

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 алюминиевого завода»

Специальность 5В071800 - Электроэнергетика

Выполнил (а) Тайтуков Сайран Кунанбаевич ЭСЧу-10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Сериккулова А.Т. кандидат технических наук, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Алимжанова Л.С. кандидат технических наук, доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Алимжанова Л.С. « 04 » 06 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Мананбаева С.Е. старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Мананбаева С.Е. « 4 » июня 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Сериккулова А.Т. кандидат технических наук, доцент.
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Сериккулова А.Т. « 03 » 06 2014 г.
(подпись)

_____ (Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « _____ » _____ 20__ г.

(подпись)

Нормоконтролер Казанина И.В. кандидат технических наук, доцент

_____ (Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Казанина И.В. « 09 » 06 2014 г.

(подпись)

Рецензент:

_____ (Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

_____ « _____ » _____ 20__ 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 Тайтуков Сайран Кунанбаевич
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта «Электроснабжение алюминиевого 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 1250 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до завода 5,2 км. Завод работает в 2 смены. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода приведены в таблице 1.1. Сведения об электрических нагрузках по цеху приведены в таблице 1.2.

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

Дипломная работа выполнена на тему «Электроснабжение алюминиевого завода».

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 регулирование напряжения в системе электроснабжения.

В разделе безопасности жизнедеятельности рассматриваются следующие вопросы: расчет и устройство защитного зануления электроустановок и выбор

систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях.

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

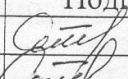
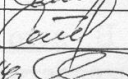

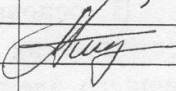
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Генеральный план завода формат А1
2. Однолинейная схема электроснабжения завода ГПП формат А1
3. План - разрез ОРУ-110/10 кВ формат А1
4. Регулирование напряжения в системе электроснабжения А1
5. План цеха подготовки сырья с осветительной сетью 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 РЕКА КАБЕЛ, 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, обучающихся 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
Основная часть	Сериккулова А.Т.	02.06.2014	
Спец. вопрос	Сериккулова А.Т.	03.06.2014	
Безопасность жизнедеятельности	Мананбаева С.Е.	30.06-4.06.14	
Экономическая часть	Алимжанова Л.С.	04.06.2014	

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	01.10.2013	Выполнено
2	Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ	15.10.2013	Выполнено
3	Выбор схемы внешнего электроснабжения	1.11.2013	Выполнено
4	Выбор оборудования и расчет токов короткого замыкания $U > 1 \text{ кВ}$	20.11.2013	Выполнено
5	Регулирование напряжения в системе электроснабжения (спец. вопрос)	08.12.2013	Выполнено
6	Безопасность жизнедеятельности - расчет и устройство защитного зануления электроустановок, выбор систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях	15.01.2014	Выполнено
7	Экономическая часть - оценка экономической эффективности строительства ГПП	1.02.2014	Выполнено
8	Графический материал 1. Генеральный план завода формат А1	15.03.2014	Выполнено
9	2. Однолинейная схема электроснабжения завода ГПП формат А1	25.03.2014	Выполнено
10	3. План - разрез ОРУ-110/10 кВ формат А1	7.04.2014	Выполнено
11	4. Регулирование напряжения на шинах ГПП формат А1	20.04.2014	Выполнено
12	5. План цеха подготовки сырья с осветительной сетью формат А1	1.05.2014	Выполнено

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

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

Руководитель _____ (Сериккулова А.Т.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению студент _____ (Тайтуков С.К.)
(подпись) (Фамилия и инициалы)

Аннотация

Тема дипломного проекта «Электроснабжение алюминиевого завода и регулирование напряжения в системе электроснабжения».

В дипломном проекте был произведен расчет токов к.з., выбор оборудования и кабельной продукции на напряжение выше 1000 В. Были выбраны: выключатели 10 кВ, трансформаторы напряжения, питающие кабели от ГПП до цеховых ТП. В специальной части дипломного проекта были рассмотрены вопросы регулирования напряжения в системе электроснабжения. В разделе БЖД представлен анализ условий труда и мероприятия по их улучшению.

В разделе «Экономическая часть» произведен расчет технико-экономических показателей подстанции, анализ влияния внешних факторов на показатели финансово-экономической эффективности инвестиций в объект.

Андатпа

Дипломдық жобаның тақырыбы «Алюминий зауытын электрмен жабдықтау және қосалқы станцияда кернеуді реттеу бойынша есеп жүргізілген болатын».

Дипломдық жұмыста қ.т. токтарын есептеу жүргізілген, кернеуі 1000В жоғары құрылғылар мен жабдықтар таңдалған. 10 кВ ажыратқыштар, кернеу трансформаторлары, БТҚС-дан цехтық ТҚС дейінгі кәбілдер таңдалды. Дипломдық жобаның арнайы бөлімінде қосалқы станцияда кернеуді реттеу бойынша есеп жүргізілген болатын. ӨТҚ тарауында еңбек шартының талдауы мен оларды жақсартудың шаралары қарастырылған.

«Экономикалық бөлім» тарауында қосалқы стансаның техникалық-экономикалық көрсеткіштері есептелген, объекті инвестициялардың қаржылық-экономикалық тиімділігінің көрсеткіштеріне сыртқы факторлардың әсері талданған.

Annotation

The theme of the graduation project "Electricity aluminum smelter and voltage regulation in the electricity system".

In the thesis project was calculated short-circuit currents , the choice of equipment and cable products for voltages above 1000 V. selected were : 10 kV circuit breakers , voltage transformers , power cables from the GPP to shop TP . A special part of the graduation project addressed issues of voltage regulation in power system .Under BC presents an analysis of working conditions and measures for their improvement.

In the section " The economic part of " calculated the technical and economic indicators substation , analysis of the impact of external factors on the financial and economic efficiency of investments in the object.

Содержание

Введение	7
1 Электроснабжение алюминиевого завода	9
1.1 Технологический процесс производства	9
1.2 Исходные данные	12
1.3 Расчет осветительной нагрузки	13
1.4 Расчет электрических нагрузок по предприятию	14
1.5 Выбор числа цеховых трансформаторов	14
1.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ	20
1.7 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения	22
1.8 Расчет токов короткого замыкания $I_{кз}$ ($U= 10,5$ кВ) с учетом подпитки от СД	42
1.9 Выбор оборудования	47
2 Регулирование напряжения в системе электроснабжения	62
2.1 Регулирование напряжения, общие положения	62
2.2 Влияние отклонения напряжения на работу различных электроприемников	66
2.3 Экспериментальные исследования качества электроэнергии	68
2.4 Аналитический расчет отклонения напряжения	70
3 Безопасность жизнедеятельности	76
3.1 Анализ условия труда	76
3.2 Расчет и устройство защитного зануления электроустановок	77
3.3 Расчет защитного зануления в термическом цехе	80
3.4 Выбор систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях	83
4 Экономическая и финансовая эффективность инвестиций в энергообъект	87
4.1 Общая часть	87
4.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции	88
4.3 Показатели финансово-экономической эффективности инвестиций	95
Заключение	101
Список литературы	102

Введение

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

Ускорение научно-технического прогресса предъявляет высокие требования к базовым отраслям экономики страны, какой является энергетика. Производство, передача и рациональное распределение электроэнергии приобретают все большее значение. В свете задачи повышения технического уровня и качества продукции необходимо направить усилия и в кратчайшие сроки добиться улучшения качества электроэнергии, повышения надежности системы электроснабжения.

Основными потребителями электрической энергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство, коммунальное хозяйство городов и поселков. При этом на промышленные объекты приходится более семидесяти процентов потребления электроэнергии.

Электрическая энергия применяется буквально во всех отраслях народного хозяйства, особенно для электропривода различных механизмов, а в последние годы и для различных электротехнологических установок, в первую очередь для электротермических и электросварочных установок, электролиза, электроискровой и электрозвуковой обработки материалов, электроокраски.

В данном дипломном проекте проектируется электроснабжение алюминиевого завода. Предложенная система позволяет осуществить рациональное получение, распределение и потребление электроэнергии.

В ходе проекта произведен расчет электрических нагрузок как одного цеха, так и всего предприятия. Выбраны трансформаторы цеховых трансформаторных подстанций. Рассчитаны токи короткого замыкания, с учетом которых выбрано необходимое оборудование схем внутреннего и внешнего электроснабжения. Осуществлено технико-экономическое обоснование схемы внешнего электроснабжения. Рассмотрен вопрос регулирования напряжения в системе электроснабжения. Изучены вопросы безопасности жизнедеятельности, расчет и устройство защитного зануления электроустановок; выбор систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях. В экономической части дипломной работы произведена оценка экономической эффективности строительства главной понижающей подстанции 110/10 кВ.

Основные электроприемники на алюминиевом заводе – это двенадцать высоковольтных синхронных электродвигателей, параметры которых указаны в техническом паспорте данной работы. Электроприемники предприятий относятся ко II категории электроснабжения.

Правильное определение ожидаемых электрических нагрузок является основой рационального решения комплекса технико-экономических вопросов при проектировании электроснабжения современного промышленного предприятия. Определение электрических нагрузок является первым этапом проектирования любой системы электроснабжения. Капитальные затраты в системе электроснабжения зависят от правильной оценки ожидаемых нагрузок, потерь электроэнергии и эксплуатационных расходов. Ошибка при расчетах электрических нагрузок приводит к увеличению экономических и ухудшению технических показателей предприятия.

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. Улучшение условий и безопасности труда приводит к росту производительности труда, снижению профессиональных заболеваний и несчастных случаев на производстве.

Система электроснабжения промышленного предприятия должна удовлетворять ряду требований: высокой надежности и экономичности, обеспечение требуемого качества электроэнергии, безопасности и удобства в эксплуатации, стабильность частоты и т.д. Решения должны приниматься с учетом роста потребителей электрификации в данном районе.

Проектирование электроснабжения алюминиевого завода 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.

1 Электроснабжение алюминиевого завода

1.1 Технологический процесс производства

Сочетание физических, механических и химических свойств алюминия определяет его широкое применение практически во всех областях техники, особенно в виде его сплавов с другими металлами. В электротехнике алюминий успешно заменяет медь, особенно в производстве массивных проводников, например, в воздушных линиях, высоковольтных кабелях, шинах распределительных устройств, трансформаторах. Сверхчистый алюминий употребляют в производстве электрических конденсаторов и выпрямителей, действие которых основано на способности окисной пленки алюминия пропускать электрический ток только в одном направлении. Сверхчистый алюминий, очищенный зонной плавкой, применяется для синтеза полупроводниковых соединений типа АIII ВV, применяемых для производства полупроводниковых приборов. Чистый алюминий используют в производстве разного рода зеркал отражателей. Алюминий высокой чистоты применяют для предохранения металлических поверхностей от действия атмосферной коррозии. Обладая относительно низким сечением поглощения нейтронов, алюминий применяется как конструкционный материал в ядерных реакторах.

В металлургии алюминий — одна из самых распространённых легирующих добавок в сплавах на основе Cu, Mg, Ti, Ni, Zn и Fe. Применяют алюминий также для раскисления стали перед заливкой её в форму, а также в процессах получения некоторых металлов методом алюминотермии. На основе алюминия методом порошковой металлургии создан САП (спечённый алюминиевый порошок), обладающий при температурах выше 300°C большой жаропрочностью.

Алюминий используют в производстве взрывчатых веществ. Широко применяют различные соединения алюминия.

Производство и потребление алюминия непрерывно растет, значительно опережая по темпам роста производство стали, меди, свинца, цинка.

По распространенности в природе алюминий занимает первое место среди металлов; его содержание в земной коре составляет 7,45%. Однако, несмотря на широкую распространенность в природе, алюминий до конца XIX века принадлежал к числу редких металлов. В чистом виде алюминий не встречается вследствие своей высокой химической активности. Он преимущественно встречается в виде соединений с кислородом и кремнием — алюмосиликатов.

Рудами алюминия могут служить лишь породы, богатые глиноземом (Al_2O_3) и залегающие крупными массами на поверхности земли. К таким породам относятся бокситы, нефелины - $(Na, K)_2O; Al_2O_3; 2SiO_2$, алуниты - $(Na, K)_2SO_4; Al_2(SO_4)_3; 4Al(OH)_3$ и каолины, полевошпат - $K_2O; Al_2O_3; 6SiO_2$.

Основной рудой для получения алюминия являются бокситы. Алюминий в них содержится в виде гидроокисей $\text{Al}(\text{OH})$, AlOOH , корунда Al_2O_3 и каолинита $\text{Al}_2\text{O}_3 \cdot 2\text{SiO}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$. Химический состав бокситов сложен: 28-70% глинозема; 0,5-20% кремнезема; 2-50% окиси железа; 0,1-10% окиси титана. В последнее время в качестве руды стали применять нефелины и алуниды.

Технологический процесс получения алюминия состоит из трех основных стадий:

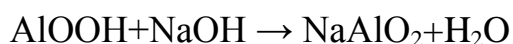
- а) Получение глинозема (Al_2O_3) из алюминиевых руд;
- б) Получение алюминия из глинозема;
- в) Рафинирование алюминия.

Получение глинозема из руд.

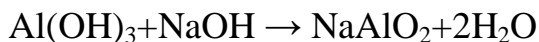
Глинозем получают тремя способами: щелочным, кислотным и электролитическим. Наибольшее распространение имеет щелочной способ (метод К. И. Байера, разработанный в России в конце позапрошлого столетия и применяемый для переработки высокосортных бокситов с небольшим количеством (до 5-6%) кремнезема). Этот способ состоит из следующих основных операций:

а) Подготовки боксита, заключающийся в его дроблении и измельчении в мельницах; в мельницы подают боксит, едкую щелочь и небольшое количество извести, которое улучшает выделение Al_2O_3 ; полученную пульпу подают на выщелачивание;

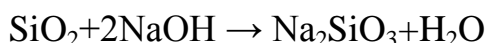
б) Выщелачивания боксита (в последнее время применяемые до сих пор блоки автоклав круглой формы частично заменены трубчатыми автоклавами, в которых при температурах 230-250°C происходит выщелачивание), заключающегося в химическом его разложении от взаимодействия с водным раствором щелочи; гидраты окиси алюминия при взаимодействии со щелочью переходят в раствор в виде алюмината натрия:



или



содержащийся в боксите кремнезем взаимодействует со щелочью и переходит в раствор в виде силиката натрия:

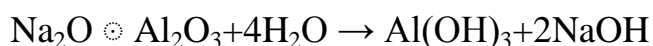


в растворе алюминат натрия и силикат натрия образуют нерастворимый натриевый алюмосиликат; в нерастворимый остаток переходят окислы титана и железа, придающие остатку красный цвет; этот остаток называют красным шламом. По окончании растворения полученный алюминат натрия

разбавляют водным раствором щелочи при одновременном понижении температуры на 100°C;

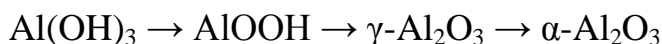
в) Отделения алюминатного раствора от красного шлама обычно осуществляемого путем промывки в специальных сгустителях; в результате этого красный шлам оседает, а алюминатный раствор сливают и затем фильтруют. В ограниченных количествах шлам находит применение, например, как добавка к цементу. В зависимости от сорта бокситов на 1 т полученной окиси алюминия приходится 0,6-1,0 т красного шлама;

г) Разложения алюминатного раствора. Его фильтруют и перекачивают в большие емкости с мешалками. Из пересыщенного раствора при охлаждении на 60°C и постоянном перемешивании извлекается гидроокись алюминия $Al(OH)_3$. Так как этот процесс протекает медленно и неравномерно, а формирование и рост кристаллов гидроокиси алюминия имеют большое значение при ее дальнейшей обработке, в декомпозиеры добавляют большое количество твердой гидроокиси — затравки:



д) Выделения гидроокиси алюминия и ее классификации; это происходит в гидроциклонах и вакуум-фильтрах, где от алюминатного раствора выделяют осадок, содержащий 50-60% частиц $Al(OH)_3$. Значительную часть гидроокиси возвращают в процесс декомпозиции как затравочный материал, которая и остается в обороте в неизменных количествах. Остаток после промывки водой идет на кальцинацию, фильтрат также возвращается в оборот;

б). Обезвоживания гидроокиси алюминия - это завершающая операция производства глинозема, ее осуществляют в трубчатых вращающихся печах, а в последнее время также в печах с турбулентным движением материала при температуре 1150-1300°C. Сырая гидроокись алюминия, проходя через вращающуюся печь, высушивается и обезвоживается, при нагреве происходят последовательно следующие структурные превращения:



В окончательно прокаленном глиноземе содержится 30-50% $\alpha-Al_2O_3$ (корунд), остальное $\gamma-Al_2O_3$.

Этим способом извлекается 85-87% от всего получаемого глинозема. Полученная окись алюминия представляет собой прочное химическое соединение с температурой плавления 20-50°C.

Безупречное приготовление алюминиевого скрапа в самых разнообразных пропорциях можно осуществлять только на специально оборудованных плавильных заводах. Представление о сложном рабочем процессе на таком заводе дает рисунок 1.1.

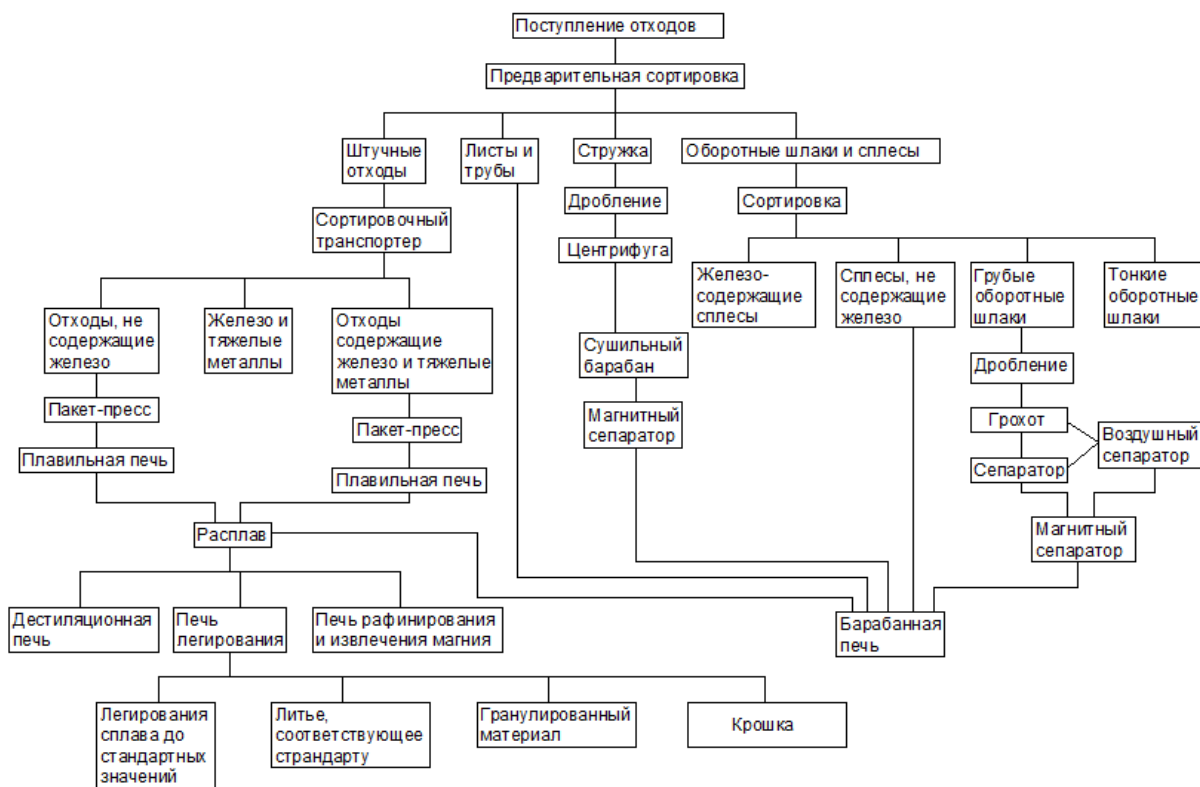


Рисунок 1.1 – Процесс приготовления алюминия на заводе

Отходы переплавляют после грубой предварительной сортировки. Содержащиеся в этих отходах железо, никель или медь, точка плавления которых выше точки плавления алюминия, при плавке в плавильной пороговой печи остаются в ней, а алюминий выплавляется. Для удаления из отходов неметаллических включений типа окислов, нитридов, карбидов или газов применяют обработку расплавленного металла солями или (что рациональней) продувку газом — хлором или азотом.

Для удаления металлических примесей из расплава известны различные методы, например присадка магния и вакуумирование — метод Бекша (Becksche); присадка цинка или ртути с последующим вакуумированием — субгалогенный метод. Удаление магния ограничивается введением в расплавленный металл хлора. Путем введения добавок, точно определяемых составом расплава, получают заданный литейный сплав.

1.2 Исходные данные

Тема «Электроснабжение 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 1250 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до завода 5,2 км. Комбинат работает

в две 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

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП <i>n</i>	Установленная мощность, кВт			Ки	cosφ	tgφ
			P _{min}	P _{max}	Суммарная, P _н			
1	Цех подготовки сырья	55	1	140	1900	0.4	0.75	0.88
2	Склады учреждения	60	1	90	3000	0.3	0.8	0.75
3	Блок мокрого размола	80	1	110	3800	0.5	0.8	0.75
4	Цех спекания	56	1	100	1300	0.5	0.85	0.62
5	Узел выщелачивания	180	1	150	14000	0.4	0.8	0.75
6	Узел выкручивания	55	1	140	4500	0.4	0.8	0.75
7	Узел сгущения	82	1	160	7000	0.4	0.8	0.75
8	Цех прокаливания	56	1	210	4500	0.4	0.75	0.88
9	Склад соды	12	1	20	200	0.3	0.8	0.75
10	Склад глинозема	16	1	25	210	0.3	0.8	0.75
11	Компрессорная	25	1	50	350	0.6	0.7	1.02
12	Заводоуправление	38	1	50	500	0.4	0.7	1.02
13	Ремонтно-механический цех	40	4	60	300	0.4	0.75	0.88

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:

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

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

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

$tg\varphi_o$ - 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:

$$P_{yo}=\rho_0 \times F, \text{ кВт.} \quad (1.3)$$

где F-площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, м²;

ρ_0 – удельная расчетная мощность, кВт/м².

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

1.4 Расчет электрических нагрузок по предприятию

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 1.3 – Расчет электрических нагрузок по цехам напряжением 0,4кВ.

1.5 Выбор числа цеховых трансформаторов

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.

Предприятие относится ко II категории потребителей, предприятие работает в две смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр}=0,8$. Принимаем трансформатор мощностью $S_{нт}=2500$ кВА ТМ-2500-10/0,4 (таблица 1.4)

Таблица 1.2 - Электрические нагрузки по цеху

№ по плану	Наименование производственного помещения	Размеры помещения, м		Площадь, м ²	P ₀ , кВт/м ²	K _с	P _{у.о.} , кВт	P _{р.о.} , кВт	cosφ	tgφ
		Длина	Ширина							
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Цех подготовки сырья	65	52	3380	0.014	0.8	47.32	37.86	0.9	0.48
2	Склады учреждения	91	70	6370	0.06	0.6	382.20	229.32	0.9	0.48
3	Блок мокрого размола	47	49	2303	0.014	0.8	32.24	25.79	0.9	0.48
4	Цех спекания	117	65	7605	0.014	0.8	106.47	85.18	0.9	0.48
5	Узел выщелачивания	138	88	12144	0.014	0.8	170.02	136.01	0.9	0.48
6	Узел выкручивания	88	60	5280	0.014	0.8	73.92	59.14	0.9	0.48
7	Узел сгущения	86	57	4902	0.014	0.8	68.63	54.90	0.9	0.48
8	Цех прокаливания	91	57	5187	0.014	0.8	72.62	58.09	0.9	0.48
9	Склад соды	47	68	3196	0.06	0.6	191.76	115.06	0.9	0.48
10	Склад глинозема	40	47	1880	0.06	0.6	112.80	67.68	0.9	0.48
11	Компрессорная	99	26	2574	0.07	0.7	180.18	126.13	0.9	0.48
12	Заводоуправление	122	34	4148	0.02	0.9	82.96	74.66	0.9	0.48
13	Ремонтно-механический цех	40	23	920	0.014	0.8	12.88	10.30	0.9	0.48
	Освещение территории	588	300	116511	0.005	1	582.56	582.56	0.9	0.48

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

№ по плану	Наименование цеха	Кол-во ЭП n	Установленная мощность			m	Ки	cosφ	tgφ	Сред. мощн.	
			Pmin, кВт	Pmax, кВт	Суммарная Pн, кВт					Pсм, кВт	Qсм, квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Цех подготовки сырья а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	55	1	140	1900	>3	0.4	0.75	0.88	760	670.3
2	Склады учреждения а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	60	1	90	3000	>3	0.3	0.80	0.75	900	675.0
3	Блок мокрого размола а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	80	1	110	3800	>3	0.5	0.80	0.75	1900	1425.0
4	Цех спекания а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	56	1	100	1300	>3	0.5	0.85	0.62	650	402.8
5	Узел выщелачивания а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	180	1	150	14000	>3	0.4	0.80	0.75	5600	4200.0
6	Узел выкручивания а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	55	1	140	4500	>3	0.4	0.80	0.75	1800	1350.0
7	Узел сгущения а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	82	1	160	7000	>3	0.4	0.80	0.75	2800	2100.0

Продолжение таблицы 1.3

8	Цех прокаливания а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	56	1	210	4500	>3	0.4	0.75	0.88	1800	1587.5
9	Склад соды а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	12	1	20	200	>3	0.3	0.80	0.75	60	45.0
10	Склад глинозема а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	16	1	25	210	>3	0.3	0.80	0.75	63	47.3
11	Компрессорная а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	25	1	50	350	>3	0.6	0.70	1.02	210	214.2
12	Заводоуправление а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	38	1	50	500	>3	0.4	0.70	1.02	200	204.0
13	Ремонтно-механический цех а) силовая нагрузка б) осветительная нагрузка ИТОГО	40	4	60	300	>3	0.4	0.75	0.88	120	105.8
21	Освещение территории Итого по заводу на шинах 0,4 кВ										

Таблица 1.4 - Данные для расчета:

Удельная мощность $S_{уд}$, кВА/м ²	0.4	
Принимаем $S_{н.тр}$, кВА	2500	
Принимаем $K_{з.тр}$	0.8	
Найдем $N_{min.тр}$	10.171	
ΔN	0.829	
Дополнительное число т-ра m	0	
$N_{min.тр}$	11	
Определим величину $Q_1=Q_T$	8380.6	
Определим QНБК1	5462.1	
Расчетный коэффициент γ	0.57	
Определим QНБК2	0	
QНБК Σ	5462.1	
Мощность QНБК на один тр-р	496.5	450

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

$$N_{т\ min} = \frac{P_{р0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N, \quad (1.4)$$

где $P_{р0,4}$ – 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:

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

где, m – дополнительное число трансформаторов.
 $N_{т.э}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z_{п/ст}^*$.

Тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m > 3$.

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

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

Составляем схему замещения (рисунок 1.2)

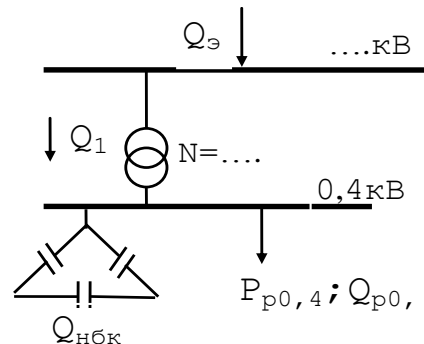


Рисунок 1.2 - Схема замещения

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

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

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

Дополнительная мощность $Q_{нбк2}$ НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле

$$Q_{нбк2} = Q_{р0,4} - Q_{нбк1} - \gamma \times N_{тэ} \times S_{нт}, \quad (1.9)$$

где γ – расчетный коэффициент; $\gamma = f(K1, K2, \text{сх. питания ТП})$.

Так как $Q_{нбк2} < 0$, то принимаю $Q_{нбк2} = 0$, отсюда следует, что

$$Q_{нбк} = Q_{нбк1} + Q_{нбк2}, \text{ квар} \quad (1.10)$$

На основании расчетов, полученных в данном пункте составляется таблица 1.5 – Распределение нагрузок цехов по ТП, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 1.5 – Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ТП, S _{н.тр} , QHБК	№ цехов	PP0,4, кВт	QP0,4, квар	SP0,4, кВА	Кз	Кол-во транс-ров	
1	2	3	4	5	6		
ТП1 (2x2500) ТП2 (2x2500) ΣS _н =10000 кВА	6	2075.1	1378.6	2491.4		4	
	7	3106.9	2126.6	3765.0			
	8	2110.1	1615.6	2657.6			
	10	156.5	80.0	175.8			
				-1800.0			
			7448.6	3400.8	8188.3		0.82
ТП3 (2x2500) ТП4 (2x2500) ΣS _н =10000 кВА	2	1255.3	786.1	1481.1		4	
	9	206.3	100.7	229.5			
	5	6016.0	4265.9	7375.0			
				-1800.0			
			7477.6	3352.7	8194.8		0.82
ТП5 (2x2500) ТП6 (1x2500) ΣS _н =7500 кВА	1	942.3	688.6	1167.0		3	
	3	2115.8	1437.5	2557.9			
	4	839.2	444.1	949.4			
	12	322.7	240.2	402.3			
	13	181.9	121.4	218.7			
	11	430.6	275.3	511.1			
	осв.тер.	582.6	282.1	647.3			
				-1350.0			
		5415.0	2139.2	5822.2	0.78		

1.6 Расчет электрических нагрузок на шинах 10 кВ

Определение потерь мощности в ЦТП (таблица 1.6)

Таблица 1.6 - Потери мощности

Паспортные данные трансформатора				
S _н , кВА	I _{х.х} , %	U _{к.з} , %	ΔP _{х.х} , кВт	ΔP _{к.з} , кВт
2500	1%	6%	4.6	20.5

ТП1, ТП2: Кз = 0,82; N = 4.

ТП3, ТП4: Кз = 0,82; N = 4.

ТП5, ТП6: Кз = 0,78; N = 3.

$$\Delta P_T = \Delta P_X + \Delta P_{K3} \times K_3^2, \text{ кВт}; \quad \Sigma \Delta P_T, \text{ кВт} \quad (1.11)$$

$$\Delta Q_T = \frac{I_{xx} \times S_H}{100} + \frac{U_{кз} \times S_H \times K^2}{100^3}, \text{ квар}; \quad (1.12)$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей (таблица 1.7)

$$P_{pCD} = P_{нCD} \times N_{CD} \times k_3, \text{ кВт}; \quad (1.13)$$

$$Q_{pCD} = P_{нCD} \times \text{tg } \varphi \times N_{CD} \times k_3, \text{ квар}. \quad (1.14)$$

Таблица 1.7 - Расчетная мощность СД-10 кВ

Определим расчетную мощность СД-10 кВ							
$P_{нCD},$ кВт	n	K_3	$\cos\varphi$	$P_{pCD},$ кВт	$\Sigma P_{pCD},$ кВт	$Q_{pCD},$ квар	$\Sigma Q_{pCD},$ квар
400	4	0.85	0.9	340	1360	164.7	658.7

Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП
Составим схему замещения, показанную на рисунке 1.3.

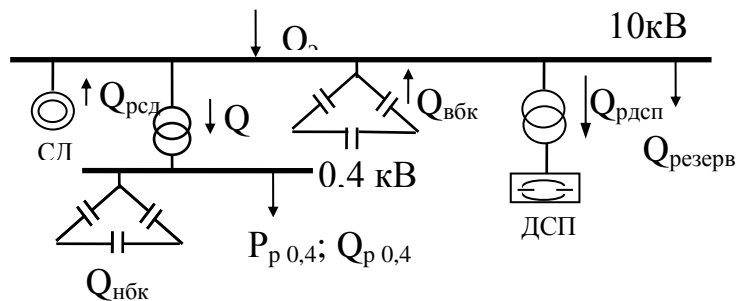


Рисунок 1.3 - Схема замещения

Методика расчета компенсации на шинах ГПП:

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно $Q_{вбк}$

$$Q_{вбк} = Q_{p0,4} + \Sigma \Delta Q_{тр} + Q_{рдсп} + \Delta Q_{тр ДСП} + Q_{рез} - Q_э - Q_{нбк} - \Sigma Q_{сд}, \quad (1.15)$$

$$Q_э = 0,25 \times \Sigma P_p = 0,25 \times (P_{p0,4} + \Delta P_{тр} + P_{pCD} + P_{рдсп} + \Delta P_{тр ДСП}), \text{ квар}; \quad (1.16)$$

$$Q_{рез} = 0,1 \Sigma Q_p = 0,1 \times (Q_{p0,4} + \Delta Q_{тр} + Q_{рдсп} + \Delta Q_{тр ДСП}), \text{ квар}; \quad (1.17)$$

Полученную реактивную мощность используем для индивидуальной компенсации ДСП и для компенсации на шинах ГПП (таблица 1.8)

Таблица 1.8 - Мощность Q ВБК

Определим мощность QВБК						
Qp0,4, квар	ΣΔQt, квар	Qp, квар	Qэ, квар	QНБК, квар	ΣQpСД, квар	QВБК, квар
13842.8	1255.2	1509.8	6010.2	4950	1696.1	3951.4

Установка ВБК не требуется

Расчет силовой нагрузки по заводу, включая низковольтную и высоковольтную нагрузки, потери в трансформаторах ЦТП, расчетные мощности ДСП и СД, приведены в таблице 1.9 – Уточненной расчет мощности по промышленному предприятию.

1.7 Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 25 МВА, напряжением 110 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ равна 1250 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от энергосистемы до завода 5,2 км. Предприятие работает в две смены.

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

- а) I вариант – ЛЭП 115 кВ;
- б) II вариант – ЛЭП 37 кВ;
- в) III вариант – ЛЭП 10,5 кВ.

Вариант 1 (рисунок 1.4)

Выбираем электрооборудование по I варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП

$$S_{p\text{ГПП}} = \sqrt{P_p^2 + Q_э^2}, \text{ кВА.} \quad (1.18)$$

$$S_{p\text{ГПП}} = \sqrt{21198^2 + 6010^2} = 22033 \text{ кВА.}$$

Рассмотрим два трансформатора мощностью 16000 кВА:

$$K_3 = \frac{S_{p\text{ГПП}}}{2 \times S_{\text{ном.тр.}}} \quad (1.19)$$

Таблица 1.9 – Уточненной расчет мощности по промышленному предприятию

№ТП	№ цехов	n	Pн.min, кВт	Pн.max, кВт	ΣPн, кВт	Ки	Pсм, кВт	Qсм, квар	nэ	Км	P
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
ТП1(2x2500) кВА ТП2 (2x2500) кВА Силовая Осветительная Итого	6	55	1	140	4500		1800	1350	15 4	1.07	69 4 7
	7	82	1	160	7000		2800	2100			
	8	56	1	210	4500		1800	1587			
	10	16	1	25	210		63	47			
		20 9	1	210	16210	0.40	6463	5085			
ТП3(2x2500) кВА ТП4 (2x2500) кВА Силовая Осветительная Итого	2	60	1	90	3000		900	675	22 9	1.06	6 5 7
	5	18 0	1	150	14000		5600	4200			
	9	12	1	20	200		60	45			
		25 2	1	150	17200	0.38	6560	4920			
ТП5 (2x2500) кВА ТП6 (1x2500) кВА Силовая Осветительная Осв. территории Итого Итого 0,4 кВ ΣΔPт, ΣΔQт Итого 0,4 кВ к 10 кВ Итого по заводу	1	55	1	140	1900		760	670	11 6	1.07	4 5 5 4 19 1 19 1 2
	3	80	1	110	3800		1900	1425			
	4	56	1	100	1300		650	403			
	11	25	1	50	350		210	214			
	12	38	1	50	500		200	204			
	13	40	4	60	300		120	106			
		29 4	1	140	8150	0.47	3840	3022			

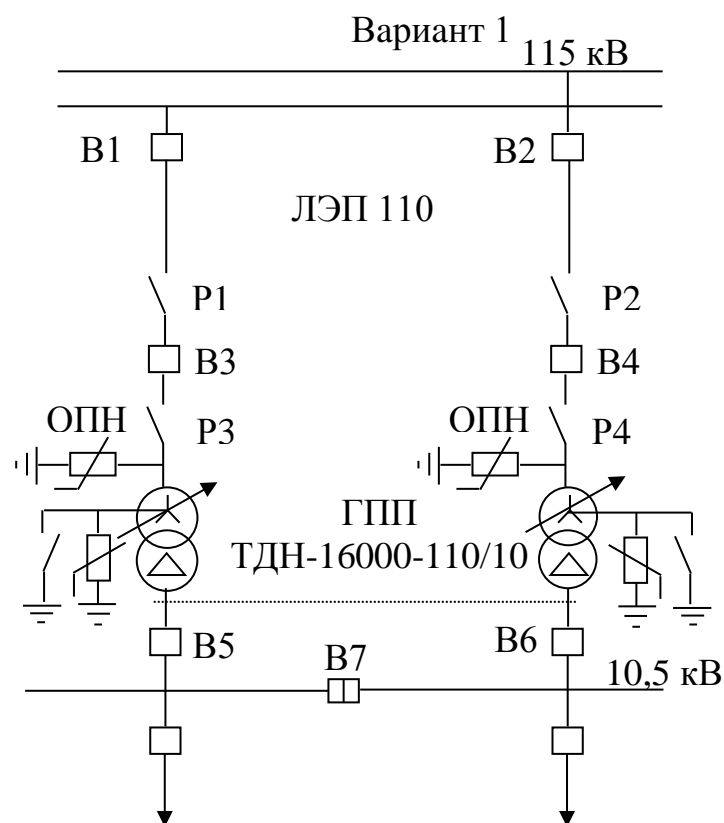


Рисунок 1.4 – Первый вариант схемы электроснабжения

$$K_3 = \frac{22033}{2 \times 16000} = 0,69$$

Принимаем два трансформатора 2×16000 кВА, $K_3=0,69$, типа ТРДН-16000/110-У1

Паспортные данные: $S_H = 16$ МВА; $U_{ВН} = 115$ кВ; $U_{НН} = 11$ кВ; $P_{ХХ} = 13$ кВт; $P_{КЗ} = 58$ кВт; $U_{КЗ}$ вн-нн = 10,5%; $I_{ХХ} = 0,4\%$.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2 \times (\Delta P_{\text{ХХ}} + \Delta P_{\text{КЗ}} \times K_3^2), \text{ кВт}; \quad (1.20)$$

$$\Delta P_{\text{тр гпп}} = 2 \times (13 + 58 \times 0,69^2) = 81,2 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{тгпп}} = 2 \times \left(\frac{I_{\text{Х}} \times S_{\text{Н}}}{100} + \frac{U_{\text{К}} \times S_{\text{Н}} \times K_3^2}{100} \right), \text{ квар}. \quad (1.21)$$

$$\Delta Q_{\text{тгпп}} = 2 \times \left(\frac{0,4 \times 16000}{100} + \frac{10,5 \times 16000 \times 0,69^2}{100} \right) = 1727,7 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП

$$\Delta W_{T_{\text{ГПП}}} = 2 \times (\Delta P_{\text{ХХ}} \times T_{\text{вкл}} + \tau \times \Delta P_{\text{кз}} \times K_3^2), \text{ кВт ч} \quad (1.22)$$

$$\Delta W_{T_{\text{ГПП}}} = 2 \times (13 \times 4000 + 3714 \times 58 \times 0,69^2) = 309115,3$$

где $T_{\text{вкл}}$ – число часов включения, для двухсменной работы $T_{\text{вкл}} = 4000$ ч;
 τ – число часов использования максимума потерь и зависит от числа часов использования максимума нагрузки.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10000} \right) \times 8760, \text{ ч.} \quad (1.23)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3000}{10000} \right) \times 8760 = 3714 \text{ ч.}$$

где $T_M = 3000$ ч. – число часов использования максимума.

Выбираем сечение проводов ЛЭП 110 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{T_{\text{ГПП}}})^2 + Q_3^2}, \text{ кВА}, \quad (1.24)$$

$$S_{\text{ЛЭП}} = \sqrt{(21198 + 81,2)^2 + 1727,7^2} = 21349 \text{ кВА},$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{\sqrt{3} \times U}, \text{ А}, \quad (1.25)$$

$$I_{\text{ав}} = \frac{21349}{\sqrt{3} \times 110} = 112,2 \text{ А},$$

$$I_p = \frac{I_{\text{ав}}}{2}, \text{ А}, \quad (1.26)$$

$$I_p = \frac{112,2}{2} = 56,1 \text{ А}.$$

а) определим сечение по экономической плотности тока (j_3):

$$F_9 = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \text{ мм}^2 \quad (1.27)$$

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

$$F_9 = \frac{56,1}{1,1} = 51, \text{ мм}^2.$$

принимаем стандартное ближайшее сечение $F_9=70\text{мм}^2$, $I_{\text{доп}}= 265\text{А}$

б) по условию потерь на «корону»

Так как для ВЛ 110 кВ минимальное сечение 70 мм², то принимается провод марки АС-70, $I_{\text{доп}}=265 \text{ А}$.

в) на нагрев рабочим током: $I_{\text{доп.пров.}} > I_p$, ($265 \text{ А} > 56,1 \text{ А}$)

г) по аварийному режиму: $1,3 \times I_{\text{доп.пров.}} > I_{\text{ав.}}$, ($1,3 \times 265 > 112,2 \text{ А}$)

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

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 110 кВ:

$$\Delta W_{\text{лэп 110}} = N \times 3 \times I_p^2 \times R \times 10^{-3} \times \tau, \text{ кВт ч}, \quad (1.28)$$

$$\Delta W_{\text{лэп 110}} = 2 \cdot 3 \cdot 56,1^2 \cdot 2,39 \cdot 10^{-3} \cdot 3714 = 167616,5 \text{ кВт ч}$$

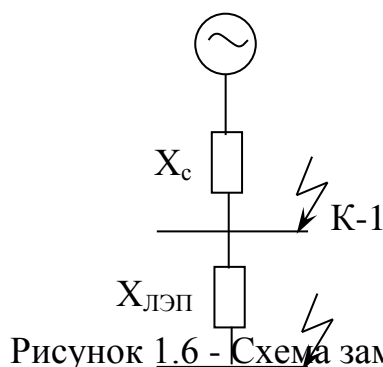
$$R = r_0 \times L \quad (1.29)$$

$$R = 5,2 \cdot 0,46 = 2,39$$

$r_0=0,46 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-70/11.

Выбор оборудования на $U=110 \text{ кВ}$.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 1.6) и рассчитаем ток короткого замыкания.



$$S_6 = 1000 \text{ МВА}; U_6 = 115 \text{ кВ}.$$

$$x_c = S_6 / S_{\text{кз}} \quad (1.30)$$

$$x_c = 1000 / 1250 = 0,8$$

Рисунок 1.6 - Схема замещения

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_6}, \text{ кА}; \quad (1.31)$$

$$I_{\sigma} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$X_{\text{лэп}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\sigma}}{U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (1.32)$$

$$X_{\text{лэп}} = \frac{0,341 \times 5,2 \times 1000}{115^2} = 0,14, \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{I_{\sigma}}{X_{\text{с}}}, \text{ кА}; \quad (2.33)$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{5,02}{0,8} = 6,27 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд1}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 6,27 = 15,91 \text{ кА}$$

$$S_{\text{к-1}} = \sqrt{3} \times 115 \times 6,27 = 1247,4 \text{ МВА}$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{I_{\sigma}}{X_{\text{с}} + X_{\text{лэп}}}, \text{ кА}; \quad (1.34)$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{5,02}{0,8 + 0,14} = 5,34 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд2}} = K_{\text{уд}} \times \sqrt{2} \times I_{\text{к-2}}, \text{ кА} \quad (1.35)$$

$$i_{\text{уд2}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 5,34 = 13,55 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{к-2}} = \sqrt{3} \times U_{\text{н}} \times I_{\text{к-2}}, \text{ МВА.} \quad (1.36)$$

$$S_{\text{к-2}} = \sqrt{3} \times 115 \times 5,34 = 1062,4 \text{ МВА}$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

Выключатели В1, В2: НРЛ-170В1

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

Разъединители: РНД(З)-110/1000У1

$$I_H \geq I_{ав}; I_{СКВ \text{ ампл}} \geq i_{уд}; I_{пред \text{ терм стойк}} \geq I_{кз}.$$

Выключатели В3, В4: НРЛ-170В1

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

Ограничители перенапряжения:

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

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп}=2 \times 915 = 1830 \cdot 180 = 329400 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на ЛЭП-110 кВ:

$$K_{ЛЭП-110}=1 \times K_{лэп}=5,2 \times 24,6 = 127,92 \cdot 180 = 23022 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на выключатели В1-В4:

$$K_{В1-В4}=4 \times 59,6 = 238,6 \cdot 180 = 42948 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на разъединитель:

$$K_{разъед.} = 2 \cdot 24,7 = 49,4 \cdot 180 = 8892 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на ОПН:

$$K_{ОПН}=4 \times 3,615 = 14,5 \cdot 180 = 2610 \text{ тыс. тг.}$$

Суммарные затраты:

$$\Sigma K_I = K_{В1-В4} + K_{ЛЭП-110} + K_{разъед.} + K_{ОПН} + K_{тр.гпп}, \quad (1.37)$$

$$\Sigma K_I = 1830 + 127,92 + 238,6 + 49,4 + 14,5 = 2260,42 \cdot 180 = 406875 \text{ тыс. тг.}$$

Суммарные издержки рассчитываются по формуле:

$$\Sigma I_I = I_a + I_{\text{пот}} + I_\Sigma \quad (1.38)$$

$$\Sigma I_I = 134,35 + 38,14 + 4,03 + 3,58 = 180,1 \cdot 180 = 32418 \text{ тыс. тг}$$

Амортизационные отчисления:

$$I_a: I_a = E_a \cdot K \quad (1.39)$$

$$I_a = 0,063 \cdot (1830 + 238,6 + 49,4 + 14,5) = 134,35 \cdot 180 = 24183 \text{ тыс. тг.}$$

Для ВЛ-110 кВ на железобетонных опорах $E_a = 0,028$

Для распределительных устройств и подстанций $E_a = 0,063$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a,\text{лэп}} = E_{a,\text{лэп}} \cdot K_{\text{лэп}}, \quad (1.40)$$

$$I_{a,\text{лэп}} = 0,028 \cdot 127,92 = 3,58 \cdot 180 = 644 \text{ тыс. тг.}$$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a,\text{обор.}} = E_{a,\text{обор.}} \cdot \Sigma K_{\text{обор.}} = E_{a,\text{обор.}} \cdot (K_{\text{В1-В4}} + K_{\text{разъед.}} + K_{\text{ОПН}} + K_{\text{тр.гпп}}) \quad (1.41)$$

$$I_{a,\text{обор.}} = 0,063 \cdot (1830 + 238,6 + 49,4 + 14,5) = 134,35 \cdot 180 = 24183 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор.}} = E_{\text{экспл.обор.}} \cdot \Sigma K_{\text{обор.}} \quad (1.42)$$

$$I_{\text{экспл.обор.}} = 0,03 \cdot 134,35 = 4,03 \cdot 180 = 725 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.лэп}} = E_{\text{экспл.лэп}} \cdot K_{\text{лэп}} \quad (1.43)$$

$$I_{\text{экспл.лэп}} = 0,028 \cdot 127,92 = 3,58 \cdot 180 = 644 \text{ тыс. тг}$$

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = C_o (\Delta W_{\text{тр. гпп}} + \Delta W_{\text{ЛЭП-110}}) \quad (1.44)$$

$$I_{\text{пот}} = 0,08 \cdot (309115,3 + 167616,5) = 38,14 \cdot 180 = 6858 \text{ тыс. тг.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\Sigma I_1 = 134,35 + 3,58 + 4,03 + 3,58 + 38,14 = 183,68 \cdot 180 = 33062 \text{ тыс. тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости, определяются по выражению:

$$Z_1 = E \cdot K_1 + I_1 \quad (1.45)$$

$$Z_1 = 0,12 \cdot 2260,42 + 183,68 = 454,93 \cdot 180 = 81887 \text{ тыс. тг.}$$

где $E=0,12$ -нормативный коэффициент эффективности капиталовложений

Вариант 2 (рисунок 1.7)

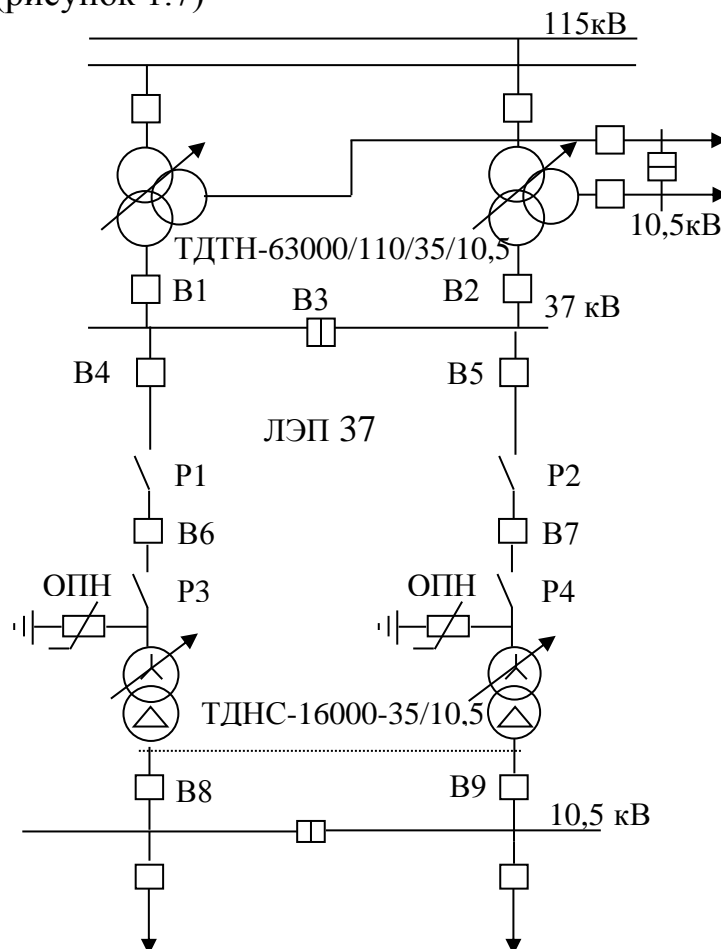


Рисунок 1.7 – Второй вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по II варианту.

Выбираем трансформаторы ГПП:

Принимаем 2 трансформатора 2×16000 кВА, $K_3 = 0,69$ типа ТДНС – 16000/35. Паспортные данные: $S_H = 16$ МВА; $U_{BH} = 37$ кВ; $U_{HH} = 10,5$ кВ; $P_{ХХ} = 13$ кВт; $P_{кз} = 85$ кВт; $U_{кз} = 10$ %; $I_{ХХ} = 0,3$ %.

Определим потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{тр гпп} = 2 \cdot (13 + 85 \cdot 0,69^2) = 106,94 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{т гпп} = 2 \times \left(\frac{0,3 \times 16}{100} + \frac{10 \times 16 \times 0,69^2}{100} \right) = 1,62 \text{ квар.}$$

Определим потери электрической энергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{т гпп} = 2 \times (13 \times 4000 + 3714 \times 85 \times 0,69^2) = 404600,02$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 35 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП

$$S_{лэп} = \sqrt{(21198 + 106,94)^2 + 1727,7^2} = 21374,88 \text{ кВА};$$

$$I_{ав} = \frac{21374}{\sqrt{3} \times 37} = 333,92 \text{ А};$$

$$I_p = \frac{333,92}{2} = 166,96 \text{ А.}$$

а) определим сечение по экономической плотности тока ($j_э$):

$$F_э = \frac{166,96}{1,1} = 151,78 \text{ мм}^2.$$

принимаем стандартное ближайшее сечение $F_э = 150 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 445 \text{ А}$

б) на нагрев рабочим током: $I_{доп \text{ .пров.}} > I_p$, ($445 \text{ А} > 166,96 \text{ А}$)

в) по аварийному режиму: $1,3 \times I_{доп \text{ .пров.}} > I_{ав.}$, ($1,3 \times 445 > 333,92 \text{ А}$)

Окончательно принимаем провод марки АС – 150, $I_{доп} = 445 \text{ А}$

Определим потери электрической энергии в ЛЭП 35 кВ

$$\Delta W_{лэп 35} = 2 \cdot 3 \cdot 166,96^2 \cdot 1,09 \cdot 10^{-3} \cdot 3714 = 677087,1 \text{ кВтч}$$

$$R = 0,21 \cdot 5,2 = 1,09 \text{ Ом.}$$

$r_0 = 0,21 \text{ Ом/км}$ - удельное активное сопротивление АС-150

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/110-У1

Паспортные данные трансформаторов:

$S_H = 63 \text{ МВА}$; $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$; $U_{СН} = 38,5$; $U_{НН} = 11$; $\Delta P_{ХХ} = 50$; $\Delta P_{КЗ} = 290$;
 $U_{КВ-Н} = 18$; $U_{КС-Н} = 7$; $U_{КВ-С} = 10,5$; $I_{ХХ} = 0,3$

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

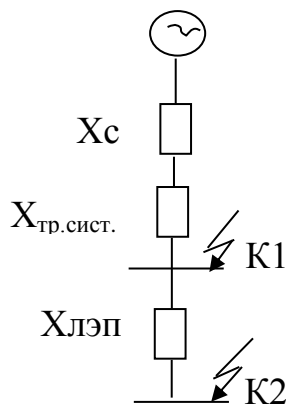
$$\gamma_1 = \frac{21374,88}{2 \cdot 63000} = 0,17$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{т-р сист.}} = 2 \times (50 \times 4000 + 3714 \times 290 \times 0,69^2) = 1425576,5 \text{ кВтч}$$

Выбор оборудования на $U = 35 \text{ кВ}$.

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 1.8) и рассчитаем ток короткого замыкания.



$$S_6 = 1000 \text{ МВА}; U_6 = 37 \text{ кВ}; x_c = 1000/1250 = 0,8$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15,62 \text{ кА};$$

$$x_{\text{тр.сист.}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 63} = 1,667 \text{ о.е.};$$

Рисунок 1.8 - Схема замещения

$$x_{\text{лэп}} = \frac{0,3 \times 5,2 \times 1000}{37^2} = 1,14 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{15,62}{0,8 + 1,667} = 6,33 \text{ кА};$$

$$I_{к-2} = \frac{15,62}{0,8 + 1,667 + 1,14} = 4,33 \text{ кА};$$

$$i_{уд1} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 6,33 = 16,06 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 4,33 = 10,99 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{к-1} = \sqrt{3} \times 37 \times 6,33 = 405,18 \text{ МВА};$$

$$S_{к-2} = \sqrt{3} \times 37 \times 4,33 = 277,16 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

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

$$I_{ав.В1,В2} = \frac{2 \cdot 63 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1968 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В1, В2 типа 38РМ31-20 (таблица 1.10)

Таблица 1.10 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38 \text{ кВ}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$	$U_n \geq U_p$
$I_n = 2000 \text{ А}$	$I_{ав.В1,В2} = 1968 \text{ А}$	$I_n \geq I_{ав.тр сист}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{к1} = 6,33 \text{ кА}$	$I_{откл} \geq I_{к1}$
$I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$i_{уд1} = 16,06 \text{ кА}$	$I_{дин} \geq i_{уд1}$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{рВ3} = \frac{1968}{2} = 984 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В3 типа 38РМ31-12 (таблица 1.11)

Таблица 1.11- Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38 \text{ кВ}$ $I_n = 1200 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{pB3} = 984 \text{ А}$ $I_{к1} = 6,33 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 16,06 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{p.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

$$\gamma_2 = \frac{1968}{2000} = 0,984$$

$$\gamma_3 = \frac{984}{1200} = 0,82$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав} = 333,92 \text{ А}$
 Выбираем выключатели В4-В7 типа 38PM31-12 (таблица 1.12)

Таблица 1.12 - Паспортные данные выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 38 \text{ кВ}$ $I_n = 1200 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 333,92 \text{ А}$ $I_{к1} = 6,33 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 16,06 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{pтр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа ЕК6/ZS3-3606-280 (таблица 1.13)

Таблица 1.13 - Паспортные данные разъединителей

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 37 \text{ кВ}$ $I_n = 4000 \text{ А}$ $I_{скв.ампл.} = 100 \text{ кА}$ $I_{пред.терм. ст.} = 31,5 \text{ кА}$	$U_p = 37 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 333,92 \text{ А}$ $i_{уд2} = 10,99 \text{ кА}$ $I_{к2} = 4,33 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав}$ $I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$ $I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

Ограничители перенапряжения:

ОПНп-35/400/40,5-10 УХЛ1, $U_n = 35 \text{ кВ}$.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

1) Затраты на трансформаторы ГПП:

$$K_{тр.гпп} = 2 \times 730 = 1460 \cdot 180 = 262800 \text{ тыс. тг.}$$

2) Затраты на ЛЭП-35 кВ:

$$K_{\text{ЛЭП-35}} = 5,2 \times 17,4 = 90,48 \cdot 180 = 16286 \text{ тыс. тг.}$$

3) Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{\text{В4-В7}} = 4 \times 28,3 = 113,2 \cdot 180 = 20376 \text{ тыс. тг.}$$

4) Затраты на разъединитель:

$$K_{\text{разъед.}} = 4 \times 24,1 = 96,4 \cdot 180 = 17352 \text{ тыс. тг.}$$

5) Затраты на ОПН:

$$K_{\text{ОПН}} = 2 \times 3,9 = 7,8 \cdot 180 = 1404 \text{ тыс. тг.}$$

6) Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{\text{тр.сист}} = 0,17 \times 2 \times 1458 = 495,72 \cdot 180 = 89229 \text{ тыс. тг.}$$

7) Затраты на выключатели В1, В2:

$$K_{\text{В1,В2}} = 0,984 \times 2 \times 33,6 = 66,13 \cdot 180 = 11903 \text{ тыс. тг.}$$

8) Затраты на выключатель В3:

$$K_{\text{В3}} = 0,82 \times 28,3 = 23,21 \cdot 180 = 4177 \text{ тыс. тг.}$$

Суммарные затраты:

$$\begin{aligned} \Sigma K_{\text{II}} &= 113,2 + 90,48 + 96,4 + 7,8 + 1460 + 495,72 + 66,13 + 23,21 = 2352,94 \cdot 180 \\ &= 423529 \text{ тыс. тг.} \end{aligned}$$

Амортизационные отчисления I_a :

$$I_a = 0,028 \cdot 2352,94 = 65,88 \cdot 180 = 11858 \text{ тыс. тг}$$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.обор} = 0,063 \cdot (113,2 + 96,4 + 7,8 + 1460 + 495,72 + 66,13 + 23,21) = 142,53 \cdot 180 = 25655 \text{ тыс.тг.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.лэп} = 0,028 \cdot 90,48 = 2,53 \cdot 180 = 455 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор.}} = 0,03 \cdot (113,2 + 96,4 + 7,8 + 1460 + 495,72 + 66,13 + 23,21) = 67,87 \cdot 180 = 12216 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.лэп}} = 0,028 \cdot 90,48 = 2,53 \cdot 180 = 455 \text{ тыс. тг.}$$

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = 0,08 \cdot (404,6 + 677,087 + 1425,6) = 200,58 \cdot 180 = 36104 \text{ тыс. тг.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\Sigma I_{\Pi} = 65,88 + 161,001 + 67,87 + 2,53 = 297,281 \cdot 180 = 53510 \text{ тыс.тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости:

$$Z_{\Pi} = 0,12 \cdot 2352,94 + 297,281 = 579,634 \cdot 180 = 104334 \text{ тыс. у.е.}$$

Вариант 3 (рисунок 1.9)

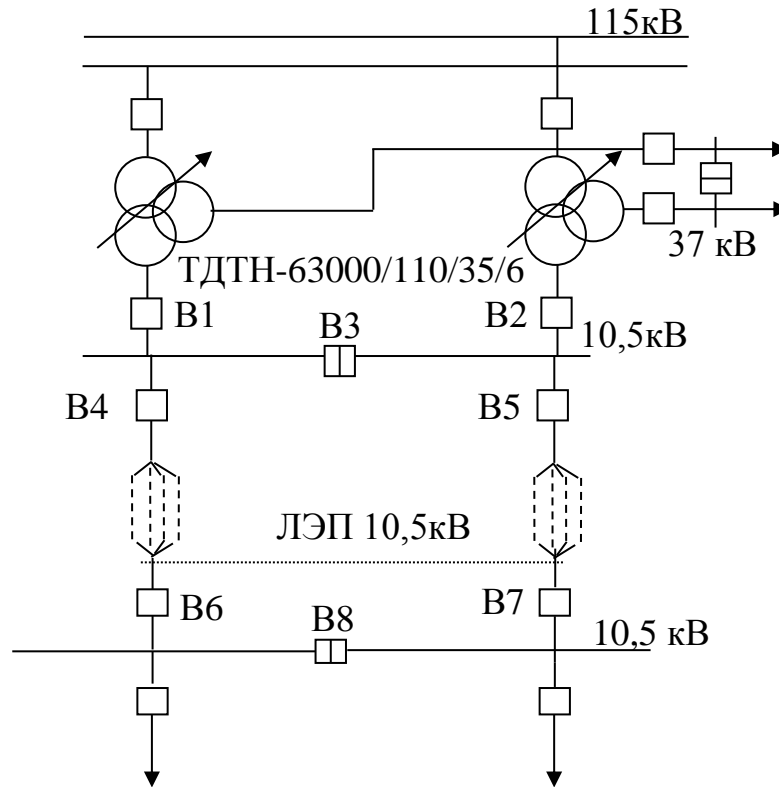


Рисунок 1.9 – Третий вариант схемы электроснабжения

Выбираем электрооборудование по III варианту.

1) Выберем сечение ЛЭП-10 кВ:

Определим мощность, проходящую по ЛЭП:

$$S_{\text{лэп}} = \sqrt{21198^2 + 1727,7^2} = 21268,3 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{21268,3}{2\sqrt{3} \cdot 10,5} = 585,4 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot 585,4 = 1170,8 \text{ А}$$

Выбираем сечение проводов ЛЭП 10 кВ:

а) Определим сечение по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = 585,4 / 1,1 = 532,2 \text{ мм}^2$$

Так как для ЛЭП 10 кВ максимальное сечение 120 мм², то принимаем 2 цепи по 4АС-120

б) Проверим провод по пропускной способности:

$$I_{\text{доп пров}} \geq I_p, (4 \times 380 \text{ A} > 585,4 \text{ A})$$

в) Проверим провод по аварийному режиму: $I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}}$,

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times I_{\text{доп}} = 1,3 \times 2 \cdot 380 = 1976 \text{ A} > 1170,8 \text{ A}$$

Определим потери электроэнергии в ЛЭП-10 кВ:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot (3 \cdot 585,4^2 \cdot 0,35 \cdot 10^{-3} \cdot 3714) = 2672801 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$R = 0,27 \cdot 5,2/4 = 0,35 \text{ Ом}$$

Выберем трансформаторы энергосистемы:

Выбираем два трансформатора типа ТДТН-63000/110-У1

Паспортные данные трансформаторов:

$$S_n = 63 \text{ МВА}; U_{\text{вн}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{сн}} = 38,5; U_{\text{нн}} = 11; \Delta P_{\text{xx}} = 50; \Delta P_{\text{кз}} = 290;$$

$$U_{\text{кв-н}} = 18; U_{\text{кс-н}} = 7; U_{\text{кв-с}} = 10,5; I_{\text{xx}} = 0,3$$

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

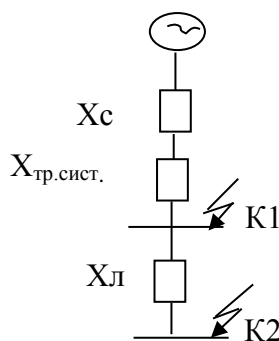
$$\gamma_1 = \frac{21268,3}{2 \cdot 63000} = 0,17$$

Найдем потери электроэнергии в трансформаторах ГПП:

$$\Delta W_{\text{т-р сист.}} = 2 \times (50 \cdot 4000 + 3714 \cdot 290 \cdot 0,69^2) = 1425576,5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Долевым участием в потерях ΔP и ΔQ в трансформаторах энергосистемы пренебрегаем

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 1.8) и рассчитаем ток короткого замыкания.



$$S_6 = 1000 \text{ МВА}; U_6 = 10,5 \text{ кВ}; x_c = 0,8 \text{ о.е.}$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55,05, \text{ кА};$$

Рисунок 1.9 - Схема замещения

$$x_{\text{Тр}} = \frac{18 \times 1000}{100 \times 63} = 2,86 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,32 \times \frac{5,2}{4} \times 1000}{10,5^2} = 3,77 \text{ о.е.};$$

$$I_{\text{к-1}} = \frac{55,05}{0,8 + 2,86} = 15,04 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к-2}} = \frac{55,05}{0,8 + 2,86 + 3,77} = 7,41 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд1}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 15,04 = 38,17 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд2}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 7,41 = 18,81 \text{ кА}$$

Мощность короткого замыкания:

$$S_{\text{к-1}} = \sqrt{3} \times 10,5 \times 15,04 = 273,2 \text{ МВА};$$

$$S_{\text{к-2}} = \sqrt{3} \times 10,5 \times 7,41 = 134,6 \text{ МВА}.$$

После расчета токов КЗ произведем выбор:

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

$$I_{\text{р.В1,В2}} = \frac{2 \cdot 63 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 3468,2 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав}} = 2I_{\text{р}} = 2 \cdot 3468,2 = 6936,4 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В1, В2 типа Элегазовый генераторный выключатель 10 кВ, 63 кА, 8000 А (таблица 1.14)

Таблица 1.14 - Паспортные данные выключателей

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 17,5 \text{ кВ}$ $I_n = 8000 \text{ А}$ $I_{откл} = 63 \text{ кА}$ $I_{дин} = 90 \text{ кА}$	$U_p = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{ав.В1,В2} = 6936,4 \text{ А}$ $I_{к1} = 15,05 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 38,17 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ав.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Найдем ток, проходящий через выключатель В3:

$$I_{pВ3} = \frac{6936,4}{2} = 3468,2 \text{ А}$$

Выбираем выключатели В3 типа (таблица 1.15)

Таблица 1.15 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 12 \text{ кВ}$ $I_n = 4000 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$U_p = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{p.В3} = 3468,2 \text{ А}$ $I_{к1} = 15,04 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 38,17 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{p.тр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

$$\gamma_2 = \frac{6936,4}{8000} = 0,87;$$

$$\gamma_3 = \frac{3468,2}{4000} = 0,87$$

Выключатели В4-В7 выбираем по аварийному току завода: $I_{ав.} = 333,92 \text{ А}$

Выбираем выключатели В4-В7 типа 38PM31-12(таблица 1.16)

Таблица 1.16 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 12 \text{ кВ}$ $I_n = 1200 \text{ А}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{дин} = 82 \text{ кА}$	$U_p = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 333,92 \text{ А}$ $I_{к1} = 15,04 \text{ кА}$ $i_{уд1} = 38,17 \text{ кА}$	$U_n \geq U_p$ $I_n \geq I_{ртр сист}$ $I_{откл} \geq I_{к1}$ $I_{дин} \geq i_{уд1}$

Выбираем разъединители типа ЕК6/ZS1-1207-150 (таблица 1.17)

Таблица 1.17 - Паспортные данные разъединителя

Паспортные данные	Расчетные данные	Условия выбора
$U_n = 12$ кВ	$U_p = 10,5$ кВ	$U_n \geq U_p$
$I_n = 25$ кА	$I_{ав} = 6939,4$ А	$I_n \geq I_{ав}$
$I_{скв.ампл.} = 80$ кА	$i_{уд2} = 18,81$ кА	$I_{скв.ампл.} \geq i_{уд2}$
$I_{пред.терм. ст.} = 31,5$ кА	$I_{к2} = 7,41$ кА	$I_{пред.терм. ст.} \geq I_{к2}$

Ограничители перенапряжения: ОПНп-10/420/12-10 УХЛ1, $U_n = 10$ кВ.

Определим капитальные затраты на выбранное оборудование:

Затраты на ЛЭП-10 кВ:

$$K_{ЛЭП-10} = 1 \times K_{лэп} = 8 \cdot 5,2 \cdot 13,5 = 561,6 \cdot 180 = 101088 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на выключатели В4-В7:

$$K_{В4-В7} = 4 \times 28,3 = 113,2 \cdot 180 = 20376 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на разъединитель:

$$K_{разъед.} = 2 \times 26,4 = 52,8 \cdot 180 = 9504 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на ОПН:

$$K_{ОПН} = 2 \times 3,9 = 7,8 \cdot 180 = 1404 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на трансформаторы системы:

$$K_{тр.сист} = \gamma_1 \times 2 \times K_{тр} = 0,17 \times 2 \times 1458 = 495,72 \cdot 180 = 89229 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на выключатели В1, В2:

$$K_{В1,В2} = \gamma_2 \times 2 \times K_{В1,В2} = 0,87 \times 2 \times 38,1 = 66,29 \cdot 180 = 11932 \text{ тыс. тг.}$$

Затраты на выключатель В3:

$$K_{В3} = \gamma_3 \times K_{В3} = 0,87 \times 31,4 = 27,32 \cdot 180 = 4917 \text{ тыс. тг.}$$

Суммарные затраты:

$$\Sigma K_{III} = 113,2 + 561,6 + 52,8 + 7,8 + 495,72 + 66,29 + 27,32 = 1324,73 \cdot 180 = 238451 \text{ тыс. тг.}$$

Амортизационные отчисления I_a :

$$I_a = 0,035 \cdot 1324,73 = 46,36 \cdot 180 = 8344 \text{ тыс. тг}$$

Амортизационные отчисления на оборудование:

$$I_{a.обор.} = 0,063 \cdot (113,2 + 52,8 + 7,8 + 495,72 + 66,29 + 27,32) = 48,08 \cdot 180 = 8654 \text{ тыс. тг.}$$

Амортизационные отчисления на ЛЭП:

$$I_{a.лэп} = 0,035 \cdot 561,6 = 19,66 \cdot 180 = 3538 \text{ тыс. тг.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экспл.обор.}} = 0,03 \cdot (113,2 + 52,8 + 7,8 + 495,72 + 66,29 + 27,32) = 22,89 \cdot 180 = 4180 \text{ тыс. тг}$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экспл.лэп}} = 0,028 \cdot 561,6 = 15,72 \cdot 180 = 2829 \text{ тыс. тг.}$$

Определим издержки на потери электроэнергии:

$$I_{\text{пот}} = 0,08 \cdot (2672,8 + 1425,6) = 327,87 \cdot 180 = 59016 \text{ тыс. тг.}$$

Определим суммарные издержки:

$$\Sigma I_{III} = 46,36 + 327,87 + 22,89 + 15,72 = 412,84 \cdot 180 = 74311 \text{ тыс. тг.}$$

Приведенные затраты, являющиеся мерой стоимости (таблица 1.18)

$$Z_{III} = 0,12 \cdot 1324,76 + 412,84 = 571,81 \cdot 180 = 102925 \text{ тыс. тг.}$$

Таблица 1.18 - Приведенные затраты

Варианты	U _н , кВ	K _Σ , тыс.тг.	I _Σ , тыс.у.е.	З _Σ , тыс.у.е.
I	115	406875	33062	81887
II	37	423529	53510	104334
III	10,5	238456	74311	102925

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

1.8 Расчет токов короткого замыкания I_{кз} (U= 10,5 кВ) с учетом подпитки от СД

$$S_6=1000 \text{ МВА}; \quad x_c= 0,8 ; \quad U_6= 10,5 \text{ кВ};$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H}, \text{ кА}; \quad (1.46)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55,05, \text{ кА};$$

Токи КЗ в точке К-1, К-2 рассчитаны выше, то остается рассчитать токи в точках К-3. (рисунок 1.10)

$$x_{\text{ЛЭП}} = \frac{x_0 \times L \times S_6}{U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.}; \quad (1.47)$$

$$x_{\text{ЛЭП}} = \frac{0,341 \times 5,2 \times 1000}{115^2} = 0,134 \text{ о.е.};$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{U_{\text{кз}} \times S_6}{100 \times S_{\text{нт}}}, \text{ о.е.}; \quad (1.48)$$

$$x_{\text{тр.ГПП}} = \frac{10,5 \times 1000}{100 \times 16} = 6,562 \text{ о.е.};$$

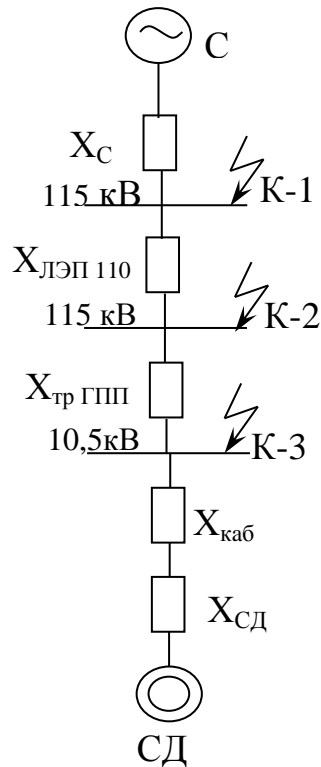


Рисунок 1.10 – Схема замещения электроснабжения ГПП

$$I'_{к-3} = \frac{I_6}{X_c + X_{ЛЭП} + X_{тр.ГПП}}, \text{кА.} \quad (1.49)$$

$$I'_{к-3} = \frac{55,05}{0,8+0,314+6,562} = 7,172 \text{кА.}$$

Рассчитаем ток подпитки от СД1.

Исходные данные:

1. В цехе №4 установлено 4 синхронных двигателя типа СДН-2-17-31-20УЗ со следующими характеристиками: $P_H=400$ кВт, $U_H=10$ кВ, $n=300$ об/мин, $x''_d=0,2\%$, $\eta=91,7\%$.

$$S_{нсд} = \frac{P}{\cos\varphi}, \text{кВА;} \quad (1.50)$$

$$I_{сд} = \frac{S_{нсд} \times K_3}{\sqrt{3} \times U}, \text{А;} \quad (1.51)$$

$$S_{нсд} = \frac{400}{0,9} = 444,44, \text{кВА;}$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{444,44 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 20,8 \text{ А};$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{20,8}{1,4} = 14,8, \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}}, \text{ мм}^2. \quad (1.52)$$

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 7,172 \cdot \sqrt{0,4} = 54,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой NA2XS(FL)2Y-10kV-3x70(16) $I_{\text{доп}} = 215 > 20,8 \text{ А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,341 \text{ Ом/км}$.

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{x_0 \times L \times S_{\text{б}}}{2 \times U_{\text{ср}}^2}, \text{ о.е.} \quad (1.53)$$

$$X_{\text{каб.кСД}} = \frac{0,09 \times 0,2 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,08, \text{ о.е.}$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{x_{\text{д}} \times S_{\text{б}}}{\sum S_{\text{н сд}}}, \text{ о.е.} \quad (1.54)$$

$$X_{\text{сд}} = \frac{0,2 \times 1000}{2 \cdot 0,44} = 227,3 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{E_{\text{СД}} \times I_{\text{б}}}{X_{\text{экв}}}, \text{ кА.} \quad (1.55)$$

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{1,048 \times 55,05}{227,38} = 0,25 \text{ кА}$$

$$E_{CD} = E'' \cdot (U_H/U_B) \quad (1.56)$$

$$E_{CD} = 1,1 \cdot (10/10,5) = 1,048$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10,5 кВ с учетом подпитки от двигателей компрессорной будет равен:

$$\Sigma I_{K3} = I'_{K-3} + I_{\Sigma K3} \text{ СД, кА.} \quad (1.57)$$

$$\Sigma I_{K3} = 7,172 + 0,25 = 7,422 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{уд3} = K_{уд} \times \sqrt{2} \times \Sigma I_{K3}, \text{ кА.} \quad (1.58)$$

$$i_{уд3} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 7,422 = 18,84 \text{ кА.}$$

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot U_0 \cdot I_{K3} \quad (1.59)$$

$$S_{K3} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 7,422 = 134,8 \text{ МВА}$$

2. В цехе №8 установлено 4 синхронных двигателя типа СДН14-59-8УЗ со следующими характеристиками: $P_H=630$ кВт, $U_H=10$ кВ, $n=600$ об/мин, $x''_d=0,2\%$, $\eta=95,5\%$.

$$S_{нсд} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА;}$$

$$I_{сд} = \frac{700 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 32,75 \text{ А;}$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_9 = \frac{32,75}{1,4} = 23,4 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\min} = 12 \cdot 7,172 \cdot \sqrt{0,4} = 54,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой NA2XS(FL)2Y-10kV-3x70(16) $I_{доп} = 215 > 20,8 \text{ А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,341 \text{ Ом/км}$.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{0,09 \times 0,368 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,15 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{0,2 \times 1000}{2 \cdot 0,7} = 142,8 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{1,048 \times 55,05}{142,95} = 0,4 \text{ кА.}$$

$$E_{\text{СД}} = 1,1 \cdot (10/10,5) = 1,048$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10,5 кВ с учетом подпитки от двигателей компрессорной будет равен:

$$\Sigma I_{\text{кз}} = 7,172 + 0,4 = 7,572 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{уд3}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 7,572 = 19,2 \text{ кА.}$$

$$S_{\text{кз}} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 7,572 = 137,5 \text{ МВА}$$

3. В цехе №11 установлено 4 синхронных двигателя типа СДН16-59-12У3 со следующими характеристиками: $P_n = 1500 \text{ кВт}$, $U_n = 10 \text{ кВ}$, $n = 500 \text{ об/мин}$, $x''_d = 0,2 \%$, $\eta = 95,1 \%$.

$$S_{\text{н сд}} = \frac{1500}{0,9} = 1666,7 \text{ кВА};$$

$$I_{\text{сд}} = \frac{1666,7 \times 0,85}{\sqrt{3} \times 10,5} = 77,99 \text{ А};$$

Выбираем кабель к СД:

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = \frac{77,99}{1,4} = 55,7 \text{ мм}^2.$$

б) по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = 12 \cdot 7,172 \cdot \sqrt{0,4} = 54,4 \text{ мм}^2.$$

Принимаем кабель маркой NA2XS(FL)2Y-10kV-3x70(16) $I_{\text{доп}} = 215 > 20,8 \text{ А}$.

Данные кабеля: $r_0 = 0,46 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,341 \text{ Ом/км}$.

$$x_{\text{каб.кСД}} = \frac{0,09 \times 0,464 \times 1000}{2 \times 10,5^2} = 0,189 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{0,2 \times 1000}{2 \cdot 1,7} = 58,8 \text{ о.е.}$$

Тогда ток от двигателей будет равен:

$$I_{\text{кзСД}} = \frac{1,048 \times 55,05}{58,989} = 0,98 \text{ кА}$$

$$E_{\text{СД}} = 1,1 \cdot (10/10,5) = 1,048$$

Суммарный ток КЗ в точке К-3 на шинах 10,5 кВ с учетом подпитки от двигателей компрессорной будет равен:

$$\Sigma I_{\text{кз}} = 7,172 + 0,98 = 8,152 \text{ кА}$$

Ударный ток в точке К-3:

$$i_{\text{уд3}} = 1,8 \times \sqrt{2} \times 8,152 = 20,7 \text{ кА..}$$

$$S_{\text{кз}} = 1,73 \cdot 10,5 \cdot 8,152 = 148,1 \text{ МВА}$$

1.9 Выбор оборудования

Выбор вводного выключателя:

$$I_{\text{р.зав.}} = \frac{S_{\text{р.зав.}}}{2 \times \sqrt{3} \times U_{\text{н}}}, \text{ А}; \quad (1.60)$$

$$I_{p.зав.} = \frac{23220,9}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 639,166 \text{ A};$$

$$I_{ав} = 2 \times I_{p.зав.}, \text{ A.} \quad (1.61)$$

$$I_{ав} = 2 \times 639,166 \cdot 10^3 = 1,3 \text{ кА.}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН5-12.

Секционный выключатель:

$$I_p = \frac{I_{ав}}{2}, \text{ A.} \quad (1.62)$$

$$I_p = \frac{1278,332}{2} = 639,166 \text{ A.}$$

Принимаем выключатель типа ЗАН 1053-1(таблица 1.19)

Таблица 1.19 - Паспортные данные выключателя

	Вводные выключатели		Секционный выключатель	
	Расчетные	Паспортные	Расчетные	Паспортные
U_H , кВ	10,5	12	10,5	12
I_H , А	639,166	1310	639,166	1310
$I_{отк}$, кА	1,3	32,8	1,3	32,8

Выбор выключателей отходящих линий:

Магистраль ГПП-(ТП1-ТП2):

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{pГПП,2,3} + \Delta P_{mp})^2 + (Q_{pГПП,2,3} + \Delta Q_{tp})^2}, \text{ кВА}; \quad (1.63)$$

$$S_{pГПП,2} = \sqrt{(7354,7 + 73,4)^2 + (3497,5 + 467,3)^2} = 8419,99 \text{ кВА};$$

$$I_{p1,2} = \frac{S_{pГПП,2}}{2 \times \sqrt{3} \times U_H}, \text{ A}; \quad (1.64)$$

$$I_{ав} = 2 \times I_p \text{ A} \quad (1.65)$$

$$I_{p1,2} = \frac{8419,995}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 231,76 \text{ A};$$

$$I_{ав 1,2} = 2 \times 231,764 = 464,5 \text{ A}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН5-12 (таблица 1.20)

Таблица 1.20 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 12 \text{ кВ}$ $I_H = 1310 \text{ A}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 464,5 \text{ A}$ $I_{кз} = 8,1 \text{ кА}$ $I_{уд} = 20,7 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 7,97 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-(ТП3-ТП4):

$$S_{рТП3,4} = \sqrt{(7535,6 + 73,5)^2 + (3401,7 + 467,9)^2} = 8536,5 \text{ кВА};$$

$$I_{р3,4} = \frac{8536,5}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 234,97 \text{ A};$$

$$I_{ав 3,4} = 2 \times 234,972 = 469,9 \text{ A}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН 1053-1 (таблица 1.21)

Таблица 1.21 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 12 \text{ кВ}$ $I_H = 1310 \text{ A}$ $I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$ $I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$ $I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$ $I_{ав} = 469,9 \text{ A}$ $I_{кз} = 7,4 \text{ кА}$ $I_{уд} = 18,84 \text{ кА}$ $B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,61 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-(ТП5-ТП6):

$$S_{рТП5,6} = \sqrt{(4750,5 + 50,9)^2 + (1983 + 319,9)^2} = 5801,7 \text{ кВА};$$

$$I_{р5,6} = \frac{5801,736}{2 \times \sqrt{3} \times 10,5} = 159,7 \text{ A};$$

$$I_{ав\ 5,6} = 2 \times 159,695 = 319,4 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН 1053-1(таблица 1.22)

Таблица 1.22 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 12 \text{ кВ}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$
$I_H = 1310 \text{ А}$	$I_{ав} = 319,4 \text{ А}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 8,1 \text{ кА}$
$I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 20,7 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 7,97 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-СД в цехе №4:

$$S_{рсд1} = 444,44 \text{ кВА}; \quad I_{рсд1} = 20,8 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН 1053-1(таблица 1.23)

Таблица 1.23 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 12 \text{ кВ}$	$U = \text{кВ}$
$I_H = 1310 \text{ А}$	$I_p = 20,8 \text{ А}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 7,422 \text{ кА}$
$I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 18,894 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,61 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-СД в цехе №8:

$$S_{рсд2} = 700 \text{ кВА}; \quad I_{рсд2} = 32,75 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН 1053-1(таблица 1.24)

Таблица 1.24 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 12 \text{ кВ}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$
$I_H = 1310 \text{ А}$	$I_p = 32,75 \text{ А}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 7,572 \text{ кА}$
$I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 19,2 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 6,88 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Магистраль ГПП-СД в цехе №11:

$$S_{рсд3} = 1666,7 \text{ кВА}; \quad I_{рсд3} = 77,99 \text{ А}$$

Выбираем выключатель типа ЗАН 1053-1(таблица 1.25)

Таблица 1.25 - Паспортные данные выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H = 12 \text{ кВ}$	$U = 10,5 \text{ кВ}$
$I_H = 1310 \text{ А}$	$I_p = 77,99 \text{ А}$
$I_{откл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{кз} = 8,152 \text{ кА}$
$I_{скв} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{уд} = 20,7 \text{ кА}$
$I^2 * t = (I_{откл})^2 \times 4 = 3969 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B = (I_{кз})^2 \times 0,12 = 7,97 \text{ кА}^2 \times \text{с}$
Привод электромагнитный	

Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

по напряжению установки: $U_{ном \text{ ТТ}} \geq U_{ном \text{ уст-ки}}$;

по току: $I_{ном \text{ ТТ}} \geq I_{расч}$;

по электродинамической стойкости:

$$K_{дин} \geq \frac{i_{уд}}{\sqrt{2} \times I_{номТТ}} \quad (1.66)$$

по вторичной нагрузке: $S_{н2} \geq S_{нагр \text{ расч}}$;

по термической стойкости:

$$K_{тс} = \frac{I_{об} \times \sqrt{t}}{I_{номТТ} \times t_{нт}} \quad (1.67)$$

по конструкции и классу точности.

а) Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе (таблица 1.26).

Таблица 1.26 - Паспортные данные 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-10: $I_H = 1500 \text{ А}$; $U_H = 10 \text{ кВ}$; $S_H = 10 \text{ ВА}$. (таблица 1.27)

Таблица 1.27 - Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{ав} = 1300 \text{ А}$	$I_H = 1500 \text{ А}$
$i_{уд} = 20,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 10 \text{ ВА}$	$S_{2H} = 10 \text{ ВА}$

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

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

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} \quad (1.68)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле (таблица 1.28):

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}; \quad (1.69)$$

$$r_{2H} = \frac{S_{2HTT}}{I_2^2} = \frac{30}{5^2} = 1,2 \text{ Ом}. \quad (1.70)$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доп}} = r_{2H} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом}. \quad (1.71)$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 5}{0,84} = 0,16 \text{ мм}^2; \quad (1.72)$$

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

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом}; \quad (1.73)$$

$$S_2 = R_2 \times I_2^2 = 0,416 \times 5^2 = 10 \text{ ВА}; \quad (1.74)$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,056 + 0,1 = 0,416 \text{ Ом} \quad (1.75)$$

Выбираем трансформатор тока на секционном выключателе шин ГПП:
 $I_p = 639,2 \text{ А}$; ТОЛ-10: $I_n = 1000 \text{ А}$; $U_n = 10 \text{ кВ}$ (таблица 1.29)

Таблица 1.28 - Паспортные данные 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 1.29 - Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n = 10 \text{ кВ}$	$U_n = 10 \text{ кВ}$
$I_p = 639,2 \text{ А}$	$I_n = 1000 \text{ А}$
$i_{уд} = 20,7 \text{ кА}$	$I_{дин} = 31,5 \text{ кА}$
$S_{2p} = 4,4 \text{ ВА}$	$S_{2n} = 10 \text{ ВА}$

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

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

$$r_{\text{доппр}} = 0,4 - 0,02 - 0,1 = 0,28 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 5}{0,28} = 0,5 \text{ мм}^2;$$

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

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

$$S_2 = 0,176 \times 5^2 = 4,4 \text{ ВА};$$

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

б) Выбираем трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2); ГПП-(ТП3-ТП4); ГПП-(ТП5-ТП6); ГПП-СД1, ГПП-СД2, ГПП-СД3 (таблица 1.30).

Таблица 1.30 - Паспортные данные приборов

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, 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

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

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

$$r_{\text{доппр}} = 0,4 - 0,22 - 0,1 = 0,08 \text{ Ом};$$

$$q_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 5}{0,08} = 1,75 \text{ мм}^2;$$

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

$$R_{\text{пров}} = \frac{0,028 \times 5}{2,5} = 0,056 \text{ Ом};$$

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

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

Трансформатор тока на линии ГПП-(ТП1-ТП2): $I_{\text{ав}}=469,9 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТОЛ-10: $I_{\text{н}}= 500 \text{ А}$; $U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}} = 10 \text{ ВА}$ (таблица 1.31).

Таблица 1.31- Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}}= 469,9 \text{ А}$	$I_{\text{н}}= 500 \text{ А}$
$i_{\text{уд}}= 20,7 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}= 31,5 \text{ кА}$
$S_{2 \text{ п}}= 9,4 \text{ ВА}$	$S_{2 \text{ н}}= 10 \text{ ВА}$

Трансформаторов тока на СД: $I_{\text{р}}= 77,99 \text{ А}$; примем трансформатор тока ТОЛ-10: $I_{\text{н}}= 100 \text{ А}$; $U_{\text{н}}= 10 \text{ кВ}$; $S_{\text{н}} = 10 \text{ ВА}$ (таблица 1.32).

Таблица 1.32 - Паспортные данные трансформатора тока

Расчетные величины	По каталогу
U _н = 10 кВ	U _н = 10 кВ
I _{ав} = 77,99 А	I _н = 100 А
i _{уд} = 20,7 кА	I _{дин} = 52 кА
S _{2р} = 9,4 ВА	S _{2н} = 10 ВА

Выбор трансформаторов напряжения (таблица 1.33)

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

по напряжению установки: U_{ном} ≥ U_{уст};

по вторичной нагрузке: S_{ном2} ≥ S_{2расч};

по классу точности

по конструкции и схеме соединения

Таблица 1.33 - Паспортные данные приборов

Прибор	Тип	S _{об-ки} , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число прибо ров	P _{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	10	60	146
Varh	СР4-И689	3 вар	2	0,38	0,925	10	60	146
Итого							134	292

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2}, \text{ ВА} \quad (1.76)$$

$$S_{2p} = \sqrt{134^2 + 292^2} = 321,3 \text{ ВА}$$

Принимаем ТН типа (таблица 1.34)

Таблица 1.34 - Паспортные данные трансформатора напряжения

U _{нт} = 10 кВ	U _{нт} = 10 кВ
S _{н2} = 1000 кВА	S _{п2} = 321,3 ВА
Схема соединения обмоток Y ^o /Y ^o /Δ ₁ -0	

Выбор выключателей нагрузки

ТП1,2 I_p= 231,76 А; ТП3,4 I_p= 234,97 А; ТП5,6 I_p= 159,7 А

Для всех трансформаторов принимаем выключатель нагрузки типа ЗАН 1053-1 (таблица 1.35)

Таблица 1.35 - Паспортные данные выключателя

Расчетные	Паспортные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{расч}} = 231,76 \text{ А}$	$I_H = 800 \text{ А}$
$I_{\text{расч}} = 234,97 \text{ А}$	
$I_{\text{расч}} = 159,7 \text{ А}$	
$I_{\text{кз}} = 7,172 \text{ кА}$	$I_{\text{отк}} = 20 \text{ кА}$

Выбор силовых кабелей отходящих линий
 Выбор кабелей производится по следующим условиям:
 по экономической плотности тока:

$$F_3 = \frac{I_p}{\gamma_3}, \quad (1.77)$$

по минимальному сечению:

$$F_{\text{min}} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{п}}}, \quad (1.78)$$

по условию нагрева рабочим током:

$$I_{\text{доп каб}} \geq I_p, \quad (1.79)$$

по аварийному режиму:

$$I_{\text{доп ав}} \geq I_{\text{ав}}, \quad (1.80)$$

по потере напряжения:

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U_{\text{рас}}. \quad (1.81)$$

Выбираем кабель ГПП-ТП1-ТП2:

$$S_{\text{рГПП,2}} = 8143,9 \text{ кВА}; \quad I_{\text{р}} = 231,76 \text{ А}; \quad I_{\text{ав}} = 464,5 \text{ А}.$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_3 = 231,764 / 1,4 = 165,5 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель марки NA2XS2Y 10kV 3x185(35) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ А}$;

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

$$F_{\min} = \alpha \times I_{\text{кз}} \times \sqrt{t_{\text{привед}}}, \text{ мм}^2; \quad (1.82)$$

$$F_{\min} = 12 \times 7,172 \times \sqrt{0,4} = 54,4 \text{ мм}^2$$

принимаем окончательно кабель NA2XS2Y 10kV 3x185(35) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ А}$;
в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 464,5 = 602,2 \text{ А} \geq 310 \text{ А};$$

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

$$I_{\text{р}}/K_{\text{попр}}, \text{ А}, (231,76 / 0,79 \text{ А} = 293,4 < 310 \text{ А}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки NA2XS2Y 10kV 3x185(35) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ А}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу
Выбираем кабель ГПП-ТПЗ-ТП4:

$$S_{\text{рТПЗ,4}} = 8536,5 \text{ кВА}; \quad I_{\text{р}} = 234,97 \text{ А}; \quad I_{\text{ав}} = 469,9 \text{ А}.$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_{\text{э}} = 234,97 / 1,4 = 167,8 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель марки NA2XS2Y 10kV 3x185(35) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ А}$;

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

$$F_{\min} = 12 \times 7,172 \times \sqrt{0,4} = 54,4 \text{ мм}^2$$

принимаем окончательно кабель NA2XS2Y 10kV 3x185(35) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ А}$;
в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 469,9 = 610,9 \text{ А} \geq 310 \text{ А};$$

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

$$I_p/K_{\text{попр}}, \text{ A}, (234,97 / 0,79 \text{ A} = 297,4 < 310 \text{ A}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки NA2XS2Y 10kV 3x185(35) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ A}$.

Все расчетные данные выбора остальных кабелей занесены в таблицу.
Выбираем кабель ГПП-ТП5-ТП6:

$$S_{\text{рГПП},4} = 5801,7 \text{ кВА}; I_{\text{р}} = 159,7 \text{ A}; I_{\text{ав}} = 319,4 \text{ A}.$$

а) по экономической плотности тока:

$$F_3 = 159,97 / 1,4 = 114,3 \text{ мм}^2$$

Принимаем кабель марки NA2XS2Y 10kV 3x120(25) ; $I_{\text{доп}}=310 \text{ A}$;

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

$$F_{\text{min}} = 12 \times 7,172 \times \sqrt{0,4} = 54,4 \text{ мм}^2$$

принимаем окончательно кабель NA2XS2Y 10kV 3x120(25) ; $I_{\text{доп}}=280 \text{ A}$;

в) проверка по аварийному току:

$$I_{\text{доп ав}} = 1,3 \times 319,4 = 415,2 \text{ A} \geq 280 \text{ A};$$

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

$$I_p/K_{\text{попр}}, \text{ A}, (159,7 / 0,79 \text{ A} = 202,1 < 280 \text{ A}).$$

Условия выполняются, тогда окончательно принимаем кабель марки NA2XS2Y 10kV 3x120(25) ; $I_{\text{доп}}=280 \text{ A}$.

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

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-60×6; $I_{\text{доп}}=1350 \text{ A}$ (одна полоса на фазу) , $I_{\text{ав}}=1300 \text{ A}$; $i_{\text{уд}}= 20,7 \text{ кА}$

а) $I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}$;

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

$$F_{\min} = \alpha \times I_{кз} \times \sqrt{t_{\text{привед}}} \text{ мм}^2 < F_n; \quad (1.83)$$

$$F_{\min} = 12 \times 7,172 \times \sqrt{0,4} = 54 < 360;$$

в) проверка по динамической стойкости к $i_{уд\ кз}$: $\sigma_{\text{доп}} = 700 \text{ кгс/см}^2$:

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times i_{уд}^2 \times L}{a}, \text{ кгс}; \quad (1.84)$$

$$f = \frac{1,75 \times 10^{-2} \times 20,7^2 \times 80}{60} = 9,99 \text{ кгс};$$

$$W = 0,167 \times b \times h^2, \text{ см}^3 \quad (1.85)$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f \cdot L}{10 \cdot W}, \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} \quad (1.86)$$

$$W = 0,167 \times 0,8 \times 6^2 = 4,81 \text{ см}^3$$

где $L=80$ см-расстояние между изоляторами;

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{9,99 \times 80}{10 \times 4,81} = 16,62 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

$a=60$ см-расстояние между фазами;

$b=0,8$ см-толщина одной полосы;

$h=6$ см-ширина (высота) шины.

Из условия видно, что шины динамически устойчивы.

Выбор изоляторов

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

по номинальному напряжению: $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$;

по допустимой нагрузке: $F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}$.

где, $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{\text{доп}}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора

$F_{\text{разруш}}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \times F_{\text{разруш}}. \quad (1.87)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times i^2 \times L}{a}, \text{ кгс.} \quad (1.88)$$

$$F_{\text{расч}} = \frac{\sqrt{3} \times 10^{-1} \times 20,7^2 \times 80}{60} = 98,8, \text{ кгс.}$$

Выбираем изолятор типа ОНШ-10-500У1, $F_{\text{разруш}} = 200$ кгс.

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \times F_{\text{разруш}} = 0,6 \times 200 = 120 \text{ кгс. } (> 98,8 \text{ кгс}) \quad (1.87)$$

Условие выполняется.

Составляем кабельный журнал (таблица 1.36).

Таблица 1.36 – Кабельный журнал

Наименование участка	Sp, кВА	Кол-во кабелей в траншее	Нагрузка		По экономической плотности тока, мм ²		По допустимой нагрузке, мм ²		I _з
			I _p , А	I _{ав} , А	j _э	F _э	K _п	F _{доп}	
ГПП-ТП1-ТП2	8419,9	2	231,8	464,5	1,4	165,5	0,79	185	7
ГПП-ТП3-ТП4	8536,5	2	234,9	469,9	1,4	167,8	0,79	185	8
ГПП-ТП5-ТП6	5801,7	2	159,7	319,4	1,4	114,3	0,79	120	8
ГПП-СД1	444,4	2	20,8	250	1,4	14,8	0,79	70	7
ГПП-СД2	700	2	32,7	400	1,4	23,4	0,79	70	7
ГПП-СД3	1666,7	2	77,9	980	1,4	55,7	0,79	70	8

2 Регулирование напряжения в системе электроснабжения

2.1 Регулирование напряжения, общие положения

Любой современный потребитель электрической энергии требует получения электроэнергии в достаточном количестве и хорошего качества. Под качеством электрической энергии понимается ее частота, симметрия и величина подводимого к потребителю трехфазного напряжения.

Для экономичной и безаварийной работы любого потребителя необходимо, чтобы отклонения фактической величины подводимого к нему напряжения были минимальными. Отклонения напряжения от номинального отрицательно сказываются на работе электрооборудования. Во всяком случае, эти отклонения не должны превышать установленной для данного приемника нормы. Такие нормы определяются «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) и не должны нарушаться.

В частности, при снижении напряжения могут существенно ухудшиться основные параметры технологического процесса. Так, при повышении напряжения более чем на 10 % снижается срок службы изоляции высоковольтного оборудования и возникает вероятность аварий. Для электродвигателей напряжение на зажимах не должно отличаться от номинального более чем в пределах от - 5 до +10%. При снижении напряжения, например, на 10% уменьшится скорость вращения двигателя и возрастут токи ротора и статора, что приведет к перегреву обмоток двигателя и сокращению срока службы его изоляции.

Весьма чувствительны к отклонениям напряжения осветительные установки, для которых допустимое отклонение напряжения составляет $\pm 5\%$ для жилых помещений и от -2,5 до + 5% для общественных зданий и производственных помещений. При понижении напряжения резко ухудшается освещаемость, а при повышении, например, на 10% срок службы ламп сокращается примерно втрое. Для некоторых дуговых электропечей снижение напряжения на 8% заставляет прекращать плавку стали, т. е. является аварийным.

Таким образом, колебания напряжения приводят к значительному ущербу и нужно стремиться сделать их минимальными. Однако выполнить это очень непросто, так как причинами колебаний напряжения являются неизбежные изменения (включения и отклонения) нагрузки и переменные режимы работы потребителей электроэнергии. Для поддержания напряжения в различных точках сети в заданных, достаточно узких пределах необходимо использовать методы, средства и системы регулирования. В настоящее время применяется большое количество устройств, с помощью которых можно осуществлять регулирование напряжения и реактивной мощности. К ним относятся синхронные генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов, вентильные источники реактивной мощности, реакторы, трансформаторы.

Электрическая энергия, вырабатываемая источниками питания и предназначенная для работы электроприемников, должна иметь такие качественные показатели, которые определяют надежность и экономичность их работы. Качественные показатели электроэнергии нормируются государственными стандартами, на эти нормы ориентированы технические условия работы электроприемников, выпускаемых промышленностью.

Показателями качества электроэнергии являются отклонения и колебания частоты и напряжения и несинусоидальность формы кривой напряжения, а для трехфазных сетей также смещение нейтрали и несимметрия напряжения основной частоты.

От величины напряжения зависят производительность механизмов и электрических печей, освещенность рабочих мест, правильная работа математических машин и т.д. Уровни напряжения определяют величины намагничивающих токов двигателей и трансформаторов, потери мощности и энергии, величины и направления потоков реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий.

Величина электрической нагрузки отдельных приемников цехов и всего предприятия не остается постоянной. Изменения потребляемой мощности является причиной колебания и отклонения напряжения в системах электропромышленных предприятий.

Под колебанием напряжения понимают быстропроходящие изменение напряжения, а под отклонением – достаточно длительное снижение или повышение средней величины напряжения по сравнению с его номинальным значением.

Приемники электрической энергии работают с наивысшем КПД в том случае, когда к их зажимам подводится номинальное или близкое к нему напряжение. ПУЭ учитывают это и допускают у потребителей лишь ограниченные величины отклонения напряжения от номинального. В среднем эти отклонения не должны выходить за пределы $\pm 5\%$ по сравнению с номинальным.

Качество напряжения для всех потребителей системы электроснабжения за длительный период времени оценивается по наибольшим отклонениям напряжения, возникающим на зажимах наиболее удаленного от источника питания потребителя в периоды максимума и минимума нагрузок. Такую оценку качества следует признать неполноценной. Более объективной оценкой качества напряжения в сети является оценка, основанная на учете режимов напряжения у основной части приемников, работающих при данных отклонениях в течении определенного времени.

Несимметрию напряжения характеризуют значениями токов и напряжения обратной и нулевой последовательностей. В результате увеличиваются суммарные значения отклонения от номинального напряжения и следовательно, ухудшается режим напряжения у электроприемников. При наличии токов обратной и нулевой последовательности увеличиваются суммарные токи в отдельных фазах элементов сети, что приводит к

увеличению потерь мощности и энергии и может быть недопустима с точки зрения нагрева. Токи нулевой последовательности протекают постоянно через заземлители. При этом дополнительно высушивается грунт и увеличивается сопротивление заземляющих устройств. Это может быть недопустимо с точки зрения релейной защиты. Для всех электроприемников допускают напряжение обратной последовательности не более 2 % номинального.

Несинусоидальность напряжения характеризуется помимо гармоник основной частоты, слагающих гармоник других высших частот. Из-за большей частоты несинусоидальности, токи приводят к большему дополнительному нагреву и увеличенным диэлектрическим потерям в конденсаторах.

С точки зрения условий работы электроприемников несинусоидальность напряжения, т.е. состав гармоник нормирована быть не может. Необходимо, чтобы суммарные отклонения напряжения на зажимах электроприемников не выходили за допустимые пределы и чтобы нагрев двигателей оставался в допустимых пределах, т.е. вся совокупность влияющих факторов должна рассматриваться совместно.

Современное производство с его сложнейшими технологическими процессами, с широким применением средств автоматического управления и контроля процессами невозможно без четкой и слаженной работы всех используемых технических средств, что заставляет предъявлять высокие требования к их качеству.

Однако очевидно, что создавать высококачественные технические средства не имеют смысла, если не предусмотреть соответствующее качество их электроснабжения.

Качество электроснабжения определяется в общем случае надежностью электроснабжения и качеством электрической энергии на зажимах приемников.

К основным показателям качества электроэнергии относят установившегося отклонения напряжения δU_y , которые определяются разностью между действительным напряжением U_y и номинальным напряжением $U_{ном}$

$$\delta U_y = U_y - U_{ном}; \quad (2.1)$$

или в процентах

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{ном}}{U_{ном}} \cdot 100; \quad (2.2)$$

Отклонения напряжения характеризуется показателем установившегося отклонения напряжения, для которого установлены следующие нормы:

- нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения δU_y на выводах приемников

электрической энергии равны соответственно ± 5 и ± 10 % от номинального напряжения электрической сети.

- нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения в точках общего присоединения потребителей электрической энергии к электрическим сетям напряжением 0,38 кВ и более должны быть установлены в договорах на пользования электрической энергией между энергоснабжающей организацией и потребителем с учетом необходимости выполнения норм настоящего стандарта на выводах приемников электрической энергии.

Отклонения напряжения от номинальных значений происходят из-за суточных, сезонных и технологических изменений электрической нагрузки потребителей; изменения мощности источников реактивной энергии; регулирования на генераторах электростанций и в узлах сети; изменения схемы и параметров электрических сетей.

Отклонения напряжения должны определяться в характерных точках сети. Для системы электроснабжения промышленных предприятий такими точками являются секции шин 6, 10, 35 кВ подстанций глубокого ввода (ПВГ); центральные распределительные устройства 6 или 10 кВ при питании их по токопроводам или протяженным воздушным линиям; шины 0,4-0,66 кВ цеховых трансформаторов, и присоединенные к ним сети освещения. Отклонения напряжения в электрических сетях следует рассчитывать для наибольших нагрузок. Электрические сети промышленных предприятий в основном радиальные с несколькими ступенями трансформации. В последние годы применяются и простые замкнутые сети с двухсторонним питанием для обеспечения бесперебойности электроснабжения потребителей и повышения мощности КЗ.

Отклонения напряжения в любой точки сети x в момент времени t определяется суммой всех «добавок» и потерь напряжения, выраженной в процентах от номинального значения:

$$\delta U_x = \sum_{i=1}^{i=m} E_i - \sum_{i=1}^{i=n} \Delta U_l, \quad (2.3)$$

где ΣE_i – алгебраическая сумма «добавок» напряжения, создаваемых регулирующими устройствами; $\Sigma \Delta U_l$ – сумма потерь напряжения на всех участках рассматриваемой цепи.

«Добавки» могут быть положительными и отрицательными. Так, например, трансформаторы цеховых подстанций позволяют получать «добавки» 0; 2,5; 5; 7,5; и 10% для ответвлений $\pm 2 \times 2,5$ %, а добавка от батарей конденсаторов (БК) поперечного включения в месте ее присоединения:

$$E_{БК} = \frac{X_c \cdot Q_{БК}}{10 \cdot U^2}; \quad (2.4)$$

где X_c – сопротивление питающей сети, Ом; U – напряжения в месте установки БК, кВ; $Q_{БК}$ – мощность БК, квар.

Отклонения напряжения на зажимах электродвигателей и пускорегулирующей аппаратуры допускается в пределах 5%, так например при понижении напряжения на 10% вращающий момент уменьшается на 19%, увеличивается скольжения на 27,5 %, ток ротора на 14% и статора на 10% так же повышается. Ухудшается качество сварки, в осветительных установках изменяется уровень освещенности, потребляемые мощности и срок службы сокращается.

Поддержание оптимальных уровней напряжения на источниках питания и непосредственно у потребителей имеет большое значение для нормальной работы ЭП и электроустановок промышленных предприятий. Отклонения напряжения в ту или иную сторону от нормированных уровней наносит значительный ущерб.

Электроэнергия, как особый вид продукции, обладает определенными характеристиками, по которым определяется её качество. Особенностью современных установок потребителей является влияние на качество электроэнергии питающих сетей. В свою очередь нормальная работа самого электрооборудования зависит от качества электроэнергии питающей системы. Это взаимовлияние электрооборудования и питающей системы называют электромагнитной совместимостью.

2.2 Влияние отклонения напряжения на работу различных электроприемников.

Работа электроприемников при значениях напряжения, отличных от номинального, характеризуется изменением технико-экономических показателей. Рассмотрим несколько подробнее влияние отклонения напряжения для наиболее распространенных электроприемников.

1. Освещенность рабочих мест и поверхностей оказывает большое влияние на производительность. Отклонения напряжения от номинального в осветительной сети приводят к нежелательным последствиям. Если напряжение у лампы накаливания снижается на 2,5%, то ее световой поток уменьшается на 9 %, при понижении на 10 % световой поток уменьшается на 32 %. Работа электрических ламп накаливания в сети с повышенным напряжением приводит к их преждевременному выходу из строя. Так, если напряжение осветительной сети составляет $1.05 U_n$, то срок службы лампы накаливания сокращается на 45 %. Световой поток люминесцентных ламп пропорционален величине подводимого напряжения. Изменения напряжения на 1 % вызывает изменение светового потока и мощности на 1 – 1,3 %.

2. Работа электрических установок при снижении напряжения на их зажимах существенно ухудшается, увеличивается длительность технологического процесса, а в ряде случаев при значительных изменениях напряжения может иметь место и полное расстройство технологического процесса. Работа электролизных установок при пониженном напряжении приводит к снижению их производительности, повышению удельного расхода электроэнергии и увеличению себестоимости продукции.

3. Преобразование электрической энергии в механическую связано с потерями внутри двигателя. При изменениях напряжения потери, как в стали, так и в меди обмоток статора и ротора, будут изменяться.

Изменение напряжения сети ведет к изменению величины реактивной мощности, потребляемой асинхронным двигателем. Величина же реактивной мощности, передаваемой в системе электроснабжения от источника питания до потребителя, определяет уровни напряжения в различных точках этой системы. Отсюда следует, что уровни напряжения и величина реактивной мощности в системах электроснабжения являются взаимосвязанными величинами.

4. Находящиеся в эксплуатации синхронные двигатели, как правило, используются не только в качестве электропривода машин и механизмов, но и как средство компенсации реактивной мощности. Изменения напряжения питающей сети приводят к изменениям величин реактивной мощности, выдаваемой синхронными двигателями в сеть. Изменения напряжения сети приводят к изменениям потерь в стали статора синхронного двигателя. Изменение параметров СД, происходящее в результате отклонений напряжения на их зажимах, приводят в свою очередь к изменению уровней напряжений в точке присоединения их к сети. Таким образом, отклонение напряжения от номинального значения приводит к тому, что режимы работ приемников электроэнергии отклоняются от нормальных.

5. Для электрических аппаратов, присоединяемых к электрическим сетям, значения напряжения ограничиваются условиями работы изоляции, а также нагрева стали понижающих трансформаторов. В связи с этим устанавливается допустимая величина длительного превышения фактического значения напряжения по сравнению с соответствующим номинальным значением. В сетях до 220 кВ допустимая величина превышения напряжения равна 20%, в сетях 35 – 220 кВ – 15 %, в сетях 330 кВ – 10 %, 500 – 750 кВ – 5 %.

6. Для трансформаторов величина допустимого превышения напряжения определяется более сложно. В качестве ориентировочного показателя можно считать, что допустимо превышение магнитной индукции в стали на 5% сверх значения, получаемого в режиме холостого хода при номинальном напряжении данного регулировочного ответвления трансформатора.

7. Для генераторов и синхронных компенсаторов допускается работа с номинальной мощностью при отклонениях от номинального напряжения в

пределах от - 5 до +5 %. При этом следует иметь в виду, что номинальное напряжение генераторов на 5% выше, чем для электрических сетей.

2.3 Экспериментальные исследования качества электроэнергии

Действия по управлению качеством электроэнергии эффективны только в том случае, когда персонал, принимающий решение, располагает достаточной информацией. Решения персонала базируются на преобразовании двух видов информации – поступающей от объекта управления (измерения, наблюдения) и хранящейся у самого персонала (профессиональные знания работников, статистика и т.д.). Второй вид информации составляет основу представлений персонала о режиме электросети.

Под контролем за качеством обычно понимают контроль за отклонениями напряжения в нормальных условиях, установившихся длительных эксплуатационных режимах.

Контроль за режимом напряжений должен производиться для характеристики длительных нормальных эксплуатационных режимов. Этот контроль должен быть систематическим, длительным, с фиксацией существующего положения и желательно со статистической обработкой результатов.

Наиболее целесообразным прибором для контроля и анализа напряжения является статистический анализатор качества напряжения (САКН). САКН предназначен для измерения гистограмм отклонений напряжений. Для этого весь диапазон измерения отклонения напряжения разбивается на ряд разрядов, каждый шириной ΔV . САКН – многоканальный прибор, число каналов которого соответствует числу разрядов гистограмм. Прибор фиксирует и на счетчиках импульсов запоминает на длительное время число попаданий отклонений напряжения в заданные разряды за весь период измерения. В приборе имеется один измерительный орган с усилителем. Специальная схема автоматики, включающая элемент времени, управляет последовательным переключением измерительного органа от одного уровня измерения напряжения к другому. Одновременно производится переключение выходных счетчиков импульсов, каждый из которых соответствует своему уровню измерения. Уровни измерения, представляющие собой границы разрядов гистограммы, устанавливаются на входном устройстве с помощью калиброванной матрицы и штекерных контактов. Схема автоматики построена таким образом, что срабатывает всегда тот счетчик, который соответствует уровню отклонения напряжения, наблюдающегося в момент измерения. Измерения производятся периодически, периодичность их определяется релаксационным элементом времени. В результате получается ряд распределения вида:

Разряды $V_2 - V_1$ $V_3 - V_2$ $V_4 - V_3$... $V_{k+1} - V_k$

Число попаданий n_1 n_2 n_3 n_k
 Если при измерениях был охвачен весь диапазон возможных отклонений, то вероятность попадания в i – разряд

$$P_i = n_i / \sum_{i=1}^k n_i, \quad (2.5)$$

где n_i – число попаданий в i -ый разряд;
 k – количество разрядов.

Если весь диапазон не охвачен, то

$$P_i = n_i \Delta t / T, \quad (2.6)$$

где Δt – длительность цикла работы элемента времени.
 T - измеряемый период.

После расчетов можно представить ряд распределения:

Отклонения V_1 V_2 V_3 V_k

Вероятность P_1 P_2 P_3 P_k

По этому ряду строится гистограмма (рисунок 2.1).

Гистограмма

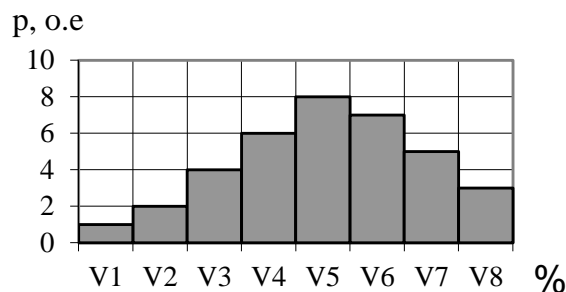


Рисунок 2.1

При пользовании информацией САКН, необходимо привлекать всю совокупность характеристик, даваемых этим прибором: и форму гистограммы, и вероятность попадания в различные разряды, и среднее значение, и стандартные отклонения.

Статистические измерения отклонений напряжения в сечениях суточных реализаций: дополнительным средством для определения характеристик отклонения напряжения может служить прибор СИГН (статистический измеритель графика напряжения), производящий измерение в заданное время.

В ряде случаев при контроле и анализе отклонения напряжения может потребоваться выявление статистической взаимосвязи между двумя

измеряемыми величинами, например, между напряжением и током при контроле закона регулирования в ЦП. Для решения этих вопросов достаточной информацией является двумерная плотность распределения измеряемых величин, корреляционная таблица.

Кривые распределения нормального закона или измеренные гистограммы отклонения напряжения могут быть использованы для приближенной оценки вероятной подачи электроэнергии, полученной при заданном качестве напряжения. Не менее 95% общего количества электроэнергии, получаемой потребителями, должно быть обеспечено качеством напряжения в допустимых пределах.

На основании анализа гистограмм отклонений напряжения, измеренных в электрических сетях, обслуживающий персонал может в случае необходимости воздействовать на изменение параметров сети, параметров регулирующих устройств и т.п. с целью улучшения режима напряжения.

2.4 Аналитический расчет отклонения напряжения

При анализе режимов напряжения в электрических сетях обычно имеют дело с отклонениями V фактических значений напряжения U от номинального напряжения U_n .

$$V = U - U_n \text{ или } V \% = (U - U_n) / U_n \cdot 100 \quad (2.7)$$

При этом имеется ввиду, что режимы напряжений изменяются достаточно медленно.

Современные системы электроснабжения потребителей характеризуются значительной протяженностью и многоступенчатой трансформацией напряжений.

В каждом звене системы электроснабжения – линии, трансформаторе имеют место потери напряжения, которые зависят от параметров схемы замещения данного звена и его нагрузки. В режимах наибольших нагрузок потери напряжения больше, в режимах малых нагрузок величина потерь соответственно уменьшается.

Рассмотрим изменение режима напряжения в данной системе электроснабжения (рисунок 2.1).

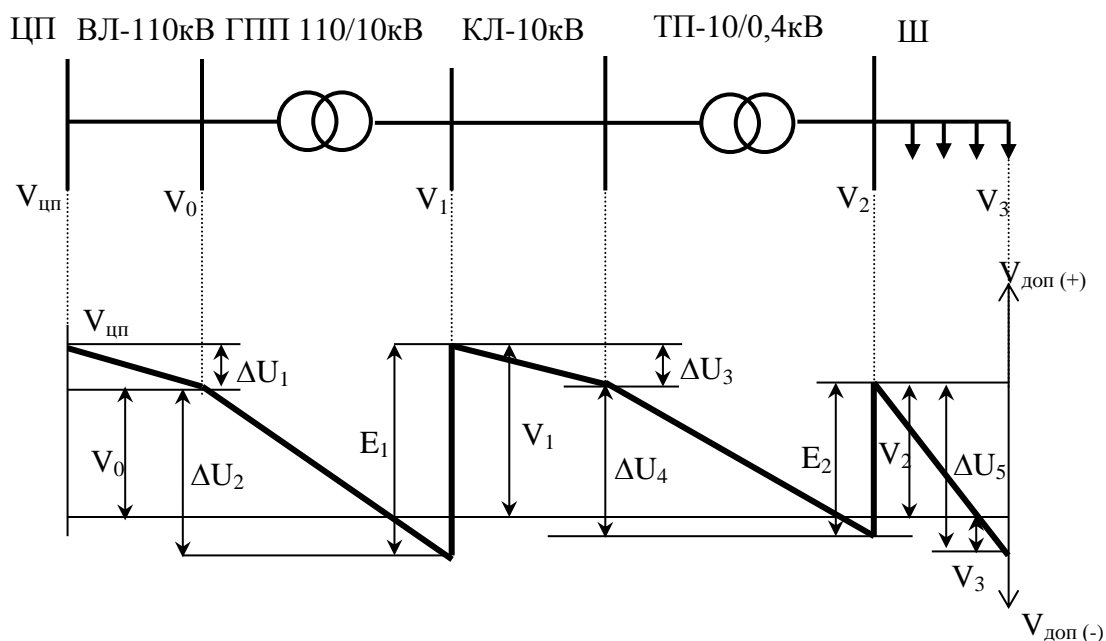


Рисунок 2.1

От системы неограниченной мощности электроэнергия поступает в линию питающей сети напряжением 110 кВ и далее в трансформаторы главной понизительной подстанции со вторичным напряжением 10 кВ. Шины 10 кВ этой подстанции являются центром питания распределительных сетей.

Потеря напряжения в элементах сети – линиях и трансформаторах, определяемая по формуле:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_{ном}}$$

Зависит от номинального напряжения, нагрузки сети и ее электрического сопротивления.

Для обеспечения желаемого режима напряжения у электроприемников необходимо выполнить ряд требований:

1. Со стороны питающей сети и к входным зажимам понижающих трансформаторов должно быть подведено напряжение, находящееся в допустимых пределах.

2. Автоматическое регулирование напряжения, управляющий устройствами РПН понижающих трансформаторов, должен иметь специально выбранные уставки.

3. В распределительной сети 10 кВ потери напряжения не должны быть больше допустимого значения.

4. РГ должны быть включены на специально подобранные рабочие регулировочные ответвления.

5. В сетях низкого напряжения наибольшие потери напряжения не должны выходить за допустимые пределы.

Анализ режима напряжений ведется одновременно для всей распределительной сети, присоединенной к некоторому ЦП и состоящей из разветвленной сети собственных нужд, всех РТ и всех сетей низкого напряжения, присоединенных к этим РТ. При этом предполагается, что в любом пункте сети 10 кВ может быть включен РТ и что в любой точке сети низкого напряжения может быть присоединен электроприемник. Рассматриваются два предельных режима: наибольших и наименьших нагрузок. При этом все остальные возможные режимы работы сети являются промежуточными.

Минимальная нагрузка составляет 30% от максимальной.

В режиме максимальных и минимальных нагрузках энергосистемы через трансформатор ГПП передается мощность:

$$P' = 6107,8 \text{ кВт}; \quad P'' = 1832,3 \text{ кВт};$$

$$Q' = 1462,2 \text{ квар}; \quad Q'' = 937,7 \text{ квар};$$

1 Определим потери в воздушной линии длиной 5,2 км

$$r_{\text{вл}} = 0,46 \cdot 5,2 = 2,76$$

$$X_{\text{вл}} = 0,34 \cdot 5,2 = 2,04$$

$$\Delta U' = (P' R + Q' X)/U_{\text{НОМ}} = (6107,8 \cdot 2,76 + 1462,2 \cdot 2,04)/110 = 180 \text{ В или } 0,2 \%$$

$$\Delta U'' = (P'' R + Q'' X)/U_{\text{НОМ}} = (1832,3 \cdot 2,76 + 937,7 \cdot 2,04)/110 = 63,4 \text{ В или } 0,06 \%$$

2 Потери в трансформаторе ГПП:

Потери находим по формуле:

$$R_{\text{T}} = \Delta P_{\text{k}} \times S_{\text{б}} / S_{\text{нтр}}^2 = 50 \times 1000000 / 25000^2 = 1,3 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{T}} = U_{\text{k}} \times S_{\text{б}} / 100 \times S_{\text{нтр}} = 7,5 \times 1000000 / 100 \times 25000 = 11,9 \text{ Ом}$$

$$\Delta U' = (6107,8 \cdot 1,3 + 1462,2 \cdot 11,9) / 110 = 230,4 \text{ В или } 0,21 \%$$

$$\Delta U'' = (1832,3 \cdot 1,3 + 937,7 \cdot 11,9) / 110 = 123,1 \text{ В или } 0,11 \%$$

3 Потери в линии от ГПП до ТП-3

Мощность, передаваемая по данной линии NA2XS2Y-10-(3x185)

$$P' = 2412,5 \text{ кВт}; \quad P'' = 723,7 \text{ кВт}; \quad R_{\text{кл}} = 0,153 \cdot 0,37 = 0,06 \text{ Ом};$$

$$Q' = 506,1 \text{ квар}; \quad Q'' = 151,8 \text{ квар}; \quad X_{\text{кл}} = 0,076 \cdot 0,37 = 0,03 \text{ Ом};$$

$$\Delta U' = (2412,5 \cdot 0,06 + 506,1 \cdot 0,03) / 6 = 26,6 \text{ В или } 0,44 \%$$

$$\Delta U'' = (723,7 \cdot 0,06 + 151,8 \cdot 0,03)/6 = 8,0 \text{ В или } 0,13 \%$$

4 Потери в трансформаторе ТП-3: ТСЗ-2500-10/0,4 кВ;

$$P' = 489,4 \text{ кВт}; \quad P'' = 146 \text{ кВт}; \quad R_T = 3,1 \text{ Ом};$$

$$Q' = 118,4 \text{ квар}; \quad Q'' = 35 \text{ квар}; \quad X_T = 13,6 \text{ Ом};$$

$$\Delta U' = (489,4 \cdot 3,1 + 118,4 \cdot 13,6)/6 = 421,1 \text{ В или } 7,01 \%;$$

$$\Delta U'' = (146 \cdot 3,1 + 35 \cdot 13,6)/6 = 154,7 \text{ В или } 2,5 \%$$

5 Определим потери напряжения на шинах 0,4 кВ:

а) до дальнего электроприемника (вентилятор),

потери на участке ТП-1 - ШРА-1;

$\ell_{\text{к.л.}} = 100 \text{ м}; \text{ ААШВ-3(3x120)+(1x70)}$:

$$P' = 199,7 \text{ кВт}; \quad P'' = 99,8 \text{ кВт}; \quad R_{\text{кл}} = 0,17 \cdot 0,1 = 0,017 \text{ Ом};$$

$$Q' = 133,1 \text{ квар}; \quad Q'' = 66,5 \text{ квар}; \quad X_{\text{кл}} = 0,06 \cdot 0,1 = 0,006 \text{ Ом};$$

$$\Delta U' = (199,7 \cdot 0,017 + 133,1 \cdot 0,006)/0,4 = 10,2 \text{ В или } 0,25 \%;$$

$$\Delta U'' = (99,8 \cdot 0,017 + 66,5 \cdot 0,006)/0,4 = 4,9 \text{ В или } 0,12 \%$$

потери на шинопроводе ШРА-1: $\ell_{\text{ШРА}} = 48 \text{ м};$

$$X_{\text{ШРА}} = 0,1 \cdot 0,048 = 0,0048 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ШРА}} = 0,2 \cdot 0,048 = 0,0096 \text{ Ом};$$

$$P' = 199,7 \text{ кВт}; \quad P'' = 99,8 \text{ кВт};$$

$$Q' = 99,8 \text{ квар}; \quad Q'' = 66,5 \text{ квар};$$

$$\Delta U' = (199,7 \cdot 0,0096 + 133,1 \cdot 0,0048)/0,4 = 6,3 \text{ В или } 1,5 \%;$$

$$\Delta U'' = (99,8 \cdot 0,0096 + 66,5 \cdot 0,0048)/0,4 = 3,1 \text{ В или } 0,7 \%$$

потери на участке ШРА-1 – вентилятор $P_{\text{дв}} = 30 \text{ кВт};$

$\ell_{\text{провода}} = 10 \text{ м}$ марки АПВ-(3x25)+(1x16) с сопротивлениями

$$R_{\text{пров}} = 1,33 \cdot 0,004 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{пров}} = 0,07 \cdot 0,004 = 0,00028 \text{ Ом}$$

$$\Delta U' = (30 \cdot 0,005 + 22,5 \cdot 0,00028)/0,4 = 0,39 \text{ В или } 0,09 \%;$$

$$\Delta U'' = (15 \cdot 0,005 + 11,2 \cdot 0,00028)/0,4 = 0,19 \text{ В или } 0,04 \text{ \%}.$$

б) До ближнего ЭП (вентилятор) мощностью $P_{\text{дв}} = 30 \text{ кВт}$;

Потери на шинопроводе ШРА-1:

$$\ell_{\text{ШРА}} = 2 \text{ м};$$

$$X_{\text{ШРА}} = 0,1 \cdot 0,002 = 0,0002 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{ШРА}} = 0,2 \cdot 0,002 = 0,0004 \text{ Ом};$$

$$P' = 199,7 \text{ кВт}; P'' = 99,8 \text{ кВт};$$

$$Q' = 99,8 \text{ квар}; Q'' = 66,5 \text{ квар};$$

$$\Delta U' = (199,7 \cdot 0,0002 + 133,1 \cdot 0,0004)/0,4 = 0,2 \text{ В или } 0,05 \text{ \%};$$

$$\Delta U'' = (99,8 \cdot 0,0002 + 66,5 \cdot 0,0004)/0,4 = 0,1 \text{ В или } 0,03 \text{ \%}.$$

Потери на участке ШРА-1 – вентилятор:

$$P_{\text{дв}} = 30 \text{ кВт};$$

$\ell_{\text{провода}} = 10 \text{ м}$ марки АПВ-(3x25)+(1x16) с сопротивлениями

$$R_{\text{пров}} = 1,33 \cdot 0,004 = 0,005 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{пров}} = 0,07 \cdot 0,004 = 0,00028 \text{ Ом}$$

$$\Delta U' = (30 \cdot 0,005 + 22,5 \cdot 0,00028)/0,4 = 0,39 \text{ В или } 0,09 \text{ \%};$$

$$\Delta U'' = (15 \cdot 0,005 + 11,2 \cdot 0,00028)/0,4 = 0,19 \text{ В или } 0,04 \text{ \%}.$$

Напряжение в начале линии при минимальной нагрузке трансформатора составляет $1,02 U_{\text{н}}$, а при максимальной равно $U_{\text{н}}$. Определим отклонение напряжения в режиме максимальных и минимальных нагрузок:

- для дальнего электроприемника:

$$V' = 0 - 0,2 - 0,21 - 0,44 - 7,01 - 0,25 - 1,5 - 0,09 = -9,7 \text{ \%}.$$

- для ближнего электроприемника:

$$V' = 0 - 0,2 - 0,21 - 0,44 - 7,01 - 0,25 - 1,5 - 0,05 = -9,4 \text{ \%}.$$

- для дальнего электроприемника;

$$V'' = 2 - 0,06 - 0,11 - 0,13 - 2,5 - 0,12 - 0,7 - 0,04 = -1,54 \text{ \%}.$$

- для ближнего электроприемника;

-

$$V'' = 2 - 0,06 - 0,11 - 0,13 - 2,5 - 0,12 - 0,7 - 0,03 = -1,53 \%$$

Отклонения напряжения превышают допустимые значения $V = \pm 5 \%$. В целях обеспечения допустимых значений отклонений напряжения на зажимах электроприемника применяют различные способы и средства улучшения напряжения. Под улучшением напряжения понимают какое-либо мероприятие, проводимое на длительный период времени и улучшающее режим напряжения.

Нагрузка электрической сети определяется мощностью, одновременно потребляемой присоединенными к ней электроприемниками и теряемой в элементах сети. Активная мощность вырабатывается только генераторами электростанций, что не позволяет изменять активную нагрузку сети в целях изменения потерь напряжения. В противоположность этому реактивная мощность может вырабатываться не только генераторами электростанций, но и специальными генераторами реактивной мощности, обычно называемыми компенсирующими устройствами. К их числу относятся СК и БК.

3 Безопасность жизнедеятельности

3.1 Анализ условий труда на производстве

Тема дипломной работы является электроснабжение алюминиевого завода и регулирование напряжения на главной понизительной подстанции, Изучены вопросы безопасности жизнедеятельности, выбор и обоснование способов переработки промышленных отходов; выбор систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях.

В процессе труда на алюминиевом 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:

Ремонтно-механические цеха № 13.

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.

Цех спекания №4.

В цехе спекания 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. Остальное хлориды, оксиды хрома, фосфора и магния. 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.

Цех прокаливания №8.

В этом цехе происходит пропитка и сушка различных деталей. Вредные вещества находятся во взвешенном состоянии и выделяются как при пропитке, так и при сушке.

Здоровые и безопасные условия труда на производстве обеспечиваются правильной организацией руководства охраной труда. Объектом управления

является деятельность технических 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, главный инженер, главный 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.

3.2 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.

Принципиальная схема сети переменного тока с занулением.

A – аппарат защиты (с предохранитель или автоматический выключатель).

R_0 – заземление нейтрали.

R_D – повторное заземление.

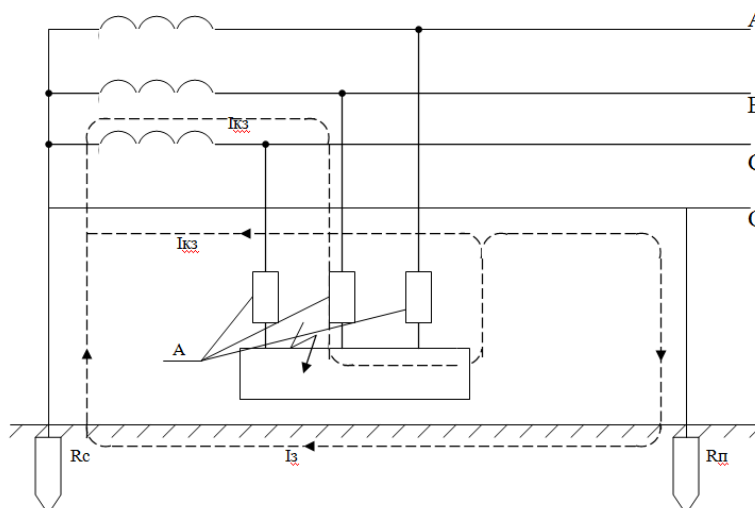


Рисунок 3.1

Принципиальная схема зануления приведена на рисунке 3.1, полная расчетная схема зануления на рисунке 3.2. Из схемы следует, что ток короткого замыкания $I_{кз}$ в фазном проводе зависит от фазного напряжения сети U_ϕ и полного сопротивления цепи, складывающегося из полных сопротивлений обмотки трансформатора $Z_{т/3}$, фазного проводника Z_ϕ ,

нулевого защитного проводника Z_n , внешнего сопротивления петли фазный проводник – нулевой защитный проводник (петля фаза – нуль) X_n , активных сопротивлений повторного заземления проводника R_n и заземления нейтрали трансформатора R_0 . Поскольку R_0 и R_n , как правило, велики по сравнению с другими элементами цепи, параллельная ветвь, образованная ими, создает незначительное увеличение тока короткого замыкания, что позволяет пренебречь им. В то же время такое допущение ужесточает требования к занулению и значительно упрощает расчетную схему, представленную на рисунке 3.3.

Упрощенная схема зануления.

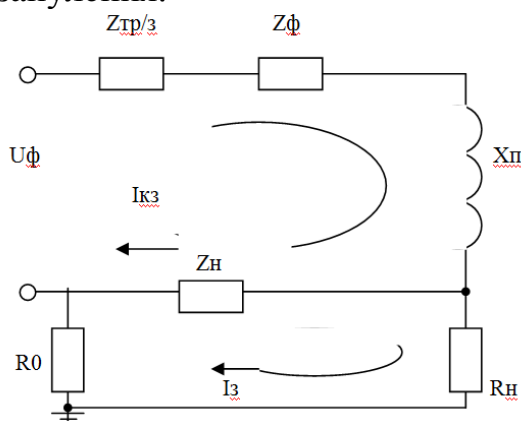


Рисунок 3.2

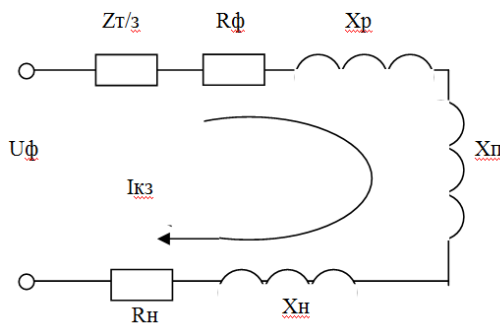


Рисунок. 3.3.

Выражение тока короткого замыкания в комплексной форме будет:

$$\dot{I}_{кз} = \frac{\dot{U}_\phi}{\dot{U}_\phi + Z_\phi + Z_n + jX_n} \quad (3.1)$$

где \dot{U}_ϕ – фазное напряжение сети, В.

Z_T - комплекс полного сопротивления обмоток трехфазного источника тока, Ом;

Комплекс полного сопротивления фазного провода:

$$Z_\phi = R_\phi + jX_\phi \quad (3.2)$$

Комплекс полного сопротивления нулевого защитного проводника:

$$Z_H = R_H + jX_H \quad (3.3)$$

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

X_ϕ и X_H - внутренние индуктивные сопротивления фазного и нулевого защитного проводников, Ом;

X_Π - внешнее индуктивное сопротивление контура, Ом;

Комплекс полного сопротивления петли фаза – нуль:

$$Z_\Pi = Z_\phi + Z_H + jX_\Pi \quad (3.4)$$

С учетом последнего:

$$\dot{I}_{кз} = \frac{U_\phi}{Z_{Т/З} + Z_\Pi} \quad (3.5)$$

Полное сопротивление петли фаза – нуль в действительной форме определяется из выражения:

$$Z_\Pi = \sqrt{(R_\phi + R_H)^2 + (X_\phi + X_H + X_\Pi)^2} \quad (3.6)$$

Формула для проверочного расчета определяется из (6.2) и (6.3) с учетом коэффициента кратности K тока короткого замыкания, определяемого требованиями к занулению.

$$K * I_H \leq \frac{R_\phi}{Z_{Т/З} = \sqrt{(R_\phi + R_H)^2 + (X_\phi + X_H + X_\Pi)^2}} \quad (3.7)$$

Значение коэффициента K принимается равным $K \geq 3$ в случае, если электроустановка защищается предохранителями и автоматическими выключателями, имеющими обратно-зависимую характеристику от тока. В случае, если электроустановка защищается автоматом, имеющим только электромагнитный расцепитель, то для автоматов с I_H до 100 А, $K = 1,4$, а для автоматов $I_H > 100$ А – $K = 1,25$. Значения активных сопротивлений медных и алюминиевых проводников определяются из выражения:

$$R = \frac{\rho \cdot l}{S} \quad (3.8)$$

где S – сечение проводника, мм²;

l - длина проводника, м;
 ρ - удельное сопротивление проводника, равное для алюминия $0,028 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$

Ожидаемое значение тока короткого замыкания:

$$\Gamma_k = K * I_n \quad (3.9)$$

где K – коэффициент кратности номинального тока защитного аппарата.
 По ожидаемому значению тока короткого замыкания определяется ожидаемая плотность $I_{кз}$ в нулевом проводнике:

$$j = \Gamma_k / S \quad (3.10)$$

где S – длина нулевого проводника.

Величина внешнего индуктивного сопротивления X_n на единицу длины петли фаза – нуль определяется из таблицы.

3.3 Расчет защитного зануления в термическом цехе

1. Исходные данные.

От шин $0,4 / 0,23 \text{ кВ}$ цеховой ТП с трансформаторами типа ТМ-2500-10/0,4 с номинальной мощностью $S_n = 2500 \text{ кВА}$ и схемой соединения обмоток Δ / Y_0 питается электродвигатель, который защищен предохранителем типа ПН – 2. Нам необходимо проверить отключающую способность зануления в схеме сети, проложенную кабелем АВВГ $3 \times 35 + 1 \times 16$ в земле, и питающую группу станков механического цеха общей мощностью электропривода $P_n = 90 \text{ кВт}$, коэффициент спроса $K_c = 0,5$, пуски частые. Наибольшую мощность имеет электродвигатель фрезерного станка ЭП №7 $P_{нф} = 15 \text{ кВт}$; при коэффициенте мощности $\cos\varphi = 0,91$, КПД - $\eta = 0,86$, кратность пускового тока $K_n = 7,5$. Трансформатор подстанции мощностью 2500 кВА расположен на расстоянии $l = 160 \text{ м}$ от цеха. Определить $I_{\text{ном.пл.вст.}}$ и выбрать предохранители, для всех двигателей, и для двигателя фрезерного станка.

2. Схема замещения (рисунок 3.4)

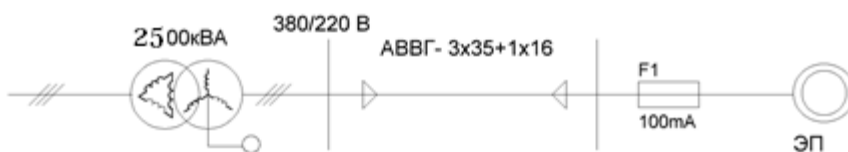


Рисунок 3.4 - Схема замещения

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:

$$P_{р.общ} = P_n \cdot K_c = 90 \cdot 0,5 = 45 \text{ кВт.} \quad (3.11)$$

2. Полная максимальная мощность электропривода цеха:

$$S_{м.общ.} = \frac{P_{р.общ}}{\cos\varphi} = \frac{45}{0,91} = 49,4 \text{ кВА} \quad (3.12)$$

3. Максимальный общий расчетный ток:

$$I_{м.общ.} = \frac{S_{м.общ} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л}} = \frac{49,4 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380} = 75 \text{ А} \quad (3.13)$$

4. Номинальный ток электродвигателя фрезерного станка:

$$I_{н.ф.} = \frac{P_{н.ф} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot U_{л} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{15 \cdot 10^3}{1,73 \cdot 380 \cdot 0,91 \cdot 0,86} = 29,1 \text{ А} \quad (3.14)$$

5. Пусковой ток электродвигателя фрезерного станка:

$$I_{п.ф.} = I_{н.ф.} \cdot K_{п.} = 29,1 \cdot 7,5 = 219 \text{ А} \quad (3.15)$$

6. Пиковый ток:

$$I_{пик.} = I_{п.ф.} + (I_{м.} - K_{с.} \cdot I_{н.ф.}) = 219 + (75 - 0,5 \cdot 29,1) = 279 \text{ А} \quad (3.16)$$

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

$$I_{н.общ.} = \frac{I_{пик} \cdot 10^3}{\alpha} = \frac{279}{1,8} = 155 \text{ А} \quad (3.17)$$

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 каталожным данным выбираем плавкую вставку ПН2-250А на номинальный ток $I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}} = 150 \text{ А}$

8. Номинальный ток плавкой вставки электродвигателя фрезерного станка.

$$I_{\text{н.ф.}} = \frac{I_{\text{пф}}}{\alpha} = \frac{219}{1,8} = 121 \text{ А} \quad (3.18)$$

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

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:

$$I_{\text{к.}} = 3 \cdot I_{\text{НОМ.ПЛ.ВСТ}} = 3 \cdot 120 = 360 \text{ А} \quad (3.19)$$

10. Определяем активное сопротивление фазного и нулевого проводников:

$$R_{\text{ф.}} = \rho \frac{l}{S} = 0,028 \frac{160}{35} = 0,128 \text{ Ом} \quad (3.20)$$

$$R_{\text{н.}} = \rho \frac{l}{S} = 0,028 \frac{160}{16} = 0,28 \text{ Ом} \quad (3.21)$$

11. Принимаем $x_{\text{ф.}} = x_{\text{н.}} = 0$ так как кабель алюминиевый, и $x_{\text{н.}} = 0$ так как при рядом расположенных проводниках общий кабель внешним индуктивным сопротивлением можно пренебречь. Согласно данным трансформатора мощностью 2500кВА 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:

$$I = \frac{U_{\text{ф}}}{\frac{Z_{\text{т.}}}{\sqrt{3}} + R_{\text{ф.}} + R_{\text{н.}}} = \frac{220}{\frac{0,03}{\sqrt{3}} + 0,128 + 0,28} = 458 \text{ А} \quad (3.22)$$

Таким образом, вычисленное значение силы тока однофазного короткого замыкания превышает наименьшее допустимое значение силы тока, по условиям срабатывания защиты значение тока, то есть сечение нулевого защитного проводника обеспечивает срабатывание защитного зануления.

Вывод по разделу: перегорание плавкой вставки 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, которое могло бы привести к электротравме или летальному исходу.

3.4 Выбор систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях

Рассчитаем систему естественного освещения для ремонтно-механического цеха.

Цех имеет размеры: длина $A=84$ м, ширина здания $B=24$ м, высота $H=10,8$ м. Высота рабочей поверхности над уровнем пола – 1 м. Завод находится в Алматинской области.

По таблице 2.1 [5] для V-разряда зрительной работы при верхнем освещении норматив КЕО $e_n^{III} = 3$.

По таблице 2.2 [5] VI пояса светового климата коэффициент светового климата $m = 0,9$; коэффициент солнечного климата $c = 0,9$.

По формуле 7.1 определим норматив КЕО при верхнем освещении здания депо:

$$e_n^{IV} = e_n^{III} \cdot m \cdot c \quad (3.23)$$

$$e_n^{IV} = 3 \cdot 0,9 \cdot 0,9 = 2,43$$

Определим площади стен, пола и потолка:

$$\text{пол и потолок: } S_{\text{п}} = S_{\text{пт}} = L \cdot B = 84 \cdot 24 = 2016 \text{ м}^2 \quad (3.24)$$

$$\text{стены: } S_{\text{ст}} = 2 \cdot 10,8 \cdot 84 + 2 \cdot 10,8 \cdot 84 = 2333 \text{ м}^2 \quad (3.25)$$

Определим средневзвешенный коэффициент пола, потолка и стен:

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{\rho_{\text{п}} \cdot S_{\text{п}} + \rho_{\text{пт}} \cdot S_{\text{пт}} + \rho_{\text{ст}} \cdot S_{\text{ст}}}{S_{\text{п}} + S_{\text{пт}} + S_{\text{ст}}} \quad (3.26)$$

$$\rho_{\text{ср}} = \frac{0,1 \cdot 2016 + 0,3 \cdot 2016 + 0,3 \cdot 2333}{2016 + 2016 + 2333} = 0,24$$

Коэффициент запаса принимаем равным $K_3=1,3$;
 Световая характеристика фонарей $\eta_{\phi} = 6,8$;
 Коэффициент, учитывающий повышение КЕО благодаря свету, отраженному от поверхностей помещения $r_2 = 1,18$;
 Коэффициент, учитывающий тип фонарей $K_{\phi}=1,2$;
 Коэффициент светопропускания $\tau_1 = 0,9$;
 Коэффициент, учитывающий потери света в переплетах, $\tau_2 = 0,75$;
 Коэффициент, учитывающий потери света в несущих конструкциях, $\tau_3 = 0,8$;
 Коэффициент, учитывающий потери света в солнцезащитных устройствах, $\tau_4 = 1$;
 Коэффициент, учитывающий потери света в защитной сетке, устанавливаемой под фонарями согласно СНиП II-4-79, $\tau_5 = 0,9$.
 Определяем общий коэффициент светопропускания:

$$\tau_0 = \tau_1 \cdot \tau_2 \cdot \tau_3 \cdot \tau_4 \cdot \tau_5 \quad (3.27)$$

$$\tau_0 = 0,9 \cdot 0,75 \cdot 0,8 \cdot 1 \cdot 0,9 = 0,486$$

Определим минимально необходимую площадь световых проемов:

$$S_{\phi} = \frac{\rho_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}}{100 \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}} \cdot \rho_{\text{п}}} \quad (3.28)$$

$$S_{\phi} = \frac{2,43 \cdot 1,3 \cdot 6,8 \cdot 2016}{100 \cdot 0,486 \cdot 1,18 \cdot 1,2} = 629,3 \text{ м}^2$$

Вывод по разделу: согласно расчетной схеме, в здании 4 световых проема, площадь каждого из них составляет:

$$\frac{629,3}{4} = 157,3 \text{ м}^2 \quad (3.29)$$

Поскольку длина здания 84 м, то с учетом несущих колонн можно принять длину светового проема $l_{\text{п}} = 80\text{м}$, следовательно, ширина светового проема должна быть не менее:

$$h_{\text{п}} = \frac{157,3}{80} = 1,97 \text{ м} \quad (3.30)$$

Расчет искусственного освещения в помещении завода управления

Высота помещения $H= 4,5 \text{ м}$;

Длина помещения $A= 9 \text{ м}$;

Ширина помещения $B= 12 \text{ м}$;

Минимальная освещенность $E = 200\text{лк}$;

Значения коэффициентов отражения потолка, стен и расчетной поверхности: $\rho_{\text{п}} = 50 \%$, $\rho_{\text{с}} = 30 \%$, $\rho_{\text{р}} = 10\%$;
 Коэффициент запаса $k_3 = 1,8$;
 Высота расчетной поверхности $h_{\text{р}} = 0,8$;
 Высота подвеса светильника $h_{\text{с}} = 0,5$ м;
 Определим высоту подвеса светильников:

$$h_{\text{р}} = 4,5 - 0,8 - 0,5 = 3,2 \text{ м.} \quad (3.31)$$

Примем для использования лампы ЛД-80.
 Определим число рядов светильников:

$$L_{\text{опт}} = \lambda \cdot h = 1,4 \cdot 3,2 = 4,48 \text{ м} \quad (3.32)$$

$\lambda = 1,4$ - кривая силы света.

Ориентировочная схема размещения светильников в 2 ряда.

Определим удельную мощность:

$$S = A \cdot B = 9 \cdot 12 = 108 \text{ м}^2 \quad (3.33)$$

Для светильников ПВЛМ с лампами ЛД-80, находим $\omega_{\text{т}} = 9,1 \text{ Вт/м}^2$, для $E_{\text{т}} = 100 \text{ лк}$ и $K_{\text{зт}} = 1,5$.

Поскольку нам необходимо обеспечить освещенность 200 лк при $K_3 = 1,8$, проведем перерасчет:

$$\omega = \frac{E_{\text{н}} \cdot K_{\text{зн}}}{E_{\text{т}} \cdot K_{\text{зт}}} \cdot \omega_{\text{т}} \quad (3.34)$$

$$\omega = \frac{200 \cdot 1,8}{10 \cdot 1,5} \cdot 9,1 = 21,84 \text{ Вт/м}^2$$

Определим мощность осветительной установки:

$$P_{\text{оу}} = \omega \cdot S = 21,84 \cdot 108 = 2359 \text{ Вт} \quad (3.35)$$

Определим необходимое число светильников:

$$n_{\text{с}} = \frac{P_{\text{оу}}}{n_{\text{л}} \cdot P_{\text{лл}}} = \frac{2359}{2 \cdot 80} = 14,7 \approx 15 \quad (3.36)$$

Вывод по разделу: Исходя из размеров помещения 9x12 м, окончательно примем схему размещения светильников в 3 ряда по 5 светильников в ряд параллельно длинной стороне B . Расстояние между центрами светильников:

$$L_{\text{А}} = \frac{9}{4} = 2,25 \text{ м} \quad (3.37)$$

$$L_B = \frac{12}{6} = 2 \text{ M} \quad (3.38)$$

4 Экономическая и финансовая эффективность инвестиций в энергообъект

4.1 Общая часть

Цели разработки проекта

Основной целью экономической части дипломной работы является оценка экономической эффективности строительства главной понижающей подстанции 110/10 кВ.

Основной задачей являются расчет экономической эффективности проекта, расчет инвестиционной приемлемости проекта, срок окупаемости, рентабельности инвестиций и норму прибыли.

Подстанция находится в Алматинской области, сейсмичность пункта ниже 6,0 баллов. Стенка гололеда для третьего района по гололеду – 15 мм. Нормативный скоростной напор ветра на высоте 10 м над поверхностью земли с повторяемостью раз в 10 лет – 38 кг/м².

Подстанция предназначена для обеспечения электроэнергией алюминиевого завода. Проектируемую подстанцию предполагается разместить с прилегающие к ней сетями на территории завода. Для сооружения ЛЭП 110 кВ используются железобетонные опоры, которые сокращают эксплуатационные расходы, а также максимальную индустриализацию строительства.

Анализ рынка сбыта.

Первостепенной задачей электросетевой компании является обеспечение бесперебойного, надежного электроснабжения крупного промышленного предприятия.

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

Объектом экономического анализа является оборудование на подстанции. Стоимостные показатели в финансово-экономических расчетах, связанные с реализацией энергетической продукции потребителям, приняты все в тенге.

Тарифы на электроэнергию.

Оценка результатов производственной деятельности в основном образуется от продажи дополнительно поступающей электроэнергии в сеть.

В расчетах используются действующие цены и тарифы. Тариф принимается исходя из себестоимости передаваемой электроэнергии. В Алматинской области в настоящее время средняя цена составляет 14,75 тенге за один кВт·ч

План производства.

Подстанцию планируется строить поэтапно. Примерный срок строительства составляет один год.

Организационный план

Принята цеховая организационная структура управления предприятия. Мелкий ремонт оборудования, арматуры и токопроводов выполняется персоналом подстанции. Сложные ремонтные работы выполняются специализированными ремонтными организациями.

На подстанции планируется установить высокоавтоматизированное современное оборудование, обеспечивающие высокий уровень надежности электроснабжения.

Юридический план

Для строительства и дальнейшей эксплуатации подстанции для алюминиевого завода создается отдельное предприятие Товарищество с ограниченной ответственностью «Энергия» за счет собственных средств предприятия и заемного капитала потенциальных инвесторов. Кредит планируется брать в банке для строительства новой подстанции, с дальнейшей выплатой процентов по кредиту. Процентная ставка 14% годовых, срок кредитования 10 лет.

Экологическая информация

Подстанция предназначена для понижения и распределения электроэнергии, что является безотходным и не сопровождается вредными выбросами в атмосферу. Отходы образующиеся при строительстве подстанции это отходы трансформаторного масла, черного и цветного металлов, стекла, фарфора и других отходов. Требуется принять все необходимые меры по предотвращению и уменьшения воздействия на окружающую среду.

Соблюдение всех правил и санитарных норм строительства не приведёт к нарушению экологической ситуации в данном районе.

4.2 Расчет технико-экономических показателей подстанции

Определение капитальных вложений в строительство подстанции.

Определение капитальных вложений в строительство, монтаж подстанции приводится в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Составляющие стоимости строительных и монтажных работ, оборудования и прочих затрат по ПС (тыс. тенге.)

Объект	Напря- жение, кВ	Строительные работы	Монтаж	Обору- дование	Прочие затраты
Подстанции					
Открытого типа	110	47982	17593	84769	9596
Итого		159940			

Определение ежегодных издержек производства

Издержки производства подстанции 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:

$$I_{перед} = I_{экс} + I_{ном} \quad (4.1)$$

где $I_{экс}$ - суммарные затраты электросетевых хозяйств энергосистемы на ремонтно-эксплуатационное обслуживание сетей, тенге./год;
 $I_{ном}$ - суммарная стоимость потерь в сетях системы, тенге./год.

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

$$I_{экс} = I_{ам} + I_{об/рем} \quad (4.2)$$

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

$$I_{ам} = \frac{\alpha_{ам}}{100} \cdot K_{ЭС} \quad (4.3)$$

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.

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

$$I_{об/рем} = \frac{\alpha_{об/рем}}{100} \cdot K_{ЭС}, \quad (4.4)$$

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 4.2.

Таблица 4.2 – 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	159,940	6,5	3,3	5,51	2,797	8,307

Переменные потери энергии и издержки, связанные с ними.

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

Значения переменных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{переменТР}} = n \cdot \Delta P_{\kappa} \cdot \tau \cdot K_z^2 \quad (4.5)$$

где $\Delta P_{\kappa} = 85$ кВт – потери короткого замыкания;

$K_z^2 = 0,69$ – коэффициент загрузки трансформатора;

τ - годовое время максимальных потерь.

Постоянные потери энергии и издержки, связанные с ними

Значения постоянных потерь в трансформаторах находятся по формулам:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{пост.тр-р}} = n \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot 8760 \quad (4.6)$$

где n – количество трансформаторов или автотрансформаторов,

$\Delta P_{\text{ХХ}}$ – потери на холостой ход в трансформаторе или автотрансформаторе. Потери составляют 18 кВт.

Значения, полученные при расчете заносятся в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - 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
Трансформатор	0,69	709,01	315,36	0,07	1024,37

$$I_{\text{ном}} = \Delta \mathcal{E} \cdot C_{\text{ном}} \cdot K_{\text{цен}}, \quad (4.7)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ - величина потерь энергии;

$C_{\text{пот}}$ - стоимость 1 кВт-ч потерянной энергии.

Годовые потери энергии в ЛЭП:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \Delta P_{max} \cdot \tau, \quad (4.8)$$

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

Потери мощности на корону определяются по выражению:

$$\Delta P_{кор} = \rho_{уд.кор} \cdot L, \quad (4.9)$$

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

Потери мощности при максимальной нагрузке определяются по выражению:

$$\Delta P_{max} = \frac{S_{max}^2}{U^2} \cdot \rho \cdot \alpha, \quad (4.10)$$

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°;

$$I_{\Sigma} = I_{перм} + I_{пост} \quad (4.11)$$

Себестоимость

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы определяется суммарными издержками, связанными с передачей и распределением электроэнергии, и количеством энергии отпущенной потребителю. По структуре тарифа АО «АЖК» Алматинской области следует, что:

Таблица 4.4 – Структура тарифа АО «АЖК»

№	Статьи расходов	Структура, %
I	Затраты на производство товаров и предоставление услуг, всего	88,36
1	Материальные затраты, всего в т.ч.:	4,13
1.1	Сырье, материалы	2,02
1.2	ГСМ	1,59
1.3	Электроэнергия на хоз. нужды	0,53
2	Затраты на оплату труда с отчислениями	22,64
3	Амортизация	18,86
4	Ремонт	6,24
5	Услуги сторонних организаций производственного характера	0,52
6	Прочие затраты	3,62
7	Стоимость потерь	32,35
II	Расходы периода, всего	8,41
8	Общие административные расходы	8,41
III	Всего зарплат	96,77
IV	Прибыль	3,23

Как видно из таблицы 4.4 сумма на амортизацию и ремонт составит:

$$18,86 + 6,24 = 25,1 \%$$

$$I_{\Sigma} = 0,251 \cdot 84,769 = 21,27 \text{ млн.тенге}$$

$$S_{перед} = \frac{I_{\Sigma}}{\mathcal{E}_{год}}, \quad (4.12)$$

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

$$\mathcal{E}_{год} = n \cdot K_3 \cdot S_{ном.тр} \cdot \cos \varphi \cdot 5000, \quad (4.13)$$

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

$$\mathcal{E}_{год} = 2 \cdot 0,69 \cdot 16 \cdot 0,8 \cdot 5000 = 88,32 \text{ млн. кВт}\cdot\text{ч.}$$

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

$$S_{\text{ПЕРЕД}} = \frac{21,27}{88,32} = 0,241 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Полная себестоимость передачи электроэнергии по сетям энергосистемы складывается из стоимости энергии энергопроизводящей организации (4,99 тенге), тарифа на передачу по сетям НЭС (2 тенге), тарифа районной электросетевой компании (7 тенге) и себестоимости передачи энергии по сетям ТОО "Энергия"

$$T_{\text{ТОО "Энергия"}} = S_{\text{перед}} + 0,1 \cdot S_{\text{перед}}, \quad (4.14)$$

$$T_{\text{ТОО "Энергия"}} = 0,241 + 0,1 \cdot 0,241 = 0,265 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Тариф на электроэнергию ТОО "Энергия" для предприятия:

$$T_3 = S_{\text{ЭО}} + T_{\text{НЭС}} + T_{\text{РЭК}} + T_{\text{ТОО "Энергия"}} = 4,99 + 2 + 7 + 0,265 = 14,255 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Средний тариф на электроэнергию в Алматинской области составляет 14,75 тенге/кВт·ч. Тариф на электроэнергию ТОО "Энергия" принимается равным 14,255 тенге/кВт·ч. Тогда разница составит:

$$14,75 - 14,255 = 0,495 \text{ тенге/кВт} \cdot \text{ч}.$$

Выручка от прогнозируемого объема передачи электроэнергии составит:

$$V_{\text{реал}} = 88,32 \cdot 14,75 = 1302,72 \text{ млн.тенге} \quad (4.15)$$

Из прогнозируемой выручки завод произведет следующие выплаты

- Выплаты региональным сетям за передачу электроэнергии составят

$$V = 88,32 \cdot 7 = 616,24 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты национальным электрическим сетям составят

$$V = 88,32 \cdot 2 = 176,64 \text{ млн.тенге}$$

- Выплаты энергопроизводящим предприятиям составят

$$V = 88,32 \cdot 4,99 = 440,717 \text{ млн.тенге}$$

Остаток из прогнозируемой выручки за передачу электроэнергии составит

$$П = 1302,72 - 616,24 - 176,64 - 440,717 = 69,123 \text{ млн.тенге}$$

$$П_q = 69,123 \cdot 0,7 = 48,386 \text{ млн.тенге}$$

Денежный поток определяется по формуле:

$$CF = П_q + И_{ao} \quad (4.16)$$

где $П_p$ - чистая прибыль, млн.тенге;

$И_{ao}$ – амортизационная отчисление, млн.тенге.

$$CF = 48,386 \cdot 10^6 + 5,51 \cdot 10^6 = 53,896 \text{ млн.тенге.}$$

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

Срок окупаемости составит:

$$PP = \frac{I_c}{CF}, \quad (4.17)$$

где I_c - инвестиции;

CF – денежный поток, млн.тенге.

$$PP = \frac{159,94}{53,896} = 3 \text{ года.}$$

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 3,5 года.

Таблица 4.5 – Прибыль от продаж электроэнергии

Года	Коэфф. загрузки, %	$\mathcal{E}_{год}$, млн.кВтч	$S_{перед}$, тенге/кВтч	$T_{ГОО}$ "Энергия"	Тариф	Разница	Чистая прибыль
1	0	0	0	0	0	0	0
2	69	88,32	0,241	0,265	14,255	0,495	48,486

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

$$O_{p,t} = C_{ЭЭ} \cdot (\gamma \cdot \mathcal{E}_t - \Delta \mathcal{E}_{номт}) \quad (4.18)$$

где $C_{ЭЭ}$ - цена на электроэнергию;

γ - коэффициент долевого участия;

\mathcal{E}_t - объем переданной ЭЭ, в зависимости от освоения нагрузки и имеет зависимость:

$$\mathcal{E}_t = k_{осв,t} \cdot \mathcal{E}; \quad (4.19)$$

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

$$\Delta \mathcal{E}_{номт} = \Delta \mathcal{E}_{номт} + k_{осв,t}^2 \cdot \Delta \mathcal{E}_{перем} \quad (4.20)$$

4.3 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; сравнение расчетной величины с минимальным или средним уровнем доходности приводит к заключению о целесообразности дальнейшего анализа данного проекта;

- простой срок окупаемости капитальных вложений; представляет собой период времени, в течении которого сумма чистых доходов покрывает

инвестиции, определяет период в течении которого объект будет работать на "себя", т.е. получаемый объем чистого дохода засчитывается как возврат первоначально инвестированного капитала;

- 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.

– интегральные показатели:

- чистый дисконтированный доход; расчет этого показателя производится дисконтированием чистого потока платежей; критерием финансовой эффективности инвестиций в сооружение объекта является условие: $\Delta_d > 0$, тогда доходность инвестиций превышает величину среднего норматива;

- 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: $E_{Вн} > E_{ср}$;

- 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.

Чистая приведенная стоимость проекта является важнейшим критерием, по которому судят о целесообразности инвестирования в данный проект. Для определения чистого приведенного дохода 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:

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t} - I_0, \quad (4.21)$$

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. до 4-го года. 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:

$$NPV = 0 \rightarrow npi \rightarrow IRR = r \quad (4.22)$$

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.

$$1 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,91 = 49,045 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -159,94 + 49,045 = -110,895 \text{ млн.тенге}$$

$$2 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,83 = 44,734 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -110,895 + 44,734 = -66,161 \text{ млн.тенге}$$

$$3 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,75 = 40,422 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -66,161 + 40,422 = -25,739 \text{ млн.тенге}$$

$$4 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,68 = 36,649 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = -25,739 + 36,649 = 10,91 \text{ млн.тенге}$$

$$5 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,62 = 33,415 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = 10,91 + 33,415 = 44,325 \text{ млн.тенге}$$

$$6 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,56 = 30,182 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = 44,325 + 30,182 = 74,507 \text{ млн.тенге}$$

$$7 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,51 = 27,487 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = 74,507 + 27,487 = 101,994 \text{ млн.тенге}$$

$$8 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,47 = 25,331 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = 101,994 + 25,331 = 127,325 \text{ млн.тенге}$$

$$9 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,42 = 22,636 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = 127,325 + 22,636 = 149,961 \text{ млн.тенге}$$

$$10 \text{ год } PV = 53,896 \cdot 0,39 = 21,019 \text{ млн.тенге,}$$

$$NPV = 149,961 + 21,019 = 171,23 \text{ млн.тенге}$$

Все значения рассчитываются аналогично и заносятся в таблицу 4.5.

Таблица 4.5 - Определение NPV и IRR

Годы	CF	R, 10%	PV
0	-159,94	1	-159,94
1	53,896	0,91	49,01
2	53,896	0,83	44,54
3	53,896	0,75	40,49
4	53,896	0,68	36,81
5	53,896	0,62	33,47
6	53,896	0,56	30,42
7	53,896	0,51	27,66
8	53,896	0,47	25,14
9	53,896	0,42	22,86
10	53,896	0,39	20,78
NPV			171,23
PI			2,07
IRR			0,32

Метод расчёта внутренней нормы прибыли.

Внутренняя норма прибыли определяется как ставка процента, при которой величина инвестиций равна величине текущей ценности будущих денежных поступлений.

$$IRR=r1+(NPVr1/(NPVr1-NPVr2))*(r2-r1) \quad (4.23)$$

$$IRR=r1+f(r1)/(f(r1)-f(r2)) \times (r2-r1) \quad (4.24)$$

Вывод: 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 видно, что срок окупаемости инвестиций составит около 4 лет.

$$\begin{aligned} PV &= -159,94 + 53,896 \cdot 0,91 + 53,896 \cdot 0,83 + 53,896 \cdot 0,75 + 53,896 \cdot 0,68 + 53,896 \cdot 0,62 + \\ & 53,896 \cdot 0,56 + 53,896 \cdot 0,51 + 53,896 \cdot 0,46 + 53,896 \cdot 0,42 + 53,896 \cdot 0,38 \\ & = 171,23 \text{ млн. тенге} \end{aligned}$$

Индекс рентабельности, PI, представляет собой отношение суммы приведенных эффектов к величине инвестиционных затрат и рассчитывается по формуле:

$$PI = \left(\sum_{t=1}^n \frac{PV_t}{(1+r)^t} \right) / K_0 \quad (4.25)$$

Если: $PI > 1$, то проект следует принять, $PI < 1$, то проект следует отклонить, $PI = 1$, то проект ни прибыльный, ни убыточный. Индекс рентабельности в отличие от чистого приведенного эффекта является относительным показателем. PI следует считать уже по времени расчета t, когда NPV положительный.

$$PI = \sum_{t=1}^n \frac{PV / (1+r)^t}{K_0} = \frac{170,44 / 0,47}{159,94} = 2,3. \quad (4.26)$$

Строительство можно считать экономически целесообразным, так как $PI > 1$, технико – экономическое обоснование строительства подстанции показало, что необходимые суммарные капиталовложения, составляют 159,94 млн. тенге, дисконтированная стоимость составляет 171,23 млн. тенге окупятся за 4 года.

Закключение

Дипломный проект посвящен проектированию электроснабжения алюминиевого завода. В работе был представлен расчет электрических нагрузок по заводу методом коэффициента использования, выбор числа и мощности цеховых ТП. Полная мощность по предприятию составила $S_{p0,4} = 24604$ кВА. Экономическое целесообразное число трансформаторов равняется $N_{т,э} = 11$. Были выбраны трансформаторы марки ТМ-1000-10/0,4.

После был проведен уточненный расчет нагрузок по заводу, после которого полная мощность составила $S_p = 23220$ 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 81,887 тыс.у.е. Второй и третий варианты нам не подошли из-за больших потерь в трансформаторе.

В работе был произведен расчет токов короткого замыкания и выбрано оборудование на напряжение 10 кВ, в частности выбраны вводные и секционный выключатели, трансформаторы тока и напряжения, выключатели нагрузки, силовые кабели отходящих линии, шины. Все выбранные оборудования отвечают стандартам и качествам современных технологий.

В разделе «Регулирование напряжения в системе электроснабжения» были рассмотрены следующие вопросы: общие положения регулирования напряжения, влияние отклонения напряжения на работу различных электроприемников, экспериментальные исследования качества электроэнергии. Произведен аналитический расчет отклонения напряжения.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы: расчет и устройство защитного зануления электроустановок; выбор систем освещения рабочего места в производственных помещениях, расчет естественного и искусственного освещения в помещениях.

В экономической части проведено решение вопросов, связанных с технико-экономическим обоснованием схемы электроснабжения и был определен срок окупаемости оборудования. Анализируя расчет видно, что капиталовложения на приобретение оборудования составляют 159,94 млн. тенге. Срок окупаемости составил 3 года без учета дисконтирования. А с учетом дисконтирования составляет около 4 года.

Для расчета данной работы применены ПК и Интернет. Расчет проводился на ПК с применением программ: Microsoft Word, Microsoft Excel, AutoCAD, MathCAD.

Список литературы

1. Кудрин Б.И. Электроснабжение промышленных предприятия: Учебник для студентов высших учебных заведений .Б.И. Кудрин. – М.: Интермет Инжиниринг, 2005.
2. Киреева Э.А. Справочные данные по электрооборудованию (цеховые электрические сети, электрические сети жилых и общественных зданий), 2004.
3. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для проф. Учебных заведений. – М.: Высшая школа, 2001.
4. Правила устройства установок. – Издательство ДЕАН, 2012.
5. Инженерные решения по безопасности труда на транспорте. А.Д.Орлов. Алматы 2002г
6. Самсонов В.С., Вяткин М.А. Экономика предприятий энергетического комплекса. - М.: Высшая школа, 2003.-416 с.
7. Экономика и управление в энергетике. Учебное пособие для студ. сред. проф. учеб. заведений . Под ред. Н.Н. Кожевникова. - М.: Издательский центр «Академия», 2003.
8. Шидловский А.К., Вагин Г.Я., Куренный Э.Г. “Расчеты электрических нагрузок систем электроснабжения промышленных предприятий” – М. Энергоатомиздат, 2001.
9. “Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования” под редакцией Ю.Г.Барыбина и др. – М. Энергоатомиздат, 1991 г,
10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. “Электрическая часть электростанций и подстанций”. Справочник – М. Энергоатомиздат, 2003 г.
11. Рожкова Л.Д., Козулин В.С. “Электрооборудование станций и подстанций” - М. Энергоатомиздат, 2002 г.
12. “Справочник по электроснабжению и электрооборудованию” В 2 т. под редакцией А.А.Федорова. – М. Энергоатомиздат, 2001 г.
13. Федоров А.А., Каменева В.В. “Основы электроснабжения промышленных предприятий” – М. Энергоатомиздат, 2003.
14. Васин В.М., Липкин Б.Ю. Дипломное проектирование для специальности “Электрооборудование промышленных предприятий и установок” - М. Высшая школа, 2003 г.
15. “Охрана труда в электроустановках” под редакцией Б.А. Князевского – М. Энергия, 2002.
16. Справочная книга для проектирования электрического освещения” под редакцией К.Н.Кнорринга, .- М.: Энергия, 2005.
17. Липкин Б.Ю. “Электроснабжение промышленных предприятий” - М., 1975 г.
18. «Охрана труда и техника безопасности», Аманжолов, Астана 2007г.
19. 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.

20. Москва: Энергоатомиздат, 1990. Ю.Г. Барыбин. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования. – Москва: Энергоатомиздат, 1990.

21. Технический каталог Alageum electric, 2012г.

22. Каталог силового кабеля РЕКА КАБЕЛ, 2012г.

23. СНиП РК 2.04.-05.2002 Естественное и искусственное освещение. Государственные нормативы в области архитектуры, градостроительства и строительства.

24. Кнорринг Г.М. Осветительные установки. – Л.: Энергоиздат, 1981.

25. Справочная книга для проектирования электрического освещения /Под ред. Г.М. Кнорринга. - Л.: Энергия, 1976.

26. Кнорринг Г.М. Светотехнические расчеты в установках искусственного освещения.- Л.: Энергия, 1973.