

**МИНИСТЕРСТВО СЕЛЬСКОГО И ВОДНОГО ХОЗЯЙСТВА
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН**

ТАШКЕНТСКИЙ ИНСТИТУТ ИРРИГАЦИИ И МЕЛИОРАЦИИ

Направление образования -5520200 «Электроэнергетика (в водном хозяйстве)»

Кафедра «Электроснабжение гидромелиоративных систем и эксплуатация электрооборудования»

**«Допущен к защите»
заведующий кафедрой,**

К.Т.Н., доцент

_____ Н.Т.Тошпулатов

«___»_____ 2014 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА НА СОИСКАНИЕ
СТЕПЕНИ**

БАКАЛАВРА

**Тема: Электроснабжение завода ОАО «SUVMASH» с
разработкой мероприятий по повышению качества
электроснабжения**

Выполнил

Т.Р.Тураев

Руководитель ВКР, доцент

Ш.М.Музафаров

Ташкент 2014 г.

ТАШКЕНТСКИЙ ИНСТИТУТ ИРРИГАЦИИ И МЕЛИОРАЦИИ

Факультет А и МВХ

«УТВЕРЖДАЮ»

Направление бакалавриата
«5520200» Электроэнергетика
(в водном хозяйстве)

Заведующий кафедрой
«ЭСГС и ЭЭО» к.т.н., доцент
_____ Н.Т. Тошпулатов
« ____ » _____ 2013 г.

Задания для выполнения выпускной квалификационной работы

Студент Темур Равшанович Тураев

1. Тема выпускной работы: Электроснабжение завода ОАО «SUVMASH» с разработкой мероприятий по повышению качества электроснабжения

Одобрено на заседании кафедры “ ____ ” _____ 2013 г.

2. Срок сдачи выпускной работы 10 июня 2014 г.

3. Начальные данные для выполнения выпускной работы: Материалы предварительной практики перед выполнением ВКР. Методы и устройства электроснабжения производственных объектов.

4. Структура расчетно-пояснительной записки (список разработанных задач):
Введение. Общая характеристика завода ОАО «СУВМАШ»
Электротехнические расчеты и разработки. Выбор аппаратуры для подстанции напряжением 110/10 кВ. Расчет и выбор электрической сети механического цеха. Мероприятия по повышению качества электрической энергии. Расчет экономической эффективности. Охрана труда и техника безопасности.
Заключение

5. Состав графической части (точное наименование чертежей): 1. Генеральный план механического завода. 2. Схема однолинейная распределительной сети 110/10 кВ. 3. Схема электроснабжения цеха механической обработки. 4. План защитного заземляющего устройства ГПП 110/10 кВ. 5. Схема конденсаторной установки компенсации реактивной мощности. 6. Структурная схема и график сдвига фаз БКРМ

6. Консультанты по выпускной работе

№ п/п	Тема раздела	Ф,И,О. консультанта	Подпись, дата	
			Задание выдано	Задание выполнено
1.	Основные разделы	<u>Музафаров Ш.М.</u>		
2.	БЖД			
3.	Экономика			

7. План выполнения выпускной работы

№ п/п	Наименование разделов	Сроки выполнения	Отметка о выполнении
1.	<i>Введение</i>	<u>10.04.2014</u>	
2.	Электротехнические расчеты и разработки	<u>15.04.2014</u>	
3.	Выбор аппаратуры для подстанции напряжением 110/10 кВ	<u>25.04.2014</u>	
4.	Мероприятия по повышению качества электрической энергии	<u>5.05.2014</u>	
5.	Расчет экономической эффективности	<u>15.05.2014</u>	
6.	БЖД	<u>20.05.2014</u>	
7.	Оформление ВКР	<u>1.06.2014</u>	

Руководитель выпускной работы Музафаров Ш.М.

Задание принято к исполнению Тураев Т.Р.

Дата выдачи задания «15» декабря 2013 г.

Аннотация.

В выпускной квалификационной работе определены электрические нагрузки для основных цехов и всего предприятия в целом, а также произведен выбор числа и мощности трансформаторов ГПП. На основании суммарных нагрузок определены 4 трансформаторных подстанций по два трансформатора типа ТМ и два трансформатора в центре питания типа ТДН-10000/110/10. Выполнен расчет питающей сети ГПП-ГРП и распределительной сети 10 кВ с определением сечений кабеля. Произведен расчет токов короткого замыкания, выбрана коммутационная аппаратура и проверена на электродинамическую и термическую устойчивость.

В специальной части ВКР произведен сравнительный анализ традиционных средств защиты от перенапряжений, изучены и рассмотрены современные нелинейные ограничители перенапряжения, а также рассмотрены критерии их выбора. В разделе релейной защиты и автоматики спроектирована и рассчитана защита трансформаторов от токов короткого замыкания и перегрузок с использованием продольной дифференциальной защиты. Определены параметры защиты в соответствии с требованиями ПУЭ. В целом релейная защита и автоматика обеспечивает защиту всех участков электрической сети от токов короткого замыкания и перегрузок.

В экономической части дипломного проекта определена полная себестоимость электроэнергии с учетом затрат на обслуживание, капитальные вложения, амортизационные отчисления, эксплуатационные расходы и покупку электроэнергии в энергосистеме.

В разделе «Безопасность жизнедеятельности» уделено большое внимание электробезопасности обслуживания системы электроснабжения и выполнен расчет заземляющего устройства трансформаторной подстанции ГПП 110/ 10 кВ.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	6
1. Общая характеристика завода ОАО «SUVMASH»	8
2. Электротехнические расчеты и разработки.....	15
2.1. Определение расчетной нагрузки по цехам.....	15
2.2. Построение картограммы электрических нагрузок, определение их центра и месторасположения ГПП.....	16
2.3. Выбор силовых трансформаторов ГПП.....	19
2.4. Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	20
2.5. Расчет и выбор сечения кабелей, питающих главный распределительный пункт (ГРП).....	22
2.6. Выбор схемы электроснабжения ТП и трассировка КЛ.....	23
2.7. Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ.....	25
2.8. Выбор аппаратуры для подстанции напряжением 110/10 кВ.....	27
2.9. Выбор схемы цеховой электрической сети.....	30
2.9.1. Выбор типа кабелей и их сечений.....	32
2.10. Расчет токов к.з. в установках до 1 кВ.....	34
2.11. Выбор коммутационно-защитных аппаратов в системе электроснабжения напряжением до 1 кВ.....	37
3. Релейная защита и автоматика.....	39
3.1. Расчет дифференциальной токовой защиты.....	39
3.2. Газовая защита ТДН-10000/110-70У1.....	44
4. Разработка вопросов энергосбережения.....	46
4.1. Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности.....	46
4.2. Автоматические установки компенсации реактивной мощности КРМ-0,4.....	47
5. Безопасность жизнедеятельности.....	50
5.1. Сеть, изолированная от земли.....	50
5.2. Сеть с заземленным проводом.....	51
5.3. Расчет заземляющего устройства.....	54
6. Расчет технико-экономических показателей.....	58
Заключение.....	67
Список использованной литературы.....	68
Приложение.....	70

Введение

В своем докладе на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2013 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2014 год президент Республики Узбекистан И.А.Каримов отмечал.

В 2013 году в рамках Инвестиционной программы, из всех источников финансирования завершены проекты в 150 видах производства на общую сумму 2 миллиарда 700 миллионов долларов США. В том числе на Ташкентском тепловом электрическом центре внедрена технология когенератной газовой турбины; созданием Уртабулок – Муборакского завода по переработке газа, трубопровода и компрессорной станции завершено полное оснащение Сомонтепинского и Южного Уртабулокского месторождений; за счет модернизации «Ангренского» месторождения 1-5-блоки Ново-Ангренской тепловой электростанции переведены на круглогодичное использование угля; реконструирована подстанция «Оҳангарон» в «Ангренской» специализированной индустриальной зоне; и другие крупные проекты.

Выполненные работы явились следствием поставленных задач в докладе «Наша главная цель - решительно следовать по пути широкомасштабных реформ и модернизации страны» на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год президент Республики Узбекистан И.А.Каримов отмечал: «В принятых программах развития инфраструктуры предусмотрена реализация в ближайшей перспективе более 26 инвестиционных проектов по созданию новых и реконструкции действующих энергетических мощностей, сетей передачи электроэнергии. Это, прежде всего, такие стратегически важные проекты, как строительство двух парогазовых установок на Талимарджанской ТЭС общей мощностью 900 МВт, парогазовой установки мощностью 370 МВт на Ташкентской ТЭС, энергоблока мощностью 130-150

МВт на Ангренской ТЭС, новых генерирующих мощностей в Ферганской долине, высоковольтных линий электропередач, соединяющих Сырдарьинскую ТЭС с Ново-Ангренской ТЭС, строительство внешнего энергоснабжения Устьюртского газохимического комплекса и другие [1]. Этим выступлением И.А.Каримов поставил задачи дальнейшего развития энергетики Республики. Электроснабжение производственных предприятий, населенных пунктов в сельской местности имеет свои особенности по сравнению с электроснабжением промышленности и городов. Главная из них это необходимость подводить электроэнергию к ограниченному числу сравнительно маломощных объектов; рассредоточенных по всей территории страны в результате протяженность сетей (в единицу мощности потребителя) во много раз превышает ту величину в других отраслях народного хозяйства, а стоимость электроснабжения в сельском хозяйстве до 75 % общей стоимости электрификации, включая затраты на просвещение рабочих машин.

Сказанное выше наглядно показывает, какое больше значение имеет проблема электроснабжения сельского хозяйства. От ее рационального решения в значительной степени зависит экологическая эффективность применения электроэнергии в сельском и водном хозяйстве и быту сельской населения поэтому, первостепенная задача правильного электроснабжения заключается в доведении стоимости электроэнергии до минимальной.

Самый важный показатель системе электроснабжения - надёжность подачи электроэнергии. В связи с ростом электрификации сельскохозяйственного производства, особенно с созданием в сельском хозяйстве животноводческих комплексов промышленного тока, птицефабрик, тепличных комбинатов и др. всякое отключение - плановое (для ремонта) и особенно неожиданное, аварийное - наносит орошений ущерб потребителю в самой энергетической системе. Поэтому необходимо применить эффективные и экономические целесообразные меры по обеспечению оптимального действия надежности электроснабжения сельскохозяйственных потребителей.

1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЗАВОДА ОАО «SUVMASH»

ОАО «SUVMASH»- открытое акционерное общество, создано 1 февраля 1971 года для выполнения в заводских условиях капитального, среднего и профилактического ремонта насосного, электротехнического и гидротехнического оборудования насосных станций, систем вертикального дренажа, изготовления насосов для подачи воды из водных резервуаров и водоемов, изготовления запасных частей к насосному оборудованию.



Рис.1.1. Управление завода ОАО СУВМАШ

На предприятии имеется пять основных производств:

1. Производство и ремонт насосно-силового оборудования мощностью до 2000 кВт.
2. Производство скважинных насосов мощностью до 45 кВт.
3. Производство консольных насосов мощностью до 45 кВт.
4. Чугунно-литейное производство мощностью 900 тонн.
5. Изготовление металлоконструкций.

За эти годы предприятием было освоено сорок шесть видов новых, перспективных насосов, ранее завозимых в республику.

ОАО «SUVMASH» - уникальное предприятие, не имеющее аналога в системе водного хозяйства, здесь внедрены в производство передовые

технологические решения из различных отраслей промышленности, а так же научно-технические разработки, выполненные на уровне запатентованных изобретений, это:

- ремонт и восстановление корпусных деталей насосов с использованием клеевых композиций;
- восстановление валов и рабочих колес насосов методом наплавки под слоем флюса;
- изготовление штампованных рабочих колес; - изготовление электронасосных агрегатов типа «ЭЦВ» с усовершенствованным опорным узлом, позволяющим уменьшить износ конструктивных элементов насоса;
- изготовление осевых насосов А30ГЦ, А40ГЦ и А50ГО, рабочих колес ОП5-110 повышенной надежности за счет уменьшения кавитации в зоне рабочего колеса;
- технология восстановления роторов насосов методом бандажирования, позволяющая упростить и снизить трудоемкость ремонта;
- внедрена технология ультразвуковой дефектоскопии для проверки целостности валов роторов насосов.

ОАО «SUVMAШ» имеет более 207 единиц различного металлорежущего оборудования, позволяющего производить весь комплекс механических работ связанных с изготовлением насосно-силового оборудования.

В 2013 году заводом разработан план технического перевооружения на период до 2015 года, где отражена модернизация насосного производства, реконструкция литейного производства, позволяющая расширить выпуск насосных агрегатов до габарита 24 дюйма всасывающего патрубка, возможность механической обработки деталей весом до 100 т и габаритом до 4 метров в диаметре, а так же выплавку чугуна до 10 т ежедневно.

В плане реализации данного проекта ОАО SUVMAШ приобретены в 2013 году:

1. Токарно-винторезный станок НТ250М – с системой программирования «Сименс» в количестве 2 штук.



Рис. 1.2. Структурная схема завода ОАО СУВМАШ



Рис.1.3. Насосная станция АД2000-21

Данные станки с электронной системой управления предназначены: для токарной обработки деталей типа тел вращения со ступенчатым, коническим и сферическим профилем, включая нарезания однозаходных и много заходных резьб и червяков, а также конических резьб и резьб с переменным шагом и в ручном и полуавтоматическом режиме.



Рис.1.4. Насосы типа «НК» (нефтяные)



Рис.1.5. Агрегат электронасосный скважинный ЭЦВ 6-10-80

Весь проведенный комплекс мероприятий направленных на модернизацию производства позволил существенно расширить ряд производственной продукции изготавливаемой ОАО «SUVMASH». В настоящее время

номенклатура завода составляет 46 марок различного насосного оборудования, ранее импортируемого в нашу республику.

Электронасосные агрегаты, изготавливаемые нашим предприятием, используются для перекачивания и подъема воды в городском, промышленном и сельскохозяйственном водоснабжении, в строительстве, в коммунальном, фермерском и садово-огородническом хозяйстве, а также горнодобывающей и металлургической промышленности.

Заводом изготавливаются:

- насосные агрегаты центробежные горизонтальные двойного входа типа «Д» с подачей воды от 320 до 6300 м³/ч и высотой подъема от 21 до 125 метров мощностью от 75 до 2000 кВт;
- агрегаты электронасосные центробежные скважинные типа «ЭЦВ» от 6 до 12 дюймов обсадных труб, с подачей воды от 10 до 255 м³/ч, высотой подъема от 15 до 160 метров, мощностью от 4,5 до 45 кВт;
- агрегаты электронасосные центробежные консольные типа «К», с подачей воды от 8 до 290 м³/ч, высотой подъема от 14 до 85 метров, мощность от 1,5 до 45 кВт;
- станции насосные передвижные с подачей воды от 700 до 2000 м³/ч, высотой подъема от 7 до 21 метра, мощность от 37 до 160 кВт;
- грунтовой насос ГРУ 400/20 для перекачивания пульпы, подачей 400 м³/ч, высотой подъема 20 м, мощностью 75 кВт;
- изготавливаются запасные части и производится капитальный ремонт по всем указанным насосным агрегатам;
- не оставлены без внимания фермерские хозяйства, Для полива сельхозугодий разработаны и выпускаются насосные агрегаты и насосные станции с электроприводом и приводом вала отбора мощности колесного трактора. Площадь орошения от 30 до 150 га. Мощность насосных агрегатов от 22 до 37 кВт.

За 2013 год ОАО SUVMASH освоены и внедрены в производство насосные агрегаты, ранее завозимые в республику по импорту, а именно:

1. Горизонтальный электронасосный агрегат с центробежным консольным насосом 6НК9х1, мощностью 45 кВт, подачей 120 м³/ч; высотой напора 65 м, для перекачивания нефтепродуктов и нефти с температурой от 0°С до 80°С.

Таким образом, сделан первый шаг в создании нового направления насосостроения – нефтяного насосостроения. Данный насосный агрегат работает на нефтеперегонной станции в Когане Бухарской области.

2. Впервые в истории водного хозяйства Узбекистана ОАО «SUVMAH» в преддверии VII Международной промышленной ярмарки освоил выпуск насосного агрегата Д2500-62 мощностью 630 кВт, Q - 2500 м³/ч, Н - 62 м. Данные насосы эксплуатируются в Самаркандской, Навоийской и других вилоях, в количестве более 160 единиц. Данное освоение позволило полностью исключить завоз данных насосов из-за пределов Республики

Также освоен выпуск горизонтальных консольных электронасосных агрегатов для перекачивания воды и других жидкостей, сходных с водой.

1. К 50-32-125 производительность от 9 до 12,5 м³/ч, высотой подъема от 16 ÷ 23 м. Взамен устаревшему насосному агрегату К 40-32-128.

2. К 45/30, Q – 35÷45 м³/ч, Н – 25÷30 м, N от 5÷7,5 кВт.

Данные насосные агрегаты имеют большой кавитационный запас, и увеличенный К.П.Д. по сравнению с предшествующими аналогами.

Это позволило заводу выпускать полный ряд консольных насосов необходимых водному хозяйству Республики.

Одновременно, произведена модернизация электродвигателей погружных электронасосных агрегатов ПЭДВ 11-180, ПЭДВ 22-219, ПЭДВ 32-219. Данное мероприятие позволило обновить насосные агрегаты ЭЦВ 8; 10; 12 дюймов снизить вес от 15 до 40 кг, тем самым уменьшить расход материалов, уменьшить габаритные размеры, и самое главное, сократить себестоимость.

На насосном агрегате ОГ 8-25 изменена система уплотнения вала, что увеличило ресурс работы агрегата до 8000 часов.

Так же заводом освоен выпуск нового горизонтального центробежного электронасосного агрегата Д 2000-21 с подачей 2000 м³/ч, высотой 21 м, взамен устаревшей насосной станции СНП 500/10.

Главная задача всех этих достижений состоит в том, что все насосные агрегаты адаптированы к местным особенностям условий эксплуатации, и изготовлены из материалов производимых в нашей стране.

Предлагаем вашему вниманию диаграмму освоения ОАО SUVMASH насосных агрегатов за годы Независимости.

В перспективе развития завода на 2014 год, стоит освоение выпуска насосов ЦН 1000-180, Q – 1000 м³/ч, Н – 180 м, мощностью 630 кВт.

Ежегодно насосная продукция экспортируется в страны СНГ. Выпускаемая и проектируемая продукция защищена охранными документами, наше предприятие имеет патенты Республики Узбекистан на 9 объектов промышленной собственности.

Всего за 2013 год изготовлено импортозамещающих насосных агрегатов и запасных частей к ним на сумму более 11,0 млрд.сум.

Произведено и реализовано локализованной продукции в 2013 году 1 386 млн.сум.

Произведены поставки насосных агрегатов на Узметкомбинат, Алмалыкский ГМК, Ферганский нефтеперерабатывающий завод, предприятиям Шуртанского, Ургенческого и Мубарекскогогазохимических комплексов, и водохозяйственным предприятиям Минсельводхоза.

Для выполнения поставленных задач ОАО «SUVMASH» налажены кооперационные связи со многими предприятиями, по поставке материалов и комплектующих деталей с заводом «Узбекхиммаш», ГАО «Узкабель», НГМК и другими.

Перечисленные достижения, перспективы развития и расширения завода ОАО «SUVMASH» потребовало необходимость увеличением установленной мощности и реконструкции системы электроснабжения.

2. ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ И РАЗРАБОТКИ

2.1. Определение расчетной нагрузки по цехам

Определение расчетных нагрузок проведем упрощенным методом, который состоит в следующем.

1) Задаемся установленными активными мощностями цехов, которым на генплане присваивается свой порядковый номер.

2) По справочным данным находим среднее значение коэффициентов мощности для данного вида производства (цеха).

3) Используя полученные данные, находим расчетные мощности по цехам, которые заносим в соответствующую таблицу.

Найдем расчетную мощность кузнечнопрессового цеха, который обозначен на генеральном плане завода под номером 1.

- задаемся установленной мощностью $P_{уст} = 350 \text{ кВт}$

- находим средний коэффициент мощности для этого цеха $\cos \varphi = 0,86$

-определяем расчетную мощность цеха $S_p \text{ кВА}$ по формуле.

$$S_p = \frac{P_{уст}}{\cos \varphi} \quad S_p = \frac{350}{0,86} = 407 \text{ кВА}$$

Таблица 2.1. Расчетные нагрузки по цехам

№ п/п	Наименование цеха	$P_{уст}, \text{кВт}$	$\cos \varphi$	$S_p, \text{кВА}$
1	Кузнечнопрессовый	2000	0,86	2325,58
2	Литейный цех	2000	0,93	2150,54
3	Цех механической обработки	300	0,61	491,803
4	Цех компрессорный	1550	0,85	1823,53
5	Цех сварочный	1170	0,51	2294,12
6	Малярно-отделочный цех	250	0,85	294,118
7	Фильтровентиляционный цех	120	0,8	150
8	Зарядная для электротранспорта	40	0,88	45,4545

9	Заводские склады	40	0,7	57,1429
10	Столовая	100	0,93	107,527
11	Цеховое и уличное освещение	300	1	300
12	Заводоуправление	130	0,95	136,842
Итого:		8000	0,81	10284,9

2.2. Построение картограммы электрических нагрузок, определение их центра и месторасположения ГПП

ГПП является одним из основных звеньев системы электроснабжения любого промышленного предприятия, поэтому оптимальное размещение подстанций на территории промышленного предприятия - важнейший вопрос при построении рациональных схем электроснабжения. Это означает, что размещение всех подстанций должно соответствовать наиболее рациональному сочетанию капитальных затрат на сооружение системы электроснабжения и эксплуатационных расходов.

Для определения местоположения ГПП при проектировании системы электроснабжения на генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок.

Главную понизительную, распределительную и цеховые подстанции следует располагать как можно ближе к центру нагрузок, так как это позволяет приблизить высокое напряжение к центру потребления электрической энергии и значительно сократить протяженность, как распределительных сетей высокого напряжения предприятия, так и цеховых электрических сетей низкого напряжения, уменьшить расход проводникового материала и снизить потери электрической энергии.

Принимаем нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха. Тогда центр нагрузки совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на плане.

Ввиду небольшой расчетной мощности большинства цехов принимаем решение о групповых трансформаторных подстанциях, расположенных на

территории предприятия. Составляем картограмму нагрузок для каждой группы цехов и наносим координаты трансформаторных подстанций на генеральный план предприятия. Для наглядности данные о трансформаторных подстанциях сведем в таблицу 1.3.1.

Центр электрической нагрузки предприятия, а значит и теоретического расположения ГПП определяется с помощью аналогии системы масс и электрическими нагрузками цехов P , координаты центра можно определить в соответствии со следующими формулами:

$$X_0 = \frac{\sum_{i=1}^n x_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad Y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n y_i P_i}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

Таблица 2.2. Выбор понижающих трансформаторов для питания цехов завода

ГПП	X_i	Y_i	S_p , кВА	X_0	Y_0
КТП-1	36	92	1973,53	49	60
КТП-2	77	91	3125,5		
КТП-3	40	40	4476,12		
КТП-4	135	27	601,51		
Итого	288	250	10177		

КТП-1	X _i	Y _i	S _p , кВА	S _{тр} ,кВА	X _o	Y _o
Компрессорный цех	38	92	1823,53	2x1000	36	92
Фильтровентиляционный цех	12	85	150			
Итого	Итого 1973,53/2=986,8 кВА					

Выбираем два трансформатора ТМ-1000/10У1

КТП-2	X _i	Y _i	S _p , кВА	S _{тр} ,кВА	X _o	Y _o
Цех механической обработки	82	75	491,803	2x1600	77	91
Сварочный цех	65	93	2294,12			
Зарядная для электротранспорта	150	95	45,4545			
Малярно-отделочный	116	98	294,118			
Итого	3125,5/2=1562,8 кВА					

Выбираем два трансформатора ТМ-1600/10У1

КТП-3	X _i	Y _i	S _p , кВА	S _{тр} ,кВА	X _o	Y _o
Кузнечнопрессовый цех	20	40	2325,58	2x2500	40	40
Цех литейный	60	40	2150,54			
Итого	4476,12/2=2238,1 кВА					

Выбираем два трансформатора ТМ-2500/10У1

КТП-4	X _i	Y _i	S _p , кВА	S _{тр} ,кВА	X _o	Y _o
Столовая	153	25	107,527	2x400	135	27
Заводоуправление	127	21	136,842			
Цеховое и уличное освещение	118	22	300			
Заводские склады	116	48	57,1429			
Итого	601,51/2=300,8 кВА					

Выбираем два трансформатора ТМ-400/10У1.

2.3. Выбор силовых трансформаторов

Главные понизительные подстанции и цеховые подстанции желательно выполнять с числом трансформаторов не более двух. Для потребителей третьей и частично второй категории, возможно, рассматривать варианты установки одного трансформатора с осуществлением резервного питания от соседней трансформаторной подстанции. Однако, в связи с тем, что подавляющее число электропотребителей являются потребителями 2 категории, этот вариант нецелесообразен

Таким образом, учитывая вышеуказанное, выберем двухтрансформаторную ГПП.

В системах электроснабжения промышленных предприятий мощность силовых трансформаторов должна обеспечить в нормальных условиях питание всех электроприемников.

При выборе мощности трансформаторов следует добиваться, как экономически целесообразного режима работы, так и соответствующего обеспечения явного или неявного резервирования питания приемников при отключении одного из трансформаторов, причем нагрузка трансформатора в нормальных условиях не должна (по нагреву) вызывать сокращения естественного срока его службы. Мощность трансформаторов должна обеспечивать требуемую мощность в режиме работы после отключения поврежденного трансформатора в зависимости от требований, предъявляемых потребителями данной категории.

Зная расчетную величину нагрузки завода, $S_{\text{нагр.}} = 10176,678 \text{ кВА}$ и учитывая условия перегрузки, $S_p = 0,7 \cdot S_{\text{max.см.}}$, определяем номинальную мощность трансформатора

$$S_{\text{ном.тр.}} \geq S_{\text{нагр.}} / 0,7 = 10176,678 / 0,7 = 14538,113 \text{ кВА}$$

Выбираем трансформатор ТДН мощностью 10 000 кВА. [Л4 стр 251]

Проверяем выполнение условия по перегрузке

$$1,4 S_{\text{тр.}} \geq S_p \quad 14000 \geq 7269$$

Условие выполняется.

По каталожным данным [4] выбираем два трансформатора
ТДН-10000/110-70У1

Выбранные трансформаторы будут работать с недогрузкой по мощности.

ТДН – трехфазный двухобмоточный трансформатор с дутьевым масляным охлаждением, с РПН, номинальной мощностью 10000 кВА, класса 10кВ, конструкции 1970 года, климатическое исполнение У1.

2.4. Выбор схемы электроснабжения предприятия

Схемы электроснабжения промышленных предприятий делятся на схемы внешнего и внутреннего электроснабжения. Схемы электроснабжения выбираются из соображений надежности, экономичности и безопасности. Надежность определяется в зависимости от категории потребителей. Если в числе приемников или потребителей предприятия имеется хотя бы один, относящийся к первой категории, то количество источников питания должно быть не менее двух.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75-100 МВт и более), средней (от 5-7 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП). Если имеются потребители первой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии.

Наиболее дешевыми являются схемы с отделителями и короткозамыкателями.

Число секций зависит от числа подключений и принятой схемы внутризаводского распределения электроэнергии. В большинстве случаев число секций не превышает двух. Каждая секция работает отдельно и получает питание от отдельной линии или трансформатора. В нормальном режиме работы секционный аппарат (разъединитель или выключатель) отключен.

Применение секционного выключателя обеспечивает автоматическое включение резерва (АВР), что позволяет использовать такую схему для потребителей любой категории по надежности.

Внутреннее и внешнее электроснабжение потребителей электроэнергии осуществляют с помощью радиальных, магистральных и смешанных схем питания.

Радиальными называют такие схемы, в которых электроэнергию от источника питания (электростанции предприятия, энергосистемы и так далее) передают непосредственно к ПС, без ответвлений на пути для питания других потребителей.

Радиальные схемы имеют большое количество отключающей аппаратуры и питающих линий. Эти схемы применяют только для питания достаточно мощных потребителей.

Магистральными называют такие схемы, в которых электроэнергию от источника питания передают к ПС не непосредственно, а с ответвлениями на пути для питания других потребителей. Как правило, магистральные схемы обеспечивают присоединение пяти-шести ПС с общей мощностью потребителей электроэнергии не менее 5000-6000 кВА. Схемы характеризуются пониженной надежностью, имеют меньшее количество отключающих аппаратов, дают возможность более рационально скомпоновать потребителей.

В практике проектирования и эксплуатации систем промышленного электроснабжения редко встречаются схемы, построенные только по радиальному или только по магистральному принципу.

Схему ГПП выбираем с учетом установленной мощности потребителей электроэнергии и категории их надежности, характера электрических нагрузок и размещения их на генеральном плане предприятия, а также производственных, архитектурно-строительных и эксплуатационных требований.

Принимаем схему ГПП без сборных шин на высшем напряжении как наиболее простую и экономичную.

Для РУ 10 кВ принимаем схему с одной секционированной системой шин с двумя секциями. Каждая секция работает отдельно и получает питание от отдельного трансформатора. В нормальном режиме секционный выключатель отключен.

Трансформаторы размещаем, открыто, все остальное оборудование размещаем в закрытом помещении.

Для устройства РУ 10 кВ используем комплексные распределительные устройства КРУ2 -10 -20У3

2.5. Расчет и выбор сечения кабелей, питающих главный распределительный пункт (ГРП)

Определяем расчетный ток каждой секции

$$I_p = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $\sum S$ - суммарная мощность подстанций входящих в секцию, кВА

U_n - номинальное напряжение сети, кВ

Расчетный ток первой секции:

$$I_{p.c1} = \frac{5099,03}{\sqrt{3} \cdot 10} = 294,4 \text{ А}$$

Расчетный ток второй секции:

$$I_p = \frac{5077,63}{\sqrt{3} \cdot 10} = 293,2 \text{ А}$$

Для первой секции выбираем трехжильный алюминиевый кабель марки АПВВНГ-LS(B) на 10 кВ проложенный в траншее и сечением каждой жилы 150 мм^2 с допустимым током $I_d = 416 \text{ А}$ [18].

Для второй секции выбираем трехжильный алюминиевый кабель марки АПВВНГ-LS(B) на 10 кВ проложенный в траншее и сечением каждой жилы 150 мм^2 с допустимым током $I_d = 416 \text{ А}$ [18].

2.6. Выбор схемы электроснабжения ТП и трассировка КЛ.

Найдем расчетные токи в сети высокого напряжения завода 10 кВ.

Сеть высокого напряжения выполнена по петлевой схеме и имеет вид представленный на рис. 2.1. Из рисунка видно, что схему можно разбить на две независимые петли, которые представляют собой одноконтурные кольцевые цепи. В первую цепь входят ТП-1; ТП-3. Во вторую ТП-2; ТП-4.

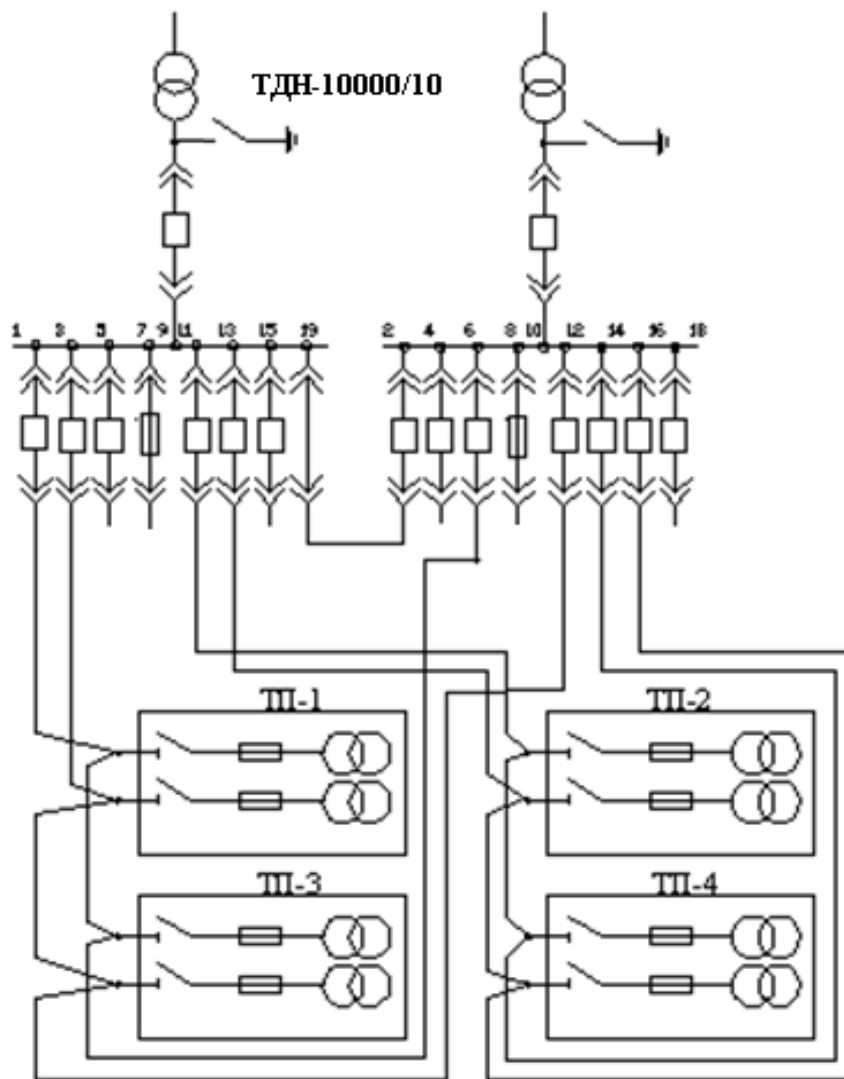


Рис. 2.1. Сеть высокого напряжения по петлевой схеме

Определяем расчетный ток каждой цепи (петли)

$$I_p = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_n}$$

$\sum S$ -суммарная мощность подстанций входящих в петлю *кВА*

U_n - номинальное напряжение сети кВ

Расчетный ток первой петли.

$$I_p = \frac{6449,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 372,4 \text{ А}$$

$$I_p = \frac{\sum S}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $\sum S$ - суммарная мощность подстанций входящих в петлю кВА;

U_n - номинальное напряжение сети кВ

Расчетный ток первой петли.

$$I_p = \frac{6449,65}{\sqrt{3} \cdot 10} = 372,4 \text{ А}.$$

Расчетный ток второй петли

$$I_p = \frac{3727}{\sqrt{3} \cdot 10} = 215,2 \text{ А}.$$

Для первой петли выбираем трехжильный алюминиевый кабель марки ААШв на 10 кВ проложенный в траншее и сечением каждой жилы 120 мм² с допустимым током $I_d = 380 \text{ А}$

Для второй петли выбираем трехжильный алюминиевый кабель марки ААШв на 10 кВ проложенный в траншее и сечением каждой жилы 50 мм² с допустимым током $I_d = 250 \text{ А}$

Проверяем выбранный кабель по тепловому нагреву

$$I_p \leq K_{с.н.} \cdot K_{II} \cdot I_d.$$

где $K_{с.н.}$ - поправочный коэффициент по условиям прокладки проводников

(Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8-12%)

K_{II} - поправочный коэффициент по количеству проводов [ПУЭ]

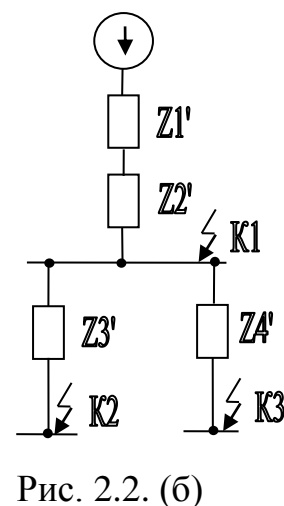
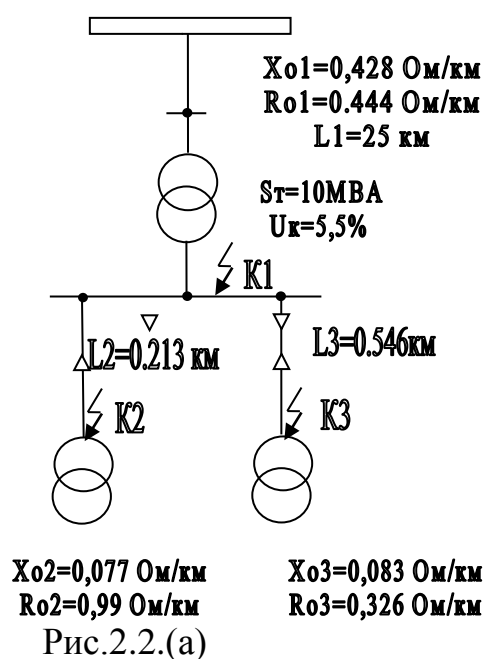
$$372,4 \leq 0,87 \cdot 1,07 \cdot 400; \quad 372,4 \leq 372,4$$

$$215,2 \leq 0,87 \cdot 1,07 \cdot 255; \quad 215,2 \leq 237,3$$

Из расчетов видно, что выбранные кабели удовлетворяют условиям проверки по нагреву.

2.7. Расчет токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ

В зависимости от мощности источника питания предприятия при расчетах тока К.З. выделяют два характерных случая: К.З в цепях, питающихся от системы бесконечной мощности, и К.З вблизи генератора ограниченной мощности. Системой бесконечной мощности условно считают источник, напряжение, на шинах которого остается практически неизменным при любых изменениях тока в подключенной к нему цепи. Отличительной особенностью такого источника является малое собственное сопротивление по сравнению с сопротивлением цепи К.З.



Для систем электроснабжения промышленных предприятий типичным случаем является питание от источника неограниченной мощности.

Для расчета токов К.З составляем расчетную схему рис.2.2(а) электроснабжения и на ее основе схему замещения рис. 2.2(б).

Принимаем за базисную мощность номинальную мощность трансформатора ГПП, $S_{\bar{\sigma}} = S_{\text{ном.т}} = 10\,000$ кВА. За базисное напряжение принимаем величину, равную среднему напряжению ступени с точками к.з., то есть $U_{\bar{\sigma}} = U_{\text{ср}} = 10,5$ кВ

Определяем базисный ток по формуле:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{\sum S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 0,55 \text{ кА}$$

Находим сопротивление Z_1 линии 110 кВ схемы замещения.

$$r_1' = \frac{r_{01} \cdot L_1 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{0,444 \cdot 25 \cdot 10}{110^2} = 0,00917 \text{ Ом/км}$$

$$x_1' = \frac{x_{01} \cdot L_1 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{0,428 \cdot 25 \cdot 10}{110^2} = 0,00884 \text{ Ом/км}$$

где $r_{01}; x_{01}$ - удельные активное и реактивное сопротивление кабеля Ом/км

L_1 - длина воздушной линии, км

$$\sum Z_1' = \sqrt{r_1'^2 + x_1'^2} = \sqrt{0,00917^2 + 0,00884^2} = 0,01274 \text{ Ом/км}$$

Находим сопротивление Z_2 трансформатора ТДН 10000/110-70У1 [Л4]

$$Z_2' = \frac{Uk\%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_H} = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10}{10} = 0,055 \text{ Ом}$$

Находим сопротивление Z_3 кабельной линии первой петли

$$r_3' = \frac{r_{02} \cdot L_2 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{0,99 \cdot 0,213 \cdot 10}{110^2} = 0,00396 \text{ Ом/км}$$

$$x_3' = \frac{x_{02} \cdot L_2 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{0,077 \cdot 0,213 \cdot 10}{110^2} = 0,001 \text{ Ом/км}$$

$$\sum Z_3' = \sqrt{r_3'^2 + x_3'^2} = \sqrt{0,00396^2 + 0,001^2} = 0,0041 \text{ Ом/км}$$

Находим сопротивление Z_4 кабельной линии второй петли

$$r_4' = \frac{r_{03} \cdot L_3 \cdot S_{\bar{\sigma}}}{U_{\bar{\sigma}}^2} = \frac{0,326 \cdot 0,546 \cdot 10}{110^2} = 0,00015 \text{ Ом/км}$$

$$x_4' = \frac{x_{03} \cdot L_3 \cdot S_6}{U_6^2} = \frac{0,083 \cdot 0,546 \cdot 10}{110^2} = 0,00004 \text{ Ом/км}$$

$$\sum Z_4' = \sqrt{r_4'^2 + x_4'^2} = \sqrt{0,00015^2 + 0,00004^2} = 0,00016 \text{ Ом/км}$$

Определяем токи КЗ в точке К1 на сборных шинах РУ-10 кВ

$$I_{K1} = \frac{I_B}{Z_1 + Z_2} = \frac{0,55}{0,01274 + 0,055} = 8,12 \text{ кА}$$

Находим ударный ток короткого замыкания.

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,12 = 21,244 \text{ кА}$$

где k_{y0} - ударный коэффициент (выбирается по табличным данным или в зависимости от отношения х/г по графику).

Определяем токи КЗ в точке К2

$$I_{K2} = \frac{I_B}{Z_1 + Z_2 + Z_3} = \frac{0,55}{0,01274 + 0,055 + 0,0041} = 7,66 \text{ кА}$$

Находим ударный ток короткого замыкания.

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,12 = 21,24 \text{ кА}$$

Определяем токи К.З. в точке К3

$$I_{K3} = \frac{I_B}{Z_1 + Z_2 + Z_4} = \frac{0,55}{0,01274 + 0,055 + 0,00016} = 8,1 \text{ кА}$$

Находим ударный ток короткого замыкания:

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K2} = 1,85 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,1 = 21,19 \text{ кА}$$

2.8. Выбор аппаратуры для подстанции 110/10 кВ

Выбор электрических аппаратов состоит из выбора аппаратов по условиям длительной работы в нормальном режиме и проверки аппаратов по условиям кратковременной работы в аварийном режиме, т.е. в режиме короткого замыкания. Все аппараты, включенные в электрические цепи последовательно, должны надежно работать не только в нормальном режиме, но и обладать необходимой устойчивостью при коротком замыкании.

Электрические аппараты и токоведущие устройства должны соответствовать следующим требованиям:

- возможность длительной работы в нормальном режиме, при кратковременных напряжениях и перегрузках, а также допустимого нагрева токами в утепленном режиме;
- стойкости в режиме КЗ;
- технико-экономической целесообразности;
- сочетанию окружающей среды и роду установки;
- механической прочности.

В целом условия выбора выключателей высокого напряжения можно записать так:

$$\begin{aligned}U_{уст.ном} &\leq U_{ном}; \\I_{max} &\leq I_{ном}; \\I_{кт} = I'' &\leq I_{откл.ном}; \\I_{уд} &\leq i_{макс.доп} = i_{дин}; \\I_{\infty}^2 t_{\phi} &\leq I_t^2 \text{ или } I''^2 (t_{откл} + t_a) \leq [I_{откл}^2 \cdot 3]_{доп}.\end{aligned}$$

Условия выбора разъединителей:

$$\begin{aligned}U_{уст.ном} &\leq U_{ном}; \\I_{max} &\leq I_{ном}; \\I_{уд} &\leq i_{макс.доп} = i_{дин}; \\I_{\infty}^2 t_{\phi} &\leq I_t^2 \text{ или } I''^2 (t_{откл} + t_a) \leq [I_{откл}^2 \cdot 3]_{доп}.\end{aligned}$$

Условия выбора трансформаторов напряжения:

$$U_{уст.ном} \leq U_{ном}.$$

Условия выбора трансформаторов тока (измерительных):

$$\begin{aligned}U_{уст.ном} &\leq U_{ном}; \\I_{max} &\leq I_{ном}; \\I_{уд/дин} &\leq i_{дин}; \\I'' \sqrt{t_{откл}} &\leq I_{тер} \sqrt{t_{тер}}\end{aligned}$$

Выбор разъединителя. Выбор разъединителя ограничивается определением рабочих параметров номинального напряжения U_n и длительно допустимого тока $I_{дл}$, а также проверяют их на термическую и динамическую стойкость.

Выбираем разъединитель типа РЛНД-10/630 с приводом типа ПРН-10М
Выбор аппаратов выше 1 кВ приведен в таблице 2.3.

Таблица 2.3. Параметры выбранного коммутирующего оборудования

Наименование оборудования	Тип	Параметры		
Отделитель	ОД-110/800 Т1	$U_n=110\text{кВ}$	$I_n=800\text{А}$	
Короткозамыкатель	КЗ-110Б-У1	$U_n=110\text{кВ}$	$I_{пр.кз}=32\text{кА}$	$I_{терм}=12,5\text{кА}$
Ограничитель Перенапряжения Нелинейный	ОПНп-110/550/(56-88)-10-III-УХЛ1-О(П)	$U_n=110\text{кВ}$	$U_{наиб.доп}=56-88\text{ кВ}$	$I_{пропуск}=550\text{ А}$
Ограничитель Перенапряжения Нелинейный	ОПНп-10/550/(10,5-12,7)-10-III-УХЛ1	$U_n=10\text{кВ}$	$U_{наиб.доп}=10,5-12,7\text{ кВ}$	$I_{пропуск}=550\text{ А}$
Вакуумный выключатель	ВВ-10-31,5	$U_n=10\text{кВ}$	$I_n=1000\text{А}$	$I_{откл}=31,5\text{кА}$
Трансформатор тока	ТПШЛ-10	$U_n=10\text{кВ}$	$I_{н.п}=2000\text{А}$	$I_{н.в}=5\text{А}$
Трансформатор напряжения	НОЛ-08-10У2	$U_{вн.}=10\text{кВ}$	$U_{нн.}=100\text{В}$	
Разъединитель	РЛНД-10/630	$U_n=10\text{кВ}$	$I_n=630\text{А}$	
Выключатель нагрузки	ВВБМ-110Б-31,5	$U_n=110\text{кВ}$	$I_n=2000\text{А}$	$I_{max.откл}=31,5\text{кА}$
Предохранитель	ПКТ 103-10-30У3	$U_n=10\text{кВ}$	$I_n=30\text{А}$	
	ПКТ 103-10-40У3	$U_n=10\text{кВ}$	$I_n=40\text{А}$	

РЛНД-10/630 – Р - разъединитель, Л - линейный, Н - наружной установки, Д — с двумя опорными колонками или с дуговой изоляционной гирляндой (для подвесных); номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 630 А.

ПРН-10М - привод разъединителя наружной установки десятой модификации модернизированный

НОЛ-08-10У2 - Н — трансформатор напряжения; О – однофазный;

Л — изоляция литая эпоксидная; первая цифра 08 обозначает область применения — для ЗРУ и КРУ внутренней и наружной установки; вторая

цифра — климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150 — 69 и 15543 — 70

ПШЛ-10 — Т — трансформатор тока, П — проходной, Ш — шинный, Л — с литой изоляцией, номинальное напряжение 10 кВ.

ВВБМ-110Б-31,5 — В — выключатель (второе В — воздушный), Б — баковый, М — малогабаритный. Номинальное напряжение 110 кВ (буква Б — категория изоляции по длине пути утечки. Отключаемый ток 31,5 кА. Рабочее давление - 2,0 МПа.

ПКТ 103-10-30У1

ПКТ 103-10-40У1

ПК - предохранитель кварцевый, Т - для защиты силовых трансформаторов и линий; 1 - наличие ударного устройства легкого типа; 03 - конструкция контактов; номинальное напряжение 10 кВ; номинальный ток предохранителя 30А и 40А соответственно; У3 — климатическое исполнение (для установки в помещении).

ВВ-10-1000-31,5 — выключатель вакуумный. Номинальное напряжение 10 кВ, номинальный ток 1000 А, ток отключения 31,5 кА.

КЗ-110Б-У1 - КЗ — короткозамыкатель, номинальное напряжение 110 кВ, категория Б по ГОСТ 9920 — 75 (У - усиленная изоляция).

ОД-110/800 Т1 — ОД — отделитель, номинальное напряжение 110 кВ, номинальный ток 800 А. Отделитель ОД-110/800 выпускается в исполнении Т категории 1 по ГОСТ 15150 — 69 и 15543-70

2.9. Выбор схемы цеховой электрической сети

Для определения расчетных нагрузок используем метод упорядоченных диаграмм. Находим коэффициенты использования оборудования цеха:

- Станки металлообрабатывающие $K_u = 0,17$

- Аппарат точечной сварки $K_u = 0,35$

- кран-балка $K_u = 0,3$

- Автоматы металлообрабатывающие $K_u = 0,17$

Среди оборудования цеха находятся потребители с повторно-кратковременным режимом работы. К ним относятся кран-балка.

Номинальная мощность таких потребителей определяется по формуле:

$$P_n = P_{уст} \cdot \sqrt{ПВ} \text{ кВт}$$

где $P_{уст}$ - паспортная мощность потребителя кВт

$\sqrt{ПВ}$ - паспортная продолжительность включения

Кран-балка состоит из трех электродвигателей:

- подъема $P_{уст,кр} = 15,8 \text{ кВт}$ $ПВ = 0,4$ наиболее тяжелый режим
- тележки $P_{уст,кр} = 8 \text{ кВт}$ $ПВ = 0,25$
- моста $P_{уст,кр} = 12 \text{ кВт}$ $ПВ = 0,25$

Таблица 2.4. Наименование и параметры оборудования цеха

№ по плану	Наименование оборудования	Кол-во	P, кВт	cos φ	S _н , кВА	S _{н.сумм} , кВА
1.	Токарно-винторезный станок	3	11	0,65	16,92	50,77
2.	Токарно-винторезный станок	3	12,22	0,65	18,80	56,40
3.	Горизонтально-расточной станок	1	8,7	0,65	13,38	13,38
4.	Горизонтально-фрезерный станок	2	4,74	0,65	7,29	14,58
5.	Токарно-револьверный автомат	2	7,12	0,6	11,87	23,73
6.	Отрезной круглопильный автомат	2	10,6	0,6	17,67	35,33
7.	Станок для завальцовки	1	4,62	0,65	7,11	7,11
8.	Аппарат точечной сварки	1	30	0,35	85,71	85,71
9.	Бесцентрово-шлифовальный полуавтомат	1	13	0,6	21,67	21,67
10.	Зубострогальный станок	1	7,35	0,65	11,31	11,31
11.	Зубофрезерный станок	1	11,8	0,65	18,15	18,15
12.	Долбежный станок	1	10	0,65	15,38	15,38
13.	Токарно-револьверный автомат	1	7	0,6	11,67	11,67
14.	Кругло-шлифовальный полуавтомат	1	18,5	0,6	30,83	30,83
15.	Продольно-строгальный станок	1	54,41	0,65	83,71	83,71
16.	Кран-балка	1	20	0,5	40,00	40,00
Итого		23	231,06			

Определяем номинальные мощности двигателей кран-балки.

$$P_{н,кр} = 15,8 \cdot \sqrt{0,4} = 10 \text{ кВт}$$

$$P_{н,кр} = 8 \cdot \sqrt{0,25} = 4 \text{ кВт}$$

$$P_{н,кр} = 12 \cdot \sqrt{0,25} = 6 \text{ кВт}$$

Суммарная номинальная мощность крана с учетом ПВ $P_{н,кр} = 20 \text{ кВт}$

2.9.1. Выбор типа кабелей и их сечений

Сечения проводов и жил кабеля цеховой сети выбирают по нагреву длительным расчетным током

$$I_p \leq I_{доп}$$

где I_p - расчетный ток линии;

$I_{доп}$ длительно допустимый ток проводника;

Для проводов предусматриваем скрытую прокладку в изоляционных трубах в полу.

Проверка основана на соблюдении следующего условия

$$\Delta U \leq \Delta U_{доп}$$

где $\Delta U_{доп}$ - допустимая потеря напряжения 5%

Потерю напряжения ΔU кабельной линии определяем по формуле.

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I_p \cdot L}{U_n} \cdot (R_o \cdot \cos \varphi + X_o \cdot \sin \varphi),$$

где I_p - расчетный ток кабельной линии, А

L - длина линии, м

U_n - номинальное напряжение сети 380 В

$R_o ; X_o$ - удельные активное и реактивное сопротивление линии Ом/м

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности кабельной линии.

Таблица 2.6. Кабельный журнал механического цеха

№ по плану	Наименование оборудования	S_n , кВА	I_p , А	L, м	Тип и сечение кабеля	I_d , А	ΔU , кВ
1	Токарно-винторезный станок	16,92	25,71	20	АПВВГ 4х10	67	0,15
2	Токарно-винторезный станок	18,80	28,57	8	АПВВГ 4х10	67	0,14
3	Горизонтально-расточной станок	13,38	20,33	10	АПВВГ 4х10	67	0,073
4	Горизонтально-фрезерный станок	7,29	11,08	17	АПВВГ 4х10	67	0,06
5	Токарно-револьверный автомат	11,87	18,04	15	АПВВГ 4х10	67	0,113
6	Отрезной круглопильный автомат	17,67	26,85	12	АПВВГ 4х10	67	0,019
7	Станок для завальцовки	7,11	10,81	10	АПВВГ 4х10	67	0,004
8	Аппарат точечной сварки	85,71	130,26	15	АПВВГ 4х35	137	0,04
9	Бесцентрово-шлифовальный полуавтомат	21,67	32,93	16	АПВВГ 4х10	67	0,01
10	Зубострогальный станок	11,31	17,19	18	АПВВГ 4х10	67	0,1
11	Зубофрезерный станок	18,15	27,58	16	АПВВГ 4х10	67	0,05
12	Долбежный станок	15,38	23,37	12	АПВВГ 4х10	67	0,14
13	Токарно-револьверный автомат	11,67	17,74	10	АПВВГ 4х10	67	0,02
14	Кругло-шлифовальный полуавтомат	30,83	46,85	13	АПВВГ 4х10	67	0,05
15	Продольно-строгальный станок	83,71	127,22	10	АПВВГ 4х25	113	0,08
16	Кран-балка	40,00	60,79	20	АПВВГ 4х10	67	0,04

В табл.2.7. произведем расчет токов для распределительных щитов и выберем питающие кабели.

Таблица 2.7. Распределительные щиты и питающие кабели цеха

Наименование оборудования	S_n , кВА	I_p , А	L , м	Тип и сечение кабеля	I_d , А	ΔU , кВ
РП-1	140,11	146,02	18	АПВВГ 4х50	166	0,12
РП-2	116,68	166,24	85	АПВВГ 4х70	201	0,64
РП-3	165,94	200,74	69	АПВВГ 4х70	201	0,63
РП-4	97	102,55	50	АПВВГ 4х50	166	0,23

Цеховое освещение запитано с РП-2, РП-4.

2.10. Расчет токов к.з. в установках до 1 кВ

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток К.З. Поэтому в расчетах учитывают все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитывают активные сопротивления всех переходящих контактов в этой цепи (на шинах, на вводах и выводах аппаратов, разъемные контакты аппаратов и контакт в месте К.З.). При отсутствии достоверных данных о контактах и их переходных сопротивлениях, рекомендуется при расчете токов К.З. в сетях, питаемых трансформаторами мощности до 1600 кВА, учитывать их сопротивления следующим образом:

0.015 Ом — для распределительных устройств на станциях и подстанциях;

0.02 Ом - для первичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций и главных магистралей;

0.025 Ом - для вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП;

0.03 Ом - для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электроэнергии, получающих питание от вторичных РП.

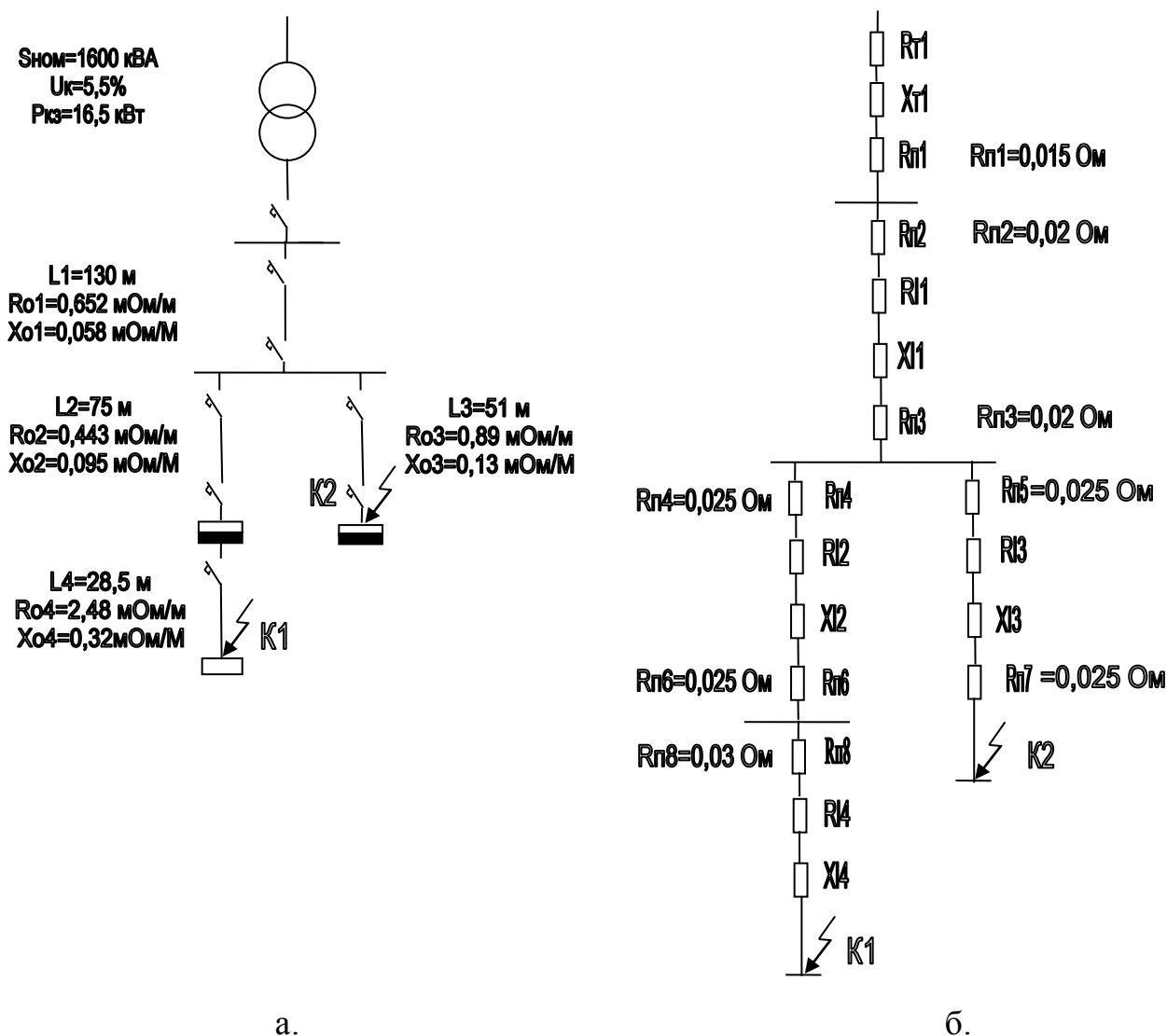


Рис.2.3. Электрическую схему механического цеха: а – расчетная;

б – схема замещения

Для установок напряжением до 1 кВ при расчетах токов К.З. считают, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения цехового трансформатора является неизменным. Это условие выполняется, если мощность системы примерно в 50 раз превосходит

мощность цехового трансформатора. Расчет токов К.З. на напряжение до 1 кВ выполняют в именованных единицах.

Для проверки аппаратов и проводников по условиям К.З. производят расчет трехфазного К.З., поскольку при этом виде К.З. ток достигает наибольшего значения. Для настройки защиты от замыканий на землю проводят также расчет токов при однофазном К.З., чтобы выявить возможную наименьшую величину тока при этом виде замыкания.

Для расчета токов к.з. берем принципиальную электрическую схему механического напряжением 0,4 кВ. Расчетная (рис.2.3. а) и схема замещения рис.2.3. б). Токи К.З. определяем в характерных точках:

К-1- на вводе ЩУ камерной печи 15 кВт

К-2- на распределительном щите РП-3

Определяем сопротивление питающего трансформатора 1600 кВА

$$r_{m1} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_n^2 \cdot 10^3}{S_n^2} = \frac{16,5 \cdot 0,38^2 \cdot 10^3}{1600^2} = 930,7 \text{ м Ом}$$

$$X_{m1} = \frac{U_{к\%} \cdot U_n^2 \cdot 10^3}{S_n^2} = \frac{5,5 \cdot 0,38^2 \cdot 10^3}{1600^2} = 310,2 \text{ мОм}$$

Определяем сопротивление линии

L₁ от КТП-2 РУ-0,4 кВ к ВРУ

$$r_{11} = l_1 \cdot r_{01} = 130 \cdot 0,652 = 0,08476 \text{ Ом} = 84,76 \text{ мОм}$$

$$X_{11} = l_1 \cdot X_{01} = 130 \cdot 0,058 = 0,00754 \text{ Ом} = 7,54 \text{ мОм}$$

Определяем сопротивление линии L₂ от ВРУ к РП-1 и L₄ к ЩУ

$$r_{12} = l_2 \cdot r_{02} = 75 \cdot 0,443 = 33,23 \text{ мОм}$$

$$X_{12} = l_2 \cdot X_{02} = 75 \cdot 0,095 = 7,125 \text{ мОм}$$

$$r_{13} = l_3 \cdot r_{03} = 51 \cdot 0,89 = 45,39 \text{ мОм}$$

$$X_{13} = l_3 \cdot X_{03} = 51 \cdot 0,13 = 6,63 \text{ мОм}$$

$$r_{14} = l_4 \cdot r_{04} = 28,5 \cdot 2,48 = 70,68 \text{ мОм}$$

$$X_{14} = l_4 \cdot X_{04} = 28,5 \cdot 0,32 = 9,12 \text{ мОм}$$

Рассчитываем ток короткого замыкания для точки К1

$$\sum r_{к1} = r_{т1} + r_{п1} + r_{п2} + r_{11} + r_{п3} + r_{п4} + r_{12} + r_{п6} + r_{п8} + r_{14} = 2,943 + 15 + 20 + 84,76 + 20 + 25 + 33,23 + 25 + 30 + 70,68 = 326,613 \text{ мОм}$$

$$\sum X_{K1} = X_{T1} + X_{I1} + X_{I2} + X_{I4} = 13,968 + 7,54 + 7,125 + 9,12 = 37,753 \text{ мОм}$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\sum r_{K1}^2 + \sum X_{K1}^2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,327^2 + 0,0378^2}} = 666,5 \text{ А}$$

Находим ударный ток короткого замыкания.

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K1} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 666,5 = 942,57 \text{ А}$$

где k_{y0} - ударный коэффициент (выбирается по табличным данным или в зависимости от отношения х/г по графику)

Рассчитываем ток короткого замыкания для точки К2

$$\sum r_{K2} = r_{T1} + r_{п1} + r_{п2} + r_{I1} + r_{п3} + r_{п5} + r_{I3} + r_{п7} = 2,943 + 15 + 20 + 84,76 + 20 + 25 + 45,39 + 25 = 238,09 \text{ мОм}$$

$$\sum X_{K2} = X_{T1} + X_{I1} + X_{I3} = 13,968 + 7,54 + 9,12 = 30,628 \text{ мОм}$$

Определяем токи КЗ в точке К2

$$I_{K2} = \frac{U_n}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{\sum r_{K2}^2 + \sum X_{K2}^2}} = \frac{380}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,2381^2 + 0,031^2}} = 913,72 \text{ А}$$

Находим ударный ток короткого замыкания.

$$i_{y0} = k_{y0} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{K2} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 913,72 = 1292,2 \text{ А}$$

2.11. Выбор коммутационно-защитных аппаратов в системе электроснабжения напряжением до 1 кВ

Автоматические выключатели снабжают специальным устройством релейной защиты, которое в зависимости от типа выключателя выполняют в виде токовой отсечки, максимальной токовой защиты или двухступенчатой токовой защиты. Для этого используют электромагнитные и тепловые реле. Эти реле называют расцепителями.

На промышленных предприятиях используют автоматические выключатели серии АВМ, «Электрон», АЗ700, АЕ2000, АП-50.

При проектировании цехового оборудования принято решение использовать автоматические выключатели серии АЗ700.

Автоматические выключатели выбирают по следующим условиям:

$$U_{н.а} \geq U_{н.у} ;$$

$$I_a \geq I_{н.у} ;$$

$$I_{н.р} \geq k_{н.т} \cdot I_{р.мах} ;$$

$$I_{н.э} \geq k_{н.э} \cdot I_{к.мах} ;$$

$$I_{пред.откл} \geq I_{к.мах} ;$$

где $I_a, I_{н.у}$ – номинальные токи автомата и электроустановки;

$I_{н.р}$ – номинальный ток теплового расцепителя автомата;

$k_{н.т}$ – коэффициент надежности, учитывающий разброс по току срабатывания теплового расцепителя, принимается в пределах от 1,1 до 1,3 ;

$I_{н.э}$ – ток отсечки электромагнитного расцепителя и пускового тока электродвигателя;

$I_{пред.откл}$ – предельный отключаемый ток;

$I_{к.мах}$ – максимальный ток короткого замыкания;

Например, для линии, питающей РП-1, $I_{р.мах} = 102$ А принимаем автомат А3700 с $I_{н.} = 150$ А и $I_{н.расц.тепл.} = 125$ А, $I_{н.расц.э.м.} = 400$ А [Л12]

Аналогично выбираем автоматические выключатели для остального оборудования. Марку выбранных автоматов заносим в табл. 2.8.

Таблица 2.8. Типы автоматических выключателей

Наименование	Тип автомата	I_n , А	$I_{расц}$, А
ВРУ, вводной	А3790Б	400	400
ВРУ, секционный	А3790Б	400	250
РП-1	А3710Б	160	125
РП-2	А3710Б	160	63
РП-3	А3710Б	160	80
РП-4	А3710Б	160	63

3. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

3.1. Расчет дифференциальной токовой защиты

Рассмотрим расчет дифференциальной токовой защиты двухобмоточного понижающего трансформатора 10 МВА. [7]

Двухобмоточный трансформатор типа ТДН-10000/110-70У1:

$S_{\text{ном}} = 10 \text{ МВА}$; $U_c = 10,5\%$; $I_x = 0,9\%$; $P_x = 18 \text{ кВт}$; $P_k = 60 \text{ кВт}$.

Трансформатор имеет встроенное регулирование напряжения под нагрузкой в нейтрали высшего напряжения в пределах $(115 \pm 9 \times 1,78\%) \text{ кВ} / 110$.

Напряжения короткого замыкания $U_{k \text{ в-н}} = 105$; $10,5\%$ для положения РПН, соответствующих минимальному и максимальному напряжениям стороны высшего напряжения: отнесенное к своему напряжению и мощности обмоток низкого напряжения равной $0,5 U_{\text{ном.тр}}$

Расчет режима производится в следующем порядке

1. Вычисляем сопротивление трансформаторов

$$\tilde{O}_{\partial\partial-\partial\dot{a}} = \frac{U_k \% \cdot U_H^2}{100\% \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 110^2}{100 \cdot 10} = 139 \hat{\Omega}$$

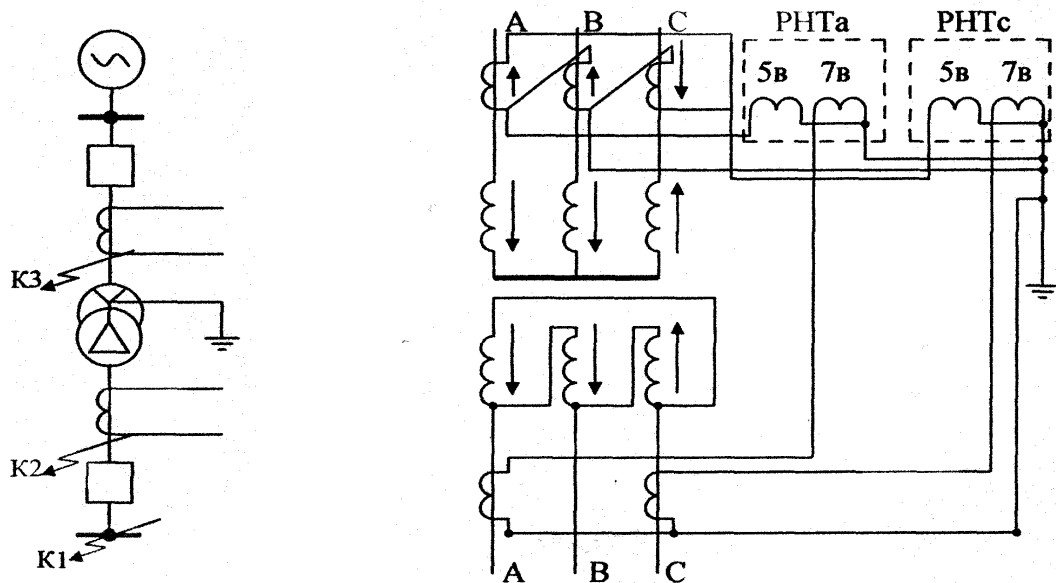


Рис.3.1. Принципиальная схема дифференциальной токовой защиты
Расчеты по первому пункту сведены в табл. 3.1

2. Определяются первичные токи на сторонах высшего и низшего напряжения защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности, выбираются трансформаторы тока для защиты и определяются соответствующие вторичные токи в плечах защиты.

Таблица 3.1

Наименование величины.	Числовое значение для стороны	
	110кВ	10кВ
Первичные токи на сторонах защищаемого, соответствующие его номинальной мощности	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,5 \text{ A}$	$\frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 577 \text{ A}$
Коэффициент трансформации трансформаторов тока n_T	300/5	2500/5
Соединение трансформаторов тока	Δ	Y
Вторичные токи в плечах защиты, соответствующие номинальной мощности защищаемого трансформатора I_H	$\frac{52,5 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 1,516 \text{ A}$	$\frac{577}{2500/5} = 1,154 \text{ A}$

3. Определяется ток, проходящий через защищаемый трансформатор при трехфазном металлическом коротком замыкании на шинах 110 кВ (в точке K_1 рис. 3.1.) в максимальном и минимальном режиме работы системы:

$$I_{K3.\max} = \frac{U_H}{1,73 \cdot X_{mp-pa}} = \frac{110000}{1,73 \cdot 139} = 457,4 \text{ A}$$

$$I^{(2)}_{K3.\min} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{U_H}{1,73 \cdot X_{mp-pa}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{110000}{1,73 \cdot 139} = 396 \text{ A}$$

4. Определяется первичный ток небаланса $I_{\text{нб.расч}}$ без учета составляющей $I'''_{\text{нб.расч}}$ (обусловленной неточностью установки на насыщающемся трансформаторе реле расчетных чисел витков) при рассматриваемом повреждении

$$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} = k_{\text{апер}} k_{\text{одн}} f_i I_{K3.\max} + \Delta U_a I_{K3.\max} =$$

$$(1 \cdot 1 \cdot 0,1 + 0,1) \cdot 457,4 = 91,48 \text{ А.}$$

5. Предварительно определяется первичный ток срабатывание защиты:

а) по условию отстройки от максимального тока небаланса:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{нб,расч} = 1,3 \cdot 91,48 = 119 \text{ А.}$$

k_n - коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас. Для реле РНТ принимается равным 1,3.

б) по условию отстройки от броска тока намагничивания:

$$I_{с.з} \geq k_n I_{ном} = 1,3 \cdot 52,5 = 68,25 \text{ А.}$$

$I_{ном}$ – номинальный ток, соответствующий номинальной мощности трансформатора.

k_n - коэффициент отстройки защиты от броска тока намагничивания. Для реле типа РНТ принимается равным 1,3.

Таким образом, расчетным для выбора тока срабатывания является отстройка от тока небаланса при внешнем повреждении

$$I_{с.з} = 119 \text{ А}$$

6. Производится предварительная проверка чувствительности.

В рассматриваемом примере расчетным по чувствительности является замыкание между двумя фазами на стороне 10 кВ в точке К2 в минимальном режиме работы системы 110 кВ.

Токораспределение в цепях дифференциальной защиты для рассматриваемого случая повреждения дано на рис. 2.

Исходя из значений токов в реле, приведенных на рис. 2. и определенного в пункте 4 расчета предварительного значения тока срабатывания защиты, производится дополнительная проверка чувствительности защиты с целью выяснения в первом приближения возможности выполнения защиты с реле типа РНТ-565.

Ток срабатывания реле, приведенный к вторичным цепям трансформаторов тока питающей стороны 110 кВ:

$$I_{с.р.} = I_{с.з} k_{сх} / n_{Т110} = 119 \sqrt{3} / (300/5) = 3,44 \text{ А.}$$

коэффициент чувствительности защиты

$$k_{\text{ч}} = I_{\text{р мин.втор.при кз}} / I_{\text{с.р.}} = (396 \cdot 1,73 / 60) / 3,44 = 3,3 > 2.$$

Таким образом, следует продолжить расчет защиты, выполненной с реле типа РНТ-565

7. Определяется число витков обмотки насыщающегося трансформатора реле для основной стороны 110 кВ (стороны с наибольшим вторичным током в плече защиты, определяемым для обеих сторон по номинальной мощности защищаемого трансформатора) и для не основной стороны 10 кВ исходя из полученного в пункте 4 расчета значения тока срабатывания защиты. Эти числа витков уточняются после учета составляющей тока небаланса $I'''_{\text{нб.расч}}$ неточностью установки на насыщающемся трансформаторе реле расчетных чисел витков.

Расчеты по пункту 5 сведены в табл. 3.2

Таблица 3.2

Наименование величины	Обозначение и метод определения	Числовое значение
Ток срабатывания реле на основной стороне	$I_{\text{с.р.осн.}} = I_{\text{с.з.}} \cdot \sqrt{3} / n_{\text{T110}}$	$119 \cdot \sqrt{3} / (300/5) = 3,44 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора реле для основной стороны	$W_{\text{осн.расч}} = F_{\text{ср}} / I_{\text{с.р.осн}}$	$100 / 3,44 = 29$ ВИТКОВ
Предварительно принятое число витков для установки на основной стороне	$W_{\text{осн}}$	29 ВИТКОВ
Соответствующий ток срабатывание реле на основной стороне	$I_{\text{с.р.осн}} = F_{\text{с.р.}} / W_{\text{осн}}$	$100 / 29 = 3,45 \text{ А}$
Расчетное число витков обмотки насыщающегося трансформатора реле для не основной стороны 10 кВ	$W_{\text{не.осн.р.}} = \frac{W_{\text{осн}} \cdot I_{\text{осн.вт}}}{I_{\text{не.осн.вт}}}$	$29 \cdot 1,516 / 1,154 = 38,097$ ВИТКОВ
Предварительно принятое число витков для установки на не основной стороне	$W_{\text{неосн}}$	38 ВИТКОВ

Составляющая первичного тока небаланса, обусловленная округлением расчетного числа витков не основной стороны, для расчетного случая повреждения на стороне 10 кВ	$I'''_{\text{нб.расч}} = \frac{W_{\text{р.не.осн}} - W_1}{W_1 \text{расч}} \cdot I_{\text{к.з.макс}}$	$\frac{38,097 - 38}{38,097} \cdot 457,4 = 1,165 \text{ А}$
Первичный расчетный ток небаланса с учетом Составляющей $I'''_{\text{нб.расч}}$	$I_{\text{нб.расч}} = I'_{\text{нб.расч}} + I''_{\text{нб.расч}} + I'''_{\text{нб.расч}}$	$91,48 + 1,165 = 92,645 \text{ А}$
Уточненное значение первичного тока срабатывания защиты	$I_{\text{с.з}} \geq k_n I_{\text{нб.расч}}$	$1,3 \cdot 92,645 = 120,44 \text{ А}$
Уточненный ток срабатывания реле на основной стороне	$I_{\text{с.р.осн}} = I_{\text{с.з}} \sqrt{3} / n_{\text{T110}}$	$\frac{120,44 \cdot \sqrt{3}}{300/5} = 3,48 \text{ А}$
Окончательные принятые числа витков обмотки насыщающегося трансформатора реле для установки на основной 110 кВ и не основной 10 кВ сторонах	$W_{\text{р.осн}} = F_{\text{с.р.}} / I_{\text{с.р.осн}}$ $W_{\text{не.осн.р.}} = W_{\text{р.осн}} \cdot (I_{\text{осн.вт}} / I_{\text{не.осн.вт}})$	$100/3,48 = 28,74$ 29 витков $29 \cdot \frac{1,516}{1,154} = 38,1$ 38 витков

Выполняем проверку правильности расчета

$$W_{\text{не.осн.р.}} \cdot I_{\text{не.осн.вт}} \approx W_{\text{р.осн}} \cdot I_{\text{осн.вт}}$$

$$38 \cdot 1,154 \approx 29 \cdot 1,516$$

$$43,852 \approx 43,964$$

Схема включения реле для рассматриваемого примера приведена на рис.3.

8. Определяется чувствительность защиты.

Рассматривается расчетное по чувствительности замыкание между двумя фазами на стороне 10 кВ в точке K_2 в минимальном режиме работы системы 110 кВ, для которого производилось предварительная проверка чувствительности в пункте 5.

Исходя из значений токов в реле, приведенных на рис. 3.2, и тока срабатывания реле, соответствующего числу витков обмотки насыщающегося трансформатора реле на питающей стороне.

При замыкании между двумя фазами

$$K_{\text{ч}} = I_{\text{р мин.втор.при кз}} / I_{\text{с.р}} = (396 \cdot 1,73/60) / 3,44 = 3,3 > 2$$

Таким образом, рассмотренная защита имеет достаточную чувствительность и может быть использована для защиты двухобмоточного трансформатора по рис. 3.2.

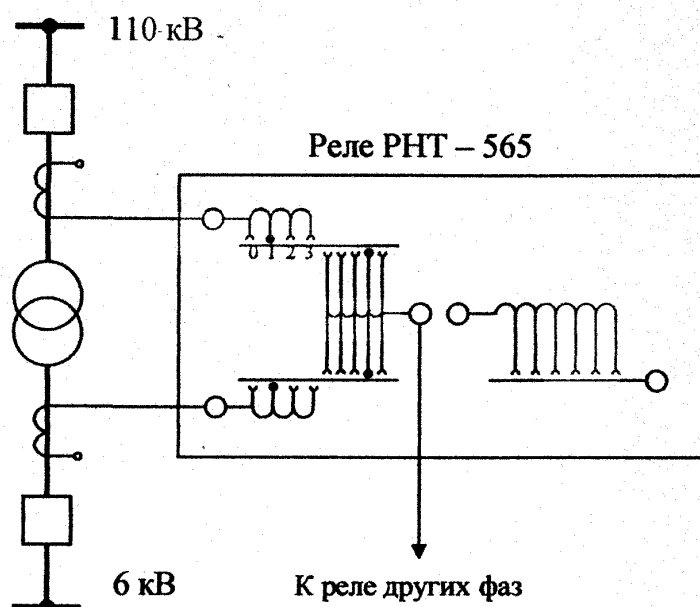


Рис. 3.2. Схема включения реле РНТ-565

В дифференциальной защите двухобмоточных трансформаторов трансформаторы тока защиты присоединяются к обеим уравнивающим обмоткам насыщающегося трансформатора реле. Такое включение (по сравнению со случаем присоединения трансформаторов тока одной из сторон непосредственно к дифференциальной обмотке) в ряде случаев позволяет получить на реле ток срабатывания более близким к расчетному.

Указанное объясняется тем, что в реле типа РНТ - 565 дифференциальная обмотка насыщающегося трансформатора имеет более грубую регулировку числа витков, чем уравнивающие обмотки.

3.2. Газовая защита ТДН-10000/110-70У1

Газовая защита трансформатора предназначена для защиты трансформатора от всех видов внутренних повреждений, сопровождающихся газовыделением. Для этого используются поплавковые реле типа ПГ-22, ПГЗ-22, РГЧЗ-66, ВГ 80/Q, ВГ 50/10, РЗТ-50, или чашечковые или лопастные реле. В настоящее время наиболее широко применяются поплавковые реле РЗТ-50 и ВГ 80/Q. При

слабом газовыделении, характерном для межвитковых коротких замыканий в обмотках трансформатора, срабатывает сигнальный элемент газового реле KSG1 и выдаёт сигнал «Газовая защита трансформатора». «Действие сигнального элемента»».

При бурном газовыделении, характерном для многофазных коротких замыканий в обмотках трансформатора, срабатывает отключающий элемент газового реле KSG1, реагирующий на скорость потока масла в трубопроводе, сообщающем бак трансформатора с расширителем. Факт срабатывания отключающего элемента фиксируется указательным реле КН2 типа РУ-21. При этом появляется сигнал «Газовая защита трансформатора. «Действие отключающего элемента». Кроме того, газовое реле реагирует на уход масла из расширителя. Для этой цели используется нижний поплавков газового реле. При этом выходные воздействия защиты такие же, как и при действии отключающего элемента, рассмотренные выше. Действие отключающего элемента может быть переведено на сигнал с помощью накладки SX2 типа НКР-3.

От внутренних повреждений применим газовую защиту, фиксирующую появление в баке поврежденного трансформатора газа. Реле устанавливают в маслопроводе между баком и расширителем. Номинальное напряжение $U_{ном} = 110$ В; скорость движения масла и газа $V = 0,6 - 1,2$ м/с, время срабатывания $t_{ср} = 0,05 - 0,5$.

Газовое реле типа РГП6 – 33 двухступенчатое. Первая ступень действует на сигнал при мелких повреждениях внутри корпуса при выделениях газа в незначительных объемах. Вторая ступень действует на скорость движения потока газа или жидкости 0,65 м/с.

4. РАЗРАБОТКА ВОПРОСОВ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

4.1. Конденсаторные установки компенсации реактивной мощности

Для реализации задачи компенсации реактивной мощности рекомендуется использовать Автоматические конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности 25...600кВАр.

Данные конденсаторные установки являются наиболее адаптированными к требованиям энергосетей и потребителей. На протяжении длительного срока эксплуатации они зарекомендовали себя как качественное, надежное оборудование, позволяющее решать любые задачи компенсации реактивной мощности.

Преимущества установок обуславливаются использованием:

- самовосстанавливающихся сегментированных конденсаторов, что обеспечивает их надежность, долговечность и низкую стоимость при профилактических и ремонтных работах;
- специальных контакторов опережающего включения, увеличивающих срок службы контакторов;
- специальных контроллеров нескольких типов, обеспечивающих автоматическое регулирование $\cos\phi$, в том числе с возможностью передачи данных на РС и возможностью контроля в сети высших гармоник тока и напряжения;
- индикации при неисправностях;
- фильтра высших гармонических;
- устройства терморегуляции;
- эмалевой или порошковой окраски (по желанию заказчика).

По желанию заказчика возможно изготовление и поставка конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ, мощностью до 1 000 кВАр.

Компенсаторы КРМ предназначен для компенсации реактивной мощности нагрузок потребителей в электрических сетях напряжением 0,38 кВ частоты 50 Гц. Преимущества коррекции коэффициента мощности:

- период окупаемости от 8 до 24 месяцев за счет снижения стоимости электроэнергии;
- эффективное использование сетей — высокий коэффициент мощности обеспечивает эффективное использование распределительных сетей;
- повышенная стабильность напряжения;
- снижение потерь при передаче электроэнергии. Передающие и коммутирующие приборы работают с меньшим значением тока.

Использование конденсаторных установок для компенсации реактивной мощности позволяет:

- разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
- снизить расходы на оплату электроэнергии
- при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить несимметрию фаз;
- сделать распределительные сети более надежными и экономичными.

4.2. Автоматические установки компенсации реактивной мощности

KPM-0,4

Все потребители электроэнергии, работа которых в номинальном режиме представляет процесс создания переменных магнитных полей (например, электродвигатели, сварочное и осветительное оборудование с люминесцентными лампами) потребляют из сети электрическую мощность (S , кВА) имеющую активную (P , кВт) и реактивную (Q , квар) составляющие. Реактивная мощность, в зависимости от типа нагрузки, разделяется на индуктивную и емкостную. Реактивная составляющая или реактивная мощность необходима для работы оборудования и в то же время является нежелательной дополнительной нагрузкой сети.

Коэффициент мощности электроприёмника определяется как соотношение потребляемой активной мощности к полной мощности, взятой из сети:

$$\cos\varphi = P/S.$$

Чем ближе значение $\cos\varphi$ к единице, тем меньше доля потребляемой из сети реактивной мощности. Например: при $\cos\varphi = 1$ для передачи активной мощности 500 кВт в трехфазной сети переменного тока напряжением 400 В необходим ток значением 722 А. Для передачи той же мощности при $\cos\varphi = 0,6$ значение тока повышается до 1203 А.

Результатом длительного превышения расчётных нагрузок, является уменьшение срока эксплуатации оборудования. Соответственно, все оборудование питающей электрической сети, преобразовательные и распределительные устройства, должны быть рассчитаны на большие нагрузки. В системах с низким коэффициентом мощности передача энергии, соответствующей стандарту, требует значительного увеличения затрат потребителя и электроснабжающей организации. Дополнительным фактором повышения затрат, являются, возникающие из-за повышенного значения тока нагрузки, потери в кабелях и элементах распределительных устройств и ускоренное старение изоляции.

Компенсация реактивной мощности в распределительной сети потребителя осуществляется применением регулируемых в автоматическом режиме установок КРМ.

Регулируемые установки компенсации реактивной мощности КРМ предназначены для поддержания постоянным заданного значения коэффициента мощности ($\cos\varphi$) в электрических распределительных трёхфазных сетях промышленных предприятий и других объектов напряжением до 400В, частотой 50 Гц. Установки КРМ обеспечивают заданный $\cos\varphi$ в периоды максимальных и минимальных нагрузок, а также исключают режим генерации реактивной мощности в питающую сеть. Для компенсации постоянной (неизменяемой) реактивной мощности выпускаются нерегулируемые установки КРМ-0,4.

Установки КРМ имеют следующие преимущества:

- 1) модульный принцип построения - позволяет постепенно наращивать номинальную мощность установки;
- 2) точное регулирование значения $\cos\phi$ (минимальная ступень 2,5 кВАр);
- 3) использование специализированных контакторов, с контактами опережающего включения и
- 4) токоограничивающими резисторами, увеличивающими срок службы контакторов и конденсаторов;
- 5) использование конденсаторов, имеющих способность самовосстанавливаться после пробоя изоляционного слоя;
- 6) применение специализированных контроллеров для автоматического регулирования значения $\cos\phi$;
- 7) малые массогабаритные параметры.

Применение установок позволяет:

- 1) поддерживать необходимое для потребителя значение коэффициента мощности в автоматическом режиме в пределах 0,8-1 , путем подключения /отключения ступеней конденсаторных батарей;
- 2) выполнять подключение и отключение ступеней конденсаторных батарей в ручном режиме;
- 3) обеспечить индикацию тока в цепи конденсаторной батареи, а так же аварийную и другие виды индикации, предусмотренные в автоматическом регуляторе;
- 4) осуществлять мониторинг значения коэффициента мощности $\cos\phi$;
- 5) повысить качество электроэнергии непосредственно в сетях предприятия;
- 6) снизить общие расходы на электроэнергию;
- 7) уменьшить нагрузку элементов распределительной сети, увеличить их срок службы.

5. БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

5.1. Сеть, изолированная от земли.

Требуется оценить опасность прикосновения человека к одному из проводов сети, т.е. определить напряжение U_{np} , под которым окажется человек и ток I_h , проходящий через него, как при нормальном режиме работы сети, так и при аварийном (т.е. при замыкании какого-либо провода на землю).

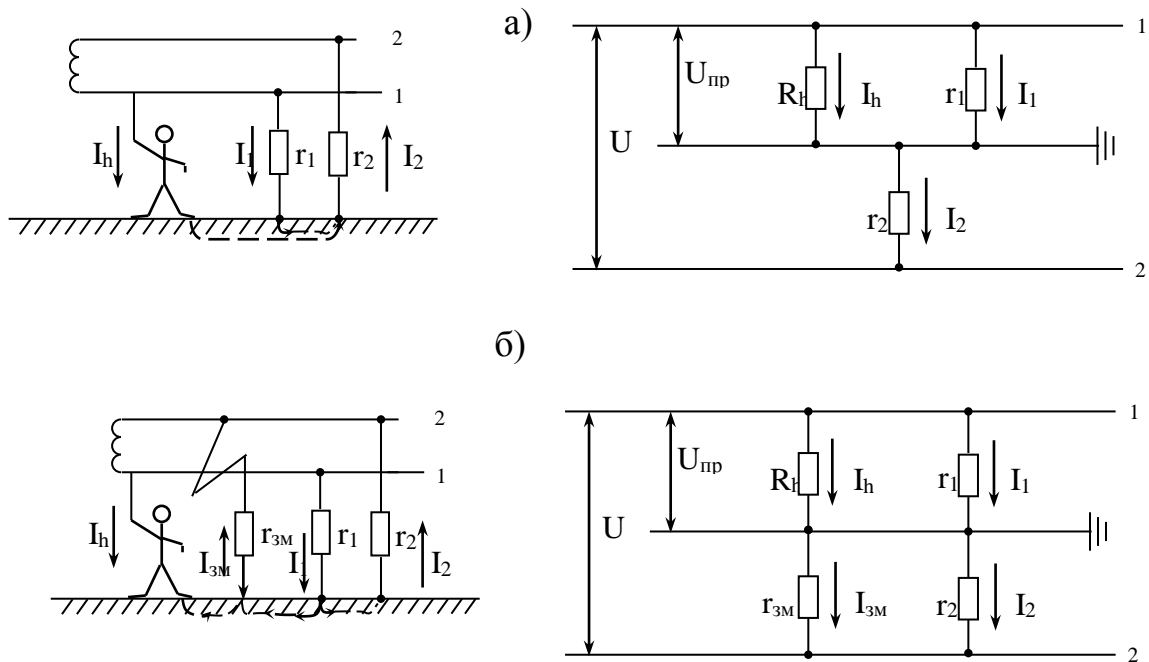


Рис.5.1. Прикосновение человека к проводу однофазной двухпроводной сети: а) при нормальном режиме ее работы; б) при аварийном режиме; 1, 2 номера проводов

При нормальном режиме работы сети из схемы замещения (рис.2.1.а) можно записать:

$$U = U_{np} + I_2 r_2 = U_{np} + (I_h + I_1) r_1,$$

где I_1 и I_2 - токи, проходящие через сопротивление изоляции r_1 и r_2 соответственно.

Учитывая, что

$$I_h = U_{np} / R_h \text{ и } I_1 = U_{np} / r_1 \text{ получим } U = U_{np} + (U_{np} / R_h + U_{np} / r_1) r_2 = U_{np} (r_1 r_2 + r_1 R_h + r_2 R_h) / r_1 R_h \text{ откуда искомое напряжение прикосновения, } V$$

$$U_{np} = U r_1 R_h / (r_1 r_2 + r_1 R_h + r_2 R_h). \quad (5.1)$$

При аварийном режиме, когда один из проводов сети, например, 2 замкнут на землю через сопротивление $r_{зм}$, которое обычно мало по сравнению с r_1 , r_2 и R_h и может быть принято равным нулю, $U_{пр}$ и I_h на основании выражений (1) и (2) будут иметь наибольшие возможные значения:

$$U_{пр} \approx U, \quad I_h \approx U/R_h \quad (5.2)$$

Таким образом, при замыкании провода на землю человек, прикоснувшийся к неисправному проводу оказывается под напряжением равным почти полному напряжению линии независимо от сопротивления изоляции проводов.

5.2. Сеть с заземленным проводом.

При прикосновении человека к незаземленному проводу в сети с заземленным проводом

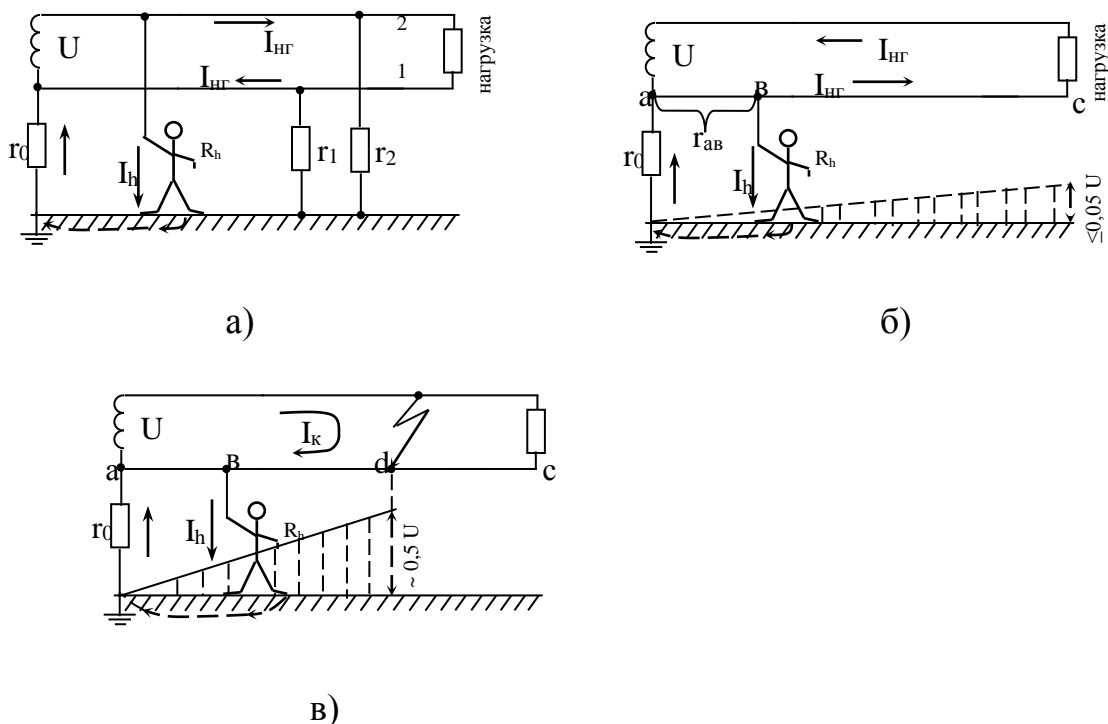


Рис. 5.2. Прикосновение человека к проводам однофазной двухпроводной сети с заземленным проводом: а) прикосновение к незаземленному проводу; б) прикосновение к заземленному проводу при нормальном режиме сети; в) прикосновение к заземленному проводу при коротком замыкании между проводами.

$$I_h = U / (R_h + r_0) \quad (5.3)$$

$$U_{np} = U R_h / (R_h + r_0) \quad (5.4)$$

где r_0 – сопротивление заземления провода, Ом

При учете сопротивления пола $r_{п}$ и обуви $r_{об}$ выражение (3) примет вид

$$I_h = U / (R_h + r_{п} + r_{об} + r_0) \quad (5.5)$$

Прикосновение к заземленному проводу в нормальных условиях работы сети (рис.5.2.б) напряжение прикосновения невелико, наибольшее его значение соответствует прикосновению человека к точке «с» и составляет не более 5% напряжения сети U (поскольку сечение проводов выбирается из условия потери напряжения не более 10%), а при прикосновении к точке «в» (рис 5.2.б) напряжение прикосновения равно потере напряжения в заземленном проводе на участке от места его заземления «а» до места касания.

$$U_{np} = I_{нг} \cdot r_{ав}, \quad (5.6)$$

где $I_{нг}$ - ток нагрузки, проходящий по проводу, А;

$r_{ав}$ – сопротивление провода на участке ав, Ом.

При коротком замыкании между проводами (рис. 5.2.в) ток резко возрастает и потеря напряжения в проводах достигает почти 100%. При одинаковом сечении обоих проводов напряжение в точке d близко к половине напряжения сети.

6.3 Трехфазная четырехпроводная сеть с глухозаземленной нейтралью.

В случае прикосновения человека к фазе трехфазной сети с глухозаземленной нейтралью выражения для U_{np} и I_h в общем случае при $r_1 \neq r_2 \neq r_3 \neq r_n$ и $c_1 \neq c_2 \neq c_3 \neq c_n \neq 0$ имеют вид:

$$U_{np} = U_{\phi} \frac{Y_2(1-a^2) + Y_3(1-a) + Y_n + Y_0}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_n + \underline{Y}_0 + \underline{Y}_h} \quad (5.7)$$

$$I_h = U_{np} \underline{Y}_n = U_{\phi} \underline{Y}_n \frac{Y_2(1-a^2) + Y_3(1-a) + Y_n + Y_0}{\underline{Y}_1 + \underline{Y}_2 + \underline{Y}_3 + \underline{Y}_n + \underline{Y}_0 + \underline{Y}_h} \quad (5.8)$$

При нормальном режиме работы сети проводимости фазных и нулевых проводов относительно земли по сравнению с Y_0 имеют малые значения и с некоторым допущением могут быть приравнены к нулю, т.е.

$$Y_1=Y_2=Y_3=Y_H=0$$

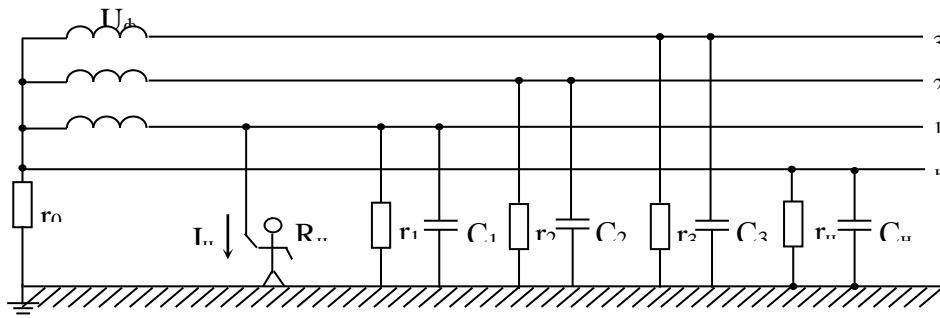


Рис. 5.2. Прикосновение человека к фазному проводу трехфазной четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью: 1, 2, 3 - номера фазных проводов; н - нулевой провод; $r_1, r_2, r_3, C_1, C_2, C_3$ - сопротивления и емкости фаз; r_n, C_n - сопротивление и емкость нейтрального провода.

В этом случае напряжение прикосновения U_{np} в действительной форме будет

$$U_{np} = U_{\phi} \cdot \frac{Y_0}{Y_0 + Y_h} \quad \text{или} \quad U_{np} = U_{\phi} \cdot \frac{R_h}{R_h + r_0}, \quad (5.9)$$

а ток через человека

$$I_h = U_{\phi} / (R_h + r_0) \quad (5.10)$$

Выводы:

-При прикосновении к одной из фаз трехфазной четырехпроводной сети с глухозаземленной нейтралью человек оказывается практически под фазным напряжением U_{ϕ} , а ток, проходящий через него, равен частному от деления U_{ϕ} на R_h .

-Ток, проходящий через человека, прикоснувшегося к фазе трехфазной с глухозаземленной нейтралью в период нормальной ее работы, практически не изменяется с изменением сопротивления изоляции и емкости проводов относительно земли, если сохраняется условие, что полные проводимости проводов относительно земли весьма малы по сравнению с проводимостью заземления нейтрали.

При аварийном режиме, когда одна из фаз сети замкнута на землю через относительно малое активное сопротивление $r_{3м}$ формулы расчета параметров прикосновения имеют вид

$$U_{np} = U_{\phi} R_h \frac{r_{3м} + r_0 \sqrt{3}}{r_{3м} r_0 + R_h (r_{3м} + r_0)} \quad (5.11)$$

$$I_h = U_{\phi} \frac{r_{3м} + r_0 \sqrt{3}}{r_{3м} r_0 + R_h (r_{3м} + r_0)} \quad (5.12)$$

Возможны два характерных случая.

1. Если принять, что сопротивление замыкания провода на землю $r_{3м}$ равно нулю, то формула (11) примет вид $U_{np} = U_{\phi} \sqrt{3}$, следовательно, в данном случае человек окажется под воздействием линейного напряжения сети.

2. Если принять равным нулю сопротивление заземления нейтрали r_0 , то $U_{np} = U_{\phi}$, т.е. напряжение под которым окажется человек, будет равно фазному напряжению.

Однако, в практических условиях, сопротивление $r_{3м}$ и r_0 всегда больше нуля, поэтому напряжение, под которым оказывается человек, прикоснувшийся в аварийный период к исправному фазному проводу трехфазной сети с глухозаземленной нейтралью, всегда меньше линейного, но больше фазного:

$$U_{\phi} \sqrt{3} > U_{np} > U_{\phi}$$

Таким образом, прикосновение человека к исправному фазному проводу сети с глухозаземленной нейтралью в аварийный период более опасно, чем при нормальном режиме.

5.3. Расчет заземляющего устройства.

Подстанция 110/10 кВ относится к установкам с большими токами замыкания на землю, поэтому сопротивление заземляющего контура не должно превышать 0,5 Ом.

На заданной минимальной площади с размерами ($18 \times 50\text{м}^2$) выполняется заземляющая сетка на глубине $h_z = 0,5\text{м}$ в соответствии с рекомендациями п.1.4.1 и 1.4.3 [ЛЗ].

Продольные магистрали заземляющей сетки располагаются вдоль рядов оборудования по плану подстанции, поперечные с одинаковым шагом ячейки.

Удельное сопротивление верхнего слоя, однородной земли в который погружены горизонтальные заземлители определяется, как:

$$\rho_1 = K_c \cdot \rho_0 = 1,45 \cdot 100 = 145 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где: ρ_0 – удельное сопротивление однородного слоя земли, Ом м;

K_c – сезонный коэффициент, учитывающий условия измерения ρ_0 , принимаем $K_c = 1,45$;

Удельное сопротивление нижнего слоя земли ρ_2 . Для однородного грунта принимаем:

$$\rho_2 = \rho_0 = 100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$$

Эквивалентный диаметр круга $D_{\text{э}}$, имеющего площадь, равную площади, занимаемой заземлителем:

$$D_{\text{э}} = \sqrt{\frac{4 \cdot S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 900}{3,14}} = 33,85 \text{ м},$$

где: $S = 18 \cdot 50 = 900\text{м}^2$ - минимальная площадь заземляющей сетки;

Сопротивление заземляющей сетки выполненной стальными полосами сечением $40 \times 4 \text{ мм}^2$ вычисляем по формуле Лорана:

$$R_c = \frac{\rho_2}{2 \cdot D_{\text{э}}} + \frac{\rho_1}{L} = \frac{100}{2 \cdot 33,85} + \frac{145}{3000} = 1,53 \text{ Ом}$$

где: $L = 3000\text{м}$ – общая длина горизонтальных электродов (продольных и поперечных), м;

Так как $R_c > 0,5$, в соответствии с рекомендациями п. 1.4.2 сооружаем вертикальные заземлители.

Расчетное удельное сопротивление земли, в которой находятся вертикальные заземлители определяем по формуле:

$$\rho_p = \frac{H_{cc} + (H - H_{cc})}{\frac{H_{cc}}{K_c \cdot \rho_0} + \frac{(H - H_{cc})}{\rho_0}} = \frac{2 + (7 - 2)}{\frac{2}{1,45 \cdot 100} + \frac{7 - 2}{100}} = 109,73 \text{ Ом} \cdot \text{м},$$

где: H_{cc} – толщина слоя сезонных изменений, м;

H – область земли, эффективно участвующая в отводе тока с заземлителя.

Для вертикальных электродов $H = 1,4 \cdot \ell_\epsilon = 1,4 \cdot 5 = 7 \text{ м}$,

где: ℓ_ϵ – длина вертикального электрода, $\ell_\epsilon = 5 \text{ м}$;

Определяем сопротивление растеканию одного пруткового вертикального электрода по формуле:

$$r_\epsilon = \frac{\rho_p}{2 \cdot \pi \cdot \ell_\epsilon} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot \ell_\epsilon}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot t + \frac{\ell_\epsilon}{2}}{2 \cdot t - \frac{\ell_\epsilon}{2}} \right) = \frac{109,73}{2 \cdot 3,14 \cdot 5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{12} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{2 \cdot 3 + \frac{5}{2}}{2 \cdot 3 - \frac{5}{2}} \right) = 0,913 \text{ Ом},$$

где: $d = 12 \text{ мм}^2$ – диаметр пруткового заземлителя;

t – глубина погружения вертикального заземлителя:

$$t = h_z + \frac{\ell_\epsilon}{2} = 0,5 + \frac{5}{2} = 3 \text{ м};$$

Число вертикальных заземлителей:

$$n = \frac{P}{a_1} = \frac{136}{15} = 9,$$

где: $P = 2 \cdot (18 + 50) = 136 \text{ м}$ – периметр заземляющей сетки;

a_1 – шаг (расстояние) между вертикальными электродами, обычно принимается: $a_1 / \ell_\epsilon \geq 1$, принимаем: $a_1 = 15 \text{ м}$.

Результирующее сопротивление вертикальных электродов размещенных по периметру заземляющей сетки, определяем так:

$$R_\epsilon = \frac{r_\epsilon}{n \cdot \eta_\epsilon} = \frac{0,913}{9 \cdot 0,79} = 0,128 \text{ Ом},$$

где: η_ϵ – коэффициент использования вертикальных электродов.

Принимаем $\eta_\epsilon = 0,79$

Сопротивление заземляющего контура подстанции состоящего из сетки и вертикальных электродов по периметру, определяется по формуле:

$$R_{\kappa} = \frac{R_c \cdot R_{\theta}}{R_c + R_{\theta}} \cdot \frac{1}{\eta_{\kappa}} = \frac{1,53 \cdot 0,128}{1,53 + 0,128} \cdot \frac{1}{0,9} = 0,132 \text{ Ом},$$

где: η_{κ} – коэффициент использования системы: сетка + вертикальные электроды, $\eta_{\kappa} = 0,9$;

Результирующее сопротивление заземляющего контура меньше допустимого значения сопротивления заземления, поэтому дополнительные заземляющие устройства не требуются.

6. РАСЧЕТ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

В экономической части выполнен расчет себестоимости передачи и полной себестоимости электроэнергии проектируемой линии.

Затраты на передачу и распределение электроэнергии можно представить как сумму затрат на амортизацию, эксплуатационное обслуживание электрической сети.

Затраты на эксплуатационное обслуживание электрической сети складываются из затрат на оплату труда ремонтно-эксплуатационного персонала, начислений на оплату труда, на вспомогательные материалы, цеховых и прочих расходов.

Исходные данные:

$$P_{\text{расч.}}=8000 \text{ кВт}$$

$$T_{\text{max}}=4400 \text{ час.}$$

Принимаем потери в кабельных сетях предприятия равными 1% от потребляемой мощности

$$\Delta W_{\text{кл}}=W_{\text{Г}} \cdot P_{\text{расч.}} \cdot T_{\text{max}} \cdot 0,01=8000 \cdot 4400 \cdot 0,01=352000 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

Потери электроэнергии в трансформаторе ТП определяем по формуле

$$\Delta W_{\text{тр}}=P_{\text{х}} \cdot T_{\text{Г}}+P_{\text{к.з.}} \cdot K_{\text{з}}^2 \cdot T_{\text{max}}=14 \cdot 4400+60 \cdot 0,8^2 \cdot 4400=230560 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

где $P_{\text{х}}$ и $P_{\text{к.з.}}$ – активные мощности холостого хода и короткого замыкания соответственно, кВт;

$T_{\text{Г}}$ – число часов работы трансформатора в год, час;

T_{max} – число часов использования максимума нагрузки в год, час;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент загрузки трансформатора.

Выполнение расчетов начинается с определения годового объема энергопотребления:

- полезного:

$$W_{\text{полез}}=P_{\text{расч.}} \cdot T_{\text{max}}=8000 \cdot 4400=35\,200\,000 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}$$

где $P_{\text{расч}}$ – расчетная нагрузка, кВт.

- полного:

$$W_{\text{полн}}=W_{\text{полез}}+\Delta W_{\text{кл}}+\Delta W_{\text{тр}}=35\,200\,000+352\,000+230\,560=$$

$$=35782560 \text{ кВт}\cdot\text{ч/год}$$

где $\Delta W_{\text{кл}}$, $\Delta W_{\text{тр}}$ – потери энергии в КЛ и трансформаторе.

При определении годового объема энергопотребления можно использовать результаты расчетов, приведенных в основных разделах дипломного проекта. Затраты на обслуживание электрической сети зависят от объема ремонтно-эксплуатационных работ.

Поэтому производится расчет среднегодовой трудоемкости по ремонту и эксплуатации оборудования.

Удельные нормы трудоемкости работ по ремонту и обслуживанию оборудования оформляем в виде таблицы 6.1.

Таблица 6.1

№ п/п	Наименование оборудования	Кол- во	Трудоемкость, чел.час.		
			Кап. ремонт	Тек. ремонт	Осмотр
1	Шкаф КРУ	1	39	13	3,25
2	КЛ 10 кВ, км	0,245	220	43	10,7
3	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ	8	52	11	1,5
4	РУ НН КТП	8	30	8	1,0
5	Распред. шкаф 0,4	4	20	6	1,0
6	КЛ 0,4 кВ, км	0,65	93	21	5,1

Структура ремонтного цикла оборудования представлена в таблице 6.2

Таблица 6.2

№ п/п	Наименование оборудования	Кол- во	Периодичность, лет		
			Кап. ремонт	Тек. ремонт	Осмотр
1	Шкаф КРУ	1	3	2	0,083
2	КЛ 10 кВ, км	0,245	15	3	1
3	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ	8	12	3	0,17
4	РУ НН КТП	8	4	2,3	0,12
5	Распред. шкаф 0,4	4	3,5	1,9	0,07
6	КЛ 0,4 кВ, км	0,65	17	4	1

Среднегодовая трудоемкость работ по ремонту рассчитывается отдельно для каждого наименования оборудования и сетей по формуле:

$$T_{\text{ср.год.рем.}} = n \left(\frac{T_k}{t_k} + \frac{T_T}{t_T} + \frac{T_0}{t_0} \right)$$

где n – количество оборудования данного наименования;

T_k, T_T, T_0 – трудоемкость капитального, текущего ремонтов и осмотра, чел.час.

t_k, t_T, t_0 – периодичность ремонтов и осмотров по видам оборудования, лет. Для шкафа КРУ:

$$T_{\text{ср.год.рем.}} = 1 \cdot \left(\frac{39}{3} + \frac{13}{2} + \frac{3,25}{0,083} \right) = 65,157 \quad \text{чел.час}$$

Трудоемкость работ по техническому обслуживанию вычисляется по формуле:

$$T_{\text{т.о.}} = n \cdot 0,1 \cdot T_T = 1 \cdot 0,1 \cdot 13 = 1,3 \text{ чел.час}$$

где $T_{\text{т.о.}}$ - трудоемкость работ по техническому обслуживанию, чел.час.

T_T – трудоемкость текущего ремонта соответствующего вида оборудования.

Общая трудоемкость составит:

$$T_{\text{общ}} = T_{\text{т.о.}} + T_{\text{ср.год.рем.}} = 1,3 + 65,157 = 66,457 \text{ чел.час}$$

Результаты расчетов по остальному оборудованию сводим в таблицу 6.3

Таблица 6.3

№ п/п	Наименование оборудования	Трудоемкость, чел.час.		
		$T_{\text{ср.год.рем}}$	$T_{\text{т.о}}$	$T_{\text{общ}}$
1	Шкаф КРУ	65,157	1,3	66,457
2	КЛ 10 кВ, км	9,727	1,0535	10,7805
3	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ	134,588	8,8	143,388
4	РУ НН КТП	154,493	6,4	160,893
5	Распред. шкаф 0,4	92,632	2,4	95,032
6	КЛ 0,4 кВ, км	10,283	1,365	11,648
	Итого:	466,88	21,3185	488,1985

Расчет годовых расходов по оплате труда начинается с определения заработной платы ремонтно-эксплуатационного персонала.

Основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{осн.}} = T_{\text{общ}} \cdot t_{\text{ч}} \cdot (1 + \alpha), \text{ сум.}$$

где $T_{\text{общ}}$ - общая трудоемкость по ремонту и обслуживанию оборудования, чел.час.

$t_{\text{ч}}$ – часовая тарифная ставка, соответствующая среднему разряду работ,
 $t_{\text{ч}} = 350,0$ сум.

α – коэффициент, учитывающий размер премии, $\alpha = 0,8$.

Дополнительная заработная плата составляет 9,6% основной, т.е.

$$З_{\text{доп.}} = 0,096 \cdot З_{\text{осн.}}, \text{ сум.}$$

Фонд заработной платы определяется по формуле:

$$\Phi_{\text{з.п.}} = З_{\text{осн.}} + З_{\text{доп.}}, \text{ сум.}$$

Начисление на оплату труда составляет 39,35% от основной и дополнительной заработной платы:

$$Н = 0,3935 \cdot \Phi_{\text{з.п.}}, \text{ сум.}$$

Таблица 6.4

№ п/п	Наименование оборудования	фонд социального страхования, сум	Пенсионный фонд, сум.	Фонд страхования от несчастных случаев на производстве, сум.	Фонд страхования на случай безработицы, сум	Начисления, сум.
1	Шкаф КРУ	11,406	125,862	10,030	7,473	154,771
2	КЛ 10 кВ, км	1,850	20,417	1,627	1,212	25,107
3	Силовой трансфор. 10/0,4 кВ	24,610	271,561	21,640	16,124	333,935
4	РУ НН КТП	27,615	304,713	24,282	18,092	374,702
5	Распред. Шкаф 0,4кВ	16,311	179,980	14,342	10,686	221,319
6	КЛ 0,4 кВ, км	1,999	22,060	1,758	1,310	27,127
	Итого:	83,791	924,593	73,679	54,898	1136,961

В том числе:

- фонд социального страхования – 2,9%
- пенсионный фонд – 32%
- фонд страхования от несчастных случаев на производстве – 2,55%
- фонд страхования на случай безработицы – 1,9%

Таблица 6.5

№ п/п	Наименование оборудования	З _{осн.} , сум.	З _{доп.} , сум.	Ф _{з.п.} , сум.
1	Шкаф КРУ	358,868	34,451	393,319
2	КЛ 10 кВ, км	58,215	5,589	63,803
3	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ	774,295	74,332	848,628
4	РУ НН КТП	868,822	83,407	952,229
5	Распред. шкаф 0,4кВ	513,173	49,265	562,437
6	КЛ 0,4 кВ, км	62,899	6,038	68,938
	Итого:	2636,272	253,082	2889,354

Амортизационные отчисления определяются на основании величины капитальных вложений в оборудование и сети из действующих норм амортизационных отчислений. Нормы амортизационных отчислений на силовое электротехническое оборудование и распределительные устройства 4,4%, на кабельные и воздушные линии 2%.

Капитальные вложения берутся полные с учетом затрат на монтажно-строительные работы

$$\sum K = n \cdot K, \text{ сум.}$$

где $\sum K$ – сумма капитальных вложений, сум.;

K – капитальные вложения на единицу оборудования, сум.;

n – количество оборудования.

Амортизационные отчисления:

$$A = H_a \cdot \sum K, \text{ сум.}$$

где H_a – норма амортизационных отчислений.

Расчеты по определению капитальных вложений на оборудование и сети, и сумму амортизационных отчислений сводим в таблицу 6.6

Таблица 6.6

№ п/п	Наименование оборудования	Ко л-во	Капитальные вложения на ед.оборудов сум	Сумма кап.вложен сум.	Нормы амортиз. отчислен, %	Сумма амортиз. отчислен. сум
1	Шкаф КРУ	1	70 000	70 000	4,4	3 080
2	КЛ 10 кВ, км	0,245	22 410	5 490,450	2	109,809
3	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ	8	211 100	1 688 800	4,4	74 307,2
4	РУ НН КТП	8	30 000	240 000	4,4	10 560
5	Распред. Шкаф 0,4	4	5 000	20 000	2	400
6	КЛ 0,4 кВ, км	0,65	3 030	1 969,500	4,4	86,658
Итого:			341540	2026259,95		88 543,67

Затраты на вспомогательные материалы можно принять равным 0,6% от полных капитальных вложений в оборудование:

$$З_{\text{вм}} = 0,006 \cdot \sum K, \text{ сум.}$$

Где $\sum K$ – суммарные капитальные вложения по всему оборудованию.

Цеховые расходы составляют 2,3%:

$$З_{\text{ц.р.}} = 0,023 \cdot \sum K, \text{ сум.}$$

Прочие расходы можно принять равными 0,3% от полных вложений в оборудование и линии:

$$З_{\text{п.р.}} = 0,003 \cdot \sum K, \text{ сум.}$$

Расходы по распределению электроэнергии определяются как сумма затрат на материалы, амортизационные отчисления, оплату труда производственных рабочих и начислений на оплату труда:

$$P_p = З_{\text{вм}} + A + \Phi_{\text{з.п}} + H, \text{ сум.}$$

Общие эксплуатационные расходы планируем в размере 170% от расходов по распределению электроэнергии:

$$P_{\text{оз}} = 1,7 \cdot P_{\text{р, сум.}}$$

Таблица 6.7

№ п/п	Наименование оборудования	$Z_{\text{вм, сум.}}$	$Z_{\text{цр, сум.}}$	$Z_{\text{пр, сум.}}$	$P_{\text{р, сум.}}$	$P_{\text{оз, сум.}}$
1	Шкаф КРУ	420,000	1610,000	210,000	4048,090	6881,753
2	КЛ 10 кВ, км	32,943	126,280	16,471	231,662	393,825
3	Силовой трансформатор 10/0,4 кВ	10132,80	38842,40	5066,40	85622,562	145558,35
4	РУ НН КТП	1440,000	5520,000	720,000	13326,931	22655,783
5	Распред. шкаф 0,4	120,000	460,000	60,000	1303,757	2216,386
6	КЛ 0,4 кВ, км	11,817	45,299	5,909	194,539	330,717
Итого:		12157,5	46603,97	6078,78	104727,54	178036,82

Себестоимость передачи электроэнергии определяем как сумму расходов по распределению электроэнергии, прочих расходов, цеховых расходов и общих эксплуатационных расходов:

$$C_{\text{п}} = P_{\text{р}} + Z_{\text{пр}} + Z_{\text{ц.р}} + P_{\text{оз}} = 104727,542 + 6078,780 + 46603,979 + 178036,821 = 335447,121$$

Стоимость электроэнергии, полученной из внешних источников:

$$C_{\text{э}} = W_{\text{полн}} \cdot C_0 = 35782560 \cdot 0,32 = 11450419,2 \text{ сум/год}$$

где $W_{\text{полн}}$ – полное годовое электропотребление с учетом потерь в кабельных линиях и трансформаторах;

C_0 – тариф на электроэнергию, $C_0 = 131,01 \text{ сум/кВт}\cdot\text{ч}$

Расчеты эксплуатационных расходов заканчиваются составлением калькуляции в табл. 6.8

Таблица 6.8.

№ п/п	Наименование показателей	Сумма, Тыс.сум.
1	Стоимость электроэнергии, полученной из внешних источников	11450419,2
2	Себестоимость передачи электроэнергии	335447,121
2.1	Расходы по распределению электроэнергии В том числе:	2118829,932

	Материалы	2026259,950
	Амортизация	88543,667
	Оплата труда производственных рабочих	2889,354
	Начисления на оплату труда	1136,961
	В том числе:	
	Пенсионный фонд	924,593
	Фонд социального страхования	83,791
	Фонд страхования на случай безработицы	54,898
	Фонд страхования от несчастных случаев на производстве	73,679
2.2	Прочие расходы	6078,780
2.3	Цеховые расходы	46603,979
2.4	Общие эксплуатационные расходы	178036,821
3	Всего расходов по полной себестоимости	2349549,5

Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии определяется следующим образом:

$$S_{\text{передачи}} = \frac{\sum I}{W_{\text{полз.}}} = \frac{(335447,121) \cdot 10^2}{35200000} = 0,953 \text{ сум / кВт} \cdot \text{ч}$$

где $\sum I$ – годовые расходы по передаче электроэнергии;

$W_{\text{полз.}}$ – расход электроэнергии за год, полезно доведенной до потребителя.

Полная себестоимость электроэнергии определяется:

$$S_{\text{полн.}} = \frac{\sum I_{\text{полн.}}}{W_{\text{полз.}}} = \frac{(335447,121 + 11450419,2) \cdot 10^2}{35200000} = 33,48 \text{ сум / кВт} \cdot \text{ч}$$

Стоимость потерь электроэнергии в калькуляции отдельной статьей не выделяется, а учитывается косвенно путем отнесения суммы затрат по передаче электроэнергии и её покупки из внешних источников (полная себестоимость электроэнергии с учетом потерь) к количеству энергии, полезно доведенной до потребителя.

Итоговые технико-экономические показатели приведены в таблице 6.9

Таблица 6.9

№ п/п	Наименование показателя	Ед. измер.	Показатель
1	Количество электроэнергии, полученной от энергосистемы	кВт·ч/год	35782560
2	Потери электроэнергии в год	кВт·ч/год	582560

3	Количество электроэнергии полезно доведенной до потребителей	кВт·ч/год	35 200 000
4	Стоимость электроэнергии, полученной из внешних источников	Тыс.сум/год	11450419,2
5	Себестоимость передачи электроэнергии	Тыс.сум /год	335447,121
6	Себестоимость передачи 1 кВт·ч электроэнергии	сум/кВт·ч	0,953
7	Полная себестоимость 1 кВт·ч электроэнергии	сум/кВт·ч	33,48

В ходе расчета была получена полная себестоимость электроэнергии с учетом затрат на обслуживание, капитальные вложения, амортизационные отчисления, эксплуатационные расходы и покупку электроэнергии в энергосистеме. Эта себестоимость составила 33,48 сум/кВт·ч.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В электрической части выпускной квалификационной работы проекта решены вопросы внешнего и внутреннего электроснабжения предприятия. «СУВМАШ» Произведен расчет электрических нагрузок для выбора числа и мощности силовых трансформаторов. Выбраны два трансформатора ТДН-10000/110 кВ каждый из которых в послеаварийном режиме способен полностью, с учетом допустимой 75%-ой перегрузки, обеспечить питанием всех потребителей 1-ой и 2-ой категорий. В ВКР произведены следующие расчеты: выбор схемы электроснабжения предприятия; расчет и выбор сечения кабелей, питающих главный распределительный пункт (ГРП); выбор рационального напряжения распределительной сети; выбор схемы электроснабжения ТП и трассировка КЛ; расчет токов короткого замыкания в установках напряжением выше 1 кВ; выбор аппаратуры на подстанции напряжением 110/10 кВ; выбор схемы цеховой электрической сети; определение расчетных нагрузок цеха; определение расчетных токов; выбор типа кабелей и их сечений и пр.

Разработаны технические мероприятия компенсации реактивной мощности. Предлагается использование современной установки компенсации реактивной мощности типа КРМ.

В разделе релейной защиты и автоматики рассмотрены вопросы дифференциальной и газовой защиты силового трансформатора ГПП.

В разделе охрана труда выполнен расчет защитного заземления, рассчитано напряжение прикосновения, рассчитана опасность попадания человека под напряжение в сетях с изолированной от земли и заземленной нейтралью.

В экономической части дипломного проекта в ходе расчета была получена полная себестоимость электроэнергии с учетом затрат на обслуживание, капитальные вложения, амортизационные отчисления, эксплуатационные расходы и покупку электроэнергии в энергосистеме. Эта себестоимость составила 33,48 сум/кВт.ч.

Список используемой литературы

1. Каримов И.А. Наша главная цель - решительно следовать по пути широкомасштабных реформ и модернизации страны. / Доклад на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2012 году и важнейшим приоритетным направлениям экономической программы на 2013 год (18 января 2013 года).
2. Каримов И.А. Докладе на заседании Кабинета Министров Республики Узбекистан, посвященном итогам социально-экономического развития страны в 2013 году и важнейшим приоритетным направлениям социально-экономической программы на 2014 год.
3. Справочник по электроустановкам промышленных предприятий в четырех томах. Том первый «Проектирование электроустановок пром. Предприятий» в двух частях , часть вторая под редакцией Я.М. Большама, В.А. Грачева, М.Л. Сомова Госэнергоиздат 1993г.
4. Грудинский П.Г. «Электротехнический справочник» том 3 книга 2 М.:Энергоатомиздат 1998г.
5. Липкин Б.Ю. «Электроснабжение промышленных предприятий и установок» М.:ВШ 1996г.
6. Солдаткина Л.А. «Электрические сети и системы» М. Энергия 1992
7. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения под редакцией И.А.Баумштейна, С.А. Бажанова 3-е издание, переработанное и дополненное М.:Энергоатомиздат 1989
8. Гельфанд Я. С. Релейная защита распределительных сетей. М., «Энергия», 2005. 328с. с ил.
9. Герасименко А.А., Федин В.Т. «Передача и распределение электрической энергии» Ростов-на-Дону Феникс 2006.
10. Дмоховская Л.Ф. «Техника высоких напряжений». Энергия 1997г.
11. Половой И.Ф. «Перенапряжения на электрооборудовании высокого и сверхвысокого напряжения». Энергия, 2005г.

12. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты Л. «Энергия» 2010
13. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация. Под ред. А.А.Федорова М.:Энергоатомиздат 1991
14. Э.И. Басс, В.Г. Дорогунцев. Релейная защита электроэнергетических систем. Под. Ред. А.Ф. Дьякова. –М.: Издательство МЭИ, 2002.-296 с., ил.
15. Техническое описание и руководство по применению ОПН серии TEL.- Севастополь. Предприятие «Таврида Электрик Украина». Версия УО604. 2006.
16. Ограничители перенапряжения в электроустановках 6-750кВ. Методическое и справочное пособие / М.А.Аронов, О.А. Аношин, О.И. Кондратов, ТВ. Лопухова. - Москва: Знак, 2001.
17. «Кабели силовые с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение 1,10,20,35 кВ. Каталог продукции». Издание первое.
18. Шаповалов И.Ф. Справочник по расчёту электрических сетей.- 2-е изд., перераб. доп.– М.:Энергия, 2007.-264с.,ил-23.Библиогр.:с.261.
19. sale@ventpromtorg.ru. ООО "ВентПромТорг" [Холдинг](#)
20. <http://www.seo-garant.com/>, coding Фильтры очистки масла
Производитель "SEO-GARANT"
21. <http://www.hi-edu.ru/e-bookc/xbook/101/01/part-008.htm>. Рекус И.Г., Шорина А.С. Основы экологии и рационального природопользования.
22. <mailto:info@yk-kondor.ru>. Агрегаты питания преобразовательные серии
ОПМД - X-X-X, АПТД - X-X-X

ПРИЛОЖЕНИЕ

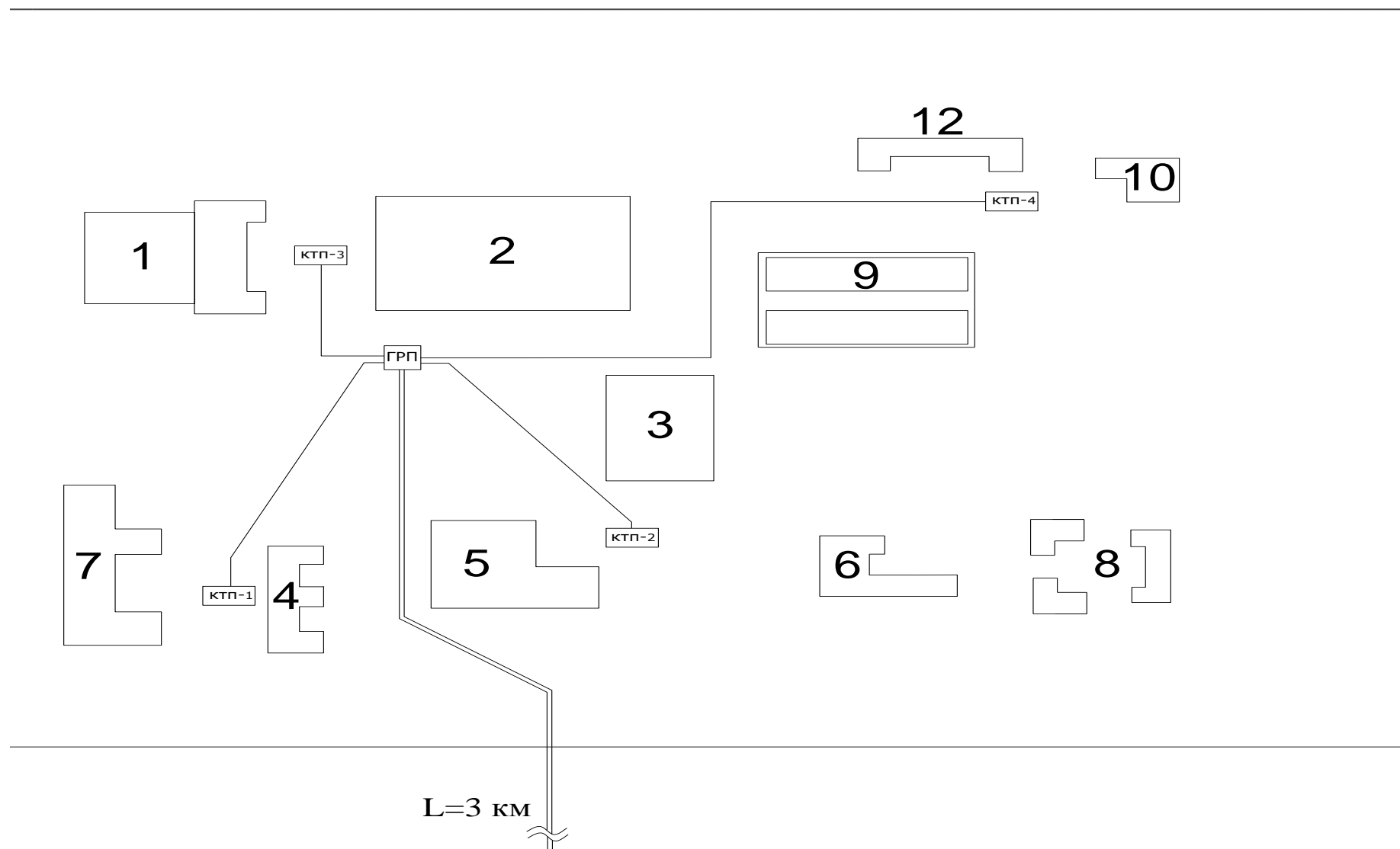


Рис.П.1. Генеральный план заводов

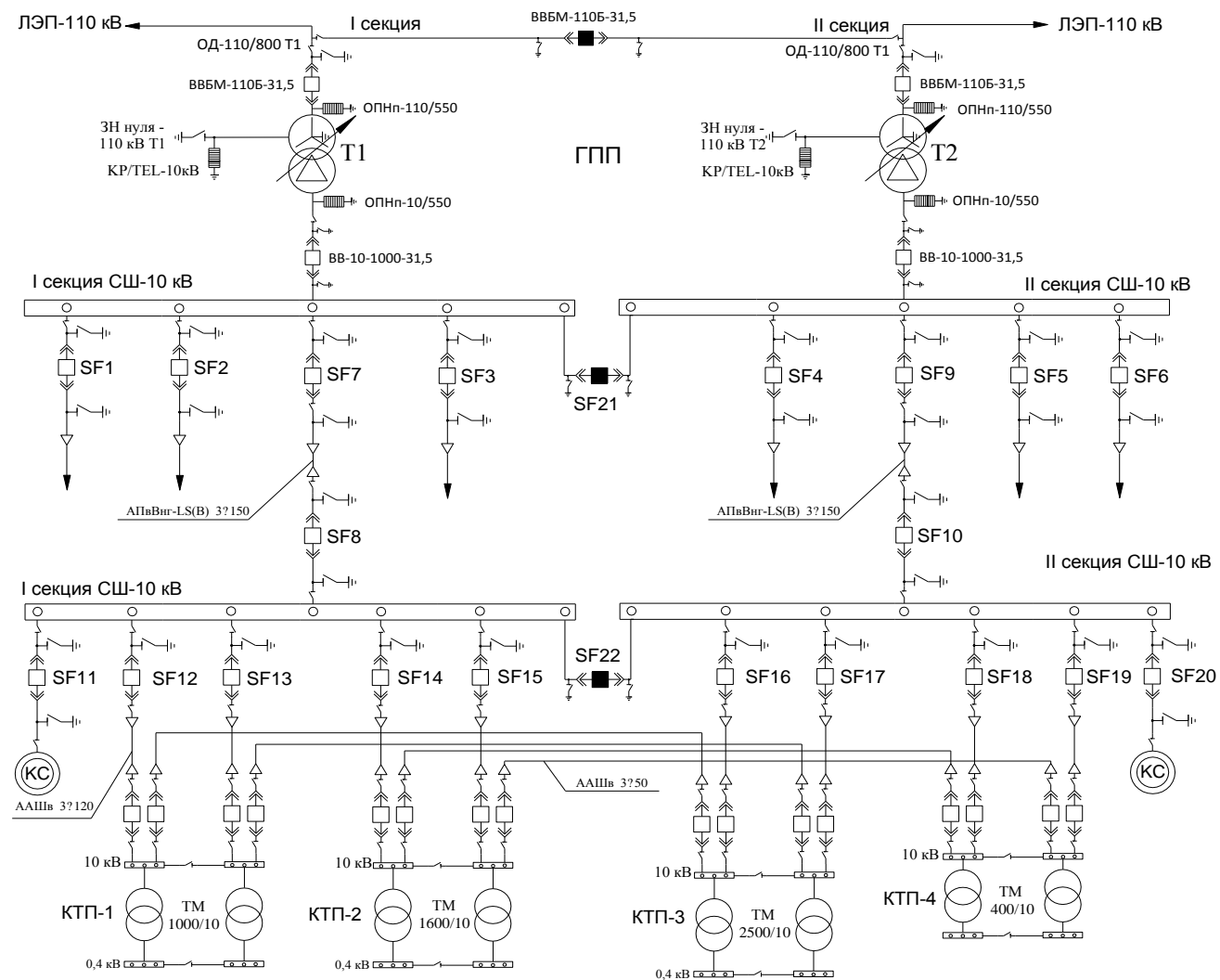


Рис.П.2. Однолинейная схема силовой сети 110/10 кВ

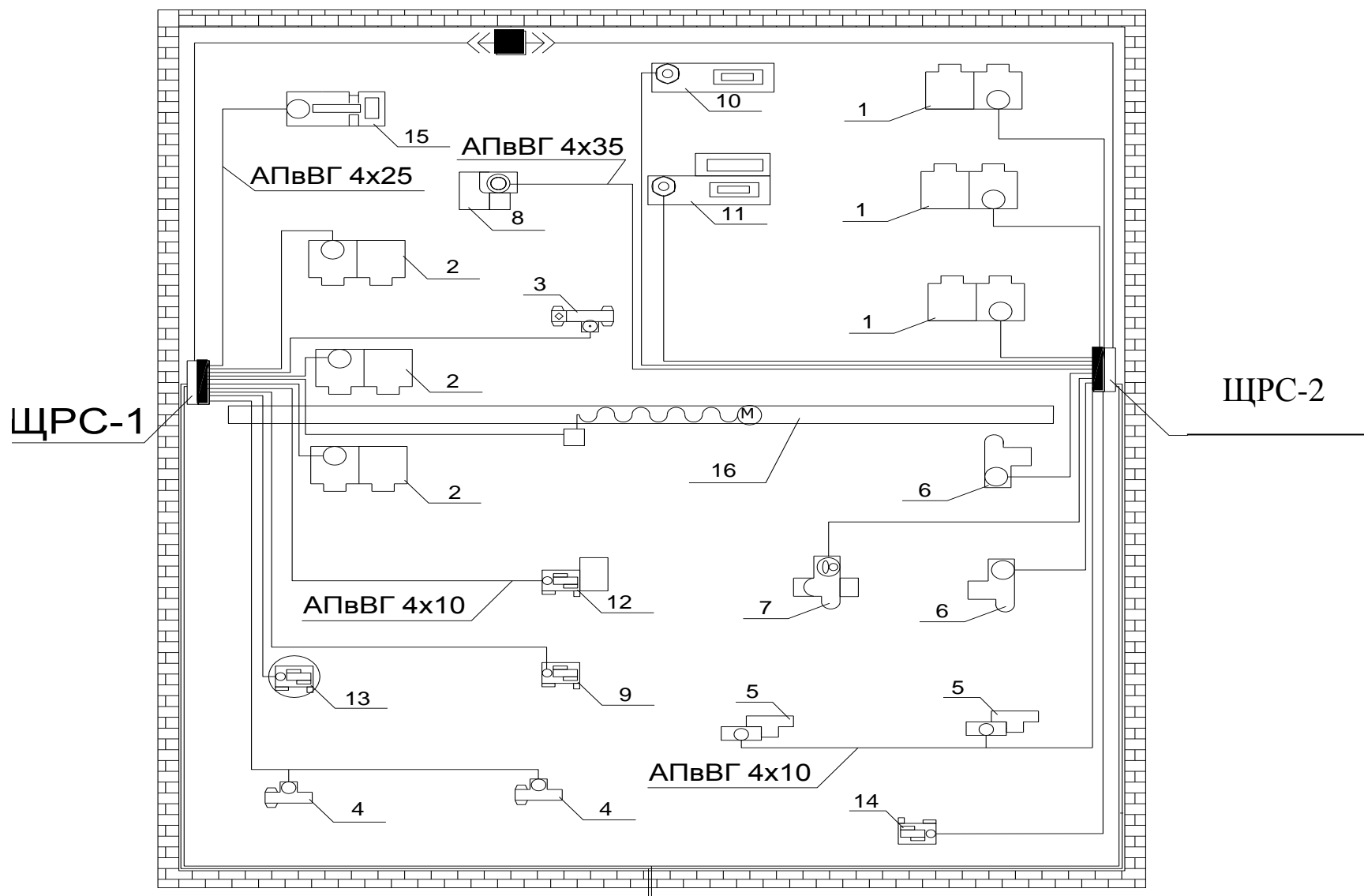


Рис.П.3. План силовой сети цеха механической обработки

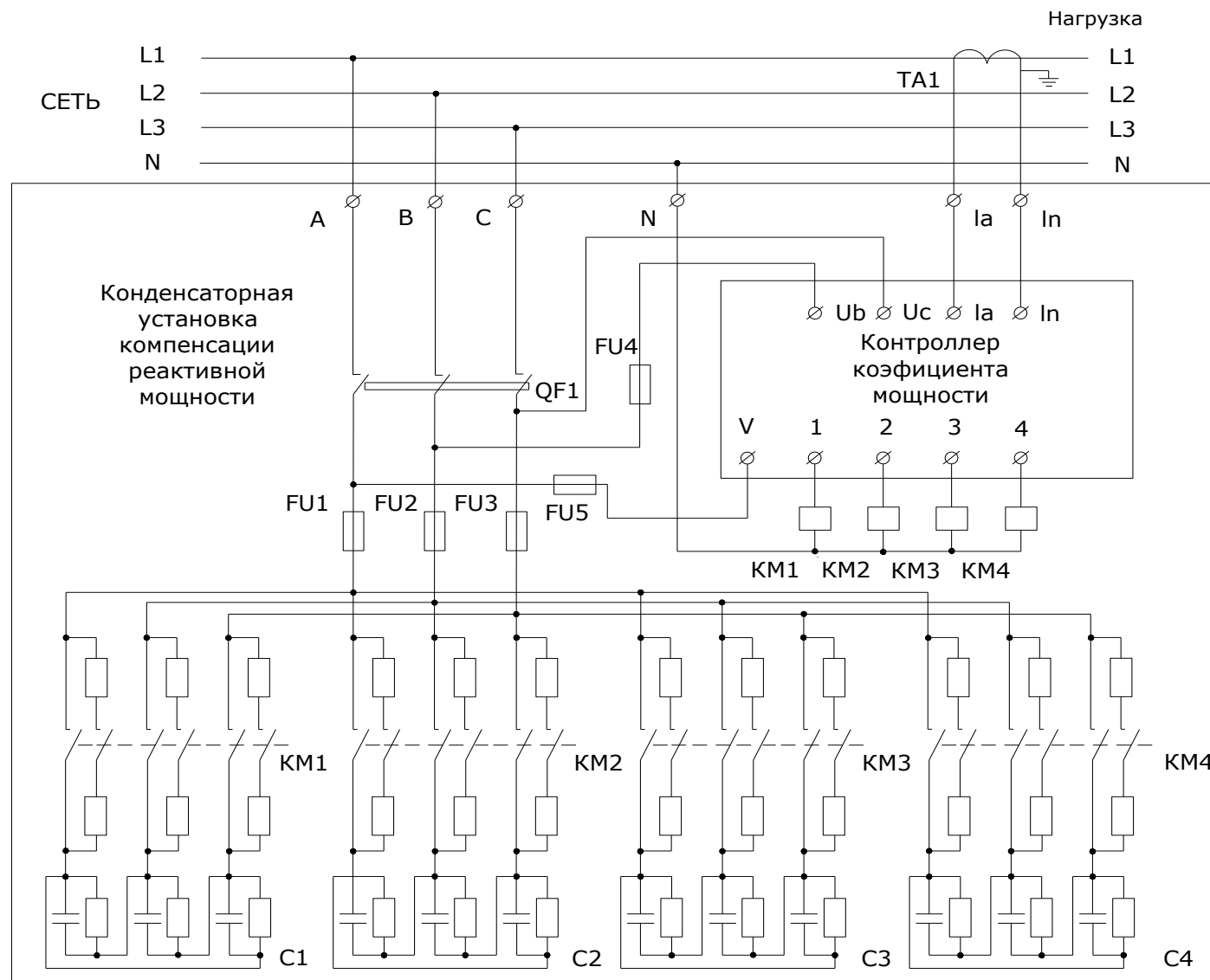


Рис.П.4. Схема конденсаторной установки компенсации реактивной мощности.

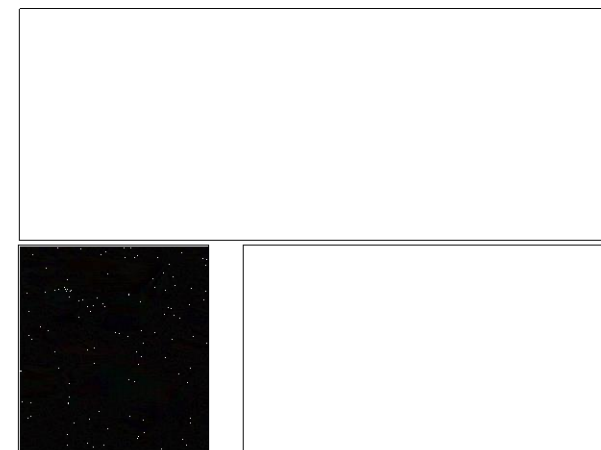
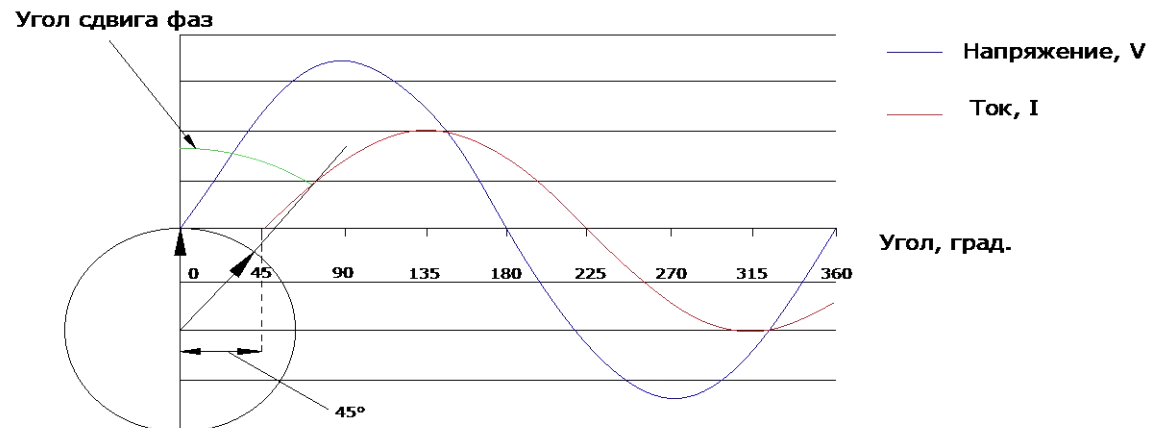
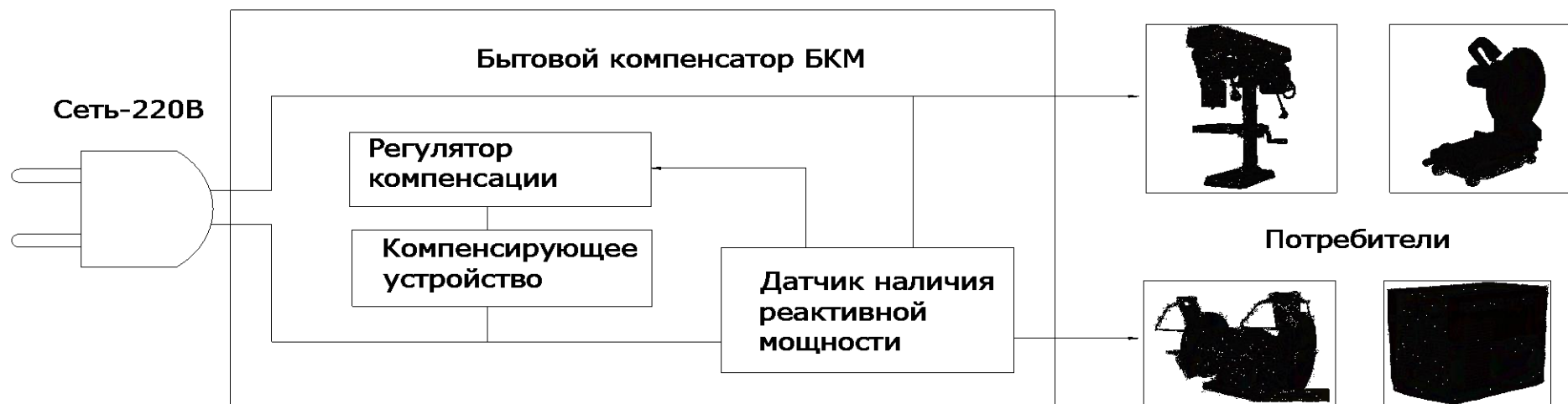


Рис.П.5. Бытовой компенсатор реактивной мощности