. Радиальные схемы целесообразны, когда потребители расположены в различных направлениях друг от друга. Магистральные линии рациональны при последовательном расположении групп электроприемников на территории предприятия. Для подтверждения обоснованности выбора схемы внутризаводского электроснабжения проведем технико-экономическое обоснование преимущественного использования магистральных линий.

С помощью технико-экономического сравнения определим наиболее выгодный вариант схемы внутреннего электроснабжения. Рассмотрим сравнение на примере выбора способа питания ТП6 и ТП5. В варианте №1 выберем питание ТП по магистральной схеме (рисунок 9.1), а в варианте №2 – по радиальной (рисунок 9.2).

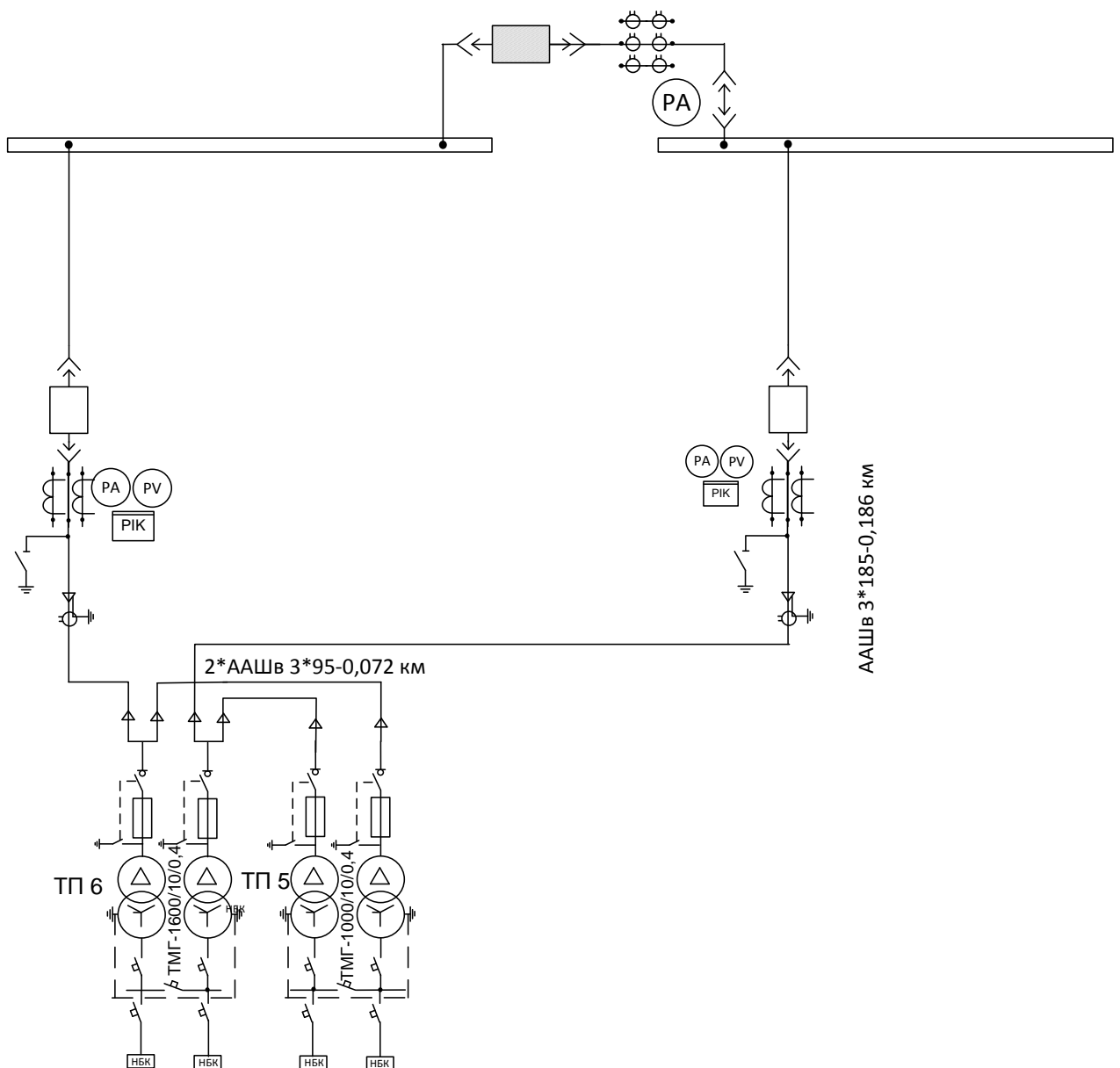


Рисунок 9.1– Фрагмент схемы для варианта №1

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

13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ

Лист

78

9.1 Сравнение вариантов схем внутривзаводского электроснабжения

Поскольку расчет для первого варианта уже был произведен, данные примем из раздела 4, а также проверим их на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Проверку осуществим в таблице 9.1.

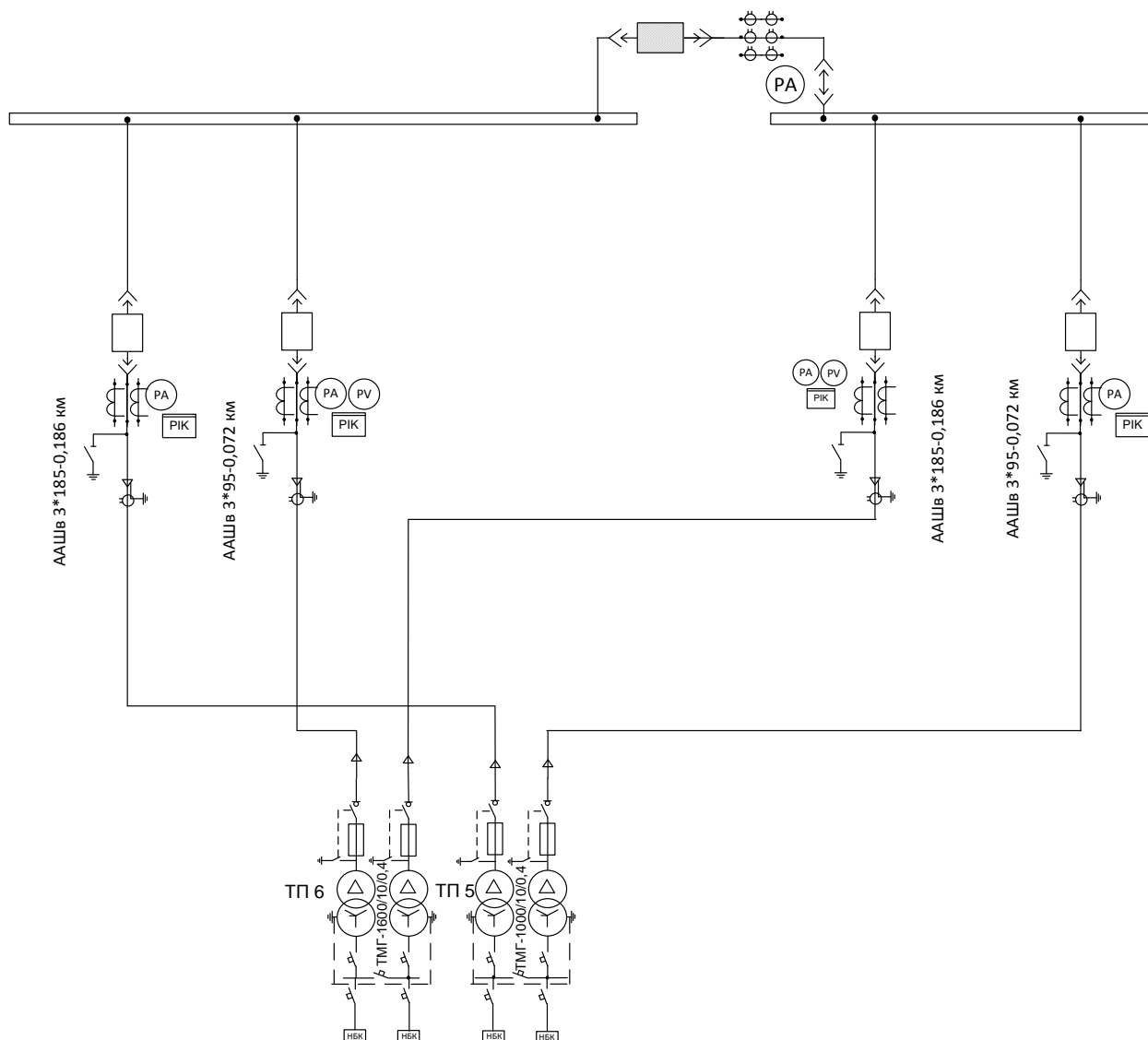


Рисунок 9.2– Фрагмент схемы для варианта №2

Таблица 9.1– Проверка кабелей на термическую стойкость

Кабельная линия	I_k , кА	$t_{рз}$, с	$t_{с.в.}$, с	T_A , с	B_k , кА ² с	$\frac{C,}{A \cdot c^{1/2}}$ $\frac{MM^2}{MM^2}$	$F_{т.с.}$, мм ²
ГПП-ТП, ТП-ТП	10,5	0,60	0,06	0,12	66,30	94,00	86,64

В таблице 9.1 обозначено:

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

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

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

13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ

Лист

79

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

C – коэффициент, зависящий от вида металла жил кабеля, $\frac{A \cdot c^2}{mm^2}$,

B_K – тепловой импульс тока КЗ, определяемый по формуле (8.2);

F_{TC} – термически стойкое сечение кабеля $F_{TC} = \frac{\sqrt{B_K}}{C}$, мм²;

Термически устойчивые сечения кабелей сведем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2 – Термически устойчивые сечения кабелей для варианта №1

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП – ТП6	185,00	86,64	2хААШв(3х185)
ТП6 - ТП5	70,00	86,64	2хААШв(3х95)

По аналогичной методике проведем расчет и для второго варианта, его результаты представим в таблице 9.3

Таблица 9.3 – Термически устойчивые сечения кабелей для варианта №2

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ГПП - ТП1	95,00	86,64	2хААШв(3х95)
ГПП - ТП5	70,00	86,64	2хААШв(3х95)

9.2 Определение потерь электроэнергии в кабельных линиях

Потери в проводах КЛ за год вычислим по формуле (3.12). Так, например, для линии ГПП-ТП6 1-го варианта получим

$$\Delta \mathcal{E}_л = 2 \cdot (3 \cdot (150,29)^2 \cdot 0,167 \cdot 0,186 \cdot 5948) = 25038,7 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$$

Стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу определим по формуле (6.31).

$$C_{эл} = 25038,7 \cdot 4,105 \cdot 10^{-3} = 102,79 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогичные расчеты по выражениям проводим для всех рассматриваемых кабельных линий, представленных в вариантах 1 и 2. А также определим для двух вариантов суммарные потери электроэнергии и их стоимость. Результаты сведем в таблицу 9.4.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		80

Таблица 9.4 – Расчетные данные затрат для кабельных линий

Наименование КЛ	Ед. изм	L, км	Стоим.ед тыс. руб./км	K, тыс.руб	E, о.е	E·K, тыс.руб/год	ΔЭ, кВт·ч/год	C, тыс.руб/год
Вариант 1								
ГПП-ТП6	км	0,186	5007,60	931,41	0,165	153,68	25038,71	102,79
ТП6-ТП5	км	0,072	4334,20	312,06	0,165	51,49	3122,05	12,72
Всего	-	-	-	-	-	205,17	28160,76	115,44
Вариант 2								
ГПП-ТП1	км	0,186	4334,20	806,16	0,165	133,01	17223,78	70,70
ГПП-ТП5	км	0,258	4334,20	1118,22	0,165	184,51	23891,05	98,07
Всего	-	-	-	-	-	317,52	41114,83	168,77

9.3 Выбор электрооборудования рассматриваемых вариантов

Для проведения сравнения выберем распределительное устройство 10 кВ. Примем его комплектным, выбираем К-104М. Ячейки КРУ проверяются по номинальному напряжению, номинальному току и току утяжеленного режима, электродинамической и термической стойкости к токам КЗ.

Таблица 9.5 – Выбор и проверка ячейки К-104М

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
1	2	3
$U_c \leq U_n$	$U_c = 10,5 \text{ кВ}$	$U_n = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{раб. утяж}} \leq I_n$	$I_{\text{раб. утяж}} = 1231,7 \text{ А}$	$I_n = 1600,0 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин. макс}}$	$I_{\text{уд3}} = 23,69 \text{ кА}$	$I_{\text{дин. макс}} = 81,0 \text{ кА}$
$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = B_{\text{к. доп}}$	$B_k = 186,5(\text{кА})^2 \text{ с}$	$B_{\text{к. доп}} = 1200,0 (\text{кА})^2 \text{ с}$

Из таблицы 9.5 видно, что ячейки К-104М могут быть приняты к установке. Примем их к установке в обоих вариантах.

К установке в обоих вариантах в качестве выключателей отходящих линий примем выключатели ВВЭ-10-20/630 УЗ.

Выключатели нагрузки и предохранители устанавливаются на вводах цеховых ТП при питании последних по магистральным схемам (вариант 1). Запишем результаты выбора в таблице 9.6.

Таблица 9.6 – Результаты выбора выключателей нагрузки и предохранителей

Номер ТП	U _н , кВ	I _р , А	I _{утяж} , А	I _к , кА	Тип выключателя нагрузки	Тип предохранителя
ТП6	10,00	89,23	178,46	10,47	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2	ПКТ 104-10-160-20 УЗ
ТП5	10,00	61,06	122,12	10,47	ВНА-СЭЩ-10/630-20зпУ2	ПКТ 103-10-80-20 УЗ

9.4 Определение технико-экономических показателей вариантов схем внутреннего электроснабжения предприятия

Для проведения сравнения определим приведенные годовые затраты по (3.27). Учетом в расчете стоимости ячеек отходящих линий с выключателем. Техничко-экономические показатели вариантов запишем в таблице 5.7 и таблице 5.8 соответственно.

Таблица 9.7 – Техничко-экономические показатели магистральной схемы

Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
1 Ячейка отходящей линии с выключателем	шт	1	3424,0	3424,00
2 2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3х185)	км	0,186	5007,6	931,41
3 2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3х95)	км	0,072	4334,2	312,06
ИТОГО				4667,47

Продолжение таблицы 9.7

Наименование оборудования	E_i , 1/год	Затраты, тыс.руб./год	Потери эл. энергии, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год
1	6	7	8	9
1 Ячейка отходящей линии с выключателем	0,193	660,83	-	-
2 2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3х185)	0,165	179,76	25038,71	102,79
3 2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3х95)	0,165	60,23	3122,05	12,72
ИТОГО		900,82	28160,76	115,51

Таблица 9.7 – Техничко-экономические показатели радиальной схемы

Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кап. вложения, тыс. руб.
1	2	3	4	5
Ячейка отходящей линии с выключателем	шт	2	3424,0	6848,00
2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3х185)	км	0,186	4334,2	806,16
2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3х95)	км	0,258	4334,2	1118,22
ИТОГО				8772,38

Продолжение таблицы 9.8

Наименование оборудования	E_i , 1/год	Затраты, тыс.руб./год	Потери эл. энергии, кВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год
1	6	7	8	9
1 Ячейка отходящей линии с выключателем	0,193	1321,66	-	-
2 2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3x185)	0,165	133,02	17223,78	70,70
3 2-х цепные КЛ 10 кВ в траншее с кабелем ААШв (3x95)	0,165	184,51	23891,05	98,07
ИТОГО		1549,19	41114,83	168,77

Таблица 9.9 – Результаты сравнения вариантов

Вариант	Кап. затраты, тыс. руб.	Приведенные кап. затраты, тыс. руб.	Потери эл. энергии, кВт·ч	Стоимость потерь, тыс. руб.	Приведенные затраты, тыс. руб.
1	4667,50	900,82	28160,76	115,51	1016,33
2	8772,40	1549,19	41114,83	168,77	1717,96

Вариант электроснабжения по магистральной схеме экономичнее на

$$\frac{Z_1 - Z_2}{Z_2} \cdot 100\% = \frac{1717,96 - 1016,33}{1016,33} \cdot 100\% = 69,04\%$$

Выводы по разделу 9

На основании сравнения, представленного выше, можно сделать вывод, что затраты для второго варианта гораздо больше, нежели чем для первого. Это обусловлено высокой стоимостью ячейки КРУ и вакуумного выключателя, а при исполнении варианта 2 количество этих ячеек возрастает. Таким образом продемонстрировано преимущество магистральных линий при выполнении схемы внутриводского электроснабжения предприятия.

10 РАСЧЕТ УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

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

На рисунке 10.1 приведена схема замещения системы электроснабжения основного производства химического завода для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблицу 10.1 сведены данные, необходимые для расчета компенсации реактивной мощности.

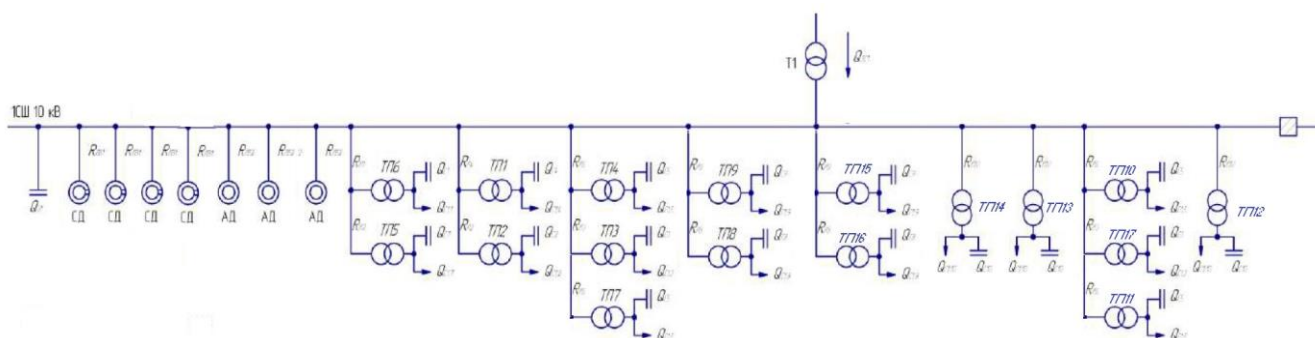


Рисунок 10.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

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

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (10.1)$$

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

$$R_{Т1} = \frac{10800 \cdot 10^2}{1000^2} = 1,08 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (10.2)$$

$$R_{л1} = 0,326 \cdot 0,143 = 0,047 \text{ Ом.}$$

Сведем все данные для расчета компенсации в таблицу (мощности трансформаторов, реактивные мощности, которые они могут пропустить в сеть НН, а также сопротивления схемы замещения.

По формуле (10.2)

$$R_{л.сд1} = 0,590 \cdot 0,432 = 0,255 \text{ Ом;}$$

$$R_{л.сд2} = 0,590 \cdot 0,169 = 0,100 \text{ Ом;}$$

$$R_{л.ад1} = 0,590 \cdot 0,279 = 0,165 \text{ Ом.}$$

Таблица 10.1 – Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.і}, \text{кВА}$	$Q_{іі}, \text{квар}$	$\Delta Q_{ті}, \text{квар}$	$R_{ті}, \text{Ом}$	$R_{лі}, \text{Ом}$
ТП-1	800	639,29	90,78	1,19	0,047
ТП-2	1000	786,80	78,83	1,10	0,141
ТП-3	400	394,92	24,19	3,40	0,019
ТП-4	800	188,01	59,11	1,19	0,104
ТП-5	1000	588,99	19,41	1,10	0,023
ТП-6	1600	1417,07	181,56	0,59	0,031
ТП-7	400	505,38	31,43	3,40	0,022
ТП-8	1000	861,16	113,48	1,10	0,025
ТП-9	800	571,17	79,58	1,19	0,066
ТП-10	1000	627,43	113,48	1,10	0,059
ТП-11	800	1099,14	59,10	1,19	0,018
ТП-12	400	365,18	39,45	3,40	0,055
ТП-13	630	679,55	68,21	1,90	0,032
ТП-14	800	440,45	49,24	1,19	0,044
ТП-15	630	692,89	47,36	1,90	0,016
ТП-16	630	317,76	71,49	1,90	0,035
ТП-17	400	343,02	31,05	3,40	0,032
Итого		10518,21	1157,75		

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

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta \cdot a \cdot K_M + \beta \cdot \tau, \quad (10.3)$$

где δ – поправочный коэффициент;

$a = 1234,29 \cdot 12 = 14811,48$ руб/кВт · год – основная ставка тарифа;

$\beta = 1,457$ руб/кВт · ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – «отношение потерь активной мощности предприятия $\Delta P_э$ в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.» [8]

$$C_0 = 1,03 \cdot 14811,48 \cdot 1 + 1,457 \cdot 5947,83 = 23921,81 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}$$

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

$$Z_{1Г.КН} = E \cdot K_{БКН} \cdot a_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН}, \quad (10.4)$$

где E - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

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

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

$a_{изм}$ - индекс изменения сметной стоимости.

Тогда

$$Z_{1Г.КН} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 23921,81 \cdot 4 = 298956,2 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = E \cdot K_{БКВ} \cdot a_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКВ}, \quad (10.5)$$

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

$\Delta P_{БКВ}$ - удельные потери в высоковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

Тогда

$$Z_{1Г.КВ} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 23921,81 \cdot 2 = 149478,1 \text{ руб/Мвар.}$$

Так как среди электроприемников имеются синхронные двигатели, проведем расчет для них:

Таблица 10.2 Данные о двигателях

Наименование	Тип двигателя	U_n , кВ	$P_{Д.ном.i}$, Вт	$Q_{Д.ном.i}$, Мвар	N_i , шт	n_i , об/мин	D_{1i} , кВт	D_{2i} , кВт
СД1-2	СТД	10	630	-0,39	4	3000	2,07	3,44
СД5-6	СТД	10	630	-0,39	4	3000	2,07	3,44

Рассчитаем располагаемую реактивную мощность СД:

$$Q_{СДmi} = a_m \cdot N_i \cdot \sqrt{P_{СД.ном.i}^2 + Q_{СД.ном.i}^2} \quad (10.6)$$

где $a_m = 0,47$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

Затраты на генерацию реактивной мощности синхронными двигателями:

$$Z_{1Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{1i}}{Q_{СД.н.i}}, \quad (10.7)$$

$$Z_{2Г.СДi} = C_0 \cdot \frac{D_{2i}}{N_i \cdot Q_{СД.н.i}^2}. \quad (10.8)$$

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

$$R_{\varepsilon, \text{СДі}} = \frac{R_{\text{л.СДі}}}{N_1} + \frac{Z_{2\text{Г.СДі}}}{a \cdot C_0}, \quad (10.9)$$

$$Q_{\text{СДі}} = \frac{Z_{10} - Z_{1\text{Г.СД}}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\varepsilon, \text{СДі}}}. \quad (10.10)$$

Таблица 10.3 – Данные о двигателях

Наименование	$Q_{\text{СДі.мі}}$, квар	$Z_{1\text{Г.СДі}}$, руб/Мвар	$Z_{2\text{Г.СДі}}$, руб/Мвар ²	$R_{\varepsilon, \text{СДі}}$, Ом	$Q_{\text{СДі}}$, Мвар
СД1-4	1392,98	63484,81	676299,05	0,63	0,0747
СД5-8	1392,98	63484,81	676299,05	0,59	0,0797

Чтобы рассчитать оптимальную реактивную мощность, генерируемую низковольтными батареями конденсаторов, нужно знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, которые питаются по радиальным линиям, эквивалентное сопротивление составит:

$$R_{\varepsilon 13} = r_1 = R_{\text{л}13} + R_{\text{Т}13}, \quad (10.11)$$

$$R_{\varepsilon 13} = r_1 = 0,032 + 1,9 = 1,932 \text{ Ом.}$$

Для ТП, питающихся по магистральной линии с двумя ответвлениями (рисунок 9.2), например, ТП-6 и ТП-5, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{\text{Т}1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + r_2}, \quad (10.12)$$

$$\frac{1}{R_{\text{Т}1}} = \frac{1}{0,59} + \frac{1}{0,023 + 1,1} = 2,585.$$

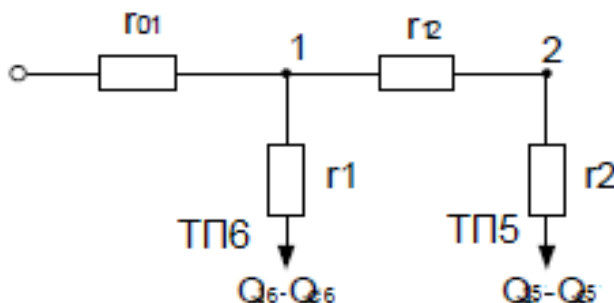


Рисунок 10.2 – Схема замещения магистральных линий с двумя ТП
Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\varepsilon 1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{Т}1}} \right) \cdot r_1. \quad (10.13)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot r_{12} + r_2. \quad (10.14)$$

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{0,031}{0,387}\right) \cdot 0,59 = 0,637 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{0,031}{0,387}\right) \cdot 0,023 + 1,1 = 1,125 \text{ Ом.}$$

Для ТП, питающихся по магистральной линии с двумя ответвлениями (рисунок 9.3), например, ТП-4, ТП-3 и ТП-7, эквивалентная проводимость точки 2 и точки 1 схемы определяется по формулам:

$$\frac{1}{R_{\text{т}2}} = \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_{23} + r_3}; \quad (10.15)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т}1}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{12} + R_{\text{т}2}}. \quad (10.16)$$

Эквивалентные сопротивления схемы:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot r_1. \quad (10.17)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{т}2}}\right) \cdot r_2. \quad (10.18)$$

$$R_{\text{э}3} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}}\right) \cdot \left(1 + \frac{r_{12}}{R_{\text{т}2}}\right) \cdot (r_{23} + r_3). \quad (10.19)$$

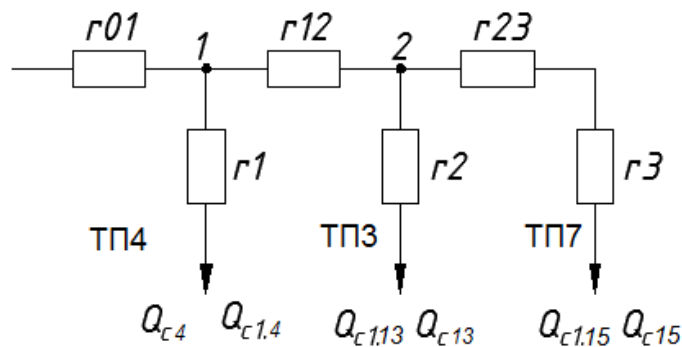


Рисунок 10.3 – Схема замещения магистральных линий с тремя ТП

Чтобы определить реактивную мощности низковольтных батарей конденсаторов, предположим, что к шинам ГПП также подключена батарея БК (коэффициент Лагранжа $\lambda = Z_{10}$):

$$Q_{ci} = Q_{li} + \Delta Q_{T+i} + \frac{Z_{10} - Z_{\Gamma.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0 \cdot R_{\Omega i}} = Q_{li} + \Delta Q_{T+i} + \frac{Z}{R_{\Omega i}}, \quad (10.20)$$

$$z = \frac{Z_{10} - Z_{\Gamma.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (10.21)$$

$$z = \frac{149478,1 - 298956,2}{2 \cdot 10 \cdot 23921,81} = -0,312 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{ci} = 0,343 + 0,031 - \frac{0,312}{3,936} = 0,29 \text{ Мвар}.$$

Таблица 10.4 – Расчет мощности батарей конденсаторов

Место установки БК	R _{Ωi} , Ом	Q _{ci} , Мвар		Q _{кyi} , квар	Q _{кyi} + Q _{ci} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{стi} , квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-1	0,637	0,24	0,24	157,05	397	УКРМ-0,4-400-25-У3	400
ТП-2	1,125	0,59	0,59	0	590	УКРМ-0,4-600-50-У3	600
ТП-3	3,946	0,34	0,34	0	340	УКРМ-0,4-400-25-У3	400
ТП-4	1,366	0,02	0,02	188,61	208	УКРМ-0,4-250-50-У3	250
ТП-5	1,125	0,33	0,33	332,20	662	УКРМ-0,4-700-50-У3	700
ТП-6	0,637	1,12	1,12	209,81	1330	УКРМ-0,4-1500-50-У3	1500
ТП-7	3,971	0,46	0,46	0	460	УКРМ-0,4-500-50-У3	500
ТП-8	1,128	0,70	0,70	229,68	930	УКРМ-0,4-1000-50-У3	1000
ТП-9	1,326	0,42	0,42	188,73	609	УКРМ-0,4-700-50-У3	700
ТП-10	1,229	0,49	0,49	329,35	819	УКРМ-0,4-900-50-У3	900
ТП-11	1,398	0,93	0,93	0	930	УКРМ-0,4-1000-50-У3	1000
ТП-12	3,455	0,31	0,31	0	310	УКРМ-0,4-350-25-У3	350
ТП-13	1,930	0,59	0,59	0	590	УКРМ-0,4-600-50-У3	600
ТП-14	1,234	0,24	0,24	0	240	УКРМ-0,4-250-50-У3	250
ТП-15	1,932	0,58	0,58	0	580	УКРМ-0,4-600-50-У3	600
ТП-16	1,936	0,23	0,23	223,66	454	УКРМ-0,4-500-50-У3	500
ТП-17	3,936	0,29	0,29	0	290	УКРМ-0,4-300-25-У3	300
Итого	-	-	7,88	1859,09	9739	-	10550

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

$$Q_0 = \sum_{i=1}^n Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\Delta Q_{Ti}^{ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} - \sum_{i=1}^n Q_{ci} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CDi}}{2} - \frac{Q_{эс}}{2}, \quad (10.22)$$

где $Q_T^{ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, вар;

Q_B – реактивная мощность электроприёмников напряжением 10 кВ, вар.

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

$$Q'_{эс} = P_{р.п} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}, \quad (10.23)$$

$$Q''_{эс} = Q_{р.п} - \frac{0,7}{k_{н.р}} Q_{СД.м}, \quad (10.24)$$

где $\operatorname{tg} \varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\operatorname{tg} \varphi$ для данного уровня напряжения;

$k_{н.р} = 0,85$ – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{эс} = 17525,63 \cdot 0,5 = 8762,82 \text{ квар.}$$

Располагаемая активная мощность СД

$$Q_{СД.м} = \alpha_m \cdot N_{СД} \cdot \sqrt{P_{СД.ном}^2 + Q_{СД.ном}^2}, \quad (10.25)$$

где $\alpha_m = 0,6$ – коэффициент допустимой перегрузки СД по реактивной мощности.

$$Q_{СД.м} = 0,6 \cdot 4 \cdot \sqrt{630^2 + 390^2} = 1778 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{р.п} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{наи} \cdot P_{номi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{р.осв.}, \quad (10.26)$$

$$Q_{р.п} = 0,85 \cdot (12395,71 + 2874,03 + 218,72) + 652,27 = 13817,46 \text{ квар.}$$

Тогда

$$Q''_{эс} = 13817,46 - \frac{0,7}{0,85} \cdot 1778 = 12353,22 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем

$$Q_{эс} = Q'_{эс} = 8762,82 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\operatorname{tg} \varphi_э = \frac{Q_{эс}}{P_{р.п}}, \quad (10.27)$$

									Лист
									90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{7010,25}{17525,63} = 0,40.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1:

$$Q_0 = 10518 + 1158 + \frac{1316}{2} + \frac{2874}{2} - 7880 - \frac{1778}{2} - \frac{8762}{2} = 621 \text{ квар.}$$

Произведем установку ВБК УКРМ-10,5-900-450.

Задача предприятия обеспечить требуемое значение $\operatorname{tg} \varphi_3 = 0,31$, которое задается энергосистемой, на вводе ГПП, поэтому определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП, без учета мощности, поступающей от энергосистемы, определим по формуле

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{li} + \Delta Q_{Ti} + \frac{\Delta Q_{ГПП}}{2} + \frac{\sum_{i=1}^n Q_{Bi}}{2} + \sum_{i=1}^n Q_{кyi} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.ни} - \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CDi}}{2} - Q_{ст.в}}{P_p}, \quad (10.28)$$

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

$Q_{ст.н}$ – стандартная мощность низковольтных КУ, вар;

$Q_{ст.в}$ – мощность высоковольтных КУ, вар.

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{10518 + 1158 + \frac{1316}{2} + \frac{2874}{2} + 1859,09 - 10550 - \frac{1778}{2} - 900}{0,5 \cdot 17525,63} = 0,33.$$

Резерв реактивной мощности

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_{CD.mi} - Q_{CD.i}}{Q_p} \cdot 100\%. \quad (10.29)$$

$$Q_{рез\%} = \frac{2785,96 - 154}{13817,46} \cdot 100\% = 19\%.$$

Выводы по разделу 10

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. Отклонение расчетного значения $\operatorname{tg} \varphi_p = 0,33$ от значения, заданного энергосистемой $\operatorname{tg} \varphi_{эс} = 0,31$, объясняется дискретностью шкалы компенсирующих устройств.

									Лист
									91
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ				

11 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

11.1 Обоснование установки устройства плавного пуска электродвигателей

Так как при пуске мощных электрических двигателей возникают пусковые токи, превышающие номинальные в 5-6 раз. Поэтому, чтобы обеспечить необходимые показатели качества электрической энергии, установим устройство плавного пуска электрических двигателей UNT-HVSS-BZ-F-170 [19]. А также шину плавного пуска, к которой подключены все двигатели.

Другой недостаток пуска напрямую от сети — высокие нагрузки на механические узлы — возникает по той же причине: скачкообразная подача напряжения питания. Поскольку ток пуска высокий, крутящий момент может достичь 150–200% от номинального, при этом приводимые механизмы двигателя в момент запуска покоятся, а механические узлы испытывают многократные нагрузки. Для предотвращения поломок производитель или потребитель вынужден закладывать дополнительный запас прочности, что опять же сказывается на стоимости оборудования.

Использование устройств плавного пуска позволяет добиться уменьшения пусковых токов, снижения вероятности перегрева электродвигателя, повысить срок службы двигателя, а также устраняет рывки в механической части электропривода в момент пуска двигателя.

Но УПП имеют некоторые недостатки, одним из которых является снижение крутящего момента на валу из-за того, что снижается напряжение. Также полупроводниковые элементы устройств плавного пуска могут перегреваться и выходить из строя из-за увеличения времени запуска.



					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Рисунок 11.1 – Высоковольтное устройство плавного пуска серии UNT-HVSS

Выводы по разделу 11

В данном разделе решены вопросы качества электрической энергии путем установки устройства плавного пуска и пусковой шины для высоковольтных двигателей. Так как их пуск без устройства вызывает провалы напряжения.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

12 РАСЧЕТ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ НИЗШЕГО НАПРЯЖЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

12.1 Организация защиты сети НН трансформатора напряжением 10/0,4 кВ

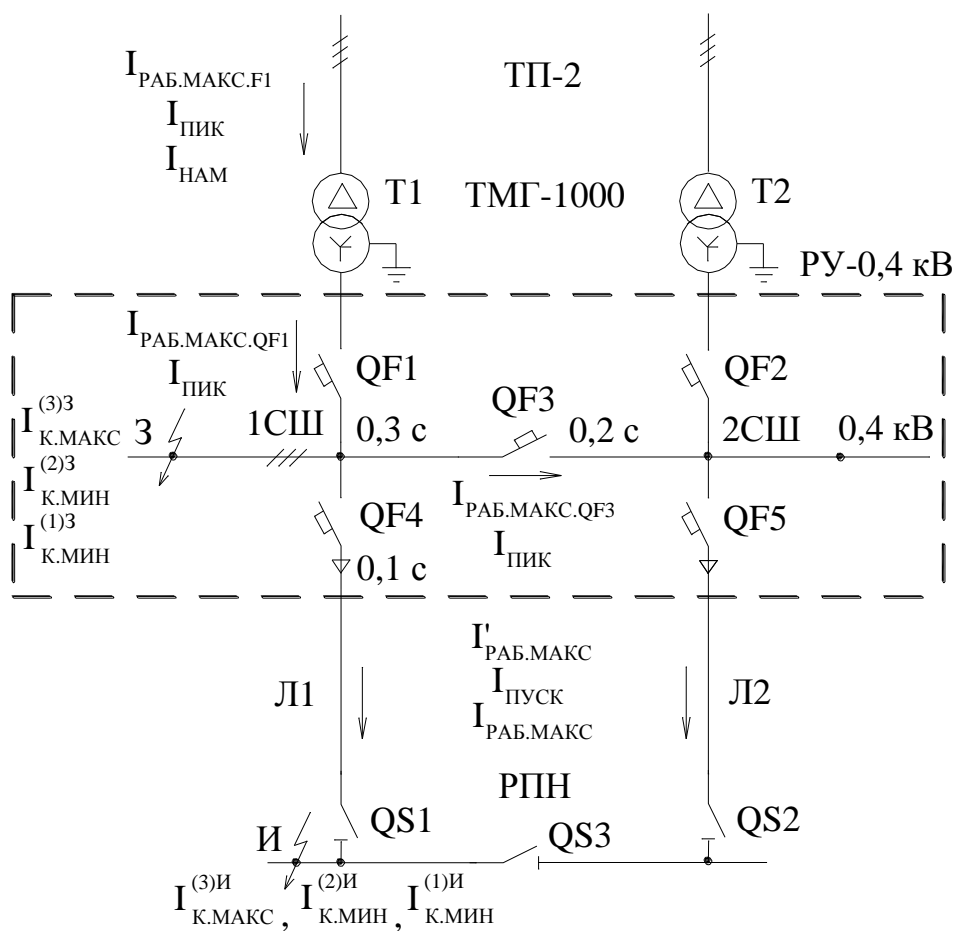


Рисунок 12.1 – Схема трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ

Таблица 12.1 – Сводные данные расчетов токов КЗ в электрической сети напряжением до 1 кВ

	Место точек расчета короткого замыкания				
	Е	Ж'	Ж	З	И
Максимальный ток трехфазного КЗ $I_{К.МАКС}^{(3)}$, кА	6,18	22,64	17,23	22,28	2,039
Минимальный ток двухфазного КЗ $I_{К.МИН}^{(2)}$, кА	2,791	–	13,88	17,17	1,757
Ток однофазного КЗ $I_{К.МИН}^{(1)}$, кА	–	–	16,85	21,4	1,059

На рисунке 12.1 приведена схема трансформаторной подстанции напряжением 10/0,4 кВ, для которого необходимо рассчитать защиту автоматических выключателей.

12.2 Расчет защиты отходящих от цеховой подстанции линий

Максимальный рабочий ток, протекающий через кабельную линию, составляет $I_{РАБ.МАКС} = 180 \text{ А}$. Номинальный ток автоматического выключателя, установленного в начале кабельной линии, выберем равным или больше этого тока:

$$I_{QF4.H} \geq I_{РАБ.МАКС} = 250 \text{ А} .$$

В качестве выключателя QF4, защищающего отходящую линию выберем автоматический выключатель Compact NS250 с номинальным током $I_n = 250 \text{ А}$ [4, с. 20–21], номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 36 \text{ кА}$. Электронный расцепитель STR22SE [20, с. 25] с каталожной защитной время-токовой характеристикой [4, с. 233] – рисунок 12.2.

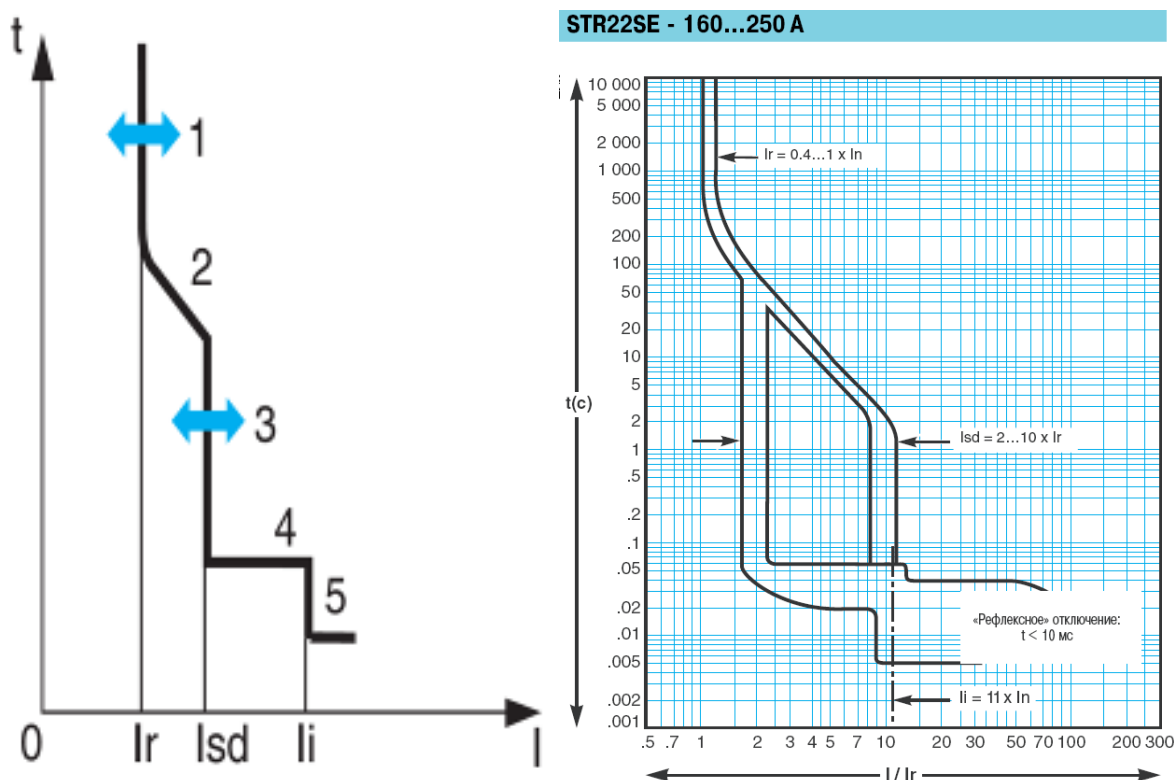


Рисунок 12.2 – Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики электронного расцепителя STR22SE

Расчет параметров время-токовых характеристик электронного расцепителя STR22SE - все каталожные параметры защит приведены в [4, с.25].

Защита от перегрузки:

Уставка тока I_r защиты от перегрузки выбирается в границах $(0,4-1,0) \cdot I_n$ и регулируются с помощью двух переключателей I_0 и I_r на передней панели расцепителя (рисунок 12.3).

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

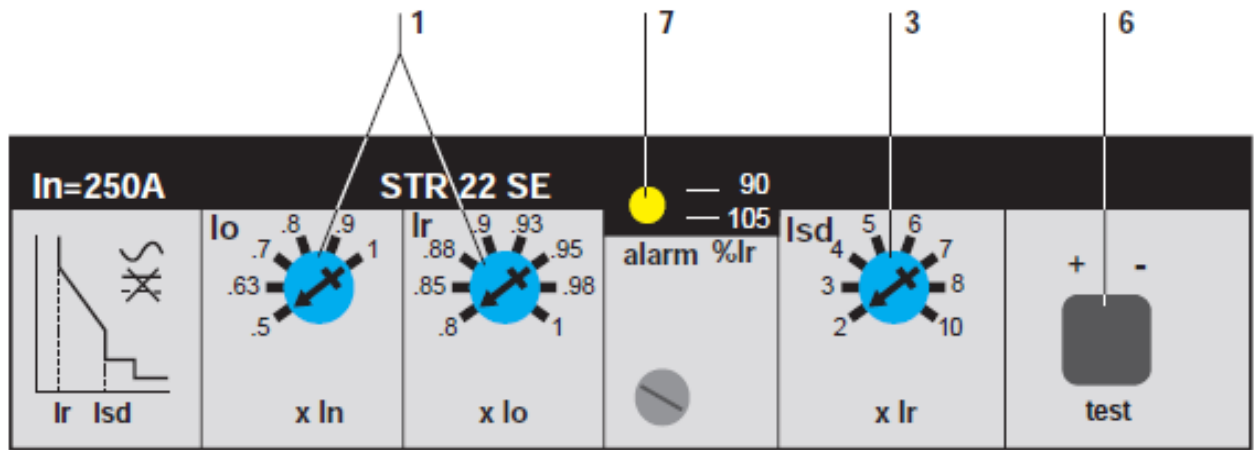


Рисунок 12.3 – Передняя панель электронного расцепителя STR22SE

Положение переключателей определяется по выражению:

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{180}{250} = 0,7 \leq I_o \times I_r,$$

Выберем данное положение переключателя:

$$I_o \cdot I_r = 0,7 \cdot 1 = 0,7.$$

В итоге уставка тока защиты от перегрузки выключателя QF4 будет равна

$$I_{r,QF4} = 0,7 \cdot I_n = 0,7 \cdot 250 = 175 \text{ A}.$$

Определенные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 175 = 183 \text{ A}; \quad I_d = 1,30 \cdot I_r = 1,30 \cdot 200 = 227,5 \text{ A}.$$

Выбранный расцепитель STR22SE согласно каталогу имеет время срабатывания защиты от перегрузки [2, с. 25]:

- 90–180 с при токе $1,5 \cdot I_r = 262,5 \text{ A}$;
- 5–7,5 с при токе $6 \cdot I_r = 1050 \text{ A}$;
- 3,2–5,0 с при токе $7,2 \cdot I_r = 1260 \text{ A}$.

При данных параметрах ВТХ уставка времени защиты от перегрузки будет равна $t_r = 6 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_r = 1050 \text{ A}$.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{\text{ч.ЗП}}^{\text{И}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{И}}}{I_{\text{nd}}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{И}}}{1,05 \cdot I_{r,QF4}} = \frac{1757}{1,05 \cdot 175} = 9,6 \geq K_{\text{ч.ДОП}} = 3.$$

Таким образом, защита от перегрузок выключателя QF4 чувствительна к минимальным КЗ на сборных шинах РПН.

Селективная токовая отсечка:

Коэффициент самозапуска:

$$K_{\text{СЗП}} = \frac{I_{\text{ПИК}}}{I_{\text{РАБ.МАКС}}} = \frac{I'_{\text{РАБ.МАКС}} + I_{\text{ПУСК}}}{I_{\text{РАБ.МАКС}}} = \frac{100 + 400}{180} = \frac{500}{180} = 2,78.$$

Уставку тока примем равной $I_{sd.QF4} = 3 \cdot I_r = 3 \cdot 180 = 540 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки расцепителя STR22SE составляет $\pm 15 \%$. Следовательно, границы $\Delta I_{sd.QF4}$ зоны разброса срабатывания будут:

$$0,85 \cdot 540 = 459 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,15 \cdot 540 = 621 \text{ А}.$$

Коэффициент чувствительности:

$$K_{ч.СО}^{И} = \frac{I_{К.МИН}^{И}}{I_{sd.QF4}} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)И}}{I_{sd.QF4}} = \frac{1757}{540} = 3,25 \geq K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

Селективная токовая отсечка чувствительна к минимальному току КЗ в месте установки QF4.

Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением составляет ≤ 40 мс. Полное время отключения составляет ≤ 60 мс.

Мгновенная токовая отсечка:

Уставка тока постоянная и равна $I_{i.QF4} = 11 \cdot I_r = 11 \cdot 175 = 1925 \text{ А}$.

Учитывая точность срабатывания $\pm 15 \%$, определим границы зоны разброса $\Delta I_{i.QF4}$:

$$0,85 \cdot 1925 = 1636 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,15 \cdot 2750 = 2214 \text{ А}.$$

Проведем проверку чувствительности для МТО к минимальному току КЗ в месте установки выключателя QF4:

$$K_{ч.МО}^3 = \frac{I_{К.МИН}^{(2)3}}{I_{i.QF4}} = \frac{17170}{2750} = 6,24 \geq K_{ч.ДОП} = 2.$$

Чувствительность МТО достаточна, следовательно будет обеспечена защита отходящей линии от максимальных токов КЗ.

Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 36 \text{ кА}$, что значительно больше предельного тока 3-х фазного КЗ в месте установки выключателя $I_{К.МАКС}^{3(3)} = 22,28 \text{ кА}$.

Результаты расчёта защитной ВТХ автоматического выключателя QF4 представлены в таблице 12.2.

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

12.3 Расчет защиты секционного автоматического выключателя ТП

Номинальный ток, протекающий через трансформатор с $S_{Т.Н} = 1000$ кВА на стороне НН равен:

$$I_{Т.Н}^{НН} = \frac{S_{Т.Н}}{\sqrt{3} \cdot U_c} = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3} = 1,443 \text{ кА}.$$

Рабочий максимальный ток вводных АВ QF1, QF2:

$$I_{РАБ.МАКС.QF1} = K_{3П} \cdot I_{Т.Н}^{НН} = 1,6 \cdot 1,443 = 2,309 \text{ А}.$$

Пиковый ток вводных автоматических выключателей QF1, QF2 при коэффициенте самозапуска $K_{СЗП} = 3,412$ равен:

$$I_{ПИК.QF1} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1} = 3,412 \cdot 2,309 = 7,877 \text{ кА}.$$

Рабочий максимальный ток секционного автоматического выключателя QF3 составит:

$$I_{РАБ.МАКС.QF3} = 0,7 \cdot I_{РАБ.МАКС.QF1} = 0,7 \cdot 2,309 = 1,616 \text{ кА}.$$

Пиковый ток секционного автоматического выключателя QF3 равен:

$$I_{ПИК.QF3} = K_{СЗП} \cdot I_{РАБ.МАКС.QF3} = 3,412 \cdot 1,616 = 5,514 \text{ кА}.$$

Выбор секционного выключателя QF3:

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

$$I_{QF3.Н} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 1616 \text{ А}.$$

По каталогу [4, с. 20-21] выбираем выключатель Masterpact NW20H1 с номинальным током $I_n = 2000$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 65$ кА.

Для управления секционным выключателем и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [4, с. 22–25]. Стилизованная и каталожная защитные время-токовые защитные характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 12.4 [4, с. 25 и 122]. Блок контроля и управления Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

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

Расчет параметров защитных время-токовых характеристик расцепителя Micrologic 5.0 секционного выключателя QF3 – все каталожные параметры защит приведены в [4, с. 22–25].

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		98

Защита от перегрузки:

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

$$I_{r,QF3} \geq I_{РАБ.МАКС.QF3} = 1616 \text{ А.}$$

Полученное значение уставки по току I_r меньше номинального тока выключателя $I_{QF3.N} = I_n = 2000 \text{ А}$. Блок позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$, регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели (рисунок 12.5).

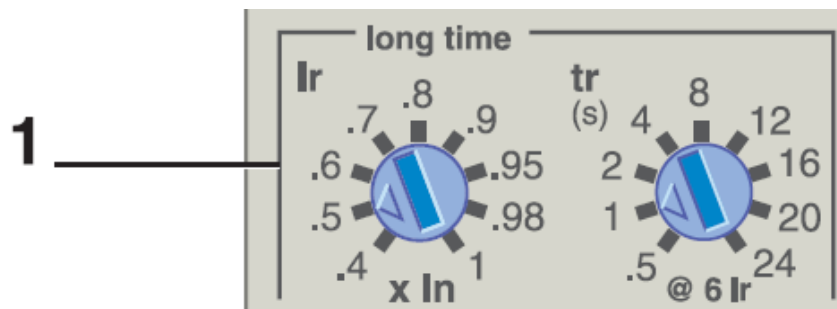


Рисунок 12.4 – Фрагмент передней панели Micrologic 5.0 – задание уставок защиты от перегрузки

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение:

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{1616}{2000} = 0,808 \leq I_{r,QF3}.$$

Ближайшее большее относительное значение уставки по току равно $I_r / I_n = 0,9$ – этому соответствует 6-е положение переключателя 1 (рисунок 12.5). Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r,QF3} = 0,9 \cdot 2000 = 1800 \text{ А.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [4, с.25] будут равны:

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 1800 = 1890 \text{ А} \quad \text{и} \quad I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 1800 = 2160 \text{ А.}$$

Проведем проверку селективности защиты от перегрузок АВ QF3 и QF4. Ток несрабатывания этой защиты $I_{nd,QF3} = 1890 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF3 больше $I_{d,QF4} = 260 \text{ А}$ защиты от перегруза выключателя QF4. Условие выполняется, следовательно, ВТХ этих двух защит накладываться друг на друга не будут.

Выбор времени срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя осуществляется, учитывая согласования с защитными ВТХ нижестоящего автоматического выключателя QF4 (рисунок 12.1). Исходя из расчетов, примем уставку по времени защиты от перегрузки выключателя QF3 равной $t_{r,QF3} = 12 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r,QF3} = 6 \cdot 1800 = 10800 \text{ А}$. (4-е положение переключателя t_r , рисунок 12.5.)

Выбранный блок защиты от Schneider electric Micrologic 5.0 при $t_{r,QF3} = 12 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [4, с. 25]:

– 210–300 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 1800 = 2700 \text{ А}$;

									Лист
									99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ

- 9,6–12 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 1800 = 10800 \text{ А}$;
- 6,64–8,3 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 1800 = 12,96 \text{ кА}$.

Данные точки, используются при построении Эти точки мы используем при построении характеристик защит от перегрузки выключателя QF3.

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{\text{Ч.ЗП}}^{\text{И}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{И}}}{I_{\text{нд}}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{И}}}{1,05 \cdot I_{\text{r.QF3}}} = \frac{1757}{1,05 \cdot 1800} = 0,93 \leq K_{\text{Ч.ДОП}} = 3.$$

По результату расчета можно сделать вывод о том, что чувствительность к удаленным коротким замыканиям защиты от перегрузки.

$$I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{И}} \geq K_{\text{Ч.ДОП}} \cdot I_{\text{нд}} = 3 \cdot 1,05 \cdot 1800 = 5670 \text{ А}.$$

Селективная токовая отсечка:

Уставка тока I_{sd} СТО отстраивается от пикового тока $I_{\text{ПИК.QF3}} = 5514 \text{ А}$, протекающего по секционному выключателю QF3. Уставка тока I_{sd} связана с уставкой по току I_r защиты от перегрузки и регулируется переключателем 3 (рисунок 11.6) в пределах $I_{\text{sd}} = (1,5–10) \cdot I_r$. Для предварительного определения уставки тока нужно определить, как относится пиковый ток $I_{\text{ПИК.QF3}}$ к уставке тока $I_{\text{r.QF3}}$:

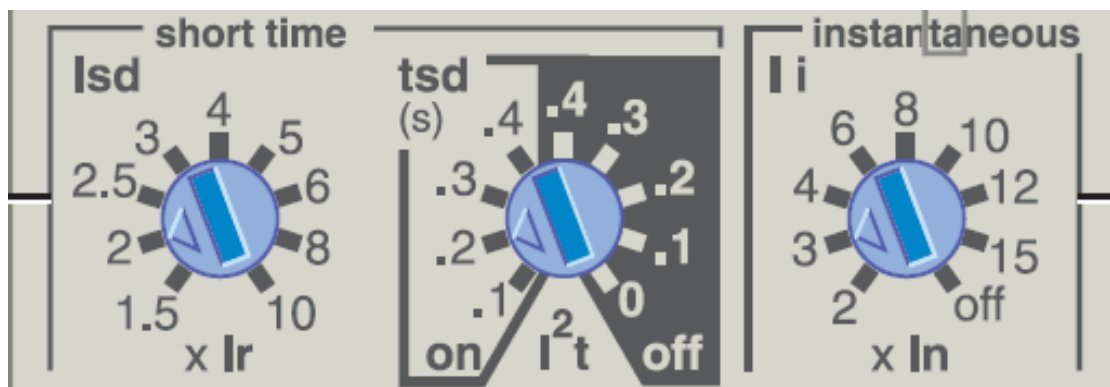


Рисунок 12.5 – Переключатели уставок селективной токовой отсечки (3) и мгновенной токовой отсечки (4)

$$\frac{I_{\text{ПИК.QF3}}}{I_{\text{r.QF3}}} = \frac{5514}{1800} = 3 \leq \frac{I_{\text{sd.QF3}}}{I_{\text{r.QF3}}}.$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{\text{sd.QF3}} = 3 \cdot I_{\text{r.QF3}} = 3 \cdot 1800 = 5400 \text{ А}$. Этому соответствует 3-е положение переключателя уставок 3, рисунок 12.6.

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF3 должна быть проверена на селективность с уставкой тока селективной токовой отсечки выключателя QF4. Условием токовой селективности двух последовательно защит является выполнение соотношения:

$$I_{\text{sd.QF3}} / I_{\text{sd.QF4}} = 5400 / 600 = 9 > K_{\text{н.СОГЛ}} = 1,3.$$

Условие согласования уставок по току двух селективных токовых отсеков, установленных на автоматических выключателях разных уровней СЭС, выполняется. Окончательно уставку по току селективной токовой отсечки выключателя QF3 примем $I_{sd,QF3} = 5400 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [4, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1) \cdot I_{sd}$. Определим границы $\Delta I_{sd,QF3}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot 5400 = 4860 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 5400 = 5940 \text{ А}.$$

Так как $I_{sd,QF3} = 4860 \text{ А}$ больше максимального значения $I_{sd,QF4} = 690 \text{ А}$, можно сделать вывод, что ВТХ защит разных уровней не будут накладываться друг на друга.

Коэффициент чувствительности селективной токовой отсечки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{ч.СО} = \frac{I_{К.МИН}^И}{I_{sd,QF3}} = \frac{I_{К.МИН}^{(1)И}}{I_{sd,QF3}} = \frac{1757}{4860} = 0,335 \leq K_{ч.ДОП} = 1,5.$$

По этому значению можно сделать вывод, что секционный выключатель QF3 не обеспечивает достаточную чувствительность.

Выбор уставок по времени t_{sd} СТО выключателя QF3 производится также с учетом защитных время-токовых характеристик нижестоящих АВ QF4 и плавкой вставки предохранителя F3. Поэтому пока проведем согласование уставок по времени выключателей QF3 и QF4. Как было отмечено ранее, постоянная минимальная выдержка времени расцепителя STR22SE+ перед отключением составляет $t_{sd,QF4} \leq 40 \text{ мс}$. Следовательно, уставка должна быть:

$$t_{sd,QF3} = t_{sd,QF4} + \Delta t = 0,04 + 0,1 = 0,14 \text{ с}.$$

Ближайшее большее значение уставки времени на блоке Micrologic 5.0 составляет $t_{sd,QF3} = 0,2 \text{ с}$. Уставка $t_{sd,QF3}$ на блоке выставляется с помощью переключателя, устанавливаемого во 2-е положение в зоне «On» (см. рис. 12.6). Положению «On» соответствует «сглаженная» ВТХ селективной токовой отсечки (см. рис. 12.4) – «срезан» угол ВТХ.

Диапазон изменения времени срабатывания селективной токовой отсечки составит $\Delta t_{sd,QF3} = 0,14-0,2 \text{ с}$ [4, с. 25].

Мгновенная токовая отсечка:

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$. Примем шестикратную уставку (4-е положение переключателя)

$$I_i = 3 \cdot 2000 = 6000 \text{ А}.$$

Точность срабатывания МТО блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [4, с. 25]. Тогда зона разброса срабатывания составит:

$$0,9 \cdot 6000 = 5400 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 6000 = 6600 \text{ А}.$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

Проверим селективность МТО АВ QF3 и QF4. Ток несрабатывания $I_{i.QF3} = 6000$ А МТО QF3 должен составлять больше тока срабатывания $I_{i.QF4} = 2750$ А МТО выключателя QF4. Так как условие выполняется, наложения время-токовых характеристик не произойдет.

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

Проведем проверку чувствительность МТО к минимальному току КЗ в месте установки АВ QF3:

$$K_{ч.МО}^3 = \frac{I_{к.МИН}^{(2)3}}{I_{i.QF3}} = \frac{17170}{6000} = 2,86 \geq K_{ч.ДОП} = 2.$$

Номинальная предельная отключающая способность выбранного выключателя при напряжении сети 380 В равна $I_{cu} = 65$ кА, а это значение намного больше максимального тока трехфазного КЗ в месте установки выключателя $I_{к.ПРЕД}^{(3)НН} = 22,28$ кА.

12.4 Расчет защиты вводных автоматических выключателей ТП

Номинальный ток вводных АВ QF1 и QF2 должен равняться или превышать максимальный рабочий ток:

$$I_{QF1.H} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 2309 \text{ А}.$$

По каталогу [4, с. 20-21] остановим свой выбор на выключателе Masterpact NW25H с номинальным током $I_n = 2500$ А, номинальной предельной отключающей способностью при напряжении сети 380 В – полный ток отключения $I_{cu} = 65$ кА.

Для управления вводными выключателями и защиты электрической сети выберем блок контроля и управления Micrologic 5.0 [4, с. 22–25]. Стилизованная и каталожная защитные время-токовые защитные характеристики блока Micrologic 5.0 приведены на рисунке 12.4 [4, с. 25 и 122]. Блок Micrologic 5.0 осуществляет три вида токовых защит:

- защиту от перегрузки с регулированием уставок тока I_r и времени t_r ;
- СТО с регулированием уставок тока I_{sd} и времени t_{sd} ;
- МТО с регулируемой уставкой тока I_i .

Расчет параметров защитных время-токовых характеристик блока Micrologic 5.0 вводного выключателя QF1.

Защита от перегрузки:

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

$$I_{r.QF1} \geq I_{РАБ.МАКС.QF1} = 2309 \text{ А}.$$

Рассчитанное значение уставки по току I_r получилось меньше $I_{QF3.H} = I_n = 2500$ А. Расцепитель позволяет делать меньшие уставки по току защиты от перегрузки. Они задаются в пределах $(0,4-1,0) \cdot I_n$ и регулируются с помощью переключателя I_r на его передней панели (рисунок 12.5).

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		102

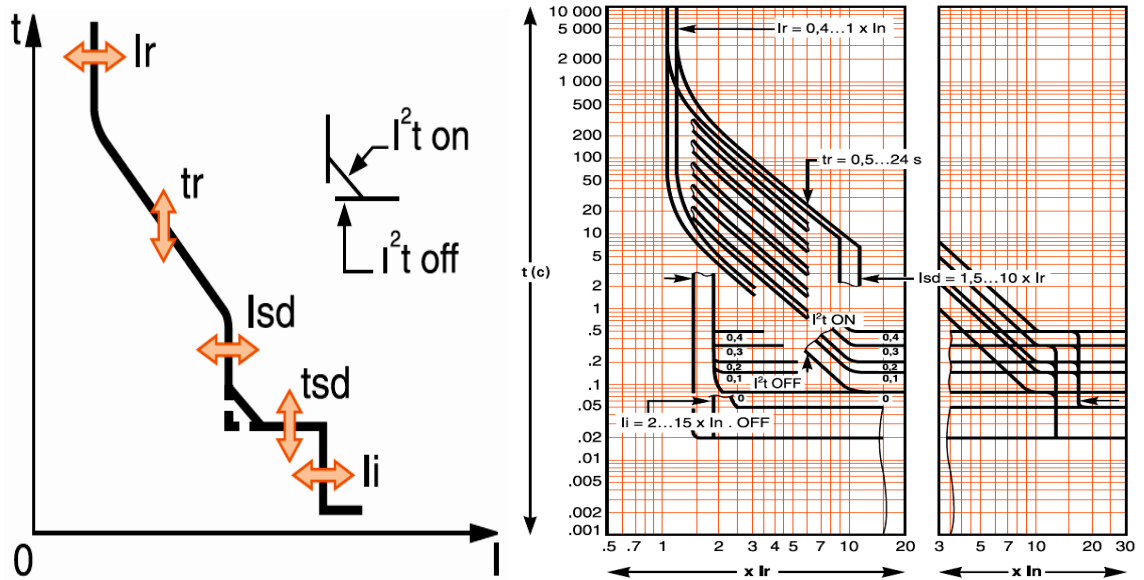


Рисунок 12.6 - Стилизованная и каталожная защитные время-токовые характеристики блока управления и защиты Micrologic 5.0

Для определения положения переключателя I_r рассматривается соотношение:

$$\frac{I_r}{I_n} = \frac{2309}{2500} = 0,924 \leq I_{r,QF1}.$$

Выбираем относительное значение уставки тока, равное $I_r/I_n = 0,95$ – этому соответствует 6-е положение переключателя 1 (рисунок 12.5). Таким образом, уставка тока защиты от перегрузки будет равна:

$$I_{r,QF1} = 0,95 \cdot 2500 = 2375 \text{ A.}$$

Условные токи несрабатывания и срабатывания защиты от перегрузки [4, с.25] будут равны:

$$I_{nd} = 1,05 \cdot I_r = 1,05 \cdot 2375 = 2493,75 \text{ A} \quad \text{и} \quad I_d = 1,20 \cdot I_r = 1,20 \cdot 2375 = 2850 \text{ A.}$$

Проверим селективность защит от перегрузки для QF1 и QF3. Ток несрабатывания $I_{nd,QF1} = 2493,75 \text{ A}$ защиты от перегрузки QF1 должен превышать ток срабатывания $I_{d,QF3} = 2160 \text{ A}$ защиты от перегрузки АВ QF3. Так как условие выполнено, время-токовые характеристики не пересекутся.

Время срабатывания t_r защиты от перегрузки выключателя QF1 выбирается с учётом согласования с защитными ВТХ нижестоящего секционного автоматического выключателя QF3 (см. рисунок 12.2). Учитывая изложенное ранее, примем уставку времени защиты от перегрузки выключателя QF1 равной $t_{r,QF1} = 16 \text{ с}$ при токе $6 \cdot I_{r,QF1} = 6 \cdot 2375 = 14250 \text{ A}$. Этому соответствует 4-е положение переключателя t_r , рисунок 12.4.

Выбранный блок Micrologic 5.0 при $t_{r,QF1} = 16 \text{ с}$ согласно каталогу имеет времена срабатывания защиты от перегрузки [20, с. 25]:

- 280–400 с при токе $1,5 \cdot I_r = 1,5 \cdot 2375 = 3562,5 \text{ A}$;
- 12,8–16 с при токе $6 \cdot I_r = 6 \cdot 2375 = 14250 \text{ A}$;
- 8,8–11 с при токе $7,2 \cdot I_r = 7,2 \cdot 2375 = 17100 \text{ A}$.

Эти точки мы используем при построении ВТХ защиты от перегруза выключателя QF1.

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

Коэффициент чувствительности защиты от перегрузки к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{\text{Ч.ЗП}}^{\text{И}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{И}}}{I_{\text{нд}}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{И}}}{1,05 \cdot I_{\text{r.QF1}}} = \frac{1059}{1,05 \cdot 2375} = 0,654 \leq K_{\text{Ч.ДОП}} = 3.$$

Это говорит о недостаточной чувствительности защиты от перегрузки к удалённым КЗ. Данная защита будет чувствовать только минимальные токи КЗ, если они превысят значение

$$I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{И}} \geq K_{\text{Ч.ДОП}} \cdot I_{\text{нд}} = 3 \cdot 1,05 \cdot 2375 = 7481,25 \text{ А.}$$

Селективная токовая отсечка

Уставка тока I_{sd} селективной токовой отсечки должна быть отстроена (должна быть больше) от пикового тока $I_{\text{ПИК.QF1}} = 7877 \text{ А}$, который протекает по вводному выключателю QF1. Уставка по току I_{sd} связана с уставкой тока I_{r} защиты от перегрузок и регулируется переключателем 3 (рисунок 12.5) в пределах $I_{\text{sd}} = (1,5-10) \cdot I_{\text{r}}$. Для предварительного определения уставки тока определим отношение пикового тока $I_{\text{ПИК.QF1}}$ к уставке по току $I_{\text{r.QF1}}$

$$\frac{I_{\text{ПИК.QF1}}}{I_{\text{r.QF1}}} = \frac{7877}{2375} = 3,32 \leq \frac{I_{\text{sd.QF1}}}{I_{\text{r.QF1}}}$$

Ближайшая большая уставка будет $I_{\text{sd.QF1}} = 4 \cdot I_{\text{r.QF1}} = 4 \cdot 2375 = 9500 \text{ А}$. Этому соответствует 4-е положение переключателя уставок 3, рисунок 12.6.

Полученная уставка селективной токовой отсечки выключателя QF1 должна быть проверена на селективность с уставкой по току селективной токовой отсечки выключателя QF3. Условием токовой селективности двух последовательных защит является выполнение соотношения:

$$I_{\text{sd.QF1}} / I_{\text{sd.QF3}} = 9500 / 5400 = 1,76 > K_{\text{Н.СОГЛ}} = 1,3-1,5.$$

Окончательно уставку тока селективной токовой отсечки выключателя QF1 примем, исходя из выполнения условий согласования уставок $I_{\text{sd.QF1}} = 9500 \text{ А}$.

Точность срабатывания селективной токовой отсечки блока Micrologic 5.0 составляет $\pm 10\%$ [4, с. 25] и находится в пределах $(0,9-1,1) \cdot I_{\text{sd}}$. Определим границы $\Delta I_{\text{sd.QF1}}$ зоны разброса срабатывания:

$$0,9 \cdot 9500 = 8550 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 9500 = 10450 \text{ А}.$$

Так как $I_{\text{sd.QF1}} = 8550 \text{ А}$ больше $I_{\text{sd.QF3}} = 5940 \text{ А}$, то ВТХ не будут накладываться друг на друга.

Коэффициент чувствительности СТО к минимальному току КЗ на сборных шинах РПН:

$$K_{\text{Ч.СО}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{\text{И}}}{I_{\text{sd.QF1}}} = \frac{I_{\text{К.МИН}}^{(1)\text{И}}}{I_{\text{sd.QF1}}} = \frac{1059}{8550} = 0,191 \leq K_{\text{Ч.ДОП}} = 1,5.$$

Следовательно, данная защита не чувствует удаленные токи короткого замыкания.

Выбор уставки времени t_{sd} СТО АВ QF1 производится с учетом защитных время-токовых характеристик нижестоящего АВ QF3:

$$t_{\text{sd.QF1}} = t_{\text{sd.QF3}} + \Delta t = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

										Лист
										104
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ					

Уставка $t_{sd.QF1}$ на расцепителе Micrologic 5.0 А выставляется с помощью переключателя, устанавливаемого в 3-е положение в зоне «On» (см. рисунок 12.6).

Разброс изменения времени срабатывания СТО составит $\Delta t_{sd.QF1} = 0,23-0,32$ с .

Мгновенная токовая отсечка:

Уставка тока I_i связана с номинальным током выключателя и регулируется в диапазоне $I_i = (2-15) \cdot I_n$ или может быть выведена из работы (см. 9-е положение «Off» переключателя 4, рисунок 12.5). Примем 6-ти кратную уставку (4-е положение переключателя)

$$I_{i.QF1} = 6 \cdot 2500 = 15000 \text{ А.}$$

Точность МТО блока Micrologic 5.0 может составлять $\pm 10\%$ [20, с. 25]. Тогда границы $\Delta I_{i.QF1}$ зоны разброса срабатывания будут

$$0,9 \cdot 15000 = 13500 \text{ А} \quad \text{и} \quad 1,1 \cdot 15000 = 16500 \text{ А.}$$

Проверка селективности мгновенных токовых отсечек АВ QF1 и QF3. Так как ток $I_{i.QF1} = 8640$, МТО АВ QF1 больше $I_{i.QF3} = 6000$ А мгновенной токовой отсечки выключателя QF3, ВТХ не будут накладываться.

Разброс срабатывания Δt_i МТО составляет: время несрабатывания 20 мс; максимальное время отключения 50 мс.

Проверка чувствительности к минимальному току короткого замыкания в месте установки выключателя QF1:

$$K_{ч.МО}^3 = \frac{I_{к.мин}^{(2)3}}{I_{i.QF1}} = \frac{17170}{15000} = 1,14 \leq K_{ч.ДОП} = 2.$$

Номинальная предельная отключающая способность данного АВ при напряжении сети 380 В составляет $I_{cu} = 65$ кА, что превышает ток в месте установки АВ

$$I_{к.пред}^{(3)HH} = 22,28 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

13.03.02.2018.157.00.00 ПЗ

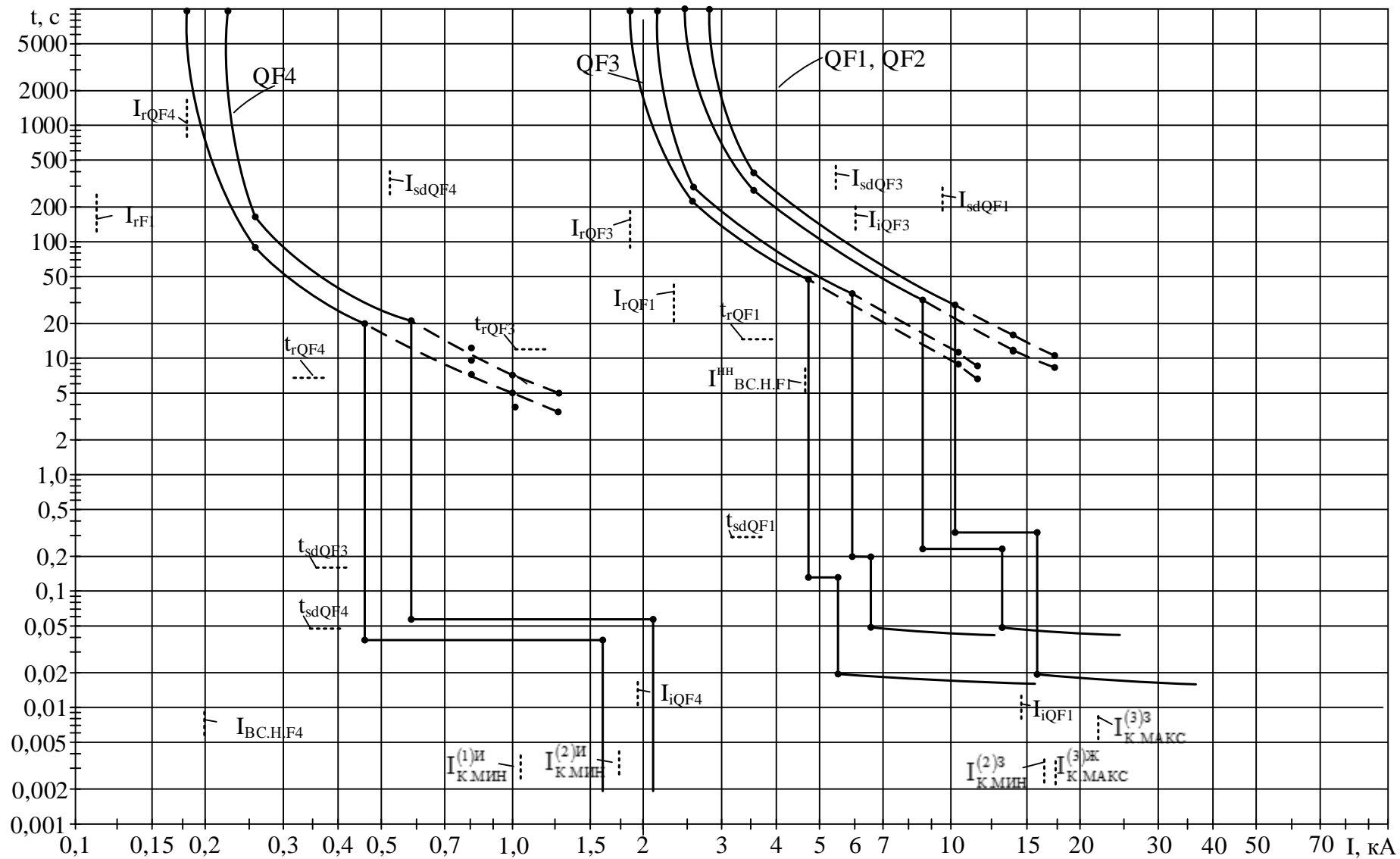


Рисунок 12.7 – Время-токовые характеристики вводных и секционного выключателя ТП и выключателя и предохранителя, защищающих отходящие линии

Таблица 12.2 – Результаты расчетов защитных время-токовых характеристик электронных расцепителей выключателей QF5, QF3, QF1

Место установки защиты	Выключатель, тип, расцепитель	I _{РАБ.МАКС} , А	I _n , кА	Защита от перегрузок								
				I _r , А	$\frac{t, c}{I_{nd}, A/o.e.}$	$\frac{t, c}{I_d, A/o.e.}$	t _r , c I, А	Время срабатывания, с При значениях тока, А Отнесенного к току I _r , А			I ⁽¹⁾ _{К.МИН} кА	K ^(И) _{Ч.ЗП}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	10	11	12
Вводной выключатель	QF1, QF2	2309	2500	2375	$\frac{10000}{24,94}$ 1,05	$\frac{10000}{2850}$ 1,2	16 с 14250	$\frac{280-400}{3563}$ 1,5I _r	$\frac{12,8-16}{14250}$ 6I _r	$\frac{8,8-11}{17100}$ 7,2I _r	1,059	0,65
Секционный выключатель	QF3,	1616	2500	1616	$\frac{10000}{1890}$ 1,05	$\frac{10000}{2160}$ 1,2	12 с 10800	$\frac{210-300}{2700}$ 1,5I _r	$\frac{9,6-12}{10800}$ 6I _r	$\frac{6,64-8,3}{12960}$ 7,2I _r	1,757	0,93
Выключатель отходящих линий	QF4, Compact NS 250, STR22SE	180	250	180	$\frac{10000}{183}$ 1,05	$\frac{10000}{227,5}$ 1,3	6 с 1050	$\frac{90-180}{263}$ 1,5I _r	$\frac{5-7,5}{1050}$ 6I _r	$\frac{3,2-5}{1260}$ 7,2I _r	1,757	9,60

Продолжение таблицы 12.2

Выключатель	Селективная токовая отсечка							Мгновенная токовая отсечка					
	K _{СЗП}	I _{ПИК} ,кА	I _{sd} ,А	Δ I _{sd} ,А	K _{ЧСО}	t _{sd} ,с	Δt _{sd} ,с	I _i ,кА	ΔI _i ,А	I ⁽²⁾³ _{К.МИН} , кА	K ³ _{Ч.МО}	I ^{(2)НН} _{К.ПРЕД} , кА	I _{cu} , кА
1	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
QF1	2,78	7,877	9500	$\frac{8550}{10450}$	0,191	0,30	$\frac{0,23}{0,32}$	15,00	$\frac{13500}{16500}$	17,17	1,14	22,28	65
QF3	2,78	5,514	5400	$\frac{4860}{5940}$	0,335	0,20	$\frac{0,14}{0,2}$	6,00	$\frac{5400}{6600}$	17,17	2,86	22,28	65
QF4	2,78	5,00	540	$\frac{459}{621}$	3,250	0,04	–	1,93	$\frac{1636}{2114}$	17,17	6,24	–	36

На рисунке 12.7 приведена карта селективности защит, установленных на вводных Masterpact NW25H1, секционном Masterpact NW20H1 автоматических выключателей ТП, автоматического выключателя Compact NS250N.

На карте селективности (рисунок 12.8) видно, что защитные время-токовые характеристики электронного расцепителя автоматического выключателя QF4, секционного QF3 и вводных QF1, QF2 выключателей, плавкого предохранителя F1, т.е. обеспечивается селективность между защитами, установленными на разных уровнях системы электроснабжения.

Выбранные автоматические выключатели QF3 и QF1, QF2 имеют соответственно предельно отключаемые токи I_{CU} 65 и 65 кА, что больше предельного тока трёхфазного КЗ $I_{к.пред}^{(3)HH} = 22,28$ кА на стороне низшего напряжения ТП, что говорит о достаточной коммутационной способности выключателей.

Выводы по разделу 12

В данном разделе выбраны устройства защиты сети 0,4 кВ трансформатора, а также устройства защиты на основе решений от компании Schneider-electric, как наиболее надежных и быстродействующих, исходя из сравнения в 1 разделе данной работы.

						Лист
						108
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

Подстанция понижающая 110/10кВ основного производства химического завода находится на территории Челябинской области.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» с учетом требований ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Южного Урала по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- среднегодовая – плюс 2;
- наибольшая – плюс 25,6;
- наименьшая – минус 41;
- расчетная наиболее холодной пятидневки – минус 35;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (III район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление $W_0 = 500$ Па (I район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление $W_{г} = 120$ Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190см, песчаных грунтов – 210 см;
- среднегодовая продолжительность гроз – 40 часов;
- сейсмичность района – ниже 6 баллов.

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.

Так как согласно розе ветров данного региона преобладают северо-западные и юго-западные ветра, то предполагаем строительство подстанции на севере заводской территории с целью максимально возможного ограничения влияния на работу подстанции приносимых ветром отходов заводского производства, а также из-за максимальной близости к потребителям.

13.2 Габариты и разрывы на подстанции

Наименьшие расстояния в свету от токоведущих частей до различных элементов представлены в таблице 13.1 [20]. Представлены расстояния как для напряжения 10 кВ, так и для напряжения 110 кВ.

									Лист
									109
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Таблица 13.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

Наименование расстояния	Обозначение	Изоляционное расстояние, мм, 110 кВ	
		10 кВ	110 кВ
От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м	$A_{\phi-з}$	200	900
Между проводами разных фаз	$A_{\phi-\phi}$	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	950	1650
От неогражденных 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

13.2 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в «соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены так, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

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 создаваться путем установки подкладок под катки.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.» [1]

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.» [1]

13.3 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 5,8 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.

13.4 Окраска токоведущих частей

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

Шины обозначим, согласно [1] при переменном трехфазном токе: шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

						Лист
						111
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

13.5 Перечень защитных средств

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [33] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 13.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 13.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

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

13.6 Требования к устройству дверей

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

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.» [1]

13.7 Электробезопасность

Электробезопасность на химическом заводе обеспечивается согласно [35]:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

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.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на химическом 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.

									Лист
									113
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

13.8 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ:

«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.

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.» [1, п.4.2.27, п.4.2.28.].

13.9 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.

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 расстоянию между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.» [34]

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.

13.10 Заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рис.13.1). На ней изобразим размещение основного оборудования и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей.

									Лист
									114
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

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.» [1]

Рассчитаем заземляющее устройство ОРУ подстанции площадью $S_{ОРУ} = 44,2 \cdot 44 = 1944,8$ (м²). 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 $l_b = 5$ м; глубина заложения $t' = 3,2$ м. Число вертикальных заземлителей $n_b = 24$.

В соответствии со схемой исполнения заземлителя (рисунок 12.1) суммарная длина горизонтальных электродов составит $L_{г} = (44,2 \cdot 6) + (44 \cdot 8) = 617,2$ (м). Общая длина вертикальных заземлителей составит $L_{в} = 24 \cdot 5 = 120$ (м).

Расчетная модель заземляющего устройства на подстанции приведена на рисунке 12.2.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{з,доп} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, суммарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R_з}{R_e + R_з}, \quad (13.1)$$

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 $l = 150$ м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением $s = 50$ мм²; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры $r_{оп} = 12$ Ом.

										Лист
										115
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

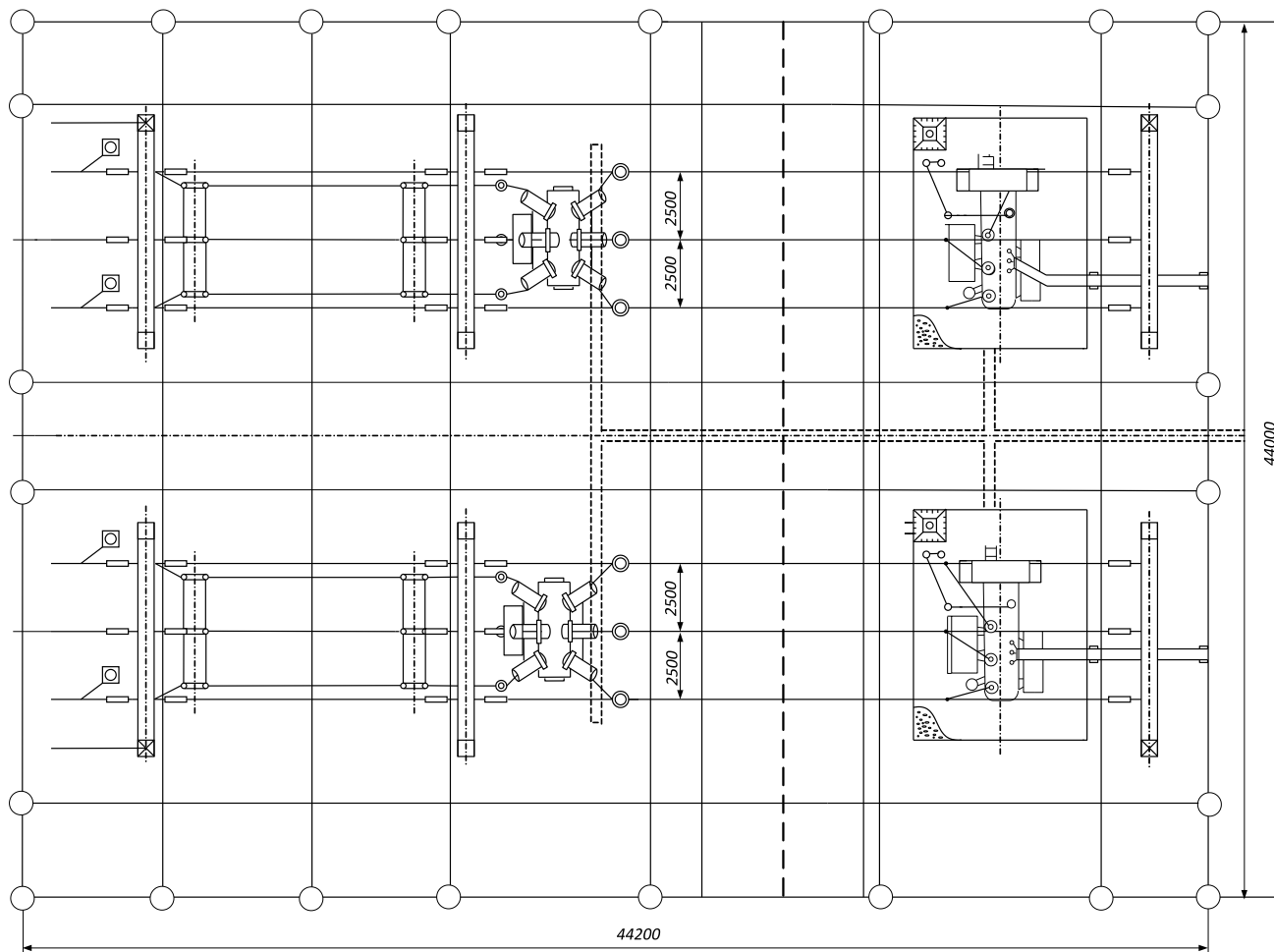


Рисунок 13.1 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{оп} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}}, \quad (13.2)$$

где n_T – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,06 \text{ Ом.}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороны:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1944,8} = 44,09 \text{ м.}$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		116

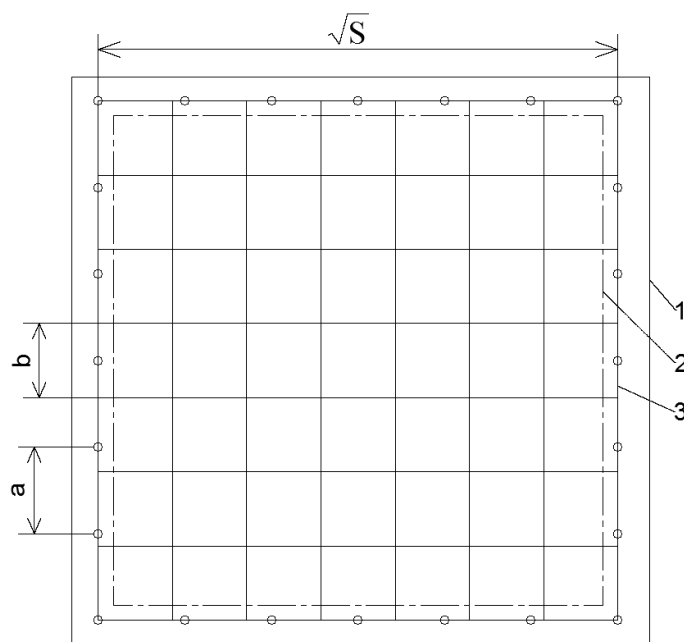


Рисунок 13.2 – Модель заземляющего устройства подстанции

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.

Число ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_r}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1, \quad (13.3)$$

$$m = \frac{617,2}{2 \cdot 44,09} - 1 = 6,99.$$

примем $m = 7$.

Длина полос в расчетной модели:

$$L_r = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1), \quad (13.4)$$

$$L_r = 2 \cdot 44,09 \cdot (7 + 1) = 705,44 \text{ м.}$$

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_B},$$

$$a = \frac{44,09 \cdot 4}{24} = 7,35 \text{ м.}$$

Относительная глубина:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (13.5)$$
$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 3,2}{44,09} = 0,185.$$

Относительная длина верхней части вертикального электрода:

$$l_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t}{l_B}, \quad (13.6)$$
$$l_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,7}{5} = 0,26.$$

Располагая значениями ρ_1 и ρ_2 находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли ρ_3 по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (13.7)$$

Поскольку:

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{50} = 4 \leq 10$$

то значение k определяем по уравнению:

$$k = 0,43 \cdot (l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B})) \quad (13.8)$$
$$k = 0,43 \cdot (0,26 + 0,272 \cdot \ln(\frac{7,35 \cdot \sqrt{2}}{5})) = 0,197$$

Тогда по выражению (13.7):

$$\rho_3 = 50 \cdot \left(\frac{200}{50}\right)^{0,197} = 65,7 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}.$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению:

$$R_3 = \frac{A \cdot \rho_3}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_3}{L_T + L_B}, \quad (13.9)$$

Поскольку:

$$0 \leq t_{\text{отн}} = 0,168 \leq 0,5$$

то значение A определяем:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,185 = 0,339.$$

Тогда по выражению (13.3):

$$R_3 = \frac{0,339 \cdot 65,7}{44,09} + \frac{65,7}{705,44 + 120} = 0,585.$$

						Лист
						118
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Найдем суммарное сопротивление заземлителя по выражению (13.1):

$$R_{\Sigma} = \frac{1,06 \cdot 0,585}{1,06 + 0,585} = 0,37 \text{ Ом.}$$

Вывод: таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению, согласно [1].

13.10 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

На понижающей подстанции 110/10кВ химического завода рабочее, «аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории соответствует установленным требованиям.» [34].

Различают три типа освещения: естественное, искусственное и совмещенное. Искусственное освещение делится на: рабочее, аварийное, эвакуационное. Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

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 и на диспетчерском пункте аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения переключается на аккумуляторную батарею. На подстанции станко-строительного 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 тех помещениях, 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. Прожектора размещаются на возвышениях: крыше здания ОПУ, мачтах молниеотводов, площадках обслуживания, на порталах ОРУ. На территории ОРУ подстанции осветительная сеть выполнена кабелем.

									Лист
									119
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа LEADER LED 50 D15 со светодиодной лампой мощностью 56 Вт, питающимися от сети переменного тока напряжением 108 В. Световой поток светильника равен 6500 лм.

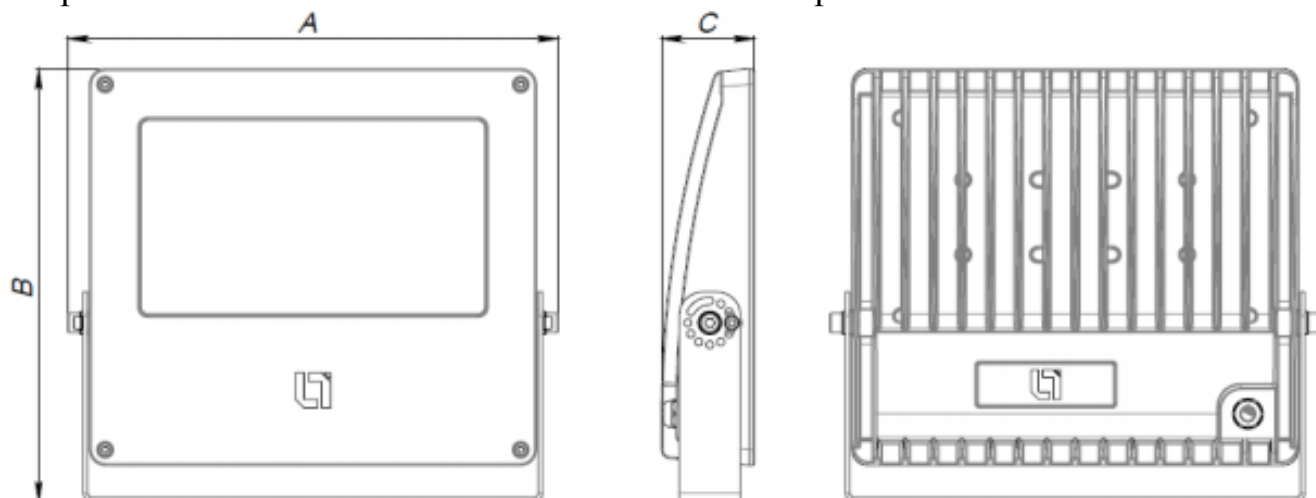


Рисунок 13.3 – Общий вид прожектора серии LEADER LED

Сведем каталожные данные прожектора в таблицу 13.3.

Таблица 13.3 – Параметры прожектора LEADER LED 50 D15

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		A	B	C
LEADER LED 50 D15	12000	–	17	95	335	295	64

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 химического завода, площадь которого составляет m^2 .

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\sum \Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n, \quad (13.10)$$

где E_n – норма освещенности, лк;

S – площадь ОРУ, m^2 ;

k_3 – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ($k_3 = 1,2 \dots 1,8$);

k_n – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ($k_n = 1,15 \dots 1,5$).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле $E_n = 5$ лк, согласно [34, табл.7.5], XVII разряд зрительной работы (общее наблюдение за инженерными коммуникациями).

$$\Sigma\Phi = 5 \cdot 1944,8 \cdot 1,7 \cdot 1,2 = 19836,96 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_{л} \cdot \eta}, \quad (13.14)$$

где $\Phi_{л}$ – световой поток лампы прожектора;

η – КПД прожектора.

$$N = \frac{19836,96}{6500 \cdot 0,95} = 3,2.$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{300}}, \quad (13.15)$$

где I_{\max} – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{12000}{300}} = 6,33 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 4 прожектора типа LEADER LED 50, установленными на высоте 6,4 м.

13.11 Пожарная безопасность

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 13.5 – Категории пожарной опасности

Помещение	Категория
ЗРУ 10 кВ	В4
ОРУ 110 кВ	Вн

Пожары с участием электроустановок относятся к классу «Е» (горение электроустановок). Согласно «Правилами противопожарного режима в РФ», на территории подстанции необходимо размещение пожарного щита типа ЩП-Е. Комплектация пожарного щита ЩП-Е – горение электрического оборудования:

- порошковый – один ОП-10.
- углекислотные огнетушители, две штуки.
- ящик с песком.
- противопожарное полотно.
- лопата совковая.
- ножницы диэлектрические.
- комплект резиновой обуви и перчаток
- резиновый коврик.

Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 12.4), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН–16000/110/10 объем масла составляет 9 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м³.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от днища должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

										Лист
										122
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

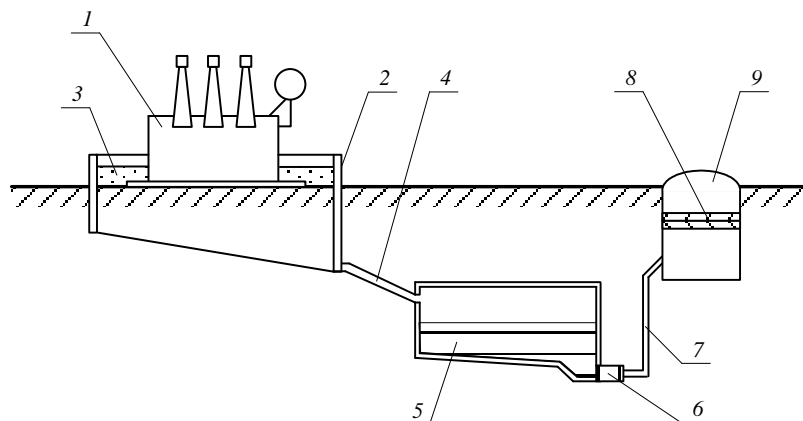


Рисунок 13.4 - Технологическая схема отвода и очистки замасленных стоков трансформатора

- 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 ТДН – 16000/110/10, 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.

13.12 Расчет молниезащиты подстанции

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, токовода 3 и заземлителя 4 (рисунок 13.5).

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.

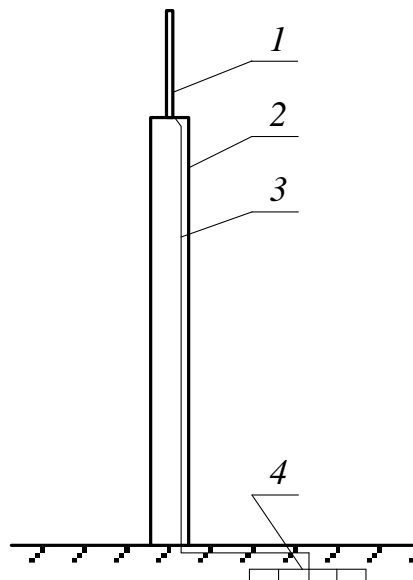


Рисунок 13.5 – Конструкция стержневого молниеотвода

Для Урала, где планируется расположение химического завода, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.6). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений. [23] Необходимым условием защиты внутреннего пространства:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x), \quad (13.17)$$

где h – высота стержневого молниеотвода, м;
 h_x – высота точки на границе защищаемой зоны, м;
 p – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

(13.18)

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

$$D = \sqrt{37^2 + 18,3^2} = 41,27 \text{ м}$$

где $a = 37$ м, $b = 18,3$ м – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта $h_x = 19,5$ м.

Примем, что высота молниеотвода $h < 30$ м ($p = 1$), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8}, \quad (13.19)$$

$$h = \frac{41,27 + 8 \cdot 19,5}{8} = 24,66 \text{ м}$$

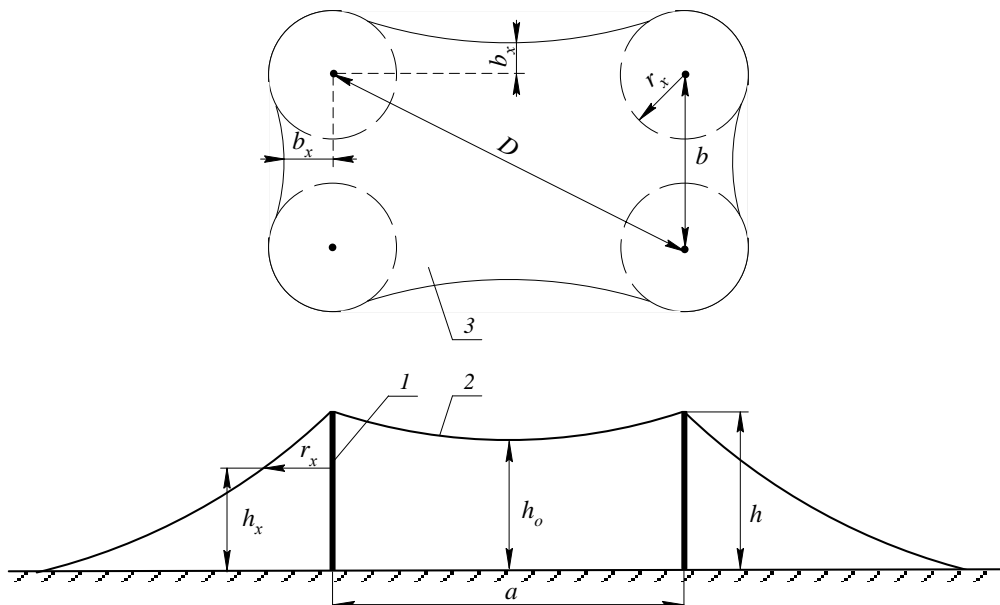


Рисунок – 13.6 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте h_x от земли.

Примем высоту молниеотвода 25 м.

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$41,27 \leq 8 \cdot 1 \cdot (25 - 19,5),$$

$$66,34 \leq 44$$

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений. [33]

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 13

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Так же был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе был произведен расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху, низковольтные и высоковольтные нагрузки по химическому заводу, была построена картограмма этих нагрузок. По результатам расчетов были выбраны трансформаторы цеховых ТП, а также произведен выбор трансформаторов ГПП.

На основе технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения была выбрана схема «два блока линия-трансформатор без ремонтной переемычки» с напряжением 110 кВ, а также произведен выбор её электрооборудования.

Было выбрано рациональное напряжение схемы внутреннего электроснабжения, произведена её конструктивная проработка и были рассчитаны кабельные линии.

Для выбора электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения был произведен расчет токов КЗ с учетом подпитки места КЗ высоковольтными электродвигателями. На основании расчета токов КЗ было выбрано электрооборудование схемы внутреннего электроснабжения и уточнены сечения кабельных линий по условию термической стойкости к току КЗ.

Были выбраны оптимальные с точки зрения их экономичности источники реактивной мощности, а также места их установки.

Разработаны вопросы защиты от сети 380 цеховых сетей.

										Лист
										126
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Правила устройства электроустановок. Издание седьмое. – Министерство энергетики Российской Федерации, 2003. – 222 с.
- 2 Ершов А.М. Системы электроснабжения. Курс лекций. – Челябинск: ЮУрГУ, 2017. – 181 с.
- 3 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения Compact. Каталог, 2011. – http://www.schneider-electric.ru/documents/product-services/ru/product-launch/micrologic-e/compact_brochure_2011.pdf
- 4 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения ВА. Каталог, 2016. – <https://www.iek.ru/products/catalog/detail.php?ID=2290343>
- 5 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. http://www.tehlit.ru/1lib_norma_doc/9/9624/
- 6 Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети. 2-е изд., перераб. и доп./ Под общ. ред. А.А. Федорова и Г.В. Сербиновского. – М.: Энергия, 1980. – 576 с.
- 7 Справочник по проектированию электроснабжения/ Под. ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1990. – 576 с. – (Электроустановки промышленных предприятий/ Под общ. ред. Ю.Н. Тищенко и др.)
- 8 Ершов А.М. Электроснабжение промышленных предприятий. и городов. Курс лекций. – Челябинск: ЮУрГУ, 2017. – 187 с.
- 9 НТП ЭПП-94. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. Нормы технологического проектирования. 1-я редакция.
- 10 ГОСТ 16555-75. ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ ТРЕХФАЗНЫЕ ГЕРМЕТИЧНЫЕ МАСЛЯНЫЕ. Технические условия.
- 11 Выключатели элегазовые серии ВГБ на 35, 110 и 220 кВ/ Энергомаш (Екатеринбург) – Уралэлектротяжмаш. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VGT-35,110,22_6.pdf
- 12 ТИ – 154 – 2009. Разъединитель переменного тока на напряжение 110 кВ серии РДЗ. Техническая информация. Версия 1.0. – http://www.electroshield.ru/upload/iblock/03f/ti185_pd_elsh.ru.pdf
- 13 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС», 2012. – <http://www.twirpx.com/file/1290670.html>.
- 14 ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. М. 1985. – <http://www.ruscable.ru/doc/docgost/files/21016559135.pdf>
- 15 Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник/ Н.И. Белоруссов., А.Е. Саакян., А.И. Яковлева.; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.
- 16 Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2 т. Т.1. Электроснабжение/ Под общ. ред. А.А. Федорова. – М. Энергоатомиздат. 1986. – 568 с.

						Лист
						127
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

17 Каталог КРУ К-104М. ООО «ПКП «Звод силовой электроаппаратуры». – <http://www.ozeu.ru/catalog/10kv/kso-205.shtml>

18 Каталог КТП завода «Контактор» г. Ульяновск. 2011 – https://www.kontaktor.ru/dealers/technical_documentation/

19 Высоковольтное устройство плавного пуска 6 кВ, 10 кВ серии UNT-HVSS. Каталог. - <http://drivemotor.biz/visokovoltnoe-ustroystvo-plavnogo-puska-6-kv-10-kv-serii-unt-hvss.html>

20 СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. Москва, 2003 – 57 с. –

21 ППБ 01-03. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. Москва – 111 с. – http://ohranatruda.ru/ot_biblio/normativ/data_normativ/11/11702/

22 СТО 56947007 – 29.130.15.144-2012. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ. ОАО «ВСК ЕЭС», 2012 – 63 с. – http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/20.135_sto_56947007-29.130.15.144-2012_n.pdf

23 СО 153-34.21.122 – 2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Москва, 2003 – 29 с. – http://www.sonel.ru/ru/biblio/standards/so_153-34.21.122-2003/

									Лист
									128
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					