

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)

« » 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: «Электроснабжение турбогенераторного завода»

Специальность 5B071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Жәмір Е.Ә. Эснү-10-2
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель ст. преподаватель кафедры ЭПП Асанова К.М.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

к.т.н., доцент кафедры Э.О и У.П. Алимжанова Л.С.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Али «04» 06 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

ст. преподаватель кафедры ОТ и ОС Манабаева С.Е.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
С.Е. «2» июль 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

ст. преподаватель кафедры ЭПП Асанова К.М.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
К.М. «2» июль 2014 г.
(подпись)

Нормоконтролер: к.т.н., доцент кафедры ЭПП Казанина И.В.

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
И.В. «3» июль 2014 г.
(подпись)

Рецензент: Гамурзаков Р.Б. инженер наладчик ТОО "Релейная защита и автоматика"

(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Р.Б. «03» 06 2014 г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Жәмір Ерлан Әшірбайұлы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта «Электроснабжение турбогенераторного завода»

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.

Срок сдачи законченной работы « 25 » мая 2014 г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 2000 МВА. Трансформаторы работают отдельно. Расстояние от энергосистемы до завода 20 км. Комбинат работает три смены. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в таблице исходных данных в общей пояснительной записке.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

В него входят следующие разделы: основная часть; спец вопрос: безопасность жизнедеятельности; экономическая часть.

В основной части были рассмотрены следующие вопросы: расчет электрических нагрузок на напряжение 0,4/10 кВ; сравнения вариантов внешнего электроснабжения; выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания.

Спец. вопрос: выбор и расчет релейной защиты трансформаторов на ГПП. В разделе безопасности жизнедеятельности рассматриваются следующие вопросы: расчет и устройство защитного зануления электроустановок, расчет эвакуационных путей в производственных помещениях.

В экономической части была произведена оценка эффективности строительства главной схемы внешнего электроснабжения ГПП турбогенераторного завода ПС-110/10кВ на новой технической базе.

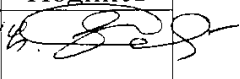
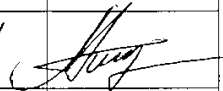
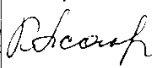
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Генеральный план завода формат А1
2. Однолинейная схема электроснабжения завода ГПП формат А1
3. План - разрез ОРУ-110/10 кВ формат А1
4. Релейная защита трансформаторов ГПП типа ТДТН-16000/110 формат А1

Рекомендуемая основная литература:

Ю.Г.Барыбин. Справочник по проектированию электроснабжения. – Москва: Энергоатомиздат, 2000., Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. “Электрическая часть электростанций и подстанций”. Справочник – М. Энергоатомиздат, 2002 г., Чернобровов Н.В., Семенов В.А. «Релейная защита энергетических систем: учебное пособие для техникумов». – М.: Энергоатомиздат, 2002., Технический каталог Alageum electric, 2012г., Каталог силового кабеля REKA KABEL, 2012г., Р.Н.Бозжанова, О.П.Живаева. Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (для студентов всех форм обучения специальностей 210340 – Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем, 210440 – Электроснабжение, 330440 – Электротехнические установки и системы, 330540 – Светотехника и источники света. – Алматы: АИЭС, 2006 – 96с., А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучаю-щихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с., А.Д. Омаров., В.В. Целиков Справочник "Инженерные решения по безопасности труда на транспорте" Алматы 2002.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Безопасность жизнедеятельности	ст. преподаватель Манабаева С.Е.	23.04 - 2.06.14	
Экономическая часть	к.т.н., доцент Алимжанова Л.С.	04.06.2014	
Применение ЭВМ	ст. преподаватель Асанова К.М.	24.10.13 - 25.05.14	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Расчет электрических нагрузок по заводу	21.10.13	Выполнено
2	Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	28.10.13	Выполнено
3	Выбор схемы внешнего электроснабжения	18.11.13	Выполнено
4	Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1$ кВ	28.11.13	Выполнено
5	Выбор и расчет релейной защиты трансформаторов на ГПП (спец. вопрос)	09.12.13	Выполнено
6	Безопасность жизнедеятельности - расчет и устройство защитного зануления электроустановок, расчет эвакуационных путей в производственных помещениях	24.02.14	Выполнено
7	Экономическая часть - расчет потребности в инвестициях для строительства подстанции	17.03.14	Выполнено
8	Графический материал 1. Генеральный план завода формат А1 2. Однолинейная схема электроснабжения завода ГПП формат А1 3. План - разрез ОРУ-110/10 кВ формат А1 4. Релейная защита трансформаторов ГПП типа ТДТН-16000/110 формат А1	25.05.14	Выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____ (Бакенов К.А.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Руководитель _____ (Асанова К.М.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (Жалир Е.Ә.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Целью данной дипломной работы является расчет электроснабжения турбогенераторного завода. В пояснительной записке приводится расчет силовых нагрузок, нагрузки освещения, выбор трансформаторов, компенсирующих устройств, оборудования на стороне высшего и низшего напряжения, в соответствии с требованиями к надёжности электроснабжения. Выбрана рациональная схема внешнего электроснабжения потребителя путем сравнения вариантов внешнего электроснабжения. После расчета токов короткого замыкания выбрано электрооборудование распределительных сетей предприятия, выбраны и рассчитаны виды защит и автоматических устройств. Рассмотрены вопросы защита силовых трансформаторов, безопасность жизнедеятельности, экономическая часть.

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыстың мақсаты турбогенераторлық зауытты электр энергиясымен қамтамасыздандыру есебі болып табылады. Түсініктеме бөлімінде электр қамту сенімділігі талаптары бойынша күштік және жарықтандыру жүктеме есебі, трансформатор және реактивті энергияны өтеуші құрылғыны, жоғарғы және төменгі кернеу жабдықтарын таңдау есебі көрсетілген. Тұтынушыны энергиямен қамтамасыздандыру сұлбаларының арасының, ең тиімді нұсқасы таңдалды. Қысқа тұйықталу есебінен кейін мекеменің электр тарату жүйесі жабдықтары таңдалды. Сонымен қатар реле арқылы қорғау түрлері есебі мен автоматика құрылғыларын таңдау көрсетілген. Күштік трансформатор қорғау бөлімі, өміртіршілік қауіпсіздігі және экономика мәселелері қарастырылған.

Annotation

The aim of this thesis is the calculation of electricity turbogenerator plant . In the explanatory note provides calculation power loads , lighting loads , selection of transformers, compensating devices , equipment on the side of higher and lower voltage , in accordance with the requirements for the reliability of electricity . Selected a rational scheme of external power user by comparing the external power supply options . After the calculation of short-circuit electrical distribution networks selected companies chosen and designed protections and automatic devices . The problems of protection of power transformers , safety of life , the economic part .

Содержание:

Введение	7
1 Проектирование системы электроснабжения турбогенераторного завода	10
1.1 Описание технологии производства	10
1.2 Исходные данные	11
1.3 Расчет осветительной нагрузки	12
1.4 Расчет электрических нагрузок по заводу	13
1.5 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	20
1.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ	22
2 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	27
2.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения	27
3 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1$ кВ	42
3.1 Расчет токов короткого замыкания с учетом подпитки от СД	42
3.2 Выбор выключателей	46
3.3 Выбор трансформаторов тока	49
3.4 Выбор трансформаторов напряжения	53
3.5 Выбор выключателей нагрузки	54
3.6 Выбор силовых кабелей отходящих линий	55
3.7 Выбор шин ГПП	57
3.8 Выбор изоляторов	58
4 Выбор и расчет релейной защиты трансформатора ГПП	60
4.1 Релейная защита трансформатора ГПП	60
4.2 Исходные данные для расчета защит трансформатора	61
4.3 Дифференциальная токовая защита трансформаторов ГПП	61
4.4 Максимальная токовая защита (МТЗ), токовая отсечка (ТО)	65
4.5 Защита от перегрузок	66
4.6 Газовая защита	67
4.7 Автоматика и сигнализация	68
5 Безопасность жизнедеятельности	69
5.1 Анализ условий труда на турбогенераторном заводе	69
5.2 Расчет и устройство защитного зануления электроустановок	70
5.3 Расчет защитного зануления в термическом цехе.	74
5.4 Расчет эвакуационных путей в производственных помещениях	77
5.5 Расчет эвакуационных путей из термического цеха	80
6 Экономическая часть	83
6.1 Цели разработки проекта	83
6.2 Анализ рынка сбыта	83
6.3 Определение капитальных вложений в строительство подстанции	85
6.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	92
Заключение	96
Перечень сокращений и обозначений	

Введение

В данной дипломной работе спроектирована система электроснабжения турбогенераторного завода. Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

Система электроснабжения предприятия состоит из питающих, распределительных трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных сетей напряжением выше 1000 В и ниже 1000В. Основными условиями проектирования рациональной системы электроснабжения являются надёжность, экономичность и качество электроэнергии в сети.

Строительство главной понижающей подстанций вызвана необходимостью эффективным и бесперебойным электроснабжением турбогенераторного завода.

В задачи ставилось рассмотреть следующие вопросы: расчет электрических нагрузок на напряжение 0,4/10 кВ; сравнения вариантов внешнего электроснабжения; выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания; основные виды и расчет релейных защит трансформатора ГПП.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассматриваются следующие вопросы: расчет и устройство защитного зануления электроустановок, расчет эвакуационных путей в производственных помещениях.

В экономической части была произведена оценка эффективности строительства главной схемы внешнего электроснабжения ГПП турбогенераторного завода ПС-110/10кВ на новой технической базе.

Основные электроприемники – это низковольтные асинхронные электродвигатели приводов различного технического оборудования. Также на предприятии имеются высоковольтные электроприемники. К ним относятся восемь синхронных двигателя, параметры которых указаны в техническом паспорте данной дипломной работы. Электроприемники предприятий относятся в основном ко 2 и 3 категориям, а также к 1 категории, в отношении надежности электроснабжения.

Основой рационального решения комплекса технико-экономических вопросов при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия является правильное определение ожидаемых электрических нагрузок. Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения. Значения электрических нагрузок определяют выбор всех элементов и технико-экономические показатели проектируемой системы электроснабжения. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты в

системе электроснабжения, расход цветного металла, потери электроэнергии и эксплуатационные расходы. Ошибка при определении электрических нагрузок приводит к увеличению экономических и ухудшению технических показателей промышленного предприятия.

В данной работе решаются следующие вопросы: 1-инженерные, связанные с решением вопросов надёжности электроснабжения завода; 2-организационно-экономические, связанные с выбором наиболее экономичных вариантов схем электроснабжения, применение наиболее дешёвых аппаратов и оборудования; 3-обеспечение необходимого уровня охраны труда обслуживающего персонала, производственной санитарией помещений и выполнением мероприятий по технике безопасности и правил эксплуатации электрооборудования.

Все инженерные вопросы надёжного и экономичного энергоснабжения завода тесно связаны с вопросами охраны труда, безопасной эксплуатации оборудования. В соответствии с требованиями ПУЭ, ПТБ и ПТЭ и других нормативных документов, в разделе «Охрана труда» дан анализ основных опасных и вредных факторов, разработаны мероприятия по технике безопасности труда, противопожарные мероприятия и защита окружающей среды. Приведены в соответствие с нормами уровни шума, вибрации, освещённости, запылённости и загазованности рабочих мест персонала. Улучшение условий и безопасности труда приводит к росту производительности труда, снижению профессиональных заболеваний и травматизма.

Электроснабжения промышленных предприятий возникла в результате обобщения опыта проектирования, возникло типовое решение.

В настоящее время созданы методы расчета и проектирования цеховых сетей, выбора мощности цеховых трансформаторов и трансформаторных подстанций, методика определения электрических нагрузок и т.п. Ниже перечислены основные современные проблемы в области электроснабжения промышленных предприятий.

- Рациональное построение систем электроснабжения промышленных предприятий.

- Вопросы компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий.

- Применение переменного тока, оперативного, для релейной защиты и автоматики.

- Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок.

- Вопросы конструирования универсальных удобных в эксплуатации цеховых электрических сетей.

- Комплектное исполнение цеховых и общезаводских систем питания и конструкции подстанций.

Системы электроснабжения являются одним из важнейших компонентов систем жизнеобеспечения. Эти системы превратились в

самостоятельную область электроэнергетики, и вопросы их эффективного функционирования имеют важное народнохозяйственное значение.

Энергетическая программа Казахстана "Казахстан-2017", разработанная на длительную перспективу, предусматривает, прежде всего, широкое внедрение энергосберегающей техники и технологии.

Постановлением Правительства от 9 апреля 1999 года № 384 была утверждена «Программа развития электроэнергетики до 2030 года». В этом документе сформулированы перспективные цели развития энергетики Казахстана, которые сводятся к следующему:

- достижение самообеспеченности электроэнергией и энергетической независимости страны;

- создание «конкурентоспособных ресурсов электроэнергии», которые, в частности, позволят энергетическим предприятиям страны выйти на зарубежные рынки;

- развитие конкурентного рынка электроэнергии.

Рационально спроектированная система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, безопасности и удобства в эксплуатации, обеспечение требуемого качества электроэнергии соответствующих уровней напряжения, стабильность частоты и т.д. Должны также предусматриваться кратчайшие сроки выполнения строительно-монтажных работ и необходимая гибкость системы, обеспечивающая возможность расширения при развитии предприятия без существенного усложнения и удорожания первоначального варианта. Таким образом, многообразие факторов, которые необходимо учитывать при проектировании электроснабжения предприятия, повышает требования к квалификации инженеров электриков. Вопросы рационального электроснабжения не должны решаться в отрыве от общей энергетики данного района. Решения должны приниматься с учетом перспективного плана электрификации района.

Проектирование электроснабжения промышленных предприятий ведется с учетом использования новейших достижений науки и техники. Проектирование электроснабжения осуществляется в три стадии: технико-экономическое обоснование, технический проект, рабочие чертежи. Сооружаемые электроустановки должны обеспечить безопасность эксплуатации, надежность и экономичность. При проектировании эти показатели достигаются с помощью технико-экономических расчетов.

Не смотря на имеющийся сырьевой потенциал, к сожалению, на территории Казахстана нет заводов по производству турбогенераторов. В Казахстане основным поставщиком турбогенераторов является НПО "Элсиб"-его продукция эксплуатируется на следующих предприятиях: Джамбульская ТЭЦ-1, Алма-Атинская ТЭЦ, Карагандинская МЗ ТЭЦ, Алма-Атинская ГРЭС, Капшагайская ГЭС и т.д.

1 Проектирование системы электроснабжения турбогенераторного завода

1.1 Описание технологического процесса

В данной дипломной работе спроектирована система электроснабжения турбогенераторного завода. Турбогенераторный завод благодаря наличию полной сборочной и экспериментальной базы, выполняет весь комплекс научно-исследовательских и проектно-конструкторских работ для создания современных гидравлических машин. Для успешного решения таких многосторонних задач инженерно-технические работники завода должны в совершенстве знать теорию, методику и практику проектирования, и технологический процесс производства генераторных установок.

Рассмотрим технологический процесс турбогенераторного завода.

Технология производства турбогенераторов по техническим и экономическим причинам предполагает наибольшую концентрацию цехов, непосредственно связанных с изготовлением турбогенераторов, поэтому производство турбин осуществляется по замкнутому циклу: от проектно-конструкторских и научно-исследовательских работ до изготовления, сборки, испытания турбин и отгрузки. Турбогенераторы в основном выполняются с горизонтальным валом. Ротор турбогенератора, работающий при больших механических и тепловых нагрузках, изготавливается из цельной паковки специальной стали, обладающей высокими магнитными и механическими свойствами. В механическом цехе №2 и происходит изготовление ротора для турбогенератора. В активной части ротора, по которой проходит основной магнитный поток, фрезеруются пазы, изготавливается и устанавливается бандаж для крепления обмотки возбуждения. Так же по обеим сторонам ротора на его валу устанавливаются вентиляторы. В механическом цехе №1 происходит изготовление статора для турбогенератора. Статор состоит из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным, с торцов он закрывается щитами с уплотнениями в местах стыка с другими частями. Сердечник статора набирается из изолированных листов электротехнической стали. Листы набираются пакетами. Для изготовления комплектующих деталей на предприятии имеется сварочно-заготовительный цех №4 и штамповочный цех №3, который изготавливает корпус, бандаж, вентиляторы, пластины из электротехнической стали и многое другое необходимое для сборки турбогенератора. В термическом цехе №5 происходит термическая обработка и изготовление различных деталей. В обмоточном и сушильном цехах №6 и 7 происходит изготовление обмотки возбуждения, а также основной трехфазной

обмотки, которая укладывается во внутреннюю расточку сердечника статора. Потом комплектующие части (ротор, статор и др.) транспортируются в сборочный цех №8, где и происходит сборка турбогенератора. Стандартные части для турбогенератора, и контрольные приборы доставляются из материального склада №12. В сборочном цехе № 8 происходит сборка турбогенератора и установка вспомогательного оборудования, необходимого для работы и контроля за турбогенератором (установка различных датчиков, системы охлаждения и т.д.). После сборочного цеха турбогенераторы попадают на испытательную станцию №9, где происходит отладка всех систем и испытание турбогенератора в различных режимах.

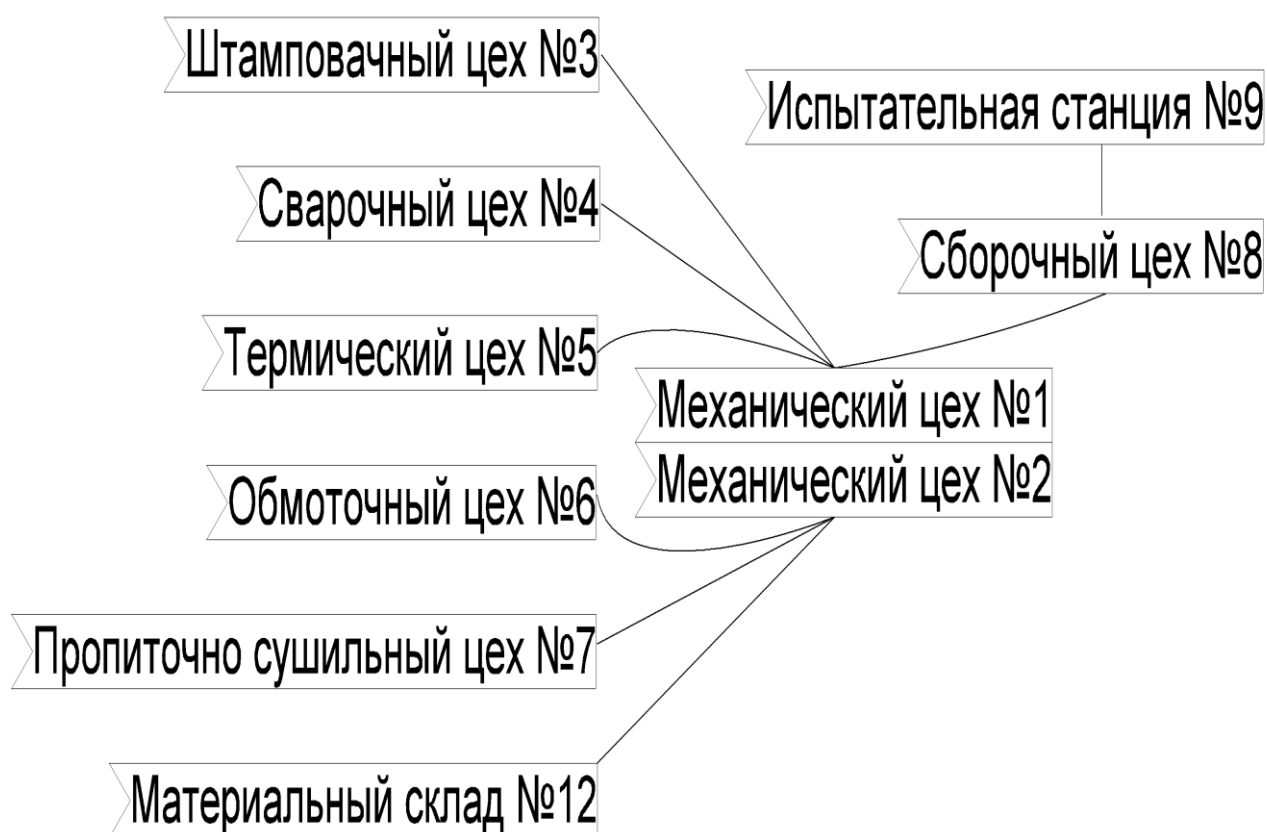


Рисунок 1.1 - Технологическая схема

1.2 Исходные данные

Тема «Электроснабжение турбогенераторного завода».

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трёхобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА, напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 2000 МВА. Трансформаторы работают

раздельно. Расстояние от энергосистемы до завода 20 км. Комбинат работает в три смены. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в таблице 1.1. Сведения об электрических нагрузках по цеху приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.1 – Электрические нагрузки по цехам

№ п/п	Наименование цеха	Кол -во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность, кВт			Ки	cosφ	tgφ
			Pmin	Pmax	ΣPн			
1	Механический цех №1	350	1	150	6000	0,25	0,7	1,02
2	Механический цех №2	120	1	140	2400	0,25	0,7	1,02
3	Штамповачный цех	90	1	110	2100	0,3	0,7	1,02
4	Заготовительно- сварочный цех	45	1	50	1000	0,4	0,6	1,33
5	Термический цех	45	5	45	600	0,5	0,65	1,17
6	Обмоточный цех	45	1	35	900	0,4	0,7	1,02
7	Пропиточно сушильный цех	43	1	85	1250	0,4	0,8	0,75
8	Сборочный цех	41	1	40	580	0,35	0,65	1,17
9	Испытательная станция:	25	1	45	360	0,4	0,8	0,75
10	Компрессорная:	24	1	60	320	0,6	0,8	0,75
11	Административно технический корпус	45	1	44	600	0,5	0,8	0,75
12	Материальный склад	18	1	22	120	0,3	0,8	0,75
13	Столовая	38	1	30	300	0,5	0,9	0,48
14	Котельная	50	1	150	620	0,5	0,8	0,75

1.3 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса.

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формулам:

$$P_{po} = K_{co} \times P_{yo}, \text{ кВт}; \quad (1.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg}\varphi_o \times P_{po}, \text{ квар}; \quad (1.2)$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$\text{tg}\varphi_o$ – коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos\varphi$;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1 м^2 поверхности пола известной производственной площади.

$$P_{yo} = \rho_o \times F, \text{ кВт}; \quad (1.3)$$

где F – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, м^2 ;

ρ_o – удельная расчетная мощность, $\text{ кВт}/\text{ м}^2$.

Все расчетные данные заносятся в таблицу 1.2 – Расчет осветительной нагрузки.

1.4 Расчет электрических нагрузок по заводу

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам предприятия производим методом «Упорядоченных диаграмм» упрощенным способом. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в таблицу 3 – Расчет электрических нагрузок по цехам напряжением 0,4 кВ.

Таблица 1.2 – Расчет осветительной нагрузки

Наименование производственного помещения	Размеры помещения, м		Площадь, м ²	P ₀ , кВт/м ²	K _с	P _{у.о.} , кВт	P _{р.о.} , кВт	cos φ	tgφ	Q _{р.о.} , квар
	Длина	Ширина								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1 Механический цех №1	240	120	28800	0,014	0,8	403,20	322,56	0,9	0,48	156,22
2 Механический цех №2	240	60	14400	0,014	0,8	201,60	161,28	0,9	0,48	78,11
3 Штамповачный цех	120	120	14400	0,014	0,8	201,60	161,28	0,9	0,48	78,11
4 Заготовительно-сварочный цех	160	40	6400	0,014	0,8	89,60	71,68	0,9	0,48	34,72
5 Термический цех	80	40	3200	0,014	0,8	44,80	35,84	0,9	0,48	17,36
6 Обмоточный цех	120	80	9600	0,014	0,8	134,40	107,52	0,9	0,48	52,07
7 Пропиточно сушильный цех	80	80	6400	0,018	0,8	115,20	92,16	0,9	0,48	44,64
8 Сборочный цех	160	120	19200	0,018	0,8	345,60	276,48	0,9	0,48	133,91
9 Испытательная станция:	120	40	4800	0,018	0,8	86,40	69,12	0,9	0,48	33,48
10 Компрессорная:	80	40	3200	0,070	0,7	224,00	156,80	1	0,00	0,00
11 Административно технический корпус	200	80	16000	0,018	0,8	288,00	230,40	0,9	0,48	111,59
12 Материальный склад	80	40	3200	0,06	0,6	192,00	115,20	1	0,00	0,00
13 Столовая	80	40	3200	0,02	0,9	64,00	57,60	0,9	0,48	27,90
14 Котельная	120	80	9600	0,01	0,6	96,00	57,60	1	0,00	0,00
Освещение территории	600	400	97600	0,005	1	488,00	488,00	0,9	0,48	236,35

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по цехам, U = 0,4кВ

Наименование цеха	Кол-во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность			<i>m</i>	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		<i>пэ</i>	Км	Расчетные нагрузки			I, А
		<i>P</i> min, кВт	<i>P</i> max, кВт	Суммарная <i>P</i> н, кВт					<i>P</i> см, кВт	<i>Q</i> см, квар			<i>P</i> р, кВт	<i>Q</i> р, квар	<i>S</i> р, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
1 Механический цех №1																
а) силовая нагрузка	350	1	150	6000	>3	0,3	0,70	1,02	1500	1530	80	1,1	1695	1530		
б) осветительная нагрузка													323	156		
ИТОГО													2018	1687	2630	4000
2 Механический цех №2																
а) силовая нагрузка	120	1	140	2400	>3	0,3	0,70	1,02	600	612	34	1,3	750	612		
б) осветительная нагрузка													161	78		
ИТОГО													911	690	1143	1739
3 Штамповачный цех																
а) силовая нагрузка	90	1	110	2100	>3	0,3	0,70	1,02	630	643	38	1,2	750	643		
б) осветительная нагрузка													161	78		
ИТОГО													911	721	1162	1767

Продолжение таблицы 1.3

Наименование цеха	Кол-во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность			m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки			I, А
		Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pн, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
4 Заготовительно-сварочный цех																
а) силовая нагрузка	45	1	50	1000	>3	0,4	0,60	1,33	400	533	40	1,2	460	533		
б) осветительная нагрузка													72	35		
ИТОГО													532	568	778	1184
5 Термический цех																
а) силовая нагрузка	45	5	45	600	>3	0,5	0,65	1,17	300	351	27	1,2	351	351		
б) осветительная нагрузка													36	17		
ИТОГО													387	368	534	812
6 Обмоточный цех																
а) силовая нагрузка	45	1	35	900	>3	0,4	0,70	1,02	360	367	45	1,1	400	367		
б) осветительная нагрузка													108	52		
ИТОГО													507	419	658	1001

Продолжение таблицы 1.3

Наименование цеха	Кол-во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность			m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки			I, А
		Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pн, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
7 Пропиточно сушильный цех																
а) силовая нагрузка	43	1	85	1250	>3	0,4	0,80	0,75	500	375	29	1,2	585	375		
б) осветительная нагрузка													92	45		
ИТОГО													677	420	797	1212
8 Сборочный цех																
а) силовая нагрузка	41	1	40	580	>3	0,4	0,65	1,17	203	237	29	1,2	238	237		
б) осветительная нагрузка													276	134		
ИТОГО													514	371	634	964
9 Испытательная станция:																
а) силовая нагрузка	25	1	45	360	>3	0,4	0,80	0,75	144	108	16	1,3	184	108		
б) осветительная нагрузка													69	33		
ИТОГО													253	141	290	442

Продолжение таблицы 1.3

Наименование цеха	Кол-во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность			m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки			I, А
		Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pн, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
10 Компрессорная:																
а) силовая нагрузка	24	1	60	320	>3	0,6	0,80	0,75	192	144	11	1,3	242	144		
б) осветительная нагрузка													157	0		
ИТОГО													399	144	424	645
11 Административно-технический корпус																
а) силовая нагрузка	45	1	44	600	>3	0,5	0,80	0,75	300	225	27	1,3	390	225		
б) осветительная нагрузка													230	112		
ИТОГО													620	337	706	1074
12 Материальный склад																
а) силовая нагрузка	18	1	22	120	>3	0,3	0,80	0,75	36	27	11	1,8	65	27		
б) осветительная нагрузка													115	0		
ИТОГО													180	27	182	277

Окончание таблицы 1.3

Наименование цеха	Кол-во ЭП п	Установленная мощность			m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.		пэ	Км	Расчетные нагрузки			I, А
		Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pн, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар			Pp, кВт	Qp, квар	Sp, кВА	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
13 Столовая																
а) силовая нагрузка	38	1	30	300	>3	0,5	0,90	0,48	150	73	20	1,2	180	73		
б) осветительная нагрузка													58	28		
ИТОГО													238	101	258	392
14 Котельная																
а) силовая нагрузка	50	1	150	620	>3	0,5	0,80	0,75	310	233	8	1,4	434	256		
б) осветительная нагрузка													58	0		
ИТОГО													492	256	554	843
15 Освещение территории													488	236	542	
Итого по заводу на шинах 0,4 кВ													9126	6486	11196	17031

1.5 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Данные для расчета:

$$P_{p0,4} = 17104 \text{ кВт};$$

$$Q_{p0,4} = 913 \text{ квар};$$

$$S_{p0,4} = 17128 \text{ кВА}.$$

Предприятие относится ко II категории потребителей, предприятие работает в три смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр} = 0,78 - 0,81$. Принимаем трансформатор мощностью $S_{нт} = 1600 \text{ кВА}$.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле:

$$N_{т \text{ min}} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N; \quad (1.4)$$

где $P_{p0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;
 K_3 – коэффициент загрузки трансформатора;
 $S_{нт}$ – принятая номинальная мощность трансформатора;
 ΔN – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{т.э} = N_{\text{min}} + m; \quad (1.5)$$

где m – дополнительное число трансформаторов;
 $N_{т.э}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z_{п/ст}^*$;
 $Z_{п/ст}^* = 0,5$; $K_3 = 0,8$; $N_{\text{min}} = 7,1$; $\Delta N = 8$.

Тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m = 0,87$ значит $N_{т.э} = 8$ трансформаторов.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\text{тз}} \times S_{\text{нт}} \times K_3)^2 - P_{\text{р0,4}}^2} \cdot \text{квар.} \quad (1.6)$$

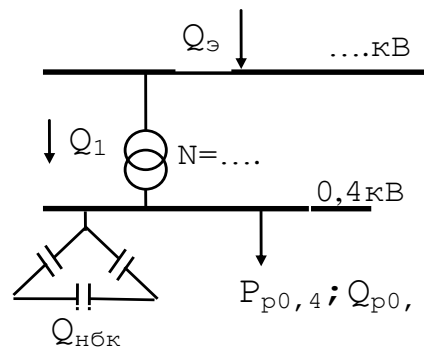


Рисунок 1.2 – Схема замещения

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{\text{нбк1}}$:

$$Q_{\text{нбк1}} + Q_1 = Q_{\text{р0,4}}; \text{отсюда} \quad (1.7)$$

$$Q_{\text{нбк1}} = Q_{\text{р0,4}} - Q_1 \text{ квар.} \quad (1.8)$$

Дополнительная мощность $Q_{\text{нбк2}} < 0$, то принимаю $Q_{\text{нбк2}} = 0$, отсюда следует, что:

$$Q_{\text{нбк}} = Q_{\text{нбк1}} + Q_{\text{нбк2}}, \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{\text{нбк тп}} = \frac{Q_{\text{нбк}}}{N_{\text{тз}}} \text{ квар.} \quad (1.9)$$

Принимаем НБК: УКМ-0,4-250-50УЗ.

На основании расчетов, полученных в данном пункте составляется таблица 1.4 – Распределение нагрузок цехов по ТП, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 1.4 – Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ТП, S _{н.тр} , QНБК	№ цехов	P _{p0,4} , кВт	Q _{p0,4} , квар	S _{p0,4} , кВА	K _з
1	2	3	4	5	6
ТП1 (2*1600)	1	2017,6	1686,5		
ТП2 (2*1600)	2	911,3	690,2		
∑S _н =6400кВА	6	507,1	419,3		
	11	620,4	336,6		
	12	180,0	27,0		
	13	237,6	100,5		
QНБК = 4·250квар			-1000,0		
		4474,0	2260,2	5012,5	0,78
ТП3 (2*1600)	8	514,0	371,2		
ТП4 (2*1600)	9	253,4	141,5		
∑S _н =6400кВА	10	398,7	144,0		
	3	911,0	720,8		
	7	677,2	419,6		
	4	531,7	568,0		
	5	386,8	368,1		
	осв.тер.	488,0	236,3		
	14	491,6	255,8		
QНБК = 4·250квар			-1000,0		
		4652,4	2225,4	5157,3	0,81

1.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ

Определение потерь мощности в ЦТП

Выбираем трансформаторы ТСЛ(3)-1600/10-0,4

Паспортные данные:

Таблица 1.5 – Паспортные данные трансформатора

S _н , кВА	I _{х.х} , %	U _{к.з} , %	ΔP _{х.х} , кВт	ΔP _{к.з} , кВт
1600	0,65%	6%	2,75	13,5

ТП1, ТП2, ТП3: K_з = 0,78-0,81; N = 4.

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_{Kz} \cdot K_z^2, \text{ кВт}; \quad (1.10)$$

$$\Delta P_{T_{1,2}} = 2,75 + 13,5 \cdot 0,78^2 \cdot 4 = 44,1 \text{ кВт}.$$

$$\Sigma \Delta P_T = 90,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{XX} \times S_H}{100} + \frac{U_{K3} \times S_H \times K^2}{100}, \text{ квар}; \quad (1.11)$$

$$\Delta Q_{T1,2} = \frac{0,65 \cdot 1600}{100} + \frac{0,6 \cdot 1600 \cdot 0,78}{100} \cdot 4 = 277,1 \text{ квар};$$

$$\Sigma \Delta Q_T = 568,1 \text{ квар};$$

где $\Sigma \Delta P_T$, кВт, $\Sigma \Delta Q_T$, квар суммарные потери во всех трансформаторах:

Таблица 1.6 – Расчет потерь в ЦТП

№ТП	n	Kз	SDP _T , кВт	SDQ _T , квар
ТП1, ТП2	4	0,78	44,1	277,1
ТП3, ТП4	4	0,81	46,1	291,0
ИТОГО			90,2	568,1

Определение расчетной мощности синхронных двигателей:

$$P_{pCD} = P_{нCD} \times N_{CD} \times k_3, \text{ кВт}; \quad (1.12)$$

$$Q_{pCD} = P_{нCD} \times \text{tg } \varphi \times N_{CD} \times k_3, \text{ квар}. \quad (1.13)$$

Таблица 1.7 – Расчетная мощность СД-10 кВ

P _{нCD} , кВт	n	Kз	cos φ	P _{pCD} , кВт	SP _{pCD} , кВт	Q _{pCD} , квар	SQ _{pCD} , квар
1500	4	0,8 5	0,9	1275	5100	617,5	2470

Таблица 1.8 – Расчетную мощность СД-10 кВ

P _{нCD} , кВт	n	Kз	cos φ	P _{pCD} , кВт	SP _{pCD} , кВт	Q _{pCD} , квар	SQ _{pCD} , квар
1000	4	0,8 5	0,9	850	3400	411,7	1646,7

Таблица 1.9 – Мощность QВБК

Q _{p0,4} , квар	SDQ _T , квар	Q _p , квар	Q _э , квар	Q _{НБК} , квар	SQ _{pCD} , квар	QВБК, квар
6485,7	568,1	705,4	4429,1	2000,0	4116,7	-2786,7

Из расчетов видно что установка ВБК не требуется

Методика расчета компенсации на шинах ГПП:

1. Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно $Q_{\text{ВБК}}$:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{\text{рДСП}} + \Delta Q_{\text{тр ДСП}} + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - \Sigma Q_{\text{сд}}; \quad (1.14)$$

$$Q_{\text{э}} = 0,25 \times \Sigma P_{\text{р}} = 0,25 \times (P_{\text{р0,4}} + \Delta P_{\text{т}} + P_{\text{рСД}} + P_{\text{рДСП}} + \Delta P_{\text{тр ДСП}}), \text{ квар}; \quad (1.15)$$

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \Sigma Q_{\text{р}} = 0,1 \times (Q_{\text{р0,4}} + \Delta Q_{\text{т}} + Q_{\text{рДСП}} + \Delta Q_{\text{тр ДСП}}), \text{ квар}. \quad (1.16)$$

Полученную реактивную мощность используем для индивидуальной компенсации ДСП и для компенсации на шинах ГПП.

Для этого выбираем конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности ДСП-12 типа УКМ-0,4-250-50У3, где $Q_{\text{н}} = 1841$ квар, $n = 1$, $\Sigma Q_{\text{н}} = 1841$ квар.

Для компенсации на шинах ГПП выбираем конденсаторные батареи типа УКМ-0,4-250-50У3, где $Q_{\text{н}} = 230$ квар, $n = 1$, $\Sigma Q_{\text{н}} = 250$ квар.

Расчет силовой нагрузки по заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности ДСП и СД, приведены в таблице 1.10 – Уточненной расчет мощности по промышленному предприятию.

Таблица 1.10 – Уточненной расчет мощности по промышленному предприятию

№ТП	№ цехов	n	$P_{н. min}$, кВт	$P_{н. max}$, кВт	$\sum P_{н}$, кВт	$K_{и}$	$P_{см}$, кВт	$Q_{см}$, квар	nэ	Км	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА	Кз
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП1; ТП2 (1600) кВА	1	350	1	150	6000		1500	1530						
	11	45	1	44	600		300	225						
	12	18	1	22	120		36	27						
	13	38	1	30	300		150	73						
	2	120	1	140	2400		600	612						
	6	45	1	35	900		360	367						
Силовая		616	1	150	10320	0,29	2954	2834	138	1,08	3190	2834		
Осветительная											995	426		
QНБК												-1000		
Итого											4185	2260	4756	0,74
ТП3, ТП4 (1600) кВА	8	41	1	40	580		203	237						
	9	25	1	45	360		144	108						
	10	24	1	60	320		192	144						
	3	90	1	110	2100		630	643						
	4	45	1	50	1000		400	533						
	5	45	5	45	600		300	351						
	7	43	1	85	1250		500	375						
	14	50	1	150	620		310	233						

Продолжение таблицы 1.10

№ТП	№ цехов	n	P _{н.min} , кВт	P _{н.max} , кВт	SP _н , кВт	K _и	P _{см} , кВт	Q _{см} , квар	nэ	K _м	P _р , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА	K _з
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Силовая		363	1	150	6830	0,39	2679	2624	91	1,09	2920,1	2623,6		
Осветительная											921,0	342,2		
Осв. территории											488,0	236,3		
QHБК												-1000,0		
Итого											4329,1	2202,2	4857,0	0,76
Итого 0,4 кВ											8514	4462		
SDP _T , SDQ _T											90	568		
Итого 0,4 кВ к 10 кВ											8604	5031		
Испытательная станция	9	4	1500	1500	6000						5100	-2470		
Компрессорная	10	4	1000	1000	4000						3400	-1647		
Итого по заводу											17104	914	17129	

2 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

2.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 115/35/10 кВ. Мощность к.з. на стороне 110 кВ равна 2000 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до завода 20 км. Предприятие работает в три смены.

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим три варианта:

1. I вариант – ЛЭП 115 кВ;
2. II вариант – ЛЭП 37 кВ;
3. III вариант – ЛЭП 10,5 кВ.

Вариант 1

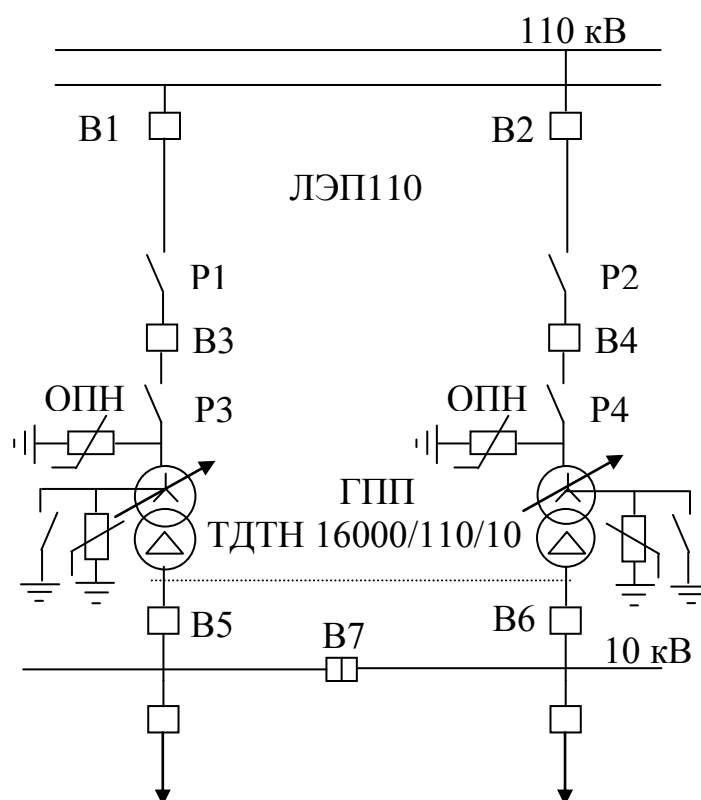


Рисунок 2.1 – Первый вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по I варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S_{p_{гпп}} = \sqrt{P_p^2 + Q_3^2} = \sqrt{17104_p^2 + 4429_3^2} = 17668 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим 2 трансформатора мощностью 2x16000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{p_{гпп}}}{2 \cdot S_{ном.тр.}}; \quad (2.1)$$

$$K_3 = \frac{17668}{2 \cdot 16000} = 0,55.$$

Принимаем 2 трансформатора 2x16000 кВА, $K_3=0,55$, типа ТДТН 16000/110/10.

Паспортные данные: $S_H = 16000$ МВА; $U_{BH} = 115$ кВ; $U_{HH}=11$ кВ; $P_{ХХ} = 13$ кВт; $R_{кз} = 85$ кВт; $U_{кз} = 10,5\%$; $I_{ХХ} = 0,4\%$.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{тр гпп} = 2 \cdot (\Delta P_{ХХ} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2), \text{ кВт}; \quad (2.2)$$

$$\Delta P_{тр гпп} = 2 \cdot (13 + 85 \cdot 0,55^2) = 77,425 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{т гпп} = 2 \cdot \left(\frac{I_{ХХ} \cdot S_H}{100} + \frac{U_{кз} \cdot S_H \cdot K_3^2}{100} \right), \text{ квар}; \quad (2.3)$$

$$\Delta Q_{т гпп} = 2 \cdot \left(\frac{0,4 \cdot 16000}{100} + \frac{10,5 \cdot 16000 \cdot 0,55^2}{100} \right) = 1144,4 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{т гпп} = 2 \cdot (\Delta P_{ХХ} \cdot T_{вкл} + \tau \cdot \Delta P_{кз} \cdot K_3^2), \text{ кВт. ч.}; \quad (2.4)$$

$$\Delta W_{т гпп} = 2 \cdot (13 \cdot 6000 + 4500 \cdot 85 \cdot 0,55^2) = 387 412 \text{ кВт. ч.}$$

где $T_{вкл}$ – число часов включения, для трехсменной работы $T_{вкл} = 6000$ ч;

τ – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right) \cdot 8760 = 6342 \text{ ч.} = 4500;$$

где $T_M = 4500-6000$ ч. – число часов использования максимума.

Выбираем сечение проводов ЛЭП 110 кВ:
 Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_{\text{p}} + \Delta P_{\text{T ГПП}})^2 + Q_{\text{э}}^2}, \text{ кВА}; \quad (2.5)$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(17104 + 77,425)^2 + 4429^2} = 22166 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{\sqrt{3} \times U}, \text{ А}; \quad (2.6)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{22166}{\sqrt{3} \cdot 115} = 111 \text{ А};$$

$$I_{\text{p}} = \frac{I_{\text{ав}}}{2}, \text{ А}; \quad (2.7)$$

$$I_{\text{p}} = \frac{111}{2} = 55,5 \text{ А}.$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ($j_{\text{эк}}$):

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{p}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2 = \frac{55,5}{1,1} = 50,45 \text{ мм}^2.$$

где $j_{\text{эк}}=1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий.

Принимаем стандартное ближайшее сечение $F_{\text{э}}=70 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

б) по условию потерь на «корону»

Так как для ВЛ 110 кВ минимальное сечение 70 мм^2 , то принимается провод марки АС 70 мм^2 , $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$;

в) на нагрев рабочим током: $I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{p}}$, ($265 \text{ А} > 55,5 \text{ А}$);

г) по аварийному режиму: $1,3 \cdot I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{ав.}}$, ($1,3 \cdot 265 > 111 \text{ А}$).

Окончательно принимаем провод марки АС-70, $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП 110}} = N \cdot 3 \cdot I_{\text{p}}^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \text{ кВт ч}; \quad (2.8)$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП 110}} = 2 \cdot 3 \cdot 55,5^2 \cdot 9,2 \cdot 10^{-3} \cdot 4500 = 765 \text{ 134 кВт. ч.};$$

где $R=r_0 \times L$ Ом; $R=0,46 \times 20=9,2$ Ом;
 $r_0=0,46$ Ом/км - удельное активное сопротивление АС-70мм².

Выбор оборудования на $U=110$ кВ.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 2.2) и рассчитаем ток короткого замыкания.

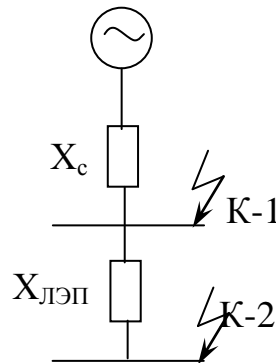


Рисунок 2.2 – Схема замещения

$S_б=1000$ МВА; $U_б=110$ кВ.

$x_c = S_б/S_{кз}=1000/0=0$:

$$I_б = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 5,2 \text{ кА};$$

$$x_{лэп} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_б}{U_{ср}^2} = \frac{0,341 \cdot 20 \cdot 1000}{110^2} = 0,56 \text{ о.е.};$$

$$I_{к-2} = \frac{I_б}{x_c + x_{лэп}} = \frac{5,2}{0 + 0,56} = 9,28 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = K_{уд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к-2} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,28 = 23,3 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \cdot U_H \cdot I_{к-2} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 9,28 = 1765 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

- выключатели В1, В2: Siemens силовой выключатель 3АР1 FG

$$I_H \geq I_{ав}; \quad I_{отк} \geq I_{кз}; \quad I_{пред.ком} > i_{уд}.$$

$$3000 \geq 111; \quad 40 \geq 9,2; \quad 40 > 23,3;$$

- разъединители: Горизонтально поворотный разъединитель РНД(3)-110/1000У1

$$I_H \geq I_{ав}; \quad I_{скв \text{ ампл}} \geq i_{уд}; \quad I_{пред \text{ терм стойк}} \geq I_{кз}.$$
$$4000 \geq 300; \quad 63 \geq 9,2; \quad 100 \geq 23,3;$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

- выключатели В1, В2: Siemens силовой выключатель 3AP1 FG

$$I_H \geq I_{ав}; \quad I_{отк} \geq I_{кз}; \quad I_{пред.ком} > i_{уд}.$$
$$3000 \geq 111; \quad 40 \geq 9,2; \quad 40 > 23,3;$$

- ограничители перенапряжения: ОПНп-110/420/56-10 УХЛ1, $U_H=110$ кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп}=2 \cdot (585000 \cdot 150) = 175\,500\,000 \text{ тнг.}$$

2) Затраты на ЛЭП-110 кВ:

$$K_{ЛЭП-110}=1 \cdot K_{лэп}=20 \cdot 24643 \cdot 150 = 73\,929\,000 \text{ тнг.}$$

3) Затраты на выключатели В1-В4:

$$K_{В1-В4}=4 \cdot 56950 \cdot 150 = 34\,170\,000 \text{ тнг.}$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{разъед.}=4 \cdot 24705 \cdot 150 = 14\,823\,000 \text{ тнг.}$$

4) Затраты на ОПН:

$$K_{ОПН}=4 \cdot 3615 \cdot 150 = 2\,169\,000 \text{ тнг.}$$

Суммарные затраты:

$$\Sigma K_I = K_{В1-В4} + K_{ЛЭП-110} + K_{разъед.} + K_{ОПН} + K_{тр.гпп} = 175\,500\,000 + 73\,929\,000 + 34\,170\,000 + 14\,823\,000 + 2\,169\,000 = 300\,591\,000 \text{ тнг.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\Sigma I_I = I_a + I_{пот} + I_{э}, \text{ у.е.} \quad (2.9)$$

Амортизационные отчисления:

$$I_a: I_a = E_a \cdot K; \quad (2.10)$$

где $E_a=0,028$ для ВЛ-110 кВ на железобетонных опорах
 $E_a=0,063$ для распределительных устройств и подстанций

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$\begin{aligned} I_{a.обор.} &= E_{a.обор.} \cdot \Sigma K_{обор.} = E_{a.обор.} \cdot (K_{ВЛ-В4} + K_{разъед.} + K_{ОПН} + K_{тр.гпп}) = E_{a.обор.} \cdot \Sigma K_{обор.} \\ &= 0,063 \cdot (34\,170\,000 + 14\,823\,000 + 2\,169\,000 + 175\,500\,000) = \\ &= 14\,279\,706 \text{ тнг.} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.лэп} = E_{a.лэп} \times K_{лэп} = 0,028 \cdot 73\,929\,000 = 2\,070\,012 \text{ тнг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{экспл.обор.} = E_{экспл.обор.} \cdot \Sigma K_{обор.} = 0,01 \cdot 226\,662\,000 = 2\,266\,620 \text{ тнг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{экспл.лэп} = E_{экспл.лэп} \cdot K_{лэп} = 0,03 \cdot 73\,929\,000 = 2\,217\,870 \text{ тнг.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_0=0,08$ у.е.х150тнг =12тнг/кВт. ч.
Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{пот} = C_0(\Delta W_{тр.гпп} + \Delta W_{ЛЭП-110}) = 12 \cdot (387\,412 + 765\,134) = 1\,152\,546 \text{ тнг.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\begin{aligned} \Sigma I_i, \text{ тнг} &= 14\,279\,706 + 2\,070\,012 + 2\,266\,620 + 2\,217\,870 + 1\,152\,546 = \\ &= 21\,986\,754 \text{ тнг.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_I = E \cdot K_I + I_i, = 0,12 \cdot 300\,591\,000 + 21\,986\,754 = 38\,709\,330 \text{ тнг;}$$

где $E=0,12$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений Z_I , тнг.

Вариант 2

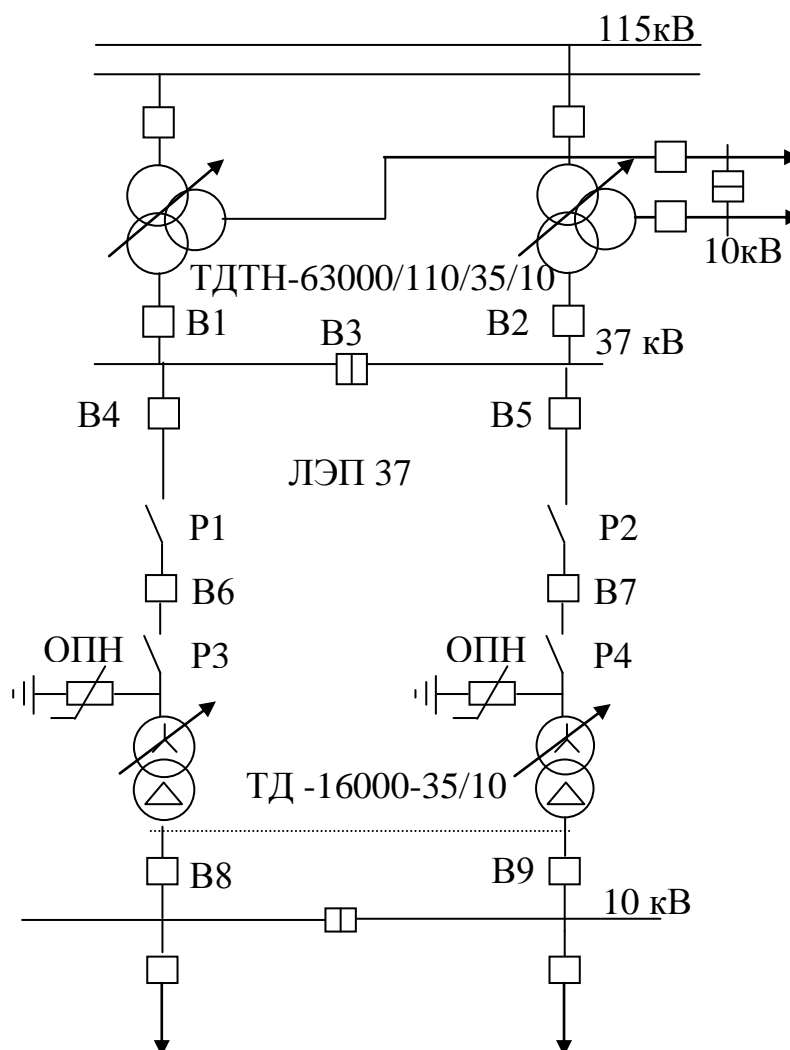


Рисунок 2.3 – Второй вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по II варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

Принимаем 2 трансформатора 2×16000 кВА, $K_3 = 0,55$, типа ТДТН 16000/35/10.

Паспортные данные: $S_H = 16000$ МВА; $U_{BH} = 115$ кВ; $U_{HH} = 11$ кВ; $P_{ХХ} = 13$ кВт; $P_{КЗ} = 85$ кВт; $U_{КЗ} = 10,5\%$; $I_{ХХ} = 0,4\%$.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{тр\ гпп} = 2 \cdot (\Delta P_{ХХ} + \Delta P_{КЗ} \cdot K_3^2), \text{ кВт}; = 2 \cdot (13 + 85 \cdot 0,55^2) = 77,425 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{тгпп} = 2 \cdot \left(\frac{I_{ХХ} \cdot S_H}{100} + \frac{U_{КЗ} \cdot S_H \cdot K_3^2}{100} \right) = 2 \times \left(\frac{0,4 \cdot 16000}{100} + \frac{10,5 \cdot 16000 \cdot 0,55^2}{100} \right) = 1144,4 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{T \text{ ГПП}} = 2 \cdot (\Delta P_{XX} \cdot T_{\text{вкл}} + \tau \cdot \Delta P_{K3} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (13 \cdot 6000 + 4500 \cdot 85 \cdot 0,55^2) = 387\,412 \text{ кВт. ч.}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 35 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{T \text{ ГПП}})^2 + Q_3^2} = \sqrt{(17104 + 77,425)^2 + 4429^2} = 22166 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{22166}{\sqrt{3} \cdot 35} = 365 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2} = \frac{365}{2} = 182 \text{ А.}$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ($j_{\text{ЭК}}$):

$$F_3 = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2 = \frac{182}{1,1} = 165 \text{ мм}^2.$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий;

принимаем стандартное ближайшее сечение $F_3 = 185 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$;

б) на нагрев рабочим током: $I_{\text{доп. пров.}} > I_p$, ($510 \text{ А} > 182 \text{ А}$);

в) по аварийному режиму: $1,3 \times I_{\text{доп. пров.}} > I_{\text{ав}}$, ($1,3 \times 510 > 365 \text{ А}$);

Окончательно принимаем провод марки АС-185, $I_{\text{доп}} = 510 \text{ А}$;

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 35 кВ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП 35}} = N \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 182^2 \cdot 3,4 \cdot 10^{-3} \cdot 4500 = 3\,040\,783 \text{ кВт. ч.};$$

где $R = r_0 \times L$, Ом; $R = 0,17 \times 20 = 3,4 \text{ Ом}$;

$r_0 = 0,17 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-185

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/110/35/6

Паспортные данные трансформаторов:

$S_H = 63000 \text{ кВА}$, $U_{\text{ВН}} = 115$, $U_{\text{СН}} = 38,5$, $U_{\text{НН}} = 11$, $\Delta P_{\text{XX}} = 50$, $\Delta P_{\text{K3}} = 290$, $U_{\text{КВН-СН}} = 10,5$,

$U_{\text{КВН-НН}} = 18$, $U_{\text{КСН-НН}} = 7$, $I_{\text{XX}} = 0,3$

Найдем γ_1 – коэффициент долевого участия проектируемого завода в мощности трансформаторов энергосистемы:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП}_{35}}}{2 \cdot S_{\text{ном.тр.сист.}}} = \frac{22166_{35}}{2 \cdot 63000} = 0,17.$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{т-р сист.}} = 2 \cdot (\Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{вкл}} + \tau \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (50 \cdot 6000 + 4500 \cdot 290 \cdot 0,55^2) = 849\,525.$$

Выбор оборудования на $U=35$ кВ.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 2.4) и рассчитаем ток короткого замыкания.

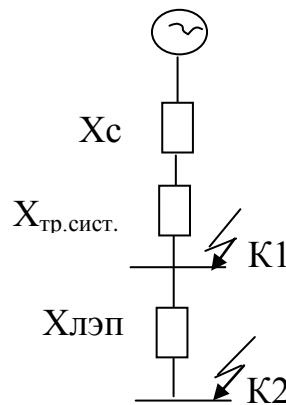


Рисунок 2.4 – Схема замещения

$S_6 = 1000$ МВА;
 $U_6 = 35$ кВ; $x_c = 0$:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 16,5 \text{ кА};$$

$$x_{\text{тр.сист.}} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{ном.тр.сист.}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,7 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,323 \cdot 20 \cdot 1000}{35^2} = 5,2 \text{ о.е.};$$

$$I_{к-1} = \frac{I_6}{x_c + x_{тр.сист.}} = \frac{16,5}{0+1,7} = 9,7 \text{ кА};$$

$$I_{к-2} = \frac{I_6}{x_c + x_{тр.сист.} + x_{лэп}} = \frac{16,5}{0+1,7+5,2} = 2,3 \text{ кА};$$

$$i_{уд1} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-1} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 9,7 = 24 \text{ кА};$$

$$i_{уд2} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times I_{к-2} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 2,3 = 5,7 \text{ кА}.$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{к-1} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к-1} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 9,7 = 587 \text{ МВА};$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{к-2} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2,3 = 139 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

Выключатели В1, В2 выбираем по аварийному току трансформаторов системы. Найдем ток, проходящий через выключатели В1 и В2:

$$I_{ав.В1,В2} = \frac{S_{ном.тр.сист.}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \text{ А}; \quad (2.11)$$

$$I_{ав.В1,В2} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 104 \text{ А}.$$

Выбираем выключатели В1, В2 типа выключатель колонковый Siemens AG 3AP1 FG.

Таблица 2.1- Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 35 \text{ кВ}$ $I_n = 2500 \text{ А}$ $I_{откл} = 40 \text{ кА}$ $I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$U_p = 35 \text{ кВ}$ $I_{ав.В1,В2} = 104 \text{ А}$ $I_{к1} = 9,7 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 24 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав.тр.сист.}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{pВ3} = \frac{I_{авВ1,В2}}{2} = \frac{104}{2} = 52 \text{ А}.$$

Выбираем выключатели В3 типа вакуумный выключатель Siemens 3AF 01 4.

Таблица 2.2- Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=36$ кВ $I_n=1600$ А $I_{откл}=40$ кА $I_{дин}=40$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{pB3}=52$ А $I_{к1}=9,7$ кА $i_{уд1}=24$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{p.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

$$\gamma_2 = \frac{I_{ав}}{I_{ном.выкл.}} = \frac{365}{2500} = 0,146;$$

$$\gamma_3 = \frac{I_p}{I_{ном.выкл.}} = \frac{182}{1600} = 0,113.$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав.} = A$

Выбираем выключатели В4-В7 типа выключатель колонковый Siemens AG 3AP1 FG.

Таблица 2.3- Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35$ кВ $I_n=2500$ А $I_{откл}=40$ кА $I_{дин}=40$ кА	$U_p=35$ кВ $I_{ав}=365$ А $I_{к1}=9,7$ кА $i_{уд1}=24$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{pтр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа горизонтально поворотный разъединитель РНД(3)-37,5/1000У1

Таблица 2.4 -Характеристики разъединителя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n=35$ кВ $I_n=3150$ А $I_{скв.ампл.}=31,5$ кА $I_{пред.терм. ст.}=50$ кА	$U_p=72,5$ кВ $I_{ав}=365$ А $i_{уд2}=5,7$ кА $I_{к2}=2,3$ кА	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст} \geq I_{к2}$

- ограничители перенапряжения: ОПНп-35/400/40,5-10 УХЛ1, $U_n=35$ кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{\text{тр.гпп}}=2 \cdot (485000 \cdot 150)= 145\,500\,000 \text{ тнг.}$$

2) Затраты на ЛЭП-35 кВ:

$$K_{\text{ЛЭП-35}}=1 \cdot K_{\text{лэп}}= 20 \cdot 15000 \cdot 150 = 45\,000\,000 \text{ тнг.}$$

3) Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{\text{В4-В7}}=4 \cdot 56950 \cdot 150 = 34\,170\,000 \text{ тнг.}$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{\text{разъед.}}=4 \cdot 24705 \cdot 150=14\,823\,000 \text{ тнг.}$$

5) Затраты на ОПН:

$$K_{\text{ОПН}}=4 \cdot 3615 \cdot 150 = 2\,169\,000 \text{ тнг.}$$

6) Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{\text{тр.сист}}=\gamma_1 \cdot 2 \cdot K_{\text{тр}}= 0,17 \cdot 2 \cdot 1\,464\,000 \cdot 150 =74\,664\,000 \text{ тнг.}$$

7) Затраты на выключатели В1,В2:

$$K_{\text{В1,В2}}=\gamma_2 \cdot 2 \cdot K_{\text{В1,В2}}= 0,146 \cdot 2 \cdot 56950 \cdot 150 =2\,494\,410 \text{ тнг.}$$

8) Затраты на выключатель В3:

$$K_{\text{В3}}=\gamma_3 \cdot K_{\text{В3}}= 0,113 \cdot 52921 \cdot 150 = 897\,010 \text{ тнг.}$$

Суммарные затраты:

$$\begin{aligned} \Sigma K_{\text{II}} &= K_{\text{В4-В7}} + K_{\text{ЛЭП-35}} + K_{\text{разъед.}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{тр.гпп}} + K_{\text{тр.сист.}} + K_{\text{В1-В2}} + K_{\text{В3}} \\ &= 34\,170\,000 + 45\,000\,000 + 14\,823\,000 + 2\,169\,000 + 145\,500\,000 + \\ &+ 74\,664\,000 + 2\,494\,410 + 897\,010 = 319\,717\,420 \text{ тнг} \end{aligned}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\Sigma И_{\text{II}} = И_{\text{а}} + И_{\text{пот}} + И_{\text{э}}, \text{ у.е..} \quad (2.12)$$

Амортизационные отчисления:

$$I_a: I_a = E_a \cdot K; \quad (2.13)$$

где $E_a = 0,028$ для ВЛ-110 кВ на железобетонных опорах;
 $E_a = 0,063$ для распределительных устройств и подстанций.

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$\begin{aligned} I_{a, \text{обор.}} &= 0.063 \cdot (K_{B4-B7} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{тр.гпп}} + K_{\text{тр.сист.}} + K_{B1-B2} + K_{B3}) \\ &= 0.063 \cdot (34\,170\,000 + 14\,823\,000 + 2\,169\,000 + 145\,500\,000 + 74\,664\,000 + \\ &+ 2\,494\,410 + 897\,010) = 8\,241\,522 \text{ тнг.} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a, \text{лэп}} = E_{a, \text{лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} = 0.028 \cdot 45\,000\,000 = 1\,260\,000 \text{ тнг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор.}} = E_{\text{экспл.обор.}} \cdot \Sigma K_{\text{обор.}} = 0.01 \cdot 319\,717\,420 = 3\,197\,174 \text{ тнг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.лэп}} = E_{\text{экспл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} = 0.03 \cdot 45\,000\,000 = 1\,350\,000 \text{ тнг.}$$

Стоимость потерь электроэнергии $C_o = 0,08 \text{ у.е.} \cdot 150 = 12 \text{ тнг/кВт} \cdot \text{ч}$
Определим издержки на потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} I_{\text{пот}} &= C_o (\Delta W_{\text{тр. гпп}} + \Delta W_{\text{ЛЭП-35}} + \Delta W_{\text{тр. сист.}}) = \\ &= 12 \cdot (387\,412 + 3\,040\,783 + 849\,525) = 51\,332\,640 \text{ тнг.} \end{aligned}$$

Определим суммарные издержки:

$$\begin{aligned} \Sigma I_{\text{II}}, \text{ тнг} &= 8\,241\,522 + 1\,260\,000 + 3\,197\,174 + 1\,350\,000 + 51\,332\,640 \\ &= 65\,381\,336 \text{ тнг.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению: $Z_{\text{II}} = E \cdot K_{\text{II}} + I_{\text{II}}$:

$$Z_{\text{II}} = 0,12 \cdot 319\,717\,420 + 65\,381\,336 = 46\,211\,850 \text{ тнг.};$$

где $E = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений Z_{II} , тнг.

Вариант 3

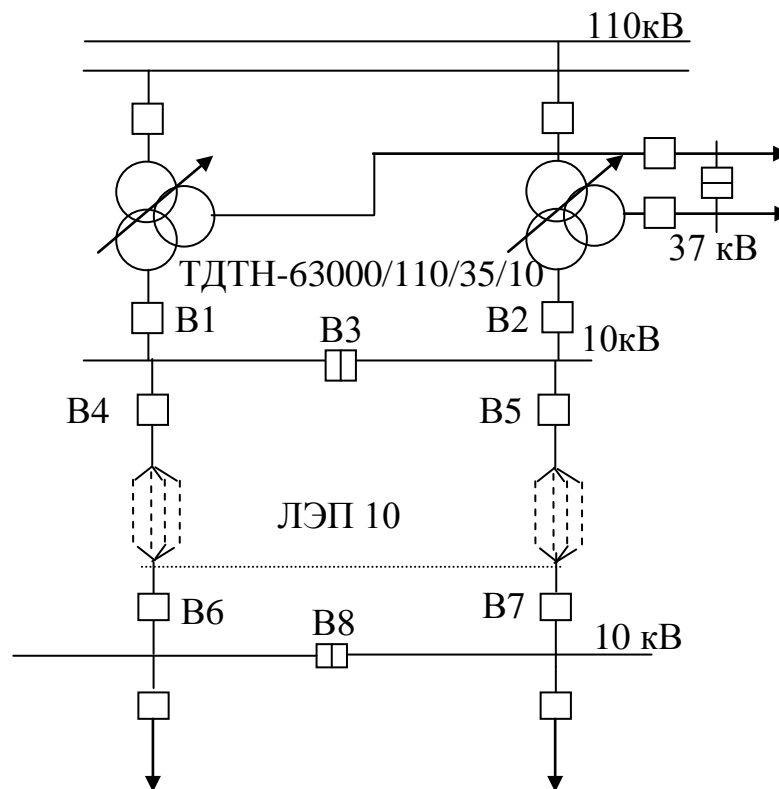


Рисунок 2.5 – Третий вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по III варианту.

1) Выберем сечение ЛЭП-10 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_p + Q_3^2)} = \sqrt{(17104^2 + 4429^2)} = 17668 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{17668}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 510 \text{ А};$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \times I_p = 2 \cdot 510 = 1020 \text{ А}.$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 10 кВ:

а) Определим сечение по экономической плотности тока ($j_{\text{ЭК}}$):

$$F_3 = \frac{I_p}{j_{\text{ЭК}}}, \text{ мм}^2 = \frac{510}{1,1} = 463 \text{ мм}^2;$$

где $j_{\text{ЭК}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$ - плотность тока для воздушных линий;

Так как для ЛЭП 10 кВ максимальное сечение 120 мм², то принимаем $F=4 \times 120 = 480 \text{ мм}^2 > 463 \text{ мм}^2$

Конструктивно не целесообразно выполнять 4 пролета сечением 120мм², поэтому этот вариант можно не рассматривать.

Таблица 2.5 – Стоимость вариантов схем электроснабжения

Вар.	Un, кВ	K _Σ , тнг	I _Σ , тнг	З _Σ , тнг	Итого
I	110	300 591 000	21 986 754	38 709 330	361 287 084
II	35	319 717 420	65 381 336	46 211 850	431 310 606
III	10				

Вывод: проходит I вариант по минимальным годовым потерям в трансформаторе и ЛЭП.

3 Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1 \text{ кВ}$

3.1 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U = 10 \text{ кВ}$) с учетом подпитки от СД

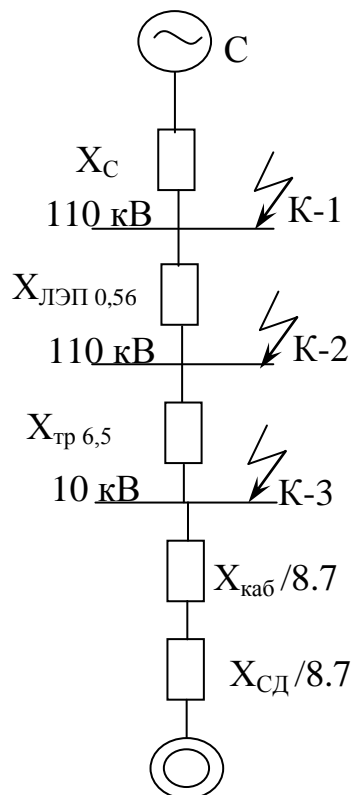


Рисунок 3.1 – Схема замещения электроснабжения ГПП

$S_6 = 1000 \text{ МВА}$; $x_c = 0$; $U_6 = 10.5 \text{ кВ}$:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 55 \text{ кА.}$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, то остается рассчитать токи в точках К-3:

$$x_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_{\text{cp}}^2} = \frac{0,341 \cdot 20 \cdot 1000}{110^2} = 0,56 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \cdot S_6}{100 \cdot S_{\text{нт}}} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 16} = 6,5, \text{ о.е.};$$

$$I'_{к-3} = \frac{I_0}{x_c + x_{лЭП} + x_{тр.ГПП}} = \frac{55}{0 + 0,56 + 6,5} = 7,7 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД-1.

Исходные данные:

В цехе установлено 4 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-18-49-12 со следующими характеристиками: $P_{нсд}=1500$ кВт, $U_{н}=10$ кВ, $n=500$ об/мин, $x''_d=15,6\%$, $x''_L=15,5\%$, $c=0,065$, $\text{рад}=20,4$:

$$S_{нсд} = \frac{P_{нсд}}{\cos\varphi} = \frac{1500}{0,9} = 1666 \text{ кВА;}$$

$$I_{сд} = \frac{S_{нсд} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1666 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 81,8 \text{ А.}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_p}{j_{эк}}, \text{ мм}^2 = \frac{81,8}{1,1} = 74,4 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \cdot 7,7 \cdot \sqrt{0,4} = 58 \text{ мм}^2;$$

где α =коэффициент, значение зависит от материала проводника $\alpha=12$ для алюминиевого кабеля

t = приведенное время тока короткого замыкания 0,4-0,8

Принимаем кабель маркой: силовой кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из шитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена А2ХSYBY 3x95мм² на напряжение 10кВ $I_{доп}=255\text{А} > 87\text{А}$.

Данные кабеля: $r_0=0,32$ Ом/км; $x_0=0,08$ Ом/км:

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_0}{2 \cdot U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (3.1)$$

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{0,08 \cdot 0,3 \cdot 1000}{2 \cdot 10,5^2_{\text{ср}}} = 0,1 \text{ о.е.};$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x''_{\text{д}} \times S_{\text{б}}}{\sum S_{\text{нсд}}}, \text{ о.е.}; \quad (3.2)$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{0,2 \cdot 1000}{2 \cdot 1,666} = 60 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \cdot I_{\text{б}}}{X_{\text{экв}}} = \frac{1,1 \cdot 55}{60,1} = 1 \text{ кА};$$

$$X_{\text{экв}} = 0,1 + 60 = 60,1 \text{ Ом.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД-2.

Исходные данные:

В цехе установлено 4 синхронных двигателя типа СДНЗ-2-18-39-16 со следующими характеристиками: $P_{\text{н}} = 1000$ кВт, $U_{\text{н}} = 10$ кВ, $n = 375$ об/мин, $x''_{\text{д}} = 19,7\%$, $x''_{\text{л}} = 19,7\%$, $c = 0,058$, $\text{рад} = 18,3$:

$$S_{\text{нсд}} = \frac{P_{\text{нсд}}}{\cos \varphi} = \frac{1000}{0,9} = 1111 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{S_{\text{нсд}} \cdot K_3}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{1111 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10} = 54 \text{ А.}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{п}}}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2 = \frac{54}{1,1} = 49 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_{\text{кз}} \cdot \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \cdot 7,7 \cdot \sqrt{0,4} = 58 \text{ мм}^2.$$

где α = коэффициент, значение зависит от материала проводника $\alpha = 12$ для алюминиевого кабеля

t = приведенное время тока короткого замыкания 0,4-0,8

Принимаем кабель маркой: силовой кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из шитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена А2ХSYBY 3x70мм² на напряжение 10кВ $I_{\text{доп}} = 220\text{А} > 54\text{А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$. [2]:

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_{\text{б}}}{2 \cdot U_{\text{ср}}^2} = \frac{0,08 \cdot 0,3 \cdot 1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,1 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}} \cdot S_{\text{б}}}{\sum_{\text{н сд}} S} \text{, о.е.} = \frac{0,2 \cdot 1000}{2 \cdot 1,111} = 90 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{сд}} \cdot I_{\text{б}}}{x_{\text{экв}}} = \frac{1,1 \cdot 55}{90,2} = 0,67 \text{ кА};$$

$$x_{\text{экв}} = 0,1 + 90 = 90,1 \text{ Ом}.$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10 кВ с учетом подпитки от двигателей компрессорной будет равен:

$$\sum I_{\text{кз}} = I'_{\text{к-3}} + I_{\text{Σкз СД}} = 7,7 + 1,07 + 0,67 = 9,44 \text{ кА}.$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{уд3}} = K_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot \sum I_{\text{кз}} = 1,8 \cdot \sqrt{2} \cdot 9,44 = 23,7 \text{ кА}.$$

3.2 Выбор выключателей

$$S_{p.завода}=17668 \text{ кВА};$$

$$I_{p.зав.} = \frac{S_{p.зав.}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{17668}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 486 \text{ А};$$

$$I_{ав}=2 \cdot I_{p.зав.}=2 \times 486=972 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.
Секционный выключатель:

$$I_p = \frac{I_{ав}}{2}, \text{ А.} = \frac{972}{2} = 486 \text{ А.}$$

Принимаем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.1 -Характеристики выключателя

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
U_H , кВ	10.5	10.5	10.5	10.5
I_H , А	972	1000	486	1000
$I_{отк}$, кА	9,44	12,5	9.44	12,5

Выбор выключателей отходящих линий:
Магистраль ГПП-(ТП1-ТП2):

$$S_{pГПП,2,} = \sqrt{(P_{pГПП,2,} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{pГПП,2,} + \Delta Q_{тр})^2}, \text{ кВА}; \quad (3.3)$$

$$S_{pГПП,2,} = \sqrt{(4184 + 44,1)^2 + (2260 + 277)^2} = 4931 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{pГПП,2,3,4}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{4931}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 135 \text{ А};$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 135 = 270 \text{ А.}$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.2- Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10,5 \text{ кВ}$ $I_H = 135 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 270 \text{ А}$ $I_{кз} = 9,44 \text{ кА}$

Магистраль ГПП-(ТПЗ-ТП4):

$$S_{рТПЗ,4} = \sqrt{(P_{рТПЗ,4} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_{рТПЗ,4} + \Delta Q_{тр})^2}, \text{ кВА}; \quad (3.4)$$

$$S_{рТПЗ,4} = \sqrt{(4329 + 46,1)^2 + (2202 + 291)^2} = 5035 \text{ кВА};$$

$$I_p = \frac{S_{рТПЗ,4}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H} = \frac{5035}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 138 \text{ А};$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p \text{ А} = 2 \times 138 = 277 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.3 – Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10,5 \text{ кВ}$ $I_H = 138 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 277 \text{ А}$ $I_{кз} = 9,44 \text{ кА}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-СД1:

$$S_{рСД}, \text{ кВА}; S_{рСД} = 2104 \text{ кВА};$$

$$I_{рСД}, \text{ А} \quad I_{рСД} = 28,9 \text{ А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.4 – Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10,5 \text{ кВ}$ $I_H = 28,9 \text{ А}$ $I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$ $I_p = 630 \text{ А}$ $I_{кз} = 9,44 \text{ кА}$

Магистраль ГПП-ДСП:

$$S_{pДСП} = \sqrt{(P_{pДСП} + \Delta P_{тр.ДСП})^2 + (Q_{pДСП} + \Delta Q_{тр.ДСП} - Q_{ВБК})^2}, \text{кВА};$$

$$= \sqrt{(1275 + 90,2)^2 + (617 + 568 - (2786))^2} = 2104 \text{кВА};$$

$$I_{pДСП} = \frac{S_{pДСП}}{N \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}, \text{А} = \frac{2104}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 28,9 \text{А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.5 – Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10,5 \text{ кВ}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$
$I_n = 28,9 \text{ А}$	$I_p = 630 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 9,44 \text{ кА}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-СД2:

$$S_{pСД}, \text{кВА}; S_{pСД} = 2104 \text{кВА};$$

$$I_{pСД}, \text{А}; I_{pСД} = 28,9 \text{А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.6 – Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_n = 10,5 \text{ кВ}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$
$I_n = 28 \text{ А}$	$I_p = 630 \text{ А}$
$I_{откл} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 9,44 \text{ кА}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-ДСП:

$$S_{pДСП} = \sqrt{(P_{pДСП} + \Delta P_{тр.ДСП})^2 + (Q_{pДСП} + \Delta Q_{тр.ДСП} - Q_{ВБК})^2}, \text{кВА};$$

$$= \sqrt{(850 + 90,2)^2 + (411 + 568 - (2786))^2} = 2036 \text{кВА};$$

$$I_{pДСП} = \frac{S_{pДСП}}{N \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2036}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 28 \text{А}.$$

Выбираем выключатель типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.7 – Характеристики выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 10,5$ кВ $I_H = 28$ А $I_{откл} = 12,5$ кА	$U = 10,5$ кВ $I_p = 630$ А $I_{кз} = 9,44$ кА
Привод электромагнитный	

3.3 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки:

$$U_{ном\ ТТ} \geq U_{ном\ уст-ки} \quad (3.5)$$

2. по току:

$$I_{ном\ ТТ} \geq I_{расч} \quad (3.6)$$

3. по электродинамической стойкости:

$$K_{дин} \geq \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном\ ТТ}} \quad (3.7)$$

4. по вторичной нагрузке:

$$S_{н2} \geq S_{нагр\ расч} \quad (3.8)$$

5. по термической стойкости:

$$K_{тс} = \frac{I_{об} \cdot \sqrt{t}}{I_{ном\ ТТ} \cdot t_{нт}} \quad (3.9)$$

5. по конструкции и классу точности.

- а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 3.8 – Характеристики измерительных приборов

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Примем трансформатор тока ТОЛ-10У3: $I_H=1000\text{A}$; $U_H=10\text{кВ}$; $S_H=10\text{ВА}$.

Таблица 3.9 – Характеристики трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10,5\text{ кВ}$	$U_H=10\text{ кВ}$
$I_{ав}=972\text{ А}$	$I_H=1000\text{ А}$
$i_{уд}=23,5\text{ кА}$	$I_{дин}=31,5\text{ кА}$
$S_{2р}=10,5\text{ ВА}$	$S_{2H}=10\text{ ВА}$

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2=R_{\text{приб}}+R_{\text{пров}}+R_{\text{к-тов}}. \quad (3.10)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26\text{ Ом};$$

$$r_{2H} = \frac{S_{2HTT}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2\text{ Ом}.$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доп}} = r_{2H} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84\text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \cdot 5}{0,84} = 0,16\text{ мм}^2.$$

принимая провод АКР ТВ; $F=2,5\text{мм}^2$:

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{F} = \frac{0,028 \cdot 5}{2,5} = 0,056\text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \cdot I_2^2 = 0,416 \cdot 5^2 = 10,5 \text{ ВА};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,056 + 0,1 = 0,416 \text{ Ом}.$$

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:
 $I_p = 1000 \text{ А}$; ТОЛ-10-У3: $I_n = 1000 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$.

Таблица 3.10 – Характеристики измерительного приборов

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Итого		0,5	0,5	0,5

Таблица 3.11 – Характеристики трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10,5 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 972 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 23,5 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2н} = 10 \text{ ВА}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{н-ка}} = \frac{S_{2\text{нТТ}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \cdot 5}{0,28} = 0,5 \text{ мм}^2.$$

принимаем провод АКР ТВ; $F = 2,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{F} = \frac{0,028 \cdot 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \cdot I_2^2 = 0,0176 \cdot 5^2 = 4,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = 0,02 + 0,056 + 0,1 = 0,176 \text{ Ом.}$$

б) Выбираем трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2); ГПП-(ТП3-ТП4); ГПП-СД; ГПП-ДСП; ГПП-ВБК.

Таблица 3.12 – Характеристики измерительных приборов

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
Амперметр	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{5,5}{5^2} = 0,22 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{н-ка}} = \frac{S_{2\text{нтт}}}{I_2^2} = \frac{10}{5^2} = 0,4 \text{ Ом};$$

$$r_{\text{дошпр}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \cdot 5}{0,08} = 1,75 \text{ мм}^2.$$

принимаем кабель АКРТВ; $F = 2,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \cdot L}{F} = \frac{0,028 \cdot 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = R_2 \cdot I_2^2 = 0,376 \cdot 5^2 = 9,4 \text{ ВА};$$

$$R_2 = 0,22 + 0,056 + 0,1 = 0,376 \text{ Ом.}$$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2): $I_{\text{ав}} = 270 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТОЛ-10УЗ: $I_{\text{н}} = 300 \text{ А}$; $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}} = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 3.13 – Характеристики трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 270 \text{ А}$ $i_{уд} = 9,44 \text{ кА}$ $S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 300 \text{ А}$ $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$ $S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТПЗ-ТП4): $I_{ав} = 277 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТОЛ-10У3: $I_H = 300 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 3.14 – Характеристики трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 270 \text{ А}$ $i_{уд} = 9,44 \text{ кА}$ $S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 300 \text{ А}$ $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$ $S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформаторов тока на СД1: $I_p = 28,9 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТОЛ-10У3: $I_H = 75 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 3.15 – Характеристики трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 57,8 \text{ А}$ $i_{уд} = 9,44 \text{ кА}$ $S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 75 \text{ А}$ $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$ $S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Трансформаторов тока на СД2: $I_p = 28 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТОЛ-10У3: $I_H = 75 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$.

Таблица 3.16- Характеристики трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 56 \text{ А}$ $i_{уд} = 9,44 \text{ кА}$ $S_{2p} = 9,4 \text{ ВА}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$ $I_H = 75 \text{ А}$ $I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$ $S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

3.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (3.11)$$

2. по вторичной нагрузке:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_{2\text{расч.}} \quad (3.12)$$

3. по классу точности.

4. по конструкции и схеме соединения.

Таблица 3.17 – Характеристики измерительных приборов

Прибор	Тип	$S_{\text{об-ки,}}$ ВА	Число об-к	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	Число приборов	$P_{\text{общ,}}$ Вт	Q_{Σ} , вар
V	Э-335	2	2	1	0	2	8	-
W	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Var	И-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Wh	СА3-И681	3 Вт	2	0,38	0,925	7	42	102
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	7	42	102
Итого							98	204

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{98^2 + 204^2} = 226 \text{ ВА.}$$

Принимаем ТН типа НАМИТ-10

Таблица 3.18 – Характеристики трансформатора напряжения

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{нт}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{нт}} = 10 \text{ кВ}$
$S_{\text{н2}} = 226 \text{ ВА}$	$S_{\text{п2}} = 300 \text{ ВА}$
Схема соединения обмоток $Y^{\circ}/Y^{\circ}/\langle -0$	

3.5 Выбор выключателей нагрузки

ТП1,2,3,4 $I_p = 135 \text{ А}$; ТП5,6,7,8 $I_p = 138 \text{ А}$

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ВВ/TEL- 10-12.5/ 1000 У2.

Таблица 3.19 – Характеристики выключателя

Расчетные	Паспортные
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} = 138 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{к}} = 9,44 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 12,5 \text{ кА}$

3.6 Выбор силовых кабелей отходящих линий

Выбор кабелей производится по следующим условиям:

1. по экономической плотности тока:

$$F_э = \frac{I_p}{\gamma_э}. \quad (3.13)$$

2. по минимальному сечению:

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{п.}}. \quad (3.14)$$

3. по условию нагрева рабочим током:

$$I_{\text{доп каб}} \geq I_p. \quad (3.15)$$

4. по аварийному режиму:

$$I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}}. \quad (3.16)$$

5. по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{рас}}. \quad (3.17)$$

Выбираем кабель ГПП-ТП1-ТП2 с трансформаторами 2x1600кВА:
 $S_{\text{рТП1,2,3,4}} = 493 \text{кВА}; I_p = 135 \text{ A}; I_{\text{ав}} = 270 \text{ A}.$

- а) по экономической плотности тока:

$$F_э = I_p / j_{эк} = 135 / 1,4 = 96 \text{ мм}^2;$$

где $j_{эк} = 1,4 \frac{\text{A}}{\text{мм}^2}$ - для $T_m = 3000-5000 \text{ч}.$

Принимаем кабель маркой: силовой кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из шитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена А2ХSYBY 3x120мм² на напряжение 10кВ $I_{\text{доп}} = 295 \text{ A}$ [2];

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к $I_{кз}$, найдем минимальное сечение кабеля:

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_{кз} \cdot \sqrt{t_{\text{привед}}} = 12 \cdot 7,7 \cdot \sqrt{0,4} = 58 \text{ мм}^2;$$

где α =коэффициент, значение зависит от материала проводника $\alpha=12$ для алюминиевого кабеля

t = приведенное время тока короткого замыкания 0,4-0,8

принимаем окончательно кабель А2ХSYBY 3х120мм²; $I_{доп}= 295\text{А}$ [2];

в) проверка по аварийному току: $I_{доп\ ав} = 1,3 \cdot 135 = 175\text{ А}$ ($295\text{ А} \geq 175\text{ А}$);

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{попр}$, зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее $K_{попр}= 0,79$ (по 2 кабеля в траншее):

$$I_p/K_{попр}=138/0,79\text{ А}, (295\text{ А} > 174\text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки А2ХSYBY 3х120мм², с $I_{доп}=295\text{ А}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 3.20 – Кабельный журнал.

Выбираем кабель ГПП-ТПЗ-ТП4 с трансформаторами 2х1600кВА:

$$S_{р\text{ТП}1,2,3,4} = 5035\text{кВА}; I_p = 138\text{ А}; I_{ав} = 277\text{ А}.$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_{э} = I_p / j_{эк} = 138 / 1,4 = 98\text{ мм}^2.$$

где $j_{эк} = 1,4 \frac{\text{А}}{\text{мм}^2}$ - для $T_M = 3000-5000\text{ч}$.

Принимаем кабель маркой: силовой кабель с алюминиевыми жилами, с изоляцией из шитого полиэтилена, в оболочке из полиэтилена А2ХSYBY 3х120мм² на напряжение 10кВ $I_{доп}= 295\text{ А}$ [2];

б) проверим выбранный кабель по термической стойкости к $I_{кз}$, найдем минимальное сечение кабеля по $I_{кз}$:

$$F_{min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{привед}} = 12 \cdot 7,7 \cdot \sqrt{0,4} = 58\text{ мм}^2.$$

где α =коэффициент, значение зависит от материала проводника $\alpha=12$ для алюминиевого кабеля

t = приведенное время тока короткого замыкания 0,4-0,8

принимаем окончательно кабель А2ХSYBY 3х120мм²; $I_{доп}= 295\text{А}$;

в) проверка по аварийному току: $I_{доп\ ав} = 1,3 \times 138 = 179\text{ А}$ ($295\text{ А} \geq 179\text{ А}$);

г) проверка по рабочему режиму с учетом поправочного коэффициента $K_{попр}$, зависящего от количества кабелей проложенных в одной траншее $K_{попр}= 0,79$ (по 2 кабеля в траншее):

$$I_p/K_{попр}=138/0,79\text{ А}, (295\text{ А} > 174\text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки А2ХSYBY 3х120мм², с I_{доп}=295 А [2].

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу 4.20 – Кабельный журнал.

3.7 Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-80х6; I_{доп}=1625 А (одна полоса на фазу), I_{ав}= 972 А; i_{уд}= 23,5 кА

а) I_{доп} ≥ I_{ав}; 1625 ≥ 972;

б) проверка по термической стойкости к I_{кз}:

$$F_{\min} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} \text{ мм}^2 < F_n; \quad (3.18)$$

$$F_{\min} = 12 \times 7,7 \times \sqrt{0,4} \text{ мм}^2 < 80 \times 6;$$

$$58 < 80 \times 6.$$

в) проверка по динамической стойкости к i_{уд кз} : σ_{доп}=700 кгс/см²:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{0,0175 \cdot 23,5^2 \cdot 80}{60} = 12,8 \text{ кгс};$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2 = 4,8 \text{ см}^3;$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \times L}{10 \times W} = \frac{12,8 \cdot 80}{10 \cdot 4,8} = 21,3 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где L=80 см-расстояние между изоляторами;

a=60 см-расстояние между фазами;

b=0,8 см-толщина одной полосы;

h=6 см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

3.8 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

по номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст.}} \quad (3.19)$$

по допустимой нагрузке:

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч.}}; \quad (3.20)$$

где $F_{\text{расч.}}$ – сила, действующая на изолятор;
 $F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора,
 $F_{\text{доп}} = 0,6 \times F_{\text{разруш.}}$;
 $F_{\text{разруш.}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i_{\text{уд}}^2 \times L}{a} = \frac{0,173 \cdot 23,5^2 \cdot 80}{60} = 127 \text{ кгс.}$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-6-500У1, $F_{\text{разруш}} = 300$ кгс.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \times F_{\text{разруш}} = 0,6 \times 3000 = 180 \text{ кгс. } (> 127 \text{ кгс}),$$

условие выполняется.

Таблица 3.20– Кабельный журнал

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм ²		По допустимой нагрузке, мм ²		По току короткого замыкания, мм ²		Выбранный кабель	I _{доп} , А
					φ _э	F _э	K _п	F _{доп}	I _к , А	S		
ГПП-ТП1,2	4931	2	135	270	1,4	96	0,79	185	7,7	58	A2XS _Y BY 3x120мм ²	295
ГПП-ТП-3,4	5035	2	138	277	1,4	98	0,79	185	7,7	58	A2XS _Y BY 3x120мм ²	295
СД-1	1500	4	87,3	175	1,1	79	0,79	185	7,7	58	A2XS _Y BY 3x95мм ²	255
СД-2	1000	4	54	108	1,1	49	0,79	185	7,7	58	A2XS _Y BY 3x70мм ²	220

4 Выбор и расчет релейной защиты трансформатора ГПП

4.1 Релейная защита трансформатора ГПП

Релейная защита – совокупность приборов, контролирующих состояние всех элементов СЭС и реагирующих на возникшие повреждения или ненормальный режим работы системы. При повреждении Р.З. выявляет поврежденный участок и отключает его, воздействуя на коммутационные аппараты. К Р.З. предъявляются следующие требования:

1. Селективность.
2. Быстродействие.
3. Чувствительность
4. Надежность.

Для трансформаторов ГПП при различных видах повреждений предусмотрены следующие виды защит: продольно-дифференциальная защита, газовая защита и максимальная токовая защита от перегрузки.

Защита трансформатора выполняется на оперативном переменном токе. Источники питания являются Т.Т.

В процессе эксплуатации системы электроснабжения возникают повреждения отдельных ее элементов. Наиболее опасными и частыми видами повреждений являются КЗ между фазами электрооборудования и однофазные КЗ на землю в сетях с большими токами замыкания на землю. В электрических машинах и трансформаторах наряду с междуфазными КЗ и замыканиями на землю имеют место витковые замыкания. Вследствие возникновения КЗ нарушается нормальная работа системы электроснабжения, что создает ущерб для промышленного предприятия.

При протекании тока КЗ элементы системы электроснабжения подвергаются термическому и динамическому воздействию. Для уменьшения размеров повреждения и предотвращению развития аварии устанавливают совокупность автоматических устройств, называемых релейной защитой и обеспечивающих с заданной степенью быстродействия отключение поврежденного элемента или сети.

Основные требования, предъявляемые к релейной защите, следующие: надежное отключение всех видов повреждений, чувствительность защиты, избирательность (селективность) действия - отключение только поврежденных участков, простота схем, быстродействие, наличие сигнализации о повреждениях.

Устройства релейной защиты для силовых трансформаторов предусматривают от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы: многофазных замыканий в обмотках и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках; токов в обмотках, обусловленных перегрузкой; понижения уровня масла.

4.2 Исходные данные для расчета защит трансформатора

На ГПП установлены два трансформатора ТДТН-16000/110/10. Выбираем следующие виды защит:

- продольная дифференциальная защита от многофазных замыканий в обмотках трансформатора и на его выводах;
- максимальная токовая защита с независимой выдержкой времени от сверхтоков, вызванных внешними многофазными замыканиями;
- максимальная токовая защита в одной фазе от перегруза;
- газовая защита от внутрибаковых повреждений.

Исходные данные: согласно расчетным данным

Мощность системы $S_c = 1000$ МВА;

Мощность кз $S_{кз} = 0$ МВА;

Напряжение системы $U_c = 115$ кВ;

Мощность трансформатора ГПП $S_{тр.гпп} = 16$ МВА;

Расстояние воздушной линии от п/ст системы до ГПП завода $l_{сист-гпп} = 20$ км;

Напряжение на сборных шинах ГПП $U_{гпп} = 10,5$ кВ;

Мощность цеховых трансформаторов $S_{тр.цп} = 1600$ кВА;

Напряжение вторичное цеховых п/ст $U_2 = 0,4$ кВ

4.3 Дифференциальная токовая защита трансформаторов ГПП

Данная защита рассчитывается для реле РНТ-565, имеющий быстронасыщающийся трансформатор и уравнивательные обмотки с реагирующими резисторами, с помощью которых можно отстраивать действия защиты и защищает трансформатор от однофазных КЗ в обмотке и ошиновке трансформатора в зоне ограничения трансформаторами тока. Схема защиты представлена в графической части дипломного проекта. При срабатывании защиты поврежденного трансформатора подается импульс на включение короткозамыкателя с помощью специального привода типа ШПИ и отключение выключателей 10 кВ ввода трансформатора.. Короткозамыкатель включается и создает на выводах высшего напряжения трансформатора искусственное КЗ, под действием которого защиты, установленные на питающей подстанции, срабатывают и отключают линию. После отключения линии отделитель поврежденного трансформатора отключается, отсоединяя трансформатор от линии. Вслед за этим линия может быть включена вновь устройством АПВ.

При установке дифференциальной защиты на трансформаторах необходимо учитывать то, что первичные и вторичные обмотки трансформаторов имеют различные схемы соединения, поэтому токи имеют сдвиг по фазе. Для его компенсации вторичные обмотки трансформаторов

тока должны иметь схему соединения, обратную схеме соединения обмоток защищаемого трансформатора.

Определение первичных номинальных токов на сторонах силового трансформатора ($I_{\text{НОМ1}}$ и $I_{\text{НОМ2}}$) и коэффициенты трансформации ТТ:

$$I_{\text{НОМ1}} = \frac{S_{\text{НОМТТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н1}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 80,3 \text{ A};$$

$$I_{\text{НОМ2}} = \frac{S_{\text{НОМТТ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{Н1}}} = \frac{16000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 880,8 \text{ A};$$

$$n_{\text{ТВ}} = \frac{I_{\text{НВ}} \cdot \sqrt{3}}{5} = \frac{125 \cdot \sqrt{3}}{5} = 43,3;$$

$$K_{\text{Т2Y}} = \frac{I_{\text{НОМ2}} \cdot 1}{5} = \frac{880,8 \cdot 1}{5} = 176,2.$$

Принимаем стандартные коэффициенты трансформации:

$$K_{\text{Т1}} = 200/5 = 40.$$

для трансформатора тока ТФНД-110 (опорные в фарфоровой крышке):

$$K_{\text{Т2}} = 1000/5 = 200.$$

для трансформатора тока ТЛМ-10 (с литой изоляцией).

Определяются вторичные номинальные токи в плечах дифференциальной защиты:

$$i_{\text{Н1}} = \frac{I_{\text{НОМ1}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{Т1}}} = \frac{80,3 \cdot \sqrt{3}}{40} = 3,47 \text{ A};$$

$$i_{\text{Н2}} = \frac{I_{\text{НОМ2}} \cdot K_{\text{СХ}}}{K_{\text{Т2}}} = \frac{880,8 \cdot 1}{200} = 4,4 \text{ A}.$$

Так как основная сторона дифференциальной защиты принимается по большему значению ($i_{\text{Н1}}$ и $i_{\text{Н2}}$), то в данном случае $i_{\text{Н2}} > i_{\text{Н1}}$ и сторону напряжением 10 кВ принимаем за основную и все расчеты приводим к основной стороне.

Выбирается ток срабатывания защиты из условия отстройки:

а) от броска тока намагничивания:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{нт2} = 1,3 \cdot 880,8 = 1145,04 \text{ A};$$

где $K_{отс}=1,3-1,4$ – коэффициент отсечки для РНТ-565.

б) от максимального тока небаланса:

$$I_{сз} = K_{отс} \cdot I_{нб} = K_{отс} \cdot (I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб}); \quad (4.1)$$

где $K_{отс}=1,3$ – коэффициент отсечки для РНТ-565.

Составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью (ток намагничивания) трансформаторов тока, питающих дифференциальную защиту определяется по формуле:

$$I'_{нб} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon \cdot I_{кмакс} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 6,35 = 635 \text{ A}.$$

где $K_{одн}$ - коэффициент, учитывающий однотипность трансформаторов тока ($K_{одн}=1$);

ε - коэффициент, учитывающий 10% -ю погрешность трансформаторов тока ($\varepsilon=0,1$);

K_a - коэффициент, учитывающий переходный режим (апериодическая составляющая), $K_a=1,0$ для реле с БНТ;

$I_{кмакс}$ – максимальное значение тока КЗ за трансформатором, приведенная а основной стороне трансформатора.

Составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора:

$$I = \frac{\pm \Delta N}{100} \cdot I_{кмакс\ вн}^{(3)} = \frac{16}{100} \cdot 6350 = 1016 \text{ A}.$$

где $\pm \Delta N = \pm 16$ - полный диапазон регулирования напряжения.

Составляющая тока небаланса, обусловленная неточностью установки на коммутаторе реле РНТ расчетного целого числа витков обмоток:

$$I'''_{нб} = \frac{W_{1расч.} - W_1}{W_{1расч.}} \cdot I_{кмакс}^{(3)}; \quad (4.2)$$

где $W_{1\text{расч.}}$, W_1 – соответственно расчетное и установленное число витков обмоток реле РНТ для неосновной стороны.

На первом этапе установки дифференциальной защиты $I_{\text{нб}}'''$ не учитывается, т.е.:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}}) = 1,3 \cdot (635 + 1016) = 2146,3 \text{ А.}$$

За расчетную величину тока срабатывания защиты принимаем большее значение между $I_{\text{сз}} = 1145,04 \text{ А}$ (от намагничивания) и $I_{\text{сз}} = 2146,3 \text{ А}$ (от небаланса).

Производится предварительная проверка чувствительности защиты при повреждениях в зоне ее действия:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{5524,5}{2146,3} = 2,57 > 2;$$

где $I_{\text{к.мин.}}$ - минимальное значение тока КЗ (обычно двухфазное в зоне защиты).

$$I_{\text{к.мин.}} = 0,87 \cdot I_{\text{кз}} = 0,87 \cdot 6350 = 5524,5 \text{ А.}$$

Так как коэффициент чувствительности больше двух, то расчет можно продолжать.

Определяется ток срабатывания реле, отнесенный к стороне с большим током в плече (основной стороне):

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{\hat{E}_{\text{т}}} \cdot \hat{E}_{\text{сх}} = \frac{2146,3}{200} \cdot 1 = 10,73 \text{ А;}$$

где $K_{\text{т}}$, $K_{\text{сх}}$ – берется для основной стороны.

Определяется расчетное число витков обмотки реле основной стороны:

$$W_{\text{осн расч.}} = \frac{F_{\text{ср.}}}{I_{\text{ср.}}} = \frac{100}{10,73} = 8,03 \text{ витка.}$$

Полученное число витков обмотки округляем до ближайшего меньшего числа витков, которое можно установить на реле РНТ-565, т.е. $W_{\text{осн.расч.}} = 8$ витков.

Определяется число витков обмотки неосновной стороны:

$$W_{\text{неосн рас}} = \frac{i_{\text{н1}}}{i_{\text{н2}}} \cdot W_{\text{осн}} = \frac{3,47}{4,4} \cdot 8 = 6,03 \text{ витка};$$

где $i_{\text{н1}}$ - вторичный номинальный ток основной стороны;
 $i_{\text{н2}}$ - вторичный номинальный ток другого плеча защиты.

Определяется ток небаланса с учетом $I'''_{\text{нб}}$:

$$I'''_{\text{нб}} = \frac{W_{1\text{ррасч}} - W_1}{W_{1\text{ррасч}}} \cdot I^{(3)}_{\text{к.макс.}} = \frac{6,03 - 6}{6,3} \cdot 6350 = 30,2 \text{ А.}$$

Повторно определяется первичных ток срабатывания защиты и вторичный ток срабатывания реле:

$$I_{\text{сз}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{нб}} = K_{\text{отс}} \cdot (I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}}) = \\ = 1,3 \cdot (635 + 1016 + 30,2) = 2185,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{ср}} = \frac{I_{\text{сз}}}{\hat{E}_{\text{Т}}} \cdot \hat{E}_{\text{сх}} = \frac{2185,5}{200} \cdot 1 = 10,92 \text{ А.}$$

Полученное, значение удовлетворяет требованиям, предъявляемым к дифференциальной защите.

4.4 Максимальная токовая защита (МТЗ)

Эта защита применяется в качестве защиты от внешних коротких замыканий и является резервной по отношению к дифференциальной защите. МТЗ выполняется на переменном оперативном токе в двухфазном исполнении на базе реле РТ-40. Защита выполнена в виде трех комплектов МТЗ с комбинированным пуском по напряжению.

МТЗ устанавливается с высшей стороны трансформатора и действует с выдержкой времени при КЗ.

Ток срабатывания МТЗ выбирается исходя из условия отстройки (несрабатывания) от перегрузки. Ток перегрузки обычно определяется из рассмотрения 2-х режимов:

1. отключение параллельно работающего трансформатора:

$$I_{\text{нагрмакс}} = 0,8 \cdot I_{\text{ном тр}} = 0,8 \cdot 80,3 = 64,2 \text{ А.}$$

2. автоматическое подключение нагрузки при действии АВР:

$$I_{\text{нагрмакс}} = I_1 + I_2 = 0,8 \cdot (I_{\text{ном тр1}} + I_{\text{ном тр2}}) = 0,8 \cdot (160,6 + 160,6) = 256,9 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты выбирается по формуле:

$$I_{\text{сз}} = \frac{K_{\text{отс}} \cdot K_{\text{зап}}}{K_{\text{воз}}} \cdot I_{\text{раб.макс}} = \frac{1,1 \cdot 2,5}{0,85} \cdot 256,9 = 831,1 \text{ А};$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1-1,2$ для реле РТ-40;

$K_{\text{воз}} = 0,85$ - коэффициент возврата реле;

$K_{\text{зап}} = 2,5$ - коэффициент самозапуска обобщенной нагрузки.

Коэффициент чувствительности при двухфазном КЗ:

$$K^{(2)}_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.}}}{I_{\text{сз}}} = \frac{2088}{831,1} = 2,5 > 1,5.$$

где $I_{\text{к.мин.}} = 2088$ А – минимальный ток двухфазного КЗ до трансформатора ГПП.

Выдержка времени выбирается из условия селективности на ступень выше наибольшей выдержки времени $t_{\text{п}}$ защит присоединений, питающихся от трансформатора:

$$t_{\text{т}} = t_{\text{п}} + \Delta t = 0,8 + 0,5 = 1,3 \text{ с};$$

где $t_{\text{п}} = 0,8$ с - выдержка времени защиты, установленной на присоединениях питающихся от данного трансформатора,

$\Delta t = 0,5$ с - ступень выдержки времени.

4.5 Защита от перегрузок

На трансформаторах номинальной мощностью 400 кВА и более, подверженных перегрузкам, предусматривается максимальная токовая защита от токов перегрузки с действием на сигнал с выдержкой времени.

Защиту от перегрузки осуществляют одним реле РТ-80 с ограниченно зависимой характеристикой. Ток срабатывания выбирают из условия возврата реле при номинальном токе трансформатора:

$$I_{сз} = \frac{K_{отс}}{K_{воз}} \cdot I_{ном.т} = \frac{1,05}{0,8} \cdot 80,3 = 105,4, \text{ А.}$$

Время действия защиты от перегрузки выбирается на ступень больше МТЗ:

$$t_{пер} = t_{МТЗ} + \Delta t = 1,3 + 0,5 = 1,8, \text{ с.}$$

Токовая отсечка:

Ток срабатывания защиты выбирается из условия от приведенного значения максимального тока КЗ за трансформатором:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{к.макс} = 1,1 \cdot 2,5 = 2,75 \text{ кА.}$$

где $k_{отс}$ коэффициент отстройки = 1,1-1,3

из условия отстройки от броска тока намагничивания, возникающего при включений трансформатора под напряжение:

$$I_{сз} = k_{отс} \cdot I_{ном.тр} = 3 \cdot 55,5 = 166,5 \text{ А;}$$

где $k_{отс}$ – коэффициент отстройки 3-5 для реле РТ-40

4.6 Газовая защита

Газовая защита является чувствительной реагирующей на повреждение внутри трансформатора, особенно при витковых замыканиях в обмотках, на которые газовая защита реагирует при замыкании большого числа витков.

Газовая защита также реагирует на повреждения изоляции стянутых болтов и возникновение местных очагов нагрева стали сердечника. Газовая защита срабатывает при достижении скорости движения масла от бака к расширителю от 0,6-0,8 л/с. Она реагирует на появление газа в кожухе трансформатора и снижение уровня масла, защита выполняется на базе реле РТЗ-261, которое поставляется с трансформатором. При всех видах повреждений газы, образовавшиеся в результате разложения масла и изоляции проводов, направляются через реле, установленное на трубопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем и вытесняют масло из камеры реле в расширитель. В результате этого уровень масла в газовом реле понижается, установленные в реле поплавки опускаются, а прикрепленные к ним колбочки с ртутными контактами поворачиваются. При этом действует предупреждающий сигнал.

При бурном газообразовании, сопровождающемся течением струи масла под давлением, поворачиваются поплавок и колбочка с контактами.

Последние, замыкаясь, действуют через указательное и промежуточное реле на отключение. Защита действует на отключение выключателя 10 кВ трансформатора, а также на включение короткозамыкателя.

4.7 Автоматика и сигнализация

На подстанциях предусматривается следующая автоматика:

1) Автоматическое включение резерва (АВР). АВР питания или оборудования предусматривают во всех случаях, когда электроснабжение вызывает убытки, значительно превышающие стоимость установки устройства АВР. В случае повреждения одного из трансформаторов, происходит его отключение и автоматическое включение секционного выключателя, чем обеспечивается бесперебойное электроснабжение потребителей.

2) Автоматическое повторное включение (АПВ) трансформаторов предусматривается для автоматического восстановления их нормальной работы после аварийных отключений, не связанных с внутренними повреждениями трансформатора. АПВ трансформаторов является обязательным на однострансформаторных подстанциях с односторонним питанием. На двухтрансформаторных подстанциях с односторонним питанием АПВ целесообразно устанавливать в том случае, если отключение одного трансформатора вызывает перегрузку другого и в связи с этим часть потребителей должна отключиться. АПВ позволяет без вмешательства обслуживающего персонала восстановить питание линии после кратковременных КЗ.

5 Безопасность жизнедеятельности

5.1 Анализ условий труда на турбогенераторном заводе

В процессе труда на турбогенераторном заводе человек подвергается воздействию целого ряда санитарно-гигиенических факторов, которые могут вызвать нежелательные последствия, например чрезмерное повышение или понижение температуры тела или оборудования, повышение давления, повышенный уровень шума и вибраций, опасный уровень напряжения в электрической цепи, повышенный уровень ультразвука, повышенный уровень излучений, подвижные части оборудования.

На работника оказывается значительное влияние на производстве в помещениях при отклонений отдельных параметров микроклимата от рекомендованных значений снижают работоспособность, ухудшают самочувствие работника и могут привести к профессиональным заболеваниям.

Рассмотрим наиболее опасные цеха:

Механические цеха № 1, № 2.

Механическая обработка изделий на различных станках сопровождается выделением пыли, стружки, туманов масел и эмульсий, в результате охлаждения. В процессе шлифования и полировки выделяется тонкодисперсная пыль. Механизация производственных процессов подвергаться воздействию вредных физических производственных факторов — шума и вибрации.

Термический и сварочно-заготовительный цеха.

В термическом цехе установлены печи ДСП, в которых при работе выделяются вредные газы, пыли, оксиды азота, фенол, аммиак и другие вредные вещества. Состав вредных газов CO_2 , CO , NO_2 . Состав пыли зависит от сорта выпускаемого печами железа. Примерный состав пыли: Fe_2O_3 – 58%, Mn_2O_3 – 10%; SiO_2 – 7%, CaO – 7%. Остальное хлориды, оксиды хрома, фосфора и магния. В сварочно-заготовительном цехе выделяются вредные газы при сгорании флюсов, припоев и других веществ, используемых для сварки. Также в цехе очень сильно происходит испарение и разбрызгивание металла, а также выделяется большое количество тепла.

В цехах при работе технологического оборудования возникает опасность поражения электрическим током.

Пропиточно-сушильный цех.

В этом цехе происходит пропитка и сушка различных деталей, необходимых для изготовления турбогенератора. Вредные вещества находятся во взвешенном состоянии и выделяются как при пропитке, так и при сушке (пары растворителей, бензол, ацетон, спирт и т.д.).

Использование при сборке легковоспламеняющихся (ЛВЖ) и горючих веществ в виде смеси ацетона, спирта или бензина с сухим льдом, аэрозолей и пыли с одной стороны, и источников света с возможностью искрения или короткого замыкания – другой, создают опасность возникновения пожаров и

взрывов. Возможными причинами пожаров и взрывов, кроме неисправности электросети, могут быть: на шлифовально-полировальных участках наличие органической пыли и искрение шлифовальных кругов; на участках обезжиривания – ручная протирка изделий бензином, при этом воспламенение может произойти в результате трения; источники нагрева деталей при горячей посадке. Возможно самовозгорание промасленных органических материалов, одежды, ветоши. При размещении сосудов с газообразными или жидкими химическими веществами на прямом солнечном свете или около источника тепла, возможно, возникновение пожара или взрыва.

Здоровые и безопасные условия труда на производстве обеспечиваются правильной организацией руководства охраной труда. Объектом управления является деятельность тех.служб и подразделений, которые непосредственно обеспечивают безопасные и здоровые условия труда на рабочих местах, производственных участках, в цехах и на предприятиях в целом.

Организация безопасности труда на производстве возложена на административно-технический персонал предприятия. Директор, гл. инженер, гл. механик, начальники цехов – каждый на своем участке обеспечивает безопасные условия труда. Правильная организация работ по охране труда имеет первостепенное значение для повышения производительности труда, ликвидации причин несчастных случаев, предупреждения травматизма, профессиональных отравлений и заболеваний.

5.2 Расчет и устройство защитного зануления электроустановок

Зануление – это преднамеренное электрическое соединение металлических нетоковедущих частей электроустановки, которые могут оказаться под напряжением, с многократно заземленным нулевым проводом. Зануление применяется в четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью.

В сетях с заземленной нейтралью напряжением до 1000 В защитное заземление неэффективно, так как ток глухого замыкания на землю зависит от сопротивления заземления. Очевидно, что невозможно уменьшить напряжение корпуса, находящегося в контакте с токоведущими частями устройством заземления в сети с заземленной нейтралью. Другой путь – уменьшить длительность режима замыкания на корпус. Для этого прокладывается нулевой провод, соединяющийся с заземленной нейтралью корпуса электрооборудования, соединяется не с заземлителями, а с нулевым проводом.

Принципиальная схема сети переменного тока с занулением.

1 – аппараты защиты от токов короткого замыкания (предохранители, автоматические выключатели и т. п.);

2 – корпус электрооборудования;

$I_{к.з}$ – ток короткого замыкания;

I_3 – часть тока короткого замыкания, протекающая через землю;
 Z_T – сопротивление обмотки трансформатора;
 R_H – сопротивление нулевого провода;
 R_ϕ – сопротивление фазного провода;
 R_0 – сопротивление заземления нейтрали обмотки источника тока;
 R_Π – сопротивление повторного заземления нулевого защитного проводника.

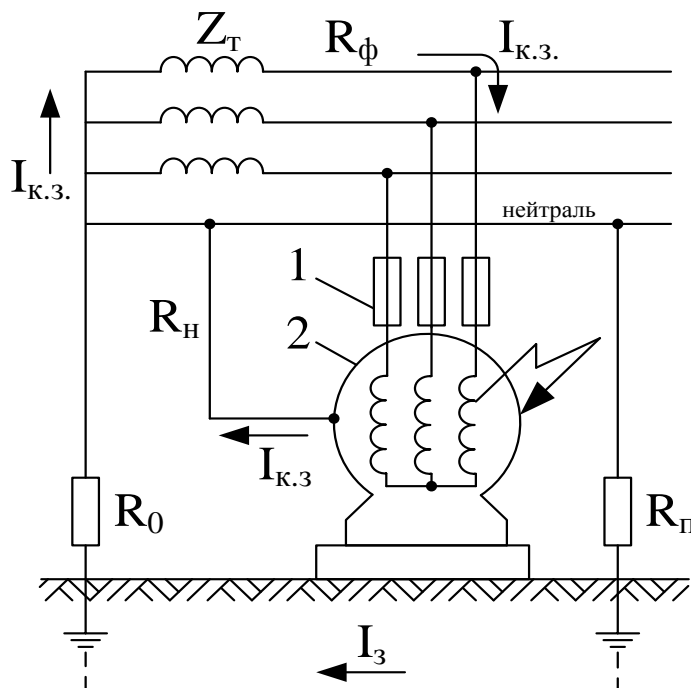


Рисунок 5.1- Принципиальная схема защитного зануления корпуса электрооборудования в трёхфазной сети до 1000 В

При проектировании систему защитного зануления рассчитывают по трём характеристикам:

- 1) на отключающую способность;
- 2) на безопасность прикосновения к корпусу при замыкании фазы на землю (расчёт заземления нейтрали);
- 3) на безопасность прикосновения к корпусу электрооборудования при замыкании фазы на корпус (расчёт повторного заземления нулевого защитного проводника).

Расчёт системы защитного зануления на отключающую способность сводится к выбору плавких вставок предохранителей, гарантирующих срабатывание системы.

Для надёжного срабатывания защиты необходимо выполнение условия:

$$I_{к.з} \geq k \cdot I_{пл.вс}^H; \quad (5.1)$$

где $I_{к.з}$ – ток короткого замыкания, А;
 $I_{пл.вс.}^н$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя или ток срабатывания автоматического выключателя, А;
 k – коэффициент кратности тока замыкания.

Для плавких вставок предохранителей $k = 3$; для автоматических выключателей $k = 1,25 \dots 1,4$.

Плавкие вставки предохранителей подбирают по расчётному значению номинального тока $I_{пл.вс.}^н$, при этом должно соблюдаться условие (5.1). Значение номинального тока определяется по выражению:

$$I_{пл.вст.}^н = \frac{I_{эл.дв.}^{пус}}{\alpha}; \quad (5.2)$$

где $I_{эл.дв.}^{пус}$ – пусковой ток электродвигателя, А;
 α – коэффициент режима работы.

Для асинхронных двигателей $\alpha = 1,6 \dots 2,5$; для двигателей с частыми включениями (крановые двигатели) $\alpha = 1,6 \dots 1,8$; для двигателей, приводящих в действие механизмы с редкими пусками (конвейеры, вентиляторы), $\alpha = 2 \dots 2,5$.

Значение пускового тока электродвигателя:

$$I_{эл.дв.}^{пус} = I_{эл.дв.}^н \cdot \beta; \quad (5.3)$$

где $I_{н.эл.дв.}$ – номинальный рабочий ток электродвигателя, А;
 $\beta = 5 \dots 8$ – коэффициент перегрузки ($I_{пус}/I_n$), принимаемый по электротехническим справочникам [5].

Номинальный рабочий ток электродвигателя:

$$I_{эл.дв.}^н = \frac{1000P}{\sqrt{3}U_n \cos \varphi}; \quad (5.4)$$

где P – номинальная мощность двигателя, кВт;
 U_n – номинальное напряжение, В;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности.

Принципиальная схема зануления приведена на рисунок 5.1, полная расчетная схема зануления на рисунке 5.2. Из схемы следует, что ток сила тока короткого замыкания $I_{к.з}$ рассчитывается по схеме замещения, представленной на рисунке 5.2. Значение $I_{к.з}$ зависит от фазного напряжения сети U_ϕ и сопротивлений цепи, в том числе от полных сопротивлений

трансформатора Z_T , фазного проводника R_ϕ , нулевого защитного проводника R_n , внешнего индуктивного сопротивления петли (контура) "фазный проводник – нулевой защитный проводник" (петли "фаза – ноль") Z_Π , а также от активных сопротивлений заземлений нейтрали обмоток источника тока (трансформатора) R_0 и повторного заземления нулевого защитного проводника R_Π (рисунок 5.2 а). Поскольку R_0 и R_Π , как правило, велики по сравнению с другими сопротивлениями цепи, можно не принимать во внимание параллельную ветвь, образованную ими. Тогда расчётная схема упростится (рисунок 5.2 б), а выражение для тока $I_{к.з.}$ может рассчитываться по приближённой зависимости, в которой модули сопротивлений трансформатора и петли "фаза – ноль" складываются арифметически:

$$I_{к.з.} = \frac{U_\phi}{Z_T \cdot /3 + Z_\Pi}; \quad (5.5)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, В;
 $Z_T/3$ – сопротивление фазы трансформатора, Ом;
 Z_Π – сопротивление петли "фаза – ноль" линии, Ом.

Значения сопротивления трансформатора Z_T выбираются по справочникам [5].

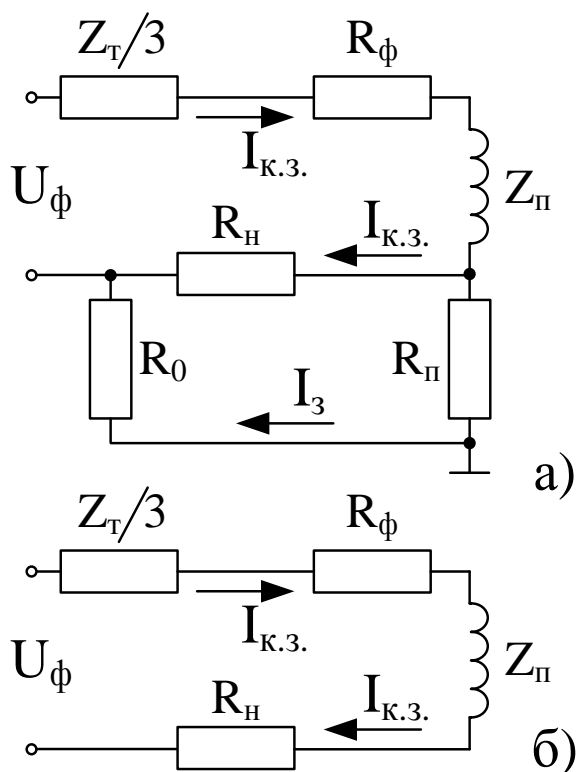


Рисунок 5.2 – Схемы для расчёта зануления в сети переменного тока на отключающую способность: а) полная; б) упрощённая.

Полное сопротивление петли "фаза – ноль" Z_n определяется по зависимости:

$$Z_n = \sqrt{(R_\phi + R_n)^2 + (X_\phi + X_n + X_n')^2}; \quad (5.6)$$

где R_ϕ, R_n – активные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

X_ϕ, X_n – внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

X_n' – внешнее индуктивное сопротивление (сопротивление взаимоиндукции) петли "фаза – ноль", Ом.

5.3 Расчет защитного зануления в термическом цехе

От шин 0,4 / 0,23 кВ цеховой ТП 4 с трансформаторами типа ТП-1600*10/0,4 с номинальной мощностью $S_n = 1600$ кВ*А и схемой соединения обмоток Δ / Y_0 питается электродвигатель ЭП № 5, который защищен предохранителем типа ПН – 2. Нам необходимо проверить отключающую способность зануления в схеме сети (рис.3.4), проложенную кабелем АВВГ 3х35+1х16 в земле, и питающую группу станков механического цеха общей мощностью электропривода $P_n=90$ кВт, коэффициент спроса $K_c=0,5$, пуски частые. Наибольшую мощность имеет электродвигатель фрезерного станка ЭП №5 $P_{нф} = 15$ кВт; при коэффициенте мощности $\cos\phi=0,91$, КПД - $\eta=0,86$, кратность пускового тока $K_{п}=7,5$. Трансформатор подстанции мощностью 1600кВА расположен на расстоянии $l=185$ м от цеха. Определить $I_{ном.пл.вст.}$ и выбрать предохранители, для всех двигателей, и для двигателя фрезерного станка.

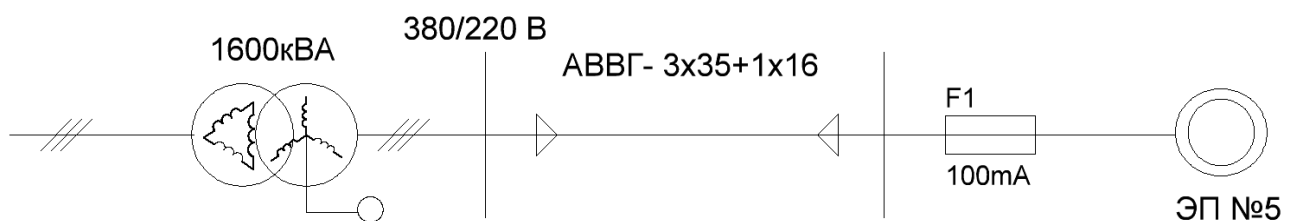


Рисунок 5.3 - Схема замещения

Проверка отключающей способности зануления сводится к определению токов короткого замыкания и сравнения их с наименьшими допустимыми по условию срабатывания защиты, то есть проверяется условие срабатывания защиты $I_k \geq KI_{ном.}$. Для этого необходимо определить токи плавких вставок $I_{ном.общ}$ и $I_{ном.дв.}$

1. Общая расчетная мощность электропривода цеха:

$$P_{\text{р.общ}} = P_{\text{н}} \cdot K_{\text{с}} = 90 \cdot 0,5 = 45 \text{ кВт.}$$

2. Полная максимальная мощность электропривода цеха:

$$S_{\text{м.общ.}} = \frac{P_{\text{р.общ}}}{\cos\varphi} = \frac{45}{0.91} = 49,45 \text{ кВА.}$$

3. Максимальный общий расчетный ток:

$$I_{\text{м.общ.}} = \frac{S_{\text{м.общ.}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}}} = \frac{49,45 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380} = 75 \text{ А.}$$

4. Номинальный ток электродвигателя фрезерного станка:

$$I_{\text{н.ф.}} = \frac{P_{\text{н.ф.}} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{л}} \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{15 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,91 \cdot 0,86} = 29,2 \text{ А.}$$

5. Пусковой ток электродвигателя фрезерного станка:

$$I_{\text{п.ф.}} = I_{\text{н.ф.}} \cdot K_{\text{п.}} = 29,2 \cdot 7,5 = 219 \text{ А.}$$

6. Пиковый ток:

$$I_{\text{пик.}} = I_{\text{п.ф.}} + (I_{\text{м.}} - K_{\text{с.}} \cdot I_{\text{н.ф.}}) = 219 + (75 - 0,5 \cdot 29,2) = 279 \text{ А.}$$

7. Номинальный ток общей плавкой вставкой определяют, исходя из пикового тока при пуске наибольшего по мощности электродвигателя:

$$I_{\text{н.общ.}} = \frac{I_{\text{пик.}} \cdot 10^3}{\alpha} = \frac{279}{1,8} = 155 \text{ А;}$$

где α - коэффициент режима работы; принимается для оборудования с частыми пусками (краны, станки) равным 1,6-1,8 для оборудования с редкими пусками (конвейеры, вентиляторы) $\alpha=2-2,5$.

По данным справочника [5], выбираем плавкую вставку ПН2-250А на номинальный ток $I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}} = 150 \text{ А}$.

8. Номинальный ток плавкой вставки электродвигателя фрезерного станка:

$$I_{\text{н.ф.}} = \frac{I_{\text{пф}}}{\alpha} = \frac{219}{1,8} = 121 \text{ А}$$

Выбираем плавкую вставку ПН2-250А на $I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}} = 120 \text{ А}$ согласно каталожных данных [5].

9. Определяем, согласно формуле $I_{\text{к}} \geq KI_{\text{НОМ}}$, величину тока короткого замыкания, который должен привести к срабатыванию плавкой вставки электродвигателя фрезерного станка:

$$I_{\text{к.}} = 3 \cdot I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}} = 3 \cdot 120 = 360 \text{ А}$$

10. Определяем активное сопротивление фазного и нулевого проводников:

$$R_{\text{ф.}} = \rho \frac{l}{S} = 0,028 \frac{185}{35} = 0,148 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н.}} = \rho \frac{l}{S} = 0,028 \frac{185}{16} = 0,324 \text{ Ом}.$$

11. Принимаем $x_{\text{ф.}} = x_{\text{н.}} = 0$ так как кабель алюминиевый, и $x_{\text{п}} = 0$ так как при рядом расположенных проводниках общий кабель внешним индуктивным сопротивлением можно пренебречь. Согласно данным трансформатора мощностью 1600кВА с обмотками треугольник/звезда определяем полное расчетное сопротивление $z_{\text{т}} = 0,03 \text{ Ом}$:

12. Находим действительное значение силы тока однофазного короткого замыкания на корпус электродвигателя станка:

$$I = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{м}}}{3} + R_{\text{ф.}} + R_{\text{н.}}} = \frac{220}{\frac{0,03}{3} + 0,148 + 0,324} = 456 \text{ А}$$

Таким образом, вычисленное значение силы тока однофазного короткого замыкания (456А) превышает наименьшее допустимое значение силы тока, по условиям срабатывания защиты значение тока (360А), то есть сечение нулевого защитного проводника обеспечивает срабатывание

защитного зануления. Срабатывание предохранителя обеспечит, рассчитанное нами сечение нулевого защитного зануления, его будет достаточно для того что бы отключить поврежденное оборудование и не допустить протекание опасного тока через тело человека.

5.4 Расчет эвакуационных путей в производственных помещениях

Термический цех по степени пожарной опасности можно отнести к категории Б, возможно возникновение пожара из-за неисправности электроустановок, неправильного монтажа оборудования, короткого замыкания или неправильного использования легковоспламеняющихся жидкостей (спирта, красителей, лака) или изоляционных материалов, таких как резина, полиэстерол, минеральных масел.

В коридорах производственных помещений на видном месте располагают планы эвакуации при пожарах и землетрясениях.

Эвакуационными путями считаются пути, которые ведут к эвакуационному выходу и обеспечивают безопасное движение в течении определенного времени.

Расчетное время эвакуации людей из помещений и зданий устанавливают исходя из расчета времени движения одного или нескольких людских потоков через эвакуационные выходы от наиболее удаленных мест размещения людей. При расчете весь путь движения людского потока поделим на участки (начальный участок, коридор, участок-2, основной участок, проход (коридор)), длиной L_i и шириной δ

При расчете эвакуационных путей из термического цеха, путь эвакуации разбиваем на 5 участков.

Расчетное время эвакуации людей t_p определяется:

$$t_p = t_1 + t_2 + t_3 + \dots + t_n; \quad (5.7)$$

где t_1 - время движения людского потока на первом участке (min)

$t_{2...i}$ - время движения людского потока на каждом из следующих после первого участка пути (min)

Время движения людского потока на первом участке пути определяем по формуле:

$$t_1 = \frac{l_1}{V_1}; \quad (5.8)$$

где V_1 - скорость движения людского потока по горизонтальному участку пути на первом участке определяется по таблице в зависимости от плотности ρ людского потока м/мин.

Плотность людского потока на первом участке пути ρ_1 , имеющем длину l_1 и ширину δ_1 равна:

$$\rho_1 = \frac{N_1 \cdot f}{l_1 \cdot \delta_1}; \quad (5.9)$$

где N_1 - количество людей на первом участке пути;
 f - средняя площадь горизонтальной проекции человека; $f=0,4$

Значения скорости движения V_i людского потока на участках пути, следующих после первого, берем по таблице, в зависимости от значения интенсивности движения людского потока по каждому из этих участков пути, которые следует определить для всех участков пути, в том числе и для дверных проемов:

$$q_i = q_{i-1} \delta_{i-1} / \delta_i; \quad (5.10)$$

где δ_i , δ_{i-1} - ширина рассматриваемого i -го и предшествующего ему $i-1$ -му участкам пути, м;

q_i , q_{i-1} - значение интенсивности движения людского потока по рассматриваемому i -тому и предшествующему ему $i-1$ -го участкам пути.

q_i - определяем по значению ρ_1

Наиболее опасными с точки зрения аварийных, взрыво- и пожароопасных ситуаций на турбогенераторном заводе являются следующие цеха:

1. Механический цех № 1.
2. Механический цех № 2.
3. Термический цех
4. пропиточно-сушильный цех.
5. Склад (ГСМ).

К пожарным цехам из вышеперечисленных относятся: механические цеха, пропиточно-сушильный цех, склад.

Возможными причинами пожаров и взрывов на турбогенераторном заводе могут быть:

1) величины электрического характера:

а) искрения в электрических аппаратах и машинах, а также искрения в результате электростатических разрядов и ударов молнии;

б) токовые перегрузки и токи короткого замыкания, вызывающие перегрев до высоких температур, что может привести к воспламенению их изоляции.;

в) неудовлетворительные контакты в соединениях проводов, когда в переходном сопротивлении выделяется большое количество тепла;

г) электрическая дуга, возникающая между контактами коммутационных аппаратов.

д) аварии с маслонаполненными аппаратами, когда происходит выброс в атмосферу и воспламенение продуктов разложения минерального масла и смеси их с воздухом;

2) причины не электрического характера:

а) неосторожное обращение с огнем при проведении электро- и газосварочных работ;

б) пренебрежение к технике безопасности, особенно в пропиточно-сушильном цехе и складе масел и ГСМ;

в) неисправность котельных, производственных печей, отопительных приборов;

г) возможен разлив горячей стали из ковша вследствие аварии его привода (в термическом цехе).

При проектировании и строительстве производственных зданий и сооружений необходимо учитывать категорию пожарной опасности производства.

Согласно строительным нормам и правилам (СНиП II-М.2-72) в зависимости от характеристики используемых в производстве веществ и их количества, по пожарной и взрывной опасности, производства подразделяются на категории А, Б, В, Г, Д и Е.

Пожарная безопасность объектов народного хозяйства регламентируется ГОСТ 12.1.033-81 «Общие требования», строительными нормами и правилами, а также инструкциями по обеспечению пожарной безопасности на отдельных объектах.

К первичным средствам тушения пожаров, предназначенным для локализации небольших загораний, относятся пожарные стволы, внутренние пожарные водопроводы, огнетушители, сухой песок, асбестовые одеяла и т.п.

При чрезвычайных ситуациях одним из самых важных способов, позволяющих спасти жизни людей, является эвакуация. Не каждая дверь, лестница или проем могут обеспечить быструю, вынужденную и безопасную эвакуацию людей. Согласно СНиП II-2-80 эвакуационными выходами считаются дверные проемы, которые ведут непосредственно наружу или через вестибюль; в проход или коридор с непосредственным выходом наружу или лестничную клетку. Эвакуационными путями считаются такие, которые непосредственно ведут к эвакуационному выходу и обеспечивают безопасное движение людей. Согласно СНиП 11-90-81 установлены обязательные размеры эвакуационных путей и выходов из помещений и выходов из помещений, размеры коридоров и выходов из коридора наружу или на лестничную площадку.

Все проходы и эвакуационные выходы к оборудованию, машинам, материалам и средствам пожаротушения должны быть свободны.

5.5 Расчет эвакуационных путей из термического цеха

Производим расчет времени эвакуации людей из термического цеха, определим время эвакуации в случае возникновения пожарной опасности из производственного термического цеха, здание одноэтажное высотой 6 м. Число работающих на каждом участке и размеры в плане показаны на рис.4.1.5. Ширина коридоров $\delta=2$ м, ширина наружного дверного проема $\delta=1,8$ м. Цех по пожароопасности относится к категории Б. Степень огнестойкости здания II.

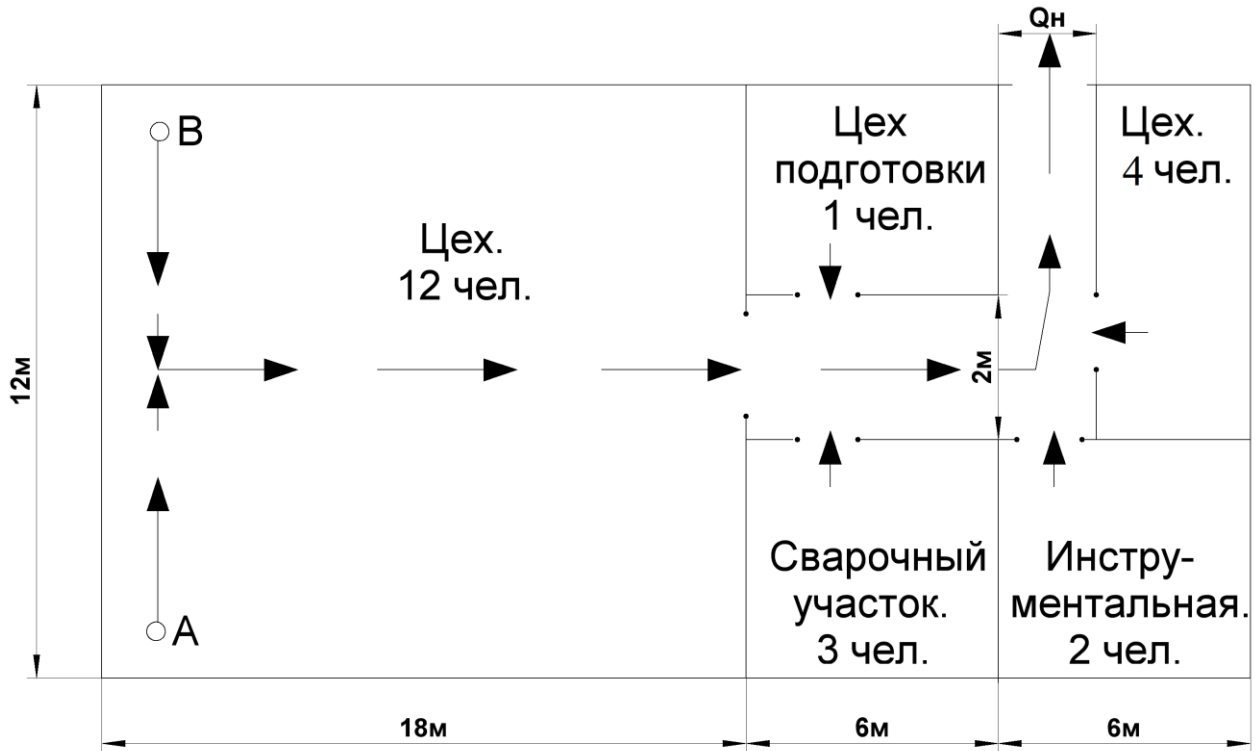


Рисунок 5.4 – Расчетная схема

Решение.

1) Исходя из размеров, представленных на рис.5.4, определим объем основного цеха:

$$V=a \cdot b \cdot c, \text{ м}^3; \quad (5.11)$$

$$V=18 \cdot 12 \cdot 6=1296 \text{ м}^3.$$

2) Согласно таблице 8.6 [5], необходимое время эвакуации людей из цеха объемом помещения до 15000 м^3 с категорией производства Б для зданий II степени огнестойкости составляет $t_H=0,5$ мин.

При эвакуации образуется один поток людей, который начинается в основном цехе, по пути собирая людей из вспомогательных помещений и производственных участков.

Необходимое время эвакуации от дверей наиболее удаленных помещений с выходом в тупиковый коридор до выхода наружу составляет 0,5 мин. Таким образом, полное время эвакуации из цеха до выхода из здания не должно превышать $t_{\text{нп}}=1$ мин.

3) Определяем начальную плотность потока, учитывая, что площадь, не занятая основным оборудованием, составляет 30% (для производственных помещений транспортных предприятий) от общей площади цеха:

$$F=0,3*18*12=64,8 \text{ м}^2. \quad (5.12)$$

Люди в цехе находятся без верхней одежды, поэтому примем площадь горизонтальной поверхности человека $f=0,10$ м.

Тогда начальная плотность потока:

$$D_1 = \frac{N_1 \cdot f_i}{F} = \frac{12 \cdot 0,1}{64,8} = 0,0185 \text{ м}^2 / \text{м}^2. \quad (5.13)$$

Используя метод интерполяции по таблице 8.4 [5], для движения по горизонтальному участку при плотности потока $0,0185 \text{ м}^2/\text{м}^2$, определяем скорость $U_1=100$ м/мин и интенсивность движения $q_1=1,85$ м/мин.

4) Определяем длину эвакуационного участка ℓ_1 (до выхода из цеха), считая от самого удаленного места (точки А или В):

$$\ell_1 = \frac{12}{2} + 18 = 24 \text{ м}.$$

Время эвакуации людей из цеха:

$$t_1 = \frac{\ell_1}{v_1} = \frac{24}{100} = 0,24 \text{ мин}.$$

что меньше необходимого времени $t_{\text{н}}=0,5$ мин.

5) Из проема поток выходит на горизонтальный участок 2 (коридор) шириной $\delta=2$ м и длиной $\ell_2=6$ м. В людской поток вливаются 3 человека со сварочного участка и 1 человек со склада. Плотность людского потока на этом участке:

$$D_2 = \frac{N_2 \cdot f}{\ell_2 \cdot \delta} = \frac{16 \cdot 0,1}{6 \cdot 2} = 0,133 \text{ м}^2 / \text{м}^2.$$

По таблице 8.4 [5], определяем для $D_2=0,133 \text{ м}^2/\text{м}^2$ на горизонтальном участке скорость движения людского потока $U_2=75 \text{ м/мин}$ и интенсивность $q_2=9,2 \text{ м/мин}$. Тогда время движения по второму участку составит:

$$t_2 = \frac{\ell_2}{v_2} = \frac{6}{7,5} = 0,08 \text{ мин.}$$

6) В конце второго участка происходит соединение людского потока ($N_2=16$ чел) с 6 работниками: инструментальной (2 чел) и цех подготовки материала (4 чел).

Плотность потока на третьем участке длиной $\ell_3=6 \text{ м}$ составит:

$$D_3 = \frac{N_3 \cdot f}{\ell_3 \cdot \delta} = \frac{22 \cdot 0,1}{6 \cdot 2} = 0,183 \text{ м}^2/\text{м}^2.$$

По таблице 8.4 [5], для $D_3=0,182 \text{ м}^2/\text{м}^2$ находим скорость движения людей по горизонтальному участку и интенсивность $q_3=11,2 \text{ м/мин}$, $U_3=64 \text{ м/мин}$ и определяем время движения на 3^{ем} участке:

$$t_3 = \frac{l_3}{U_3} = \frac{6}{64} = 0,094 \text{ мин.}$$

7) Определяем общее время движения людского потока до наружного проема:

$$t_{\text{общ}} = t_1 + t_2 + t_3 = 0,24 + 0,08 + 0,094 = 0,414 \text{ мин.}$$

что меньше необходимого времени $t_{\text{нп}}=1 \text{ мин}$.

Поскольку ширина наружного проема $\delta_{\text{н}}=1,8 \text{ м}$ меньше коридора $\delta=2 \text{ м}$, то определим интенсивность движения людей в проеме:

$$q_{\text{н}} = \frac{q_3 \cdot \delta}{\delta_{\text{н}}} = \frac{11,2 \cdot 2}{1,8} = 12,44 \text{ м/мин.}$$

Следовательно, наружная дверь и коридоры удовлетворяют условию безопасного пропуска людей в случае срочной эвакуации из здания, так как интенсивность движения на всех участках меньше максимально возможной (таблица 8.5) [5]. Расчеты по пожарной безопасности показали, что допустимое время эвакуации людей из здания больше расчетного времени полной эвакуации. Следовательно, нормы безопасности при пожаре соблюдаются. Работающие в термическом цехе при пожаре могут быстро и безопасно покинуть помещение.

6 Экономическая часть

6.1 Цели разработки проекта

Целью разработки дипломной работы является оценка экономической эффективности строительства главной понижающей подстанции 110/10 кВ на новой технической базе.

Основной задачей расчета являются определение экономической эффективности проекта, включающей в себя расчет инвестиционной приемлемости проекта, рентабельности инвестиций, норму прибыли, а также срока окупаемости данного проекта.

Подстанция находится в Алматинской области, сейсмичность пункта ниже 6,0 баллов (СНиП РК 2.03-30-2006). Нормативный скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью раз в 10 лет – 38 кг/м². Толщина стенки гололеда для третьего района по гололеду – 15 мм.

Строящаяся подстанция предназначена для обеспечения электроэнергией турбогенераторного завода. Проектируемую подстанцию и прилегающие к ней сети предполагается разместить на прилегающей территории завода. Сооружение ЛЭП 110 кВ предполагается с использованием железобетонных опор, что обеспечивает максимальную индустриализацию строительства и позволяет сократить эксплуатационные расходы.

6.2 Анализ рынка сбыта

В связи с необходимостью бесперебойного электроснабжения крупного промышленного предприятия требуется строительство понижающей подстанций. С быстрой индустриализацией регион активно развивается, и его надежное электроснабжение – первостепенная задача электросетевой компании.

Расчетный период включает в себя время строительства подстанции, период временной эксплуатации и годы с режимом нормальной эксплуатации до окончательного физического срока службы основного энергетического оборудования ПС.

Все стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты в тенге. Объектом экономического анализа является оборудование ПС.

Тарифы на электроэнергию

Применительно к электросетевым объектам оценка результатов производственной деятельности образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

Для стоимостной оценки результата используются действующие цены и тарифы. Тариф принимается исходя из себестоимости передаваемой

электроэнергии. В настоящее время в Алматинской области средняя цена за один кВтч составляет 14,75 тенге

План производства

Строительство подстанции 110/10 кВ планируется вести поэтапно. Примерный срок строительства составляет 360 календарных дней. Программа отпуска электроэнергии на шинах п/ст представленная в виде таблицы.

Организационный план

Организационная структура управления предприятия принята цеховая. Ремонт части оборудования, арматуры и токопроводов выполняется силами персонала подстанции, включаемого в штатное расписание. Особо сложные ремонтные работы выполняются с привлечением персонала специализированных ремонтных организаций.

На подстанции и прилегающих к ней сетях планируем установить современное высокоавтоматизированное оборудование, что обеспечивает высокий уровень надежности электроснабжения.

Юридический план

Для осуществления строительства и дальнейшей эксплуатации подстанции для турбогенераторного завода создается самостоятельное предприятие Товарищество с ограниченной ответственностью «Дархан и Ко» за счет привлечения собственных средств организации и заемного капитала потенциальных инвесторов. Кредит для строительства новой подстанции берется в банке с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 14,5 % годовых, срок кредитования 10 лет.

Схема выплаты процентов за кредит принимаем из расчета 14,5% годовых, начиная с первого года эксплуатации. Кредит на строительство подстанции будем брать в АО "Банк Развития Казахстана" входящих в группу компаний АО "НУХ "Байтерек" [30].

Экологическая информация

Подстанция предназначена для трансформаций и передачи электроэнергии. Этот технологический процесс является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу. При строительстве ПС-110/10кВ образуются отходы трансформаторного масла, черного и цветного металла, стекла, фарфора и других отходов. Необходимо принять соответствующие меры согласно НПД по предотвращению и уменьшения воздействия на окружающую среду.

При соблюдении правил и санитарных норм строительство подстанции и прилегающих сетей не приведёт к нарушению экологической ситуации в районе.

6.3 Определение капитальных вложений в строительство подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции и её монтаж приводится в таблице 6.1 [4].

Таблица 6.1 – Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ПС (тыс. тенге.)

Объект	Напряжение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Оборудование	Прочие затраты
Подстанции					
Открытого типа	110	68523	17593	84769	11201
Итого		182086			

Цена оборудования из прайс листов ХК Alageum electric 2012г. [4].

Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства п/ст и прилегающих сетей связаны с затратами на содержание подстанции, распределительных устройств и линий электропередач.

Кроме того, передача и распределение электроэнергии связаны с частичной потерей ее при транспортировке по линиям электропередач и трансформации. Поскольку такие потери связаны с процессом передачи, то их стоимость включается в состав ежегодных издержек:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{пот}; \quad (6.1)$$

где $I_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;

$I_{пот}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

Расчет затрат электросетевых хозяйств на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей определяется по укрупненным показателям:

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем}; \quad (6.2)$$

где $I_{ам}$ - ежегодные издержки на амортизацию (реновацию), тенге/год.

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС}; \quad (6.3)$$

где $\alpha_{ам}$ - нормы отчислений на амортизацию, %/год;

$I_{об/рем}$ - издержки на обслуживание и ремонты (капитальный и текущие), тенге/год;

$K_{ЭС}$ - стоимость оборудования ПС, млн.тенге.

$$I_{ам} = \frac{6,5}{100} \cdot 84,769 = 5,51 \text{ млн.тенге/год},$$

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K; \quad (6.4)$$

где $\alpha_{об/рем}$ - нормы отчислений на обслуживание электрических сетей и ремонты, % / год:

$$I_{об/рем} = \frac{3,3}{100} \cdot 84,769 = 2,797 \text{ млн.тенге/год}.$$

Расчет эксплуатационных издержек сводится в виде таблицы 6.2 [4].

Таблица 6.2 – Эксплуатационные издержки распределения энергии

Элемент	Кап. вложения, млн.тенге	$\alpha_{ам}, \%$	$\alpha_{об}, \%$	$I_{ам},$ млн. тенге/год	$I_{обсл},$ млн. тенге/год	$I_{экспл},$ млн. тенге/год
ПС 110/10 кВ	182,086	6,5	3,3	5,51	2,797	8,307

Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними

Переменные потери определяются переменными потерями в автотрансформаторах и реакторах подстанции и потерями в активном сопротивлении проводов и кабелей линий.

Значения переменных потерь в трансформаторах и автотрансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{переменТр} = n \cdot \Delta P_k \cdot \tau \cdot K_3^2; \quad (6.5)$$

$$2 \cdot 85 \cdot 4500 \cdot 0,55^2 = 231,412;$$

где $\Delta P_k = 85$ кВт – потери короткого замыкания;

$K_3^2 = 0,55$ – коэффициент загрузки трансформатора;

τ - годовое время максимальных потерь.

Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост.тр-р}} = n \cdot \Delta P_{\text{хх}} \cdot 8760 ; \quad (6.6)$$

$$2 \cdot 13 \cdot 8760 = 227,760 ;$$

где n – количество трансформаторов или автотрансформаторов,
 $\Delta P_{\text{хх}}$ – потери на холостой ход в трансформаторе или автотрансформаторе. Потери составляют 13 кВт.

Значения, полученные при расчете заносятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Издержки, связанные с потерями при трансформации энергии

Элемент	Коэфф. загрузки	Переменные потери, МВт-ч	Постоянные потери, МВт-ч	$I_{\text{пот}}$, млн. тенге/год	Суммарные издержки
Трансф-тор	0,55	231,41	227,76	0,07	459,17

$$I_{\text{ном}} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_{\text{ном}} \cdot K_{\text{цен}} ; \quad (6.7)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ - величина потерь энергии;
 $C_{\text{пот.}}$ - стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии.

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{\text{кор}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{мах}} \cdot \tau ; \quad (6.8)$$

где $\Delta P_{\text{кор}}$ - среднегодовые потери мощности на корону;
 $\Delta P_{\text{мах}}$ - потери мощности при максимальной нагрузке;
 τ - годовое время максимальных потерь.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \rho_{\text{уд.кор}} \cdot L ; \quad (6.9)$$

где $\rho_{\text{уд.кор.}}$ - потери мощности на корону на 1 км длины ЛЭП 110-500;
 L - длина ЛЭП.

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{кор}} = \rho_{\text{уд.кор}} \cdot L. \quad (6.10)$$

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{\text{мах}} = \frac{S_{\text{мах}}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha ; \quad (6.11)$$

где S_{\max} - мощность, передаваемая по ЛЭП при максимальной нагрузке;

U - напряжение линии;

ρ - удельное активное сопротивление линии 10-500 кВ;

α - коэффициент, учитывающий изменение сопротивления линии при температуре, отличной от 20 С°;

L - длина линии.

$$I_{\Sigma} = I_{\text{перм}} + I_{\text{пост}} \cdot \quad (6.12)$$

Годовое время максимальных потерь, потери энергии в автотрансформаторах и удельные затраты на возмещение потерь электроэнергии рассчитываются для выбранного оборудования.

Потери энергии делятся на условно постоянные (не зависящие от передаваемой мощности) и условно переменные (зависящие от передаваемой мощности).

Себестоимость

Затраты на амортизацию оборудования:

$$I_{\text{ам}} = \sum K_{\text{п/ст, ЛЭП}} \cdot N_{\%}; \quad (6.13)$$

$$I_{\text{ам}} = 5\,510\,000 + 720\,000 = 6,230 \text{ млн. тенге};$$

где $N_{\%} = 2 \div 4\%$ - норма амортизации.

Другие затраты составят:

$$I_{\text{другие}} = I_{\text{з/п}} + I_{\text{обсл.}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{с/э}} + I_{\text{админ.}} + I_{\text{прочие}} = 100 \%, \quad (6.14)$$

где $I_{\text{з/п}}$ – затраты на заработную плату персонала;

$I_{\text{обсл.}}$ – затраты на обслуживание п/ст и ЛЭП;

$I_{\text{ам}}$ – затраты на амортизацию;

$I_{\text{с/э}}$ – затраты на строительство, эксплуатацию;

$I_{\text{админ.}}$ – административные затраты;

$I_{\text{прочие}}$ – прочие затраты.

Затраты на амортизацию могут достигать до 45%, а 55% составят другие затраты:

$$I_{\text{оп}} = \frac{6,230 \cdot 0,55}{0,45} = 7,614 \text{ млн. тенге.}$$

Тогда суммарные затраты на передачу электроэнергии составят:

$$\sum I_{\text{передача}} = 6,230 + 7,614 = 13,844 \text{ млн.тенге.}$$

Себестоимость передачи электроэнергии:

$$S_{\text{ПЕРЕД}} = \frac{\sum I_{\text{передача}}}{\mathcal{E}_{\text{год}}}; \quad (6.15)$$

где $\mathcal{E}_{\text{год}}$ – полный объем передаваемой за год электроэнергии при оказании услуг по передаче.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = n \cdot K_3 \cdot S_{\text{ном.тр}} \cdot \cos \varphi \cdot 5000; \quad (6.16)$$

где n – количество трансформаторов;
 $\cos \varphi$ – коэффициент мощности, принимается равным 0,8;
 $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность одного трансформатора.

$$\mathcal{E}_{\text{год}} = 2 \cdot 0,55 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 5000 = 70,4 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тогда себестоимость оказания услуг по передаче 1 кВт·ч электроэнергии через подстанцию равна:

$$S_{\text{ПЕРЕД}} = \frac{13,844}{70,4} = 0,196 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (4,99 тенге) (Совместный приказ ДАРЕМ по г.Алматы №255-ОД и Алматинской области №396-ОД от 12 декабря 2013 года. Внесены изменения в совместный приказ (№117-ОД и №214-ОД) в части изменения размера тарифа с 01 января 2014 года с 4,82 тенге за 1 кВтч без учета НДС на 4,99 тенге за 1 кВтч без учета НДС), тарифа на передачу по сетям НЭС (2 тенге), тарифа районной электросетевой компании (7 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО "Дархан и Ко"[33]:

$$T_{\text{ТОО "Дархан и Ко"}} = S_{\text{перед}} + 0,1 \cdot S_{\text{перед}}; \quad (6.17)$$

$$T_{\text{ТОО "Дархан и Ко"}} = 0,196 + 0,1 \cdot 0,196 = 0,215 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Тариф на электроэнергию ТОО "Дархан и Ко" для предприятия:

$$T_3 = S_{ЭО} + T_{НЭС} + T_{РЭК} + T_{ТОО \text{ "Дархани Ко"}} = 4,99 + 2 + 7 + 0,215 = 14,205 \text{ тенге/кВт}\cdot\text{ч.}$$

Средний тариф на электроэнергию в Алматинской области составляет 14,75 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию ТОО "Дархан и Ко" принимается равным 14,205 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит $14,75 - 14,205 = 0,545$ тенге/кВт·ч.

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = 70,4 \cdot 14,75 = 1038,4 \text{ млн.тенге}; \quad (6.18)$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты
- Выплаты региональным сетям за передачу электроэнергии составят:

$$V = 70,4 \cdot 7 = 492,8 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят:

$$V = 70,4 \cdot 2 = 140,8 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят:

$$V = 70,4 \cdot 4,99 = 351,296 \text{ млн.тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит:

$$П = 1038,4 - 492,8 - 140,8 - 351,296 = 53,504 \text{ млн.тенге};$$

$$П_{\text{ч}} = 53,504 \cdot 0,7 = 37,452 \text{ млн.тенге}$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = 70,4 \cdot 14,75 = 1038,4 \text{ млн.тенге}. \quad (6.19)$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = П_{\text{ч}} + И_{\text{ао}}; \quad (6.17)$$

где $П_{\text{ч}}$ - чистая прибыль, млн.тенге;

$И_{\text{ао}}$ - амортизационная отчисление, млн.тенге.

$$CF = 37,452 \cdot 10^6 + 5,51 \cdot 10^6 = 42,962 \text{ млн. тенге.}$$

Определяется срок окупаемости. Метод состоит в определении того срока окупаемости, который необходим для возмещения суммы первоначальных инвестиций.

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_c}{CF}; \quad (6.18)$$

где I_c - инвестиции;
 CF – денежный поток, млн.тенге.

$$PP = \frac{182,086}{42,962} = 4,23 \text{ года.}$$

Недостатки метода PP:

- 1) не учитывает влияние денежных притоков последних лет;
- 2) не делает различия между накопленными денежными потоками и их распределением по годам;
- 3) не обладает свойством аддитивности.

Преимущества данного метода:

- 1) простота для расчетов;
- 2) способствует расчетам ликвидности предприятия, т.е. окупаемости инвестиций;
- 3) показывает степень рискованности того или иного инвестиционного проекта, чем меньше срок окупаемости, тем меньше риск и наоборот.

При неравномерном поступлении доходов срок окупаемости определяют прямым подсчетом числа лет (месяцев), в течение которых доходы возместят инвестиционные затраты в проект, т.е. доходы сравниваются с расходами. Инвестиции в проект окупятся за 4,5 лет.

Таблица 6.4 – Прибыль от продаж электроэнергии

Года	Коэфф. загрузки, %	$\mathcal{E}_{год}$, млн.кВт·ч	$S_{перед}$, тенге/кВт·ч	$T_{ТОО}$ “Дархан и Ко”	Тариф	Разница	Чистая прибыль
1	0	0	0	0	0	0	0
2	55	70,4	0,196	0,215	14,205	0,545	37,4528

Объем реализации

Объем реализации (стоимость реализованной электроэнергии) возрастает ежегодно в соответствии с освоением нагрузки и определяется как:

$$O_{p,t} = C_{\text{ЭЭ}} \cdot (\gamma \cdot \mathcal{E}_t - \Delta \mathcal{E}_{\text{номт}}); \quad (6.19)$$

где $C_{\text{ЭЭ}}$ - цена на электроэнергию;
 γ - коэффициент долевого участия;
 \mathcal{E}_t - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки и имеет зависимость:

$$\mathcal{E}_t = k_{\text{осв.т}} \cdot \mathcal{E}; \quad (6.20)$$

$\Delta \mathcal{E}_{\text{номт}}$ – потери ЭЭ в рассматриваемой сети, в зависимости от освоения нагрузки имеет зависимость:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{номт}} = \Delta \mathcal{E}_{\text{номт}} + k_{\text{осв.т}}^2 \cdot \Delta \mathcal{E}_{\text{перем}}. \quad (6.21)$$

6.4 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций

В качестве основных показателей и критериев финансово-экономической эффективности инвестиций в условиях рыночных отношений используются

- простые показатели:
 - простая норма прибыли - простая норма рентабельности инвестиций;
 - простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает инвестиции.
 - срок предельно-возможного полного возврата банковских кредитов и процентов по ним; определяет период в течении которого полностью возвращаются банковские ссуды за счет дохода от реализации продукции (определяется при наличии заемного капитала).
- интегральные показатели:
 - чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей (чистого дохода); критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $\mathcal{E}_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива дисконтирования (или средней стоимости капитала);
 - внутренняя норма доходности; определяется значением нормы дисконтирования, при котором чистый дисконтированный доход становится равным нулю; критерием эффективности инвестиций в сооружение проектируемого объекта служит условие превышения внутренней нормы доходности над средней величиной норматива дисконтирования: $E_{\text{Вн}} > E_{\text{ср}}$;
 - срок окупаемости дисконтированных затрат; характеризует период, в

течение которого полностью возмещаются дисконтированные капитальные вложения за счет чистого дохода, получаемого при эксплуатации объекта; критерием экономической эффективности инвестиций в сооружение объекта служит выражение $T_{ок} < T_p$.

Показатель чистого приведенного дохода (Net Present Value, NPV) позволяет сопоставить величину капитальных вложений (Invested Capital, IC) с общей суммой чистых денежных поступлений, генерируемых ими в течение прогнозного периода, и характеризует современную величину эффекта от будущей реализации инвестиционного проекта. Поскольку приток денежных средств распределен во времени, он дисконтируется с помощью коэффициента r . Коэффициент r устанавливается, как правило, исходя из цены инвестированного капитала.

NPV, или чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения NPV необходимо спрогнозировать величину финансовых потоков в каждый год проекта, а затем привести их к общему знаменателю для возможности сравнения во времени. Чистая приведенная стоимость определяется по формуле:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0; \quad (6.22)$$

где I_0 – инвестиции в данный проект, млн. тг.;

CF_t – поток наличности, млн. тг.;

r – ставка дисконтирования;

t – время реализации проекта, год.

Расчет ведется до первого положительного значения NPV, т.е. в нашем случае до 6-го года (таблица 6.5). NPV больше нуля, следовательно, при данной ставке дисконтирования проект является выгодным для предприятия, поскольку генерируемые им приток дохода превышают норму доходности в настоящий момент времени.

Под внутренней нормой прибыли инвестиционного проекта (Internal Rate of Return, IRR) понимают значение коэффициента дисконтирования r , при котором NPV проекта равен нулю:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r. \quad (6.23)$$

Оценка ВНП (IRR) имеет следующие свойства:

- 1) не зависит от вида денежного потока;
- 2) нелинейная форма зависимости;
- 3) представляет собой убывающую функцию;

4) не обладает свойством аддитивности.

Экономический смысл критерия IRR заключается в следующем: IRR показывает максимально допустимый относительный уровень расходов по проекту. В то же время предприятие может реализовывать любые инвестиционные проекты, уровень рентабельности которых не ниже текущего значения показателя цены капитала. Рассчитывается IRR для $r = 10\%$ банковского процента.

$$1 \text{ Год } PV = 42,962 \cdot 0,91 = 39,06 \text{ млн.тенге,}$$

$$PV = -182,086 + 39,06 = -143,03 \text{ млн.тенге}$$

Остальные значения рассчитываются аналогично с помощью программы Excel и заносятся в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Экономические показатели

Год	Денежный поток CF, млн.тг	$1/(1+r)^n$ с учетом 10%	pv	Текущая стоимость, млн. Тенге
r	0,1			
0	182,086	1	182,09	
1	42,962	0,91	39,06	-143,03
2	42,962	0,83	35,51	-107,52
3	42,962	0,75	32,28	-75,25
4	42,962	0,68	29,34	-45,90
5	42,962	0,62	26,68	-19,23
6	42,962	0,56	24,25	5,02
7	42,962	0,51	22,05	27,07
8	42,962	0,47	20,04	47,11
9	42,962	0,42	18,22	65,33
10	42,962	0,39	16,56	81,90
PV			187,111	
NPV			81,90	
PI			1,450	
IRR			0,205	

Метод расчёта внутренней нормы прибыли.

Внутренняя норма прибыли определяется как ставка процента, при которой величина инвестиций равна величине текущей ценности будущих денежных поступлений:

$$IRR=r1+(NPVr1/(NPVr1-NPVr2))*(r2-r1); \quad (6.24)$$

$$IRR=r1+f(r1)/(f(r1)-f(r2)) \times (r2-r1). \quad (6.25)$$

Из этого сделаем вывод что IRR служит индикатором уровня риска по проекту, чем в большей степени IRR превышает принятый фирмой барьерный коэффициент, тем менее страшны ошибки денежных поступлений.

Из приведенных расчетов в таблице 6.5 видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 6 лет.

$$PV = 42,962 \cdot 0,91 + 42,962 \cdot 0,83 + 42,962 \cdot 0,75 + 42,962 \cdot 0,68 + 42,962 \cdot 0,62 + 42,962 \cdot 0,56 \\ = 187,111 \text{ млн. тенге};$$

$$I_0 = 187.111 - 182.086 = 5,025.$$

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0. \quad (6.26)$$

Если: $PI > 1$, то проект следует принять, $PI < 1$, то проект следует отвергнуть, $PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В отличие от чистого приведенного эффекта индекс рентабельности является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный:

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{187,11 / 0,56}{182,086} = 1,82.$$

Так как $PI > 1$, то проект следует принять. Технико – экономическое обоснование строительства подстанции 110/10 показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляющие 182,086 млн. тенге, дисконтированной стоимости, составляющей 187,11 млн. тенге окупятся за 6 лет, т.е. строительство можно считать экономически целесообразной.

Анализируя выше произведенный расчет мы видим, что капиталовложения составляют 182,086 млн.тенге из них большую часть занимает стоимость оборудования, которое равно 84,769 млн.тенге. Общее число эксплуатационных издержек – 8,307 млн. тенге, амортизационные издержки (5,51 млн.тенге),издержки на ремонт (2,797 млн.тенге).

Заключение

Дипломная работа посвящена проектированию электроснабжения турбогенераторного завода и защите силовых трансформаторов на главной понижающей подстанций. В работе был представлен расчет электрических нагрузок по заводу методом коэффициента использования, выбор числа и мощности цеховых ТП. Полная мощность по предприятию составила $S_{p0,4}=17688$ кВА. Экономическое целесообразное число трансформаторов равняется $N_{т,э}=8$. Были выбраны трансформаторы марки ТСЛ (З) -1600-10/0,4.

Также в работе рассмотрены вопросы компенсации реактивной мощности и выбор количества и мощности компенсирующих устройств, к которым относятся батареи конденсаторов на низкой стороне. Для компенсации на шинах ГПП выбираем конденсаторные батареи типа УКМ-0,4-250-50УЗ. После расчета компенсации реактивной мощности был проведен уточненный расчет нагрузок по заводу, после которого полная мощность составила $S_p=17128$ кВА .

Предложены три варианта питания завода, произведен технико-экономический расчет и сравнение вариантов по суммарным затратам. По суммарным приведенным затратам, которые являются мерой стоимости проходит первый вариант. Затраты составили 1 952, 903 тыс.у.е. Второй и третий вариант нам не подошёл из-за больших потерь в трансформаторе при первом варианте и протяженности линий во втором варианте.

В работе был произведен расчет токов короткого замыкания и выбрано коммутационное оборудование на напряжение 110/10 кВ, в частности выбраны вводные и секционный выключатели, трансформаторы тока и напряжения, выключатели нагрузки, силовые кабели отходящих линии, шины, изоляторы. Все выбранные оборудования отвечают стандартам и качествам современных технологий.

В разделе специальная часть рассмотрены следующие вопросы и произведены расчеты: Релейная защита и автоматика трансформатора ГПП, дифференциальная токовая защита трансформаторов ГПП, максимальная токовая защита (МТЗ), защита от перегрузок, газовая защита, автоматика и сигнализация.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы: расчет и устройство защитного зануления электроустановок, расчет эвакуационных путей в производственных помещениях. Разработка мер по предотвращению подобных случаев.

В экономической части проведено решение вопросов, связанных с технико-экономическим обоснованием схемы электроснабжения и был определен срок окупаемости оборудования. Анализируя расчет видно, что срок окупаемости составил 6 лет без учета дисконтирования.

Для расчета данной работы применены ЭВМ и Интернет. Расчет проводился на ПК с применением программ: Microsoft Word, Microsoft Excel, AutoCAD.

Перечень сокращений и обозначений

ДСП	– дуговые сталеплавильные печи
СЭС	– система электроснабжение
ВБК	– высоковольтные батареи конденсаторов
ВН	– высокое напряжение
ВР	– выключатель-разъединитель
К.З.	– короткое замыкание
ЛЭП	– линия электропередач
ГПП	– главная понизительная подстанция
РНДЗ	– разъединитель
ВВ	– выключатель элегазовый
КРУ	– комплектное распределительное устройство
ОПН	– ограничитель перенапряжения
ЛЭП	– линия электропередач
НБК	– низковольтные батареи конденсаторов
НН	– низкое напряжение
РУ	– распределительное устройство
СД	– синхронный двигатель
СН	– среднее напряжение
ТП	– трансформаторная подстанция
ЦТП	– центральная трансформаторная подстанция
Т.Т.	– трансформатор тока
ЭП	– электроприемник
Р.З.А.	– релейная защита и автоматика
АПВ	– автоматическое повторное включение
М.Т.З.	– максимальная токовая защита
Т.О.	– токовая отсечка
СНиП	– санитарные нормы и правила
ЛВЖ	– легковоспламеняющаяся жидкость
НПД	– регулирование напряжения под нагрузкой
IRR	– (Internal Rate of Return) прибыль инвестиционного проекта
NPV	– (Net Present Value) чистая текущая прибыль

Список литературы

1. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для проф. Учебных заведений. – М.: Высшая школа, 2001.
2. Каталог силового кабеля РЕКА KABEL 2012г.
3. Р.Н.Бозжанова, О.П.Живаева. Сборник заданий. Методические указания к выполнению курсового проекта (для студентов всех форм обучения специальностей 210340 – Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем, 210440 – Электроснабжение, 330440 – Электротехнические установки и системы, 330540 – Светотехника и источники света. – Алматы: АИЭС, 2006 – 96с.
4. А.А. Жакупов, Р.С. Хижняк. Методические указания к выполнению экономической части выпускных работ (для бакалавров, обучаю-щихся по направлению «Электроэнергетика»). – Алматы: АИЭС, 2011. – 28 с.
5. А.Д. Омаров., В.В. Целиков Справочник "Инженерные решения по безопасности труда на транспорте" Алматы 2002.
6. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: в 2 т. Под общей редакцией Федорова А. А.. – М.: Энергоатомиздат, 2008 г.-586 с.
7. "Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учебное пособие для ВУЗов". Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. – 4-е издание, перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 2007 г. – 608 с.
8. "Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов." Рожкова Л.Д., Козулин В.С. – 3-е издание, перераб. и доп. –М.: Энергоатомиздат, 2000 г. – 648 с. :ил
9. "Релейная защита" Учебное пособие для техникумов. Чернобровов Н.В Изд 5-е, перераб. и доп. – М.: Энергия, 2003 г., 680 с.
10. Релейная защита, автоматика и телемеханика в системах электроснабжения: Учебник для студентов ВУЗов спец."ЭММ". Андреев В.А. - 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высшая школа, 2005г.- 391 с.
11. Охрана труда в электроустановках. Под ред. проф. Князевского Б.А. Учебник для ВУЗов. Изд 2-е, перераб. и доп.- М.: Энергия, 2004г.
12. Морозова Ю.А., Наяшкова Е.Ф. Выбор принципиальной схемы и схемы собственных нужд электрических станций и подстанций.
13. Руководящие указания по релейной защите. Вып. 13 А. Релейная защита понижающих трансформаторов и автотрансформаторов 110—500 кВ: Схемы.—М.: Энергоатомиздат, перераб. и доп. 2003г. 112с.
14. Барановский А.И., Кожевников Н.Н, Бохмат И.С. и др. Экономика промышленности. Т.2,3. - М.: Издательство МЭИ, 1998, 264с. и 296с.
15. Справочник по проектированию электроэнергетических систем, под ред. Рокотяна С.С. и Шапиро И.М. - 3-е изд. перераб. и доп.- М.: Энергоатомиздат, переизданное 2010г., 352с.

16. Методические указания к выполнению раздела «Охрана труда и окружающей среды» в дипломном проекте.-Алматы-2007г.-32 с.
17. Безопасность жизнедеятельности. Методические указания к выполнению раздела в дипломных проектах.-Алматы-2003.-28 с.
18. Дукенбаев К., Нурекен Е. Энергетика Казахстана. Технический аспект. – Алматы, 2001. – 312 с.
19. Молодюк В.В. Метод исследования эффективности строительства новых энергетических объектов в системах энергоснабжения района. // Энергетическое строительство -2000, №8, с.65-67.
20. ГОСТ 12.1.033-81 «Общие требования» Пожарная безопасность объектов народного хозяйства.
21. (СНиП II-М.2-72) строительные нормы и правила
22. СНиП II-2-80 эвакуационные пути
23. СНиП 11-90-81 размеры эвакуационных путей
24. <http://alageum.com/>
25. <http://www.azhk.kz/index.php/ru/>
26. <http://alseco.kz/clients/10/>
27. <http://ru.wikipedia.org/>

Приложение А - Применение вычислительной техники

Рис. 1. Расчет электрических нагрузок по заводу.xls [Режим совместимости] - Microsoft Excel

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП л	Установленная мощность, кВт		Суммарная, Рн	Ки	cosφ	tφφ
			Rmin	Rmax				
1	Механический цех №1	350	1	150	6000	0.25	0.7	1.02
2	Механический цех №2	120	1	140	2400	0.25	0.7	1.02
3	Штамповочный цех	90	1	110	2100	0.3	0.7	1.02
4	Заготовительно-сварочный цех	45	1	50	1000	0.4	0.6	1.33
5	Термический цех	45	5	45	600	0.5	0.65	1.17
6	Обмоточный цех	45	1	35	900	0.4	0.7	1.02
7	Пропиточно сушильный цех	43	1	85	1250	0.4	0.8	0.75
8	Сборочный цех	41	1	40	580	0.35	0.65	1.17
9	Испытательная станция	25	1	45	360	0.4	0.8	0.75
10	Компрессорная	24	1	60	320	0.6	0.8	0.75
11	Административно технический корпус	45						
12	Материальный склад	18	1	22	120	0.3	0.8	0.75
13	Столовая	38	1	30	300	0.5	0.9	0.48
14	Котельная	50	1	150	620	0.5	0.8	0.75

Рисунок А1 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Рис. 2. Расчет электрических нагрузок по заводу.xls [Режим совместимости] - Microsoft Excel

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП л	Установленная мощность			m	Ки	cosφ	tφφ	Расчетные нагрузки				I, A							
			Rmin, кВт	Rmax, кВт	Суммарная Рн, кВт					Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВт	I, A								
1	Механический цех №1	350	1	150	6000	>3	0.25	0.70	1.02	1500	1530.3	80	1.13	1695.0	322.56	1530.3	156.22	2017.6	1686.5	2629.6	4000.0
2	Механический цех №2	120	1	140	2400	>3	0.25	0.70	1.02	600	612.1	34	1.25	750.0	161.28	612.1	78.11	911.3	690.2	1143.2	1738.9
3	Штамповочный цех	90	1	110	2100	>3	0.3	0.70	1.02	630	642.7	38	1.19	749.7	161.28	642.7	78.11	911.0	720.8	1161.7	1767.1
4	Заготовительно-сварочный цех	45	1	50	1000	>3	0.4	0.60	1.33	400	533.3	40	1.15	460.0	71.68	533.3	34.72	531.7	568.0	778.1	1183.5
5	Термический цех	45	5	45	600	>3	0.5	0.65	1.17	300	350.7	27	1.17	351.0	35.84	350.7	17.36	386.8	368.1	534.0	812.3
6	Обмоточный цех	45	1	35	900	>3	0.4	0.70	1.02	360	367.3	45	1.11	399.6	107.52	367.3	52.07	507.1	419.3	658.0	1001.0

Рисунок А2 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Расчет электрических нагрузок по заводу.xls [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид Настройки АВВУ PDF Transformer

Вставить Буфер обмена Arial Cyr 10 Шрифт Выравнивание Числовой Число

Н27 =C27-G27

Распределение низковольтных нагрузок по цеховым ТП						
№ТП	С.тр.	Q _{нчк}	№ цехов	P _{рел.} , кВт	Q _{рел.} , квар	Кз
1	2	3	4	5	6	
ТП1 (...)	1	2017,6	1686,5			
ТП2 (...)	2	911,3	690,2			
ΣSn = ... кВА	6	507,1	419,3			
	11	620,4	336,6			
	12	180,0	27,0			
	13	237,6	100,5			
Q _{нчк} = ... квар			-1000,0			
		4474,0	2260,2	5012,5	0,78	4
ТП3 (...)	8	514,0	371,2			
ТП4 (...)	9	253,4	141,5			
ΣSn = ... кВА	10	398,7	144,0			
	7	677,2	419,6			
	4	531,7	568,0			
	5	386,8	368,1			
осв. тер.	14	488,0	236,3			
	14	491,6	255,8			
Q _{нчк} = ... квар			-1000,0			
		4652,4	2225,4	5157,3	0,81	4

Уточненное распределение Q _{нчк} по цеховым ТП					
№ТП	Q _{нчк}	Q _{рел.}	Q _{нчк} по ТП	Q _{нчк} по ТП	Q _{нчк} по ТП
ТП1, ТП2	3260,2	925,8	(...)	1000	2260,2
ТП3, ТП4	3225,4	915,9	(...)	1000	2225,4
ИТОГО	6485,7	1841,7		2000	4485,7

Эл. нагрузка Расч. освет. нагрузок Расч. сил. нагрузок Таблицы и кривые Распр. нагрузок по ЦТП Расч. нагр. на шинах 10 и 6 кВ

12:01 30.05.2014

Рисунок А3 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel

Расчет электрических нагрузок по заводу.xls [Режим совместимости] - Microsoft Excel

Главная Вставка Разметка страницы Формулы Данные Рецензирование Вид Настройки АВВУ PDF Transformer

Вставить Буфер обмена Arial Cyr 10 Шрифт Выравнивание Числовой Число

O43 =КОРЕНЬ(M43^2+N43^2)

Расчет нагрузок на шинах 10 кВ														
№ТП	№ цехов	n	R _{н. min.} , кВт	R _{н. max.} , кВт	ΣR _{н.} , кВт	K _и	R _{см.} , кВт	Q _{см.} , квар	γ	K _м	P _{р.} , кВт	Q _{р.} , квар	Sp, кВА	K _з
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ТП1; ТП2 (1600) кВА	1	350	1	150	6000		1500	1530						
	11	45	1	44	600		300	225						
	12	18	1	22	120		36	27						
	13	38	1	30	300		150	73						
	2	120	1	140	2400		600	612						
	6	45	1	35	900		360	367						
Силовая		616	1	150	10320	0,29	2954	2834	138	1,08	3190,32	2834,4		
Осветительная											994,56	425,89		
Q _{нчк}												-1000		
Итого											4184,9	2260,2	4756,3	0,74
ТП3, ТП4 (1600) кВА	8	41	1	40	580		203	237						
	9	25	1	45	360		144	108						
	10	24	1	60	320		192	144						
	3	90	1	110	2100		630	643						
	4	45	1	50	1000		400	533						
	5	45	5	45	600		300	351						
	7	43	1	85	1250		500	375						
	14	50	1	150	620		310	233						
Силовая		363	1	150	6830	0,39	2679	2624	91	1,09	2920,11	2623,63		
Осветительная											920,96	342,20		
Осв. территории											236,35	236,35		
Q _{нчк}												-1000		
Итого											4329,1	2202,2	4857,0	0,76
Итого 0,4 кВ											8514,0	4462,4		
ΣΔP _{т.} ΣΔQ _{т.}											90,2	568,1		
Итого 0,4 кВ к 10 кВ											8604,1	5030,5		
Испытательная станция	9	4	1500	1500	6000		5100,0	-2470,0						

Эл. нагрузка Расч. освет. нагрузок Расч. сил. нагрузок Таблицы и кривые Распр. нагрузок по ЦТП Расч. нагр. на шинах 10 и 6 кВ

12:01 30.05.2014

Рисунок А4 – Фрагмент листа из программы Microsoft Excel