

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

Киюбаев Темирлан Ергазыевич

Анализ дистанционной защиты ЛЭП

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

6B07101– Энергетика

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
НАО «КазНТУ им. К.И.Сатпаева»
Институт энергетики
и машиностроения
Заведующий кафедрой «Энергетика»
ассоциированный профессор
Е. А. Сарсенбаев
«06» 2025 г.

ДИПЛОМНАЯ РАБОТА

На тему: «Анализ дистанционной защиты ЛЭП»

6B07101– Энергетика

Выполнил:

Киюбаев Т. Е.

Рецензент

Главный энергетик

ТОО «Consolidated Construction Mining Company»

Е.А. Жолдыбеков

«22» мая 2025 г.

Научный руководитель

Магистр, ст. преподаватель кафедры

«Энергетика»

Р.Ш.Абитаева

«16» мая 2025 г.

Алматы 2025

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

Институт энергетики и машиностроения им.А. Буркитбаева

Кафедра «Энергетика»

6В07101– Энергетика

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой «Энергетика»
PhD, ассоциированный профессор
Е. А. Сарсенбаев
« » 2025 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение дипломной работы

Обучающемуся Киубаеву Темирлану Ергазыевичу

Тема: Анализ дистанционной защиты ЛЭП

Утверждена приказом Проректора по академическим вопросам №26-п от "29" января 2025 г.

Срок сдачи законченной работы «19» мая 2025г.

Исходные данные к дипломной работе: завод по производству кабельной продукции. Питание завода осуществлено от подстанции энергосистемы мощностью 63 МВА, на которой установлено два параллельно-работающих трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 115/35/10,5 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ, равна 400 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 4,8 км. Завод работает в две смены.

Краткое содержание дипломной работы:

- а) Расчет силовой и осветительной нагрузки завода
- б) Распределение цеховых трансформаторов по ТП и компенсация реактивной мощности
- в) Технико-экономический расчет
- г) Расчет токов КЗ
- д) Анализ дистанционной защиты ЛЭП

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

В работу включены графические материалы: генплан завода с картограммой, однопроводная электрическая схема, структурная схема дистанционной защиты

Рекомендуемая основная литература: 1) Сумарокова Л. П. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Издательство «ТПУ», Томск, 2015. – 288 с.
2) Кудрин В. А. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. Издательство «Академия», Москва, 2012. - 352с.

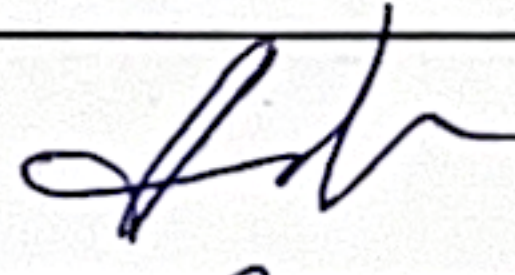
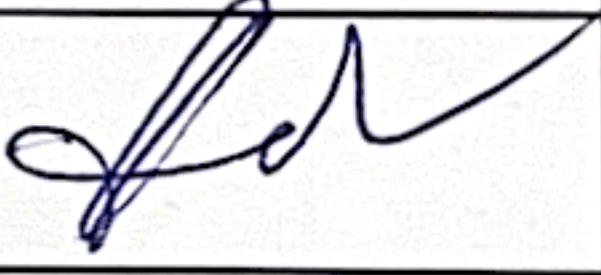
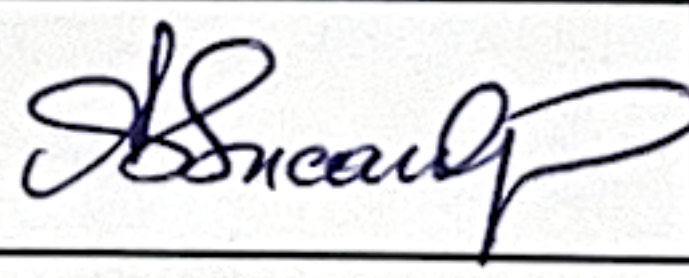
ГРАФИК

подготовки дипломной работы

Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления научному руководителю	Примечание
1 Расчет электрических нагрузок	3.03.2025	
2 Распределение цеховых трансформаторов по ТП и компенсация реактивной мощности	24.03.2025	
3 Техничко-экономический расчет	07.04.2025	
4 Расчет токов КЗ	05.05.2025	
5 Анализ дистанционной защиты	19.05.2025	

Подписи

консультантов и нормоконтролера на законченную дипломную работу с указанием относящихся к ним разделов работы

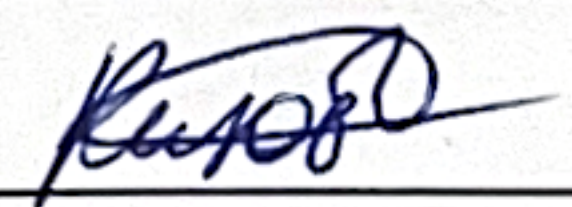
Наименования разделов	Консультанты, И.О.Ф. (уч. степень, звание)	Дата подписания	Подпись
Расчетная часть	Р. Ш. Абитаева, магистр, старший преподаватель	10.05.2025	
Экономическая часть	Р. Ш. Абитаева, магистр, старший преподаватель	19.05.2025	
Нормоконтролер	А. О. Бердибеков, магистр, старший преподаватель	28.05.2025	

Научный руководитель



Р. Ш. Абитаева

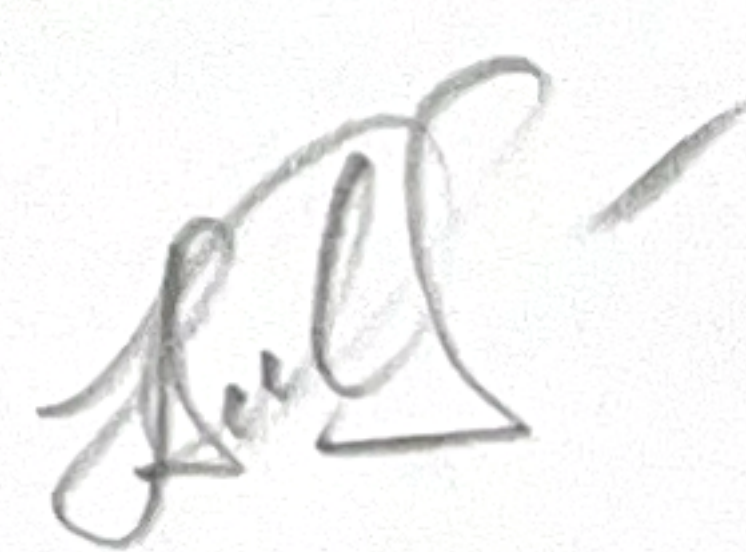
Задание принял к исполнению обучающийся



Т. Е. Кюбаев

Дата

" 30 " 01 2025 г.



Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

ОТЗЫВ НАУЧНОГО РУКОВОДИТЕЛЯ

на дипломную работу

«Анализ дистанционной защиты ЛЭП 110 кВ»

Киюбаева Темирлана Ергазыевича

6B07101 – «Энергетика»

14 рисунков
65 страниц
2 приложения
28 таблиц

В данной дипломной работе студент Киюбаев Темирлан произвел расчеты электроснабжения завода по производству кабельной продукции, а также сделал подробный анализ дистанционной защиты линии электропередач 110 кВ.

Во время выполнения расчетов по электроснабжению завода Киюбаев Темирлан провел расчеты электрических нагрузок завода и по цехам, выбрал число и мощность цеховых трансформаторов и ГПП, провел расчет и выбор компенсирующих устройств, рассчитал токи КЗ и выбор соответствующей защитной аппаратуры. На основе технико-экономического расчета была выбрана наиболее экономически выгодная схема электрической сети.

В специальной части проведен анализ дистанционной защиты электропередач 110 кВ. Представлены расчеты ступеней защиты при КЗ на определенном участке защищаемой линии, а также были выбраны характеристики ступеней защиты.

Киюбаев Т. проявил высокий уровень теоретической подготовки при выполнении дипломной работы. Он показал способность сочетать теорию с практикой и успешно выполнил поставленные задачи, демонстрируя организованность, умения и навыки.

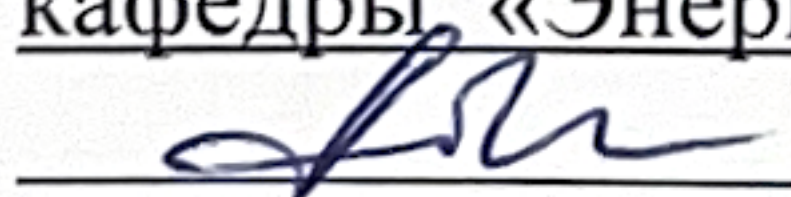
Дипломная работа Киюбаева Т. на тему «Анализ дистанционной защиты ЛЭП 110 кВ» выполнена в полном объеме. Тема дипломной работы раскрыта полностью. Были небольшие замечания при оформлении дипломной работы.

В целом, дипломная работа Киюбаева Т. на тему «Анализ дистанционной защиты ЛЭП 110 кВ» заслуживает оценки «отлично» (95 баллов), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6B07101 - «Энергетика».

Научный руководитель

PhD, ст.преподаватель

кафедры «Энергетика»

 **Р.Ш. Абитаева**
(подпись)

«26» 05 2025 г.

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Киюбаев Темирлан Ергазыевич

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Анализ дистанционной защиты ЛЭП

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 8.7

Коэффициент Подобия 2: 2.3

Микропробелы: 53

Знаки из здругих алфавитов: 308

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата 5.06.2025

Заведующий кафедрой Энергетики
Сарсенбаев ЕН

Протокол

о проверке на наличие неавторизованных заимствований (плагиата)

Автор: Киюбаев Темирлан Ергазыевич

Соавтор (если имеется):

Тип работы: Дипломная работа

Название работы: Анализ дистанционной защиты ЛЭП

Научный руководитель: Рахимаш Абитаева

Коэффициент Подобия 1: 8.7

Коэффициент Подобия 2: 2.3

Микропробелы: 53

Знаки из других алфавитов: 308

Интервалы: 0

Белые Знаки: 0

После проверки Отчета Подобия было сделано следующее заключение:

☒ Заимствования, выявленные в работе, является законным и не является плагиатом. Уровень подобия не превышает допустимого предела. Таким образом работа независима и принимается.

☐ Заимствование не является плагиатом, но превышено пороговое значение уровня подобия. Таким образом работа возвращается на доработку.

☐ Выявлены заимствования и плагиат или преднамеренные текстовые искажения (манипуляции), как предполагаемые попытки укрытия плагиата, которые делают работу противоречащей требованиям приложения 5 приказа 595 МОН РК, закону об авторских и смежных правах РК, а также кодексу этики и процедурам. Таким образом работа не принимается.

☐ Обоснование:

Дата

5, 06, 2025

проверяющий эксперт

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество «Казахский национальный исследовательский
технический университет имени К.И.Сатпаева»

РЕЦЕНЗИЯ

на дипломную работу

Киюбаева Темирлана Ергазыевича

6B07101 - Энергетика

На тему: «Анализ дистанционной защиты ЛЭП 110 кВ»

В дипломной работе выполнено электроснабжение завода по производству кабельной продукции. Был произведен расчет электрических нагрузок завода, расчет числа и мощности трансформаторов и распределения их по цехам, расчет токов короткого замыкания и выбор защитного оборудования. В экономической части дана оценка эффективности внешнего электроснабжения завода по производству кабельной продукции с учетом проведенного технико-экономического расчета.

В специальной части был произведен анализ дистанционной защиты линии электропередач 110 кВ и рассчитаны две ступени защиты, а также построены характеристики этих ступеней.

Замечания к работе

В качестве замечания можно отметить, что были допущены местами ошибки в выборе сечения проводов воздушной ЛЭП. В общем, дипломная работа написана в соответствии с требованиями, и тема раскрыта полностью.

Оценка работы

Дипломная работа Киюбаева Темирлана Ергазыевича заслуживает оценки «отлично» (92 балла), а сам студент присвоения академической степени бакалавра по образовательной программе 6B07101 – «Энергетика».

Рецензент

Главный энергетик ТОО

«Консолидированная
строительная горнорудная
компания»

Е.А. Жолдыбеков

2025 г.

АННОТАЦИЯ

Данная дипломная работа посвящена комплексному решению задач по созданию современного завода по производству кабельной продукции. В первой части работы представлен детальный расчет и проектирование всех ключевых элементов завода, включая анализ генерального плана, определение площадей цехов, расчет силовой и осветительной нагрузки, а также выбор оптимальных трансформаторов и оборудования для эффективного электроснабжения. Особое внимание уделено расчету токов короткого замыкания и выбору защитного оборудования.

Вторая часть дипломной работы посвящена анализу дистанционной защиты воздушной линии электропередачи (ЛЭП) 110 кВ. В этом разделе рассматриваются принципы действия, алгоритмы расчета уставок и выбор необходимых аппаратов для обеспечения надежной и селективной защиты линии от различных видов повреждений, что является критически важным для стабильной работы энергосистемы.

АННОТАЦИЯ

Бұл дипломдық жұмыс кабель өнімдерін өндіретін заманауи зауытты құруға қатысты кешенді мәселелерді шешуге арналған. Жұмыстың бірінші бөлімінде зауыттың барлық негізгі элементтерінің егжей-тегжейлі есептеулері мен жобалауы ұсынылған, оған бас жоспарды талдау, цехтардың аудандарын анықтау, қуат және жарықтандыру жүктемелерін есептеу, сондай-ақ тиімді электрмен жабдықтау үшін оңтайлы трансформаторлар мен жабдықтарды таңдау кіреді. Қысқа тұйықталу токтарын есептеуге және қорғаныс жабдықтарын таңдауға ерекше назар аударылады.

Дипломдық жұмыстың екінші бөлімі 110 кВ әуе электр беру желісін (ӨБЖ) қашықтықтан қорғауды жобалауға арналған. Бұл бөлімде әрекет ету принциптері, параметрлерді есептеу алгоритмдері және желіні ақаулардың әртүрлі түрлерінен сенімді және таңдамалы қорғауды қамтамасыз ету үшін қажетті құрылғыларды таңдау қарастырылады, бұл энергия жүйесінің тұрақты жұмысы үшін өте маңызды.

ANNOTATION

This diploma thesis is devoted to a comprehensive solution of tasks related to the creation of a modern cable production plant. The first part of the work presents a detailed calculation and design of all key elements of the plant, including the analysis of the general layout, determination of workshop areas, calculation of power and lighting loads, as well as the selection of optimal transformers and equipment for efficient power supply. Special attention is paid to the calculation of short-circuit currents and the selection of protective equipment.

The second part of the diploma thesis focuses on the analysis of distance protection for a 110 kV overhead power transmission line (OHL). This section discusses the operating principles, algorithms for calculating settings, and the selection of necessary devices to ensure reliable and selective protection of the line from various types of faults, which is critically important for the stable operation of the power system.

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	7
1	Исходные данные завода	8
1.1	Расчет силовой нагрузки завода	9
2	Построение картограммы, определение центра электрических нагрузок и ГПП	14
3	Определение количества цеховых трансформаторов и батарей конденсаторов	18
3.1	Распределение цеховых трансформаторов на ТП	20
4	Расчет электрических нагрузок на шинах 10кВ	23
4.1	Расчет высоковольтных нагрузок по заводу	24
4.2	Расчет компенсации реактивной мощности	24
5	Анализ технико-экономического расчета 110 и 35 кВ	26
5.1	Технико-экономический расчет 110 кВ	27
5.2	Технико-экономический расчет 35 кВ	34
6	Расчет токов КЗ	39
6.1	Выбор выключателей	41
6.2	Выбор силовых кабелей отходящих линий	43
7	Выбор измерительных трансформаторов тока	46
7.1	Выбор измерительных трансформаторов напряжения	48
8	Выбор шин и изоляторов	50
9	Выбор трансформатора собственных нужд завода	52
10	Анализ дистанционной защиты ЛЭП	54
10.1	Общие сведения о релейной защите	54
10.2	Дистанционная защита	54
11	Расчет дистанционной защиты линии электропередач 110 кВ	57
11.1	Построение характеристик дистанционной защиты	61
	Заключение	62
	Список использованной литературы	63
	Приложение А	64
	Приложение Б	65

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность развития энергетической инфраструктуры и модернизации электроснабжения промышленных предприятий сегодня является первостепенной.

Растущие темпы индустриализации и требования к надежности энергоснабжения делают вопросы проектирования эффективных систем электропитания и обеспечения бесперебойной работы критически важными.

Промышленные комплексы, такие как заводы по производству кабельной продукции, требуют стабильного и качественного электроснабжения, что обуславливает глубокий подход к их проектированию.

Одновременно с этим, стремительное развитие электрических сетей и их сложность ставят перед энергетической отраслью задачи по совершенствованию систем релейной защиты.

Воздушные линии электропередачи (ЛЭП) подвержены различным видам повреждений, включая короткие замыкания, которые могут привести к серьезным авариям.

В этой связи, анализ и разработка эффективных методов защиты ЛЭП, в частности, дистанционной защиты, становятся ключевым аспектом обеспечения надежности энергосистемы.

Дистанционная защита является одним из наиболее универсальных и широко применяемых видов защиты, требующим глубокого понимания принципов ее действия и алгоритмов расчета уставок.

Таким образом, комплексное исследование и практическое применение знаний в двух взаимосвязанных областях электроэнергетики – проектировании электроснабжения промышленных объектов и обеспечении надежности работы высоковольтных линий электропередачи – является значимой задачей для подготовки высококвалифицированных специалистов. Данная дипломная работа призвана объединить теоретические знания и практические навыки в этих ключевых направлениях.

Целью данной дипломной работы является расчет и проектирование электроснабжения современного завода по производству кабельной продукции, а также проведение анализа и расчету дистанционной защиты воздушной линии электропередач 110 кВ.

Объектом написания дипломной работы выступают системы электроснабжения промышленных предприятий и системы релейной защиты воздушных линий электропередачи.

Предметом исследования являются методики расчета и проектирования электроснабжения промышленных объектов, а также принципы функционирования и алгоритмы расчета дистанционной защиты ЛЭП.

1 Исходные данные завода

Для того, чтобы начать дипломную работу, мне были предоставлены исходные данные завода по производству кабельной продукции. Данные включали в себя: генплан завода, установленные мощности цехов, длину питающей линии.

В таблице 1 представлены наименования цехов и их установленная мощность.

Таблица 1 – Наименования цехов и их установленная мощность

Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
Волоочильный цех	3500
Склад каучука	80
Цех телефонных кабелей	1200
Резиносмесительный цех (СД)	1260
Резиносмесительный цех (380 В)	2500
Цех силовых и контрольных кабелей	2800
Цех шахтных, экскаваторных кабелей	2900
Тарный цех	300
Транспортно-складской цех	700
Ремонтно-строительный цех	100
Штамповочный цех	1060
Электроцех	550
Котельная	2900
Заводоуправление	325
Гараж	375
Склад	65
Склад сажи	45
Механический цех	600
Кузнечный цех	300
Столовая	300
Лаборатория	400
Длина питающей линии, км	10

На рисунке 1 представлен генплан завода с расположением цехов.

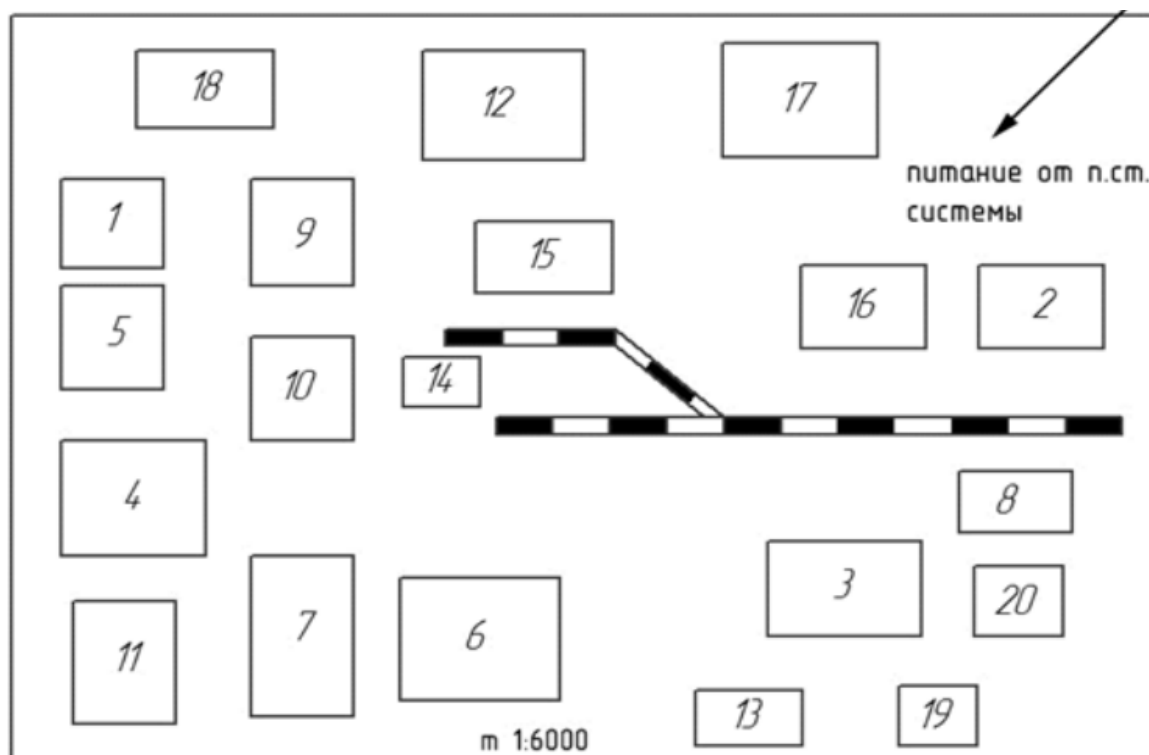


Рисунок 1- Генплан завода по производству кабельной продукции.

1.1 Расчет силовой нагрузки завода

Для расчета силовой и осветительной нагрузки цеха мне предстояло вычислить площади всех цехов и завода в целом. С помощью данного мне генплана и его масштаба я вычислил необходимые мне площади. Затем я нашел и выписал необходимые для расчета справочные данные, такие как:

$K_{с.о}$ – коэффициент спроса;

$P_{уд.о}$ – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м²;

$F_{цеха}$ – площадь цеха, м².

Для примера возьмем волочильный цех, который имеет следующие данные:

Наименование – Волочильный цех;

$F_{цеха}$ – 8640 м²;

$K_{с.о}$ – 0,85;

$P_{уд.о}$ – 12 Вт/м².

Определим номинальную мощность осветительной нагрузки $P_{н.о}$ по формуле 1.

$$P_{н.о} = P_{уд.о} * F_{цеха} \quad (1)$$

$$F_{цеха} = a * b$$

$$P_{н.о} = 12 * 8640 = 103,68 \text{ кВт}$$

Далее определим активную и реактивную осветительные нагрузки по формулам 2 и 3.

$$P_{р.о} = P_{н.о} * K_{с.о} \quad (2)$$

$$P_{р.о} = 103,68 * 0,85 = 88,13 \text{ кВт}$$

$$Q_{р.о} = P_{н.о} * tg\varphi \quad (3)$$

Примечание: так как используются LED лампы с $\cos\varphi=0,9$, то $tg\varphi=0,46$.

$$Q_{р.о} = 103,68 * 0,46 = 47,69 \text{ кВар}$$

Для того, чтобы найти силовую нагрузку, я выписал из справочных данных следующие коэффициенты:

$K_{и}$ – коэффициент использования;

$\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Также мне предстояло определить коэффициент расчетной нагрузки или коэффициент максимума – $K_{р.}$ Для этого мне необходимо узнать эффективное количество электроприемников $n_э$. В совокупности данный метод определения и расчета электрических нагрузок носит название метод упорядоченных диаграмм.

Рассмотрим расчет на примере всё того же волочильного цеха.

Наименование – волочильный цех;

$P_{уст}$ – 3500 кВт; (установленная мощность цеха)

n – 150; (количество приемников)

P_{min} – 1 кВт; (минимальная мощность приемника)

P_{max} – 50 кВт; (максимальная мощность приемника)

$K_{и}$ – 0,7;

$\cos\varphi$ – 0,6;

$tg\varphi$ – 1,33.

Определим среднюю активную нагрузку цеха за смену $P_{см}$ по формуле 4.

$$P_{см} = P_{уст} * K_{и} \quad (4)$$

$$P_{см} = 3500 * 0,7 = 2450 \text{ кВт}$$

Определим среднюю реактивную нагрузку цеха за смену $Q_{см}$ по формуле 5.

$$Q_{см} = P_{см} * tg\varphi \quad (5)$$

$$Q_{\text{см}} = 2450 * 1,33 = 3258,5 \text{ кВар}$$

Определим эффективное число электроприемников по формуле 6.

$$n_{\text{э}} = \frac{P_{\text{уст}}^2}{n * P_{\text{max}}^2} \quad (6)$$

$$n_{\text{э}} = \frac{3500^2}{150 * 50^2} = 32,7 \approx 33$$

Затем мы можем определить коэффициент максимума, пользуясь данными из справочника [1].

И тогда мы получаем, что при $K_{\text{и}}=0,7$ и $n_{\text{э}}=33$, $K_{\text{м}}=1,1$.

Теперь мы можем определить расчетные активную и реактивную нагрузки по формулам 7 и 8.

$$P_{\text{р}} = P_{\text{см}} * K_{\text{и}} * K_{\text{м}} \quad (7)$$

$$P_{\text{р}} = 2450 * 0,7 * 1,1 = 1886,5 \text{ кВт}$$

$$Q_{\text{р}} = Q_{\text{см}} * K_{\text{м}} \quad (8)$$

$$Q_{\text{р}} = 3258,5 * 1,1 = 3584,4 \text{ кВар}$$

В таблице 2 представлены расчетные значения силовой и осветительной нагрузки завода.

Таблица 2 – Расчетные данные силовой и осветительной нагрузки завода

№ по ген.плану	Наименование потребителя	Осветительная нагрузка						Силовая и осветительная нагрузка			Силовая нагрузка						
		F,М2	P _{уд.о} , Вт/м ²	P _{н.о}	K _{с.о}	P _{ро}	Q _{ро}	P _{р+Pро}	Q _{р+Qро}	S _{р+ро}	K _и	K _м	cosφ	P _р	Q _р	S _р	tgφ
1	Волоочильный цех	8640	12	103,68	0,85	88,13	47,69	1974,63	3632,09	4134,16	0,7	1,1	0,6	1886,50	3584,40	4050,53	1,03
2	Склад каучука	10800	12	129,60	0,60	77,76	59,62	106,76	118,82	159,73	0,5	1,45	0,7	29,00	59,20	65,92	0,85
3	Цех телефонных кабелей	13500	19	256,50	0,75	192,38	117,99	845,08	696,09	1094,85	0,7	1,11	0,85	652,70	578,10	871,90	0,57
4	Резиносмесительный цех (10кВ)	15390	15	230,85	0,70	161,60	106,19	840,70	833,89	1184,12	0,6	1,1	0,8	679,10	727,70	995,35	0,67
	Резиносмесительный цех (0,4кВ)		15	230,85	0,70	161,60	106,19	1509,10	1549,99	2163,29	0,6	1,1	0,8	1347,50	1443,80	1974,92	0,75
ИТОГО ПО 10кВ		15390				161,60	106,19	840,70	833,89	1184,12				679,10	727,70	995,35	
5	Цех силовых и контрольных кабелей	9792	18	176,26	0,85	149,82	81,08	1590,42	1357,08	2090,71	0,7	1,05	0,85	1440,60	1276,00	1924,45	0,57
6	Цех по производству шахт. и экскав. кабелей	18000	18	324,00	0,85	275,40	149,04	1838,50	1533,54	2394,12	0,7	1,1	0,85	1563,10	1384,50	2088,09	0,57
7	Тарный цех	14976	11	164,74	0,60	98,84	75,78	183,34	291,18	344,09	0,4	1,76	0,7	84,50	215,40	231,38	0,85
8	Транспортно- складской цех	6480	15	97,20	0,85	82,62	44,71	287,42	462,41	544,46	0,5	1,17	0,7	204,80	417,70	465,21	0,85
9	Ремонтно- строительный цех	9792	15	146,88	0,80	117,50	67,56	162,90	144,66	217,87	0,6	1,26	0,7	45,40	77,10	89,47	0,85
10	Штампорочный	9792	19	186,05	0,95	176,75	85,58	607,95	926,48	1108,14	0,6	1,13	0,65	431,20	840,90	945,01	0,94
11	Электроцех	11520	15	172,80	0,60	103,68	79,49	397,48	570,49	695,30	0,7	1,09	0,65	293,80	491,00	572,19	0,94
12	Котельная	15912	13	206,86	0,85	175,83	95,15	1724,73	2042,35	2673,18	0,7	1,09	0,75	1548,90	1947,20	2488,11	0,76
13	Заводоуправление	5508	16	88,13	0,90	79,32	40,54	250,12	373,64	449,63	0,6	1,46	0,65	170,80	333,10	374,34	0,94
14	Гараж	3744	13	48,67	0,60	29,20	22,39	104,80	188,69	215,84	0,4	1,26	0,75	75,60	166,30	182,68	0,76
15	Склад	9072	11	99,79	0,60	59,88	45,90	75,68	78,00	108,68	0,5	1,4	0,7	15,80	32,10	35,78	0,85

Продолжение таблицы 2

№ по ген.плану	Наименование потребителя	Осветительная нагрузка						Силовая и осветительная нагрузка			Силовая нагрузка						
		F, м²	P _{уд.о} , Вт/м²	P _{н.о}	K _{с.о}	P _{ро}	Q _{ро}	P _{р+Pро}	Q _{р+Qро}	S _{р+ро}	K _и	K _м	cosφ	P _р	Q _р	S _р	tgφ
16	Склад сажи	9360	11	102,96	0,60	61,78	47,36	82,58	89,76	121,97	0,5	1,28	0,7	20,80	42,40	47,23	0,85
17	Механический цех	17100	14	239,40	0,85	203,49	110,12	390,99	608,92	723,64	0,5	1,25	0,6	187,50	498,80	532,88	1,03
18	Кузнечный цех	10296	15	154,44	0,80	123,55	71,04	286,75	276,14	398,10	0,7	1,11	0,75	163,20	205,10	262,11	0,76
19	Столовая	4212	20	84,24	0,90	75,82	38,75	171,82	182,75	250,84	0,5	1,28	0,8	96,00	144,00	173,07	0,67
20	Лаборатория	5544	24	133,06	0,75	99,79	61,21	145,89	196,41	244,66	0,3	1,28	0,75	46,10	135,20	142,84	0,76
21	Территория	777600	0,16	124,42	0,90	111,97	57,23	111,97	57,23	125,75	0	0	0	0	0	0	0
ИТОГО ПО 0,4кВ		209430				2025,23	1172,94	12848,89	15376,73	20259,01				6388,10	8206,80	10554,82	
ИТОГО ПО ЦЕХУ		209430				2618,56	1562,93	13689,58	16210,63	17308,98				9096,40	11015,60	14462,92	

2 Построение картограммы, определение центра электрических нагрузок и ГПП

Для построения картограммы, а также определения центра электрических нагрузок и ГПП, мне необходимо знать следующие величины:

$P_{уст}$ – установленная мощность цеха;

X, Y - координаты центра расположения цеха, км;

R_a, R_p - радиусы активной и реактивной нагрузок цеха, км;

X_{a0}, Y_{a0} – координаты центра электрических нагрузок, км;

X_{p0}, Y_{p0} – координаты центра ГПП, км;

Q – реактивная нагрузка цеха, кВар;

m_a – масштаб активной нагрузки кВт/км².

Для наименьшей нагрузки (склад сажи) радиус выбирается произвольно, исходя из масштаба генплана. Так как в моем случае он равен 1:6000, то для склада сажи $R_{a.склад.сажи} = 0,03$ км.

Определим m_a по формуле 9.

$$m_a = \frac{P_{склад.сажи}}{\pi * R_{a.склад.сажи}^2} \quad (9)$$

$$m_a = \frac{45}{3,14 * 0,03^2} = 15923,57 \frac{\text{кВт}}{\text{км}^2}$$

Проведем расчет для волочильного цеха.

Наименование – волочильный цех;

$P_{уст}$ – 3500 кВт;

X – 0,1 км;

Y – 0,49 км;

$\cos\varphi$ – 0,6;

$\tg\varphi$ – 1,33.

Определим радиус активной нагрузки по формуле 10.

$$R_a = \sqrt{\frac{P_{уст}}{\pi * m_a}} \quad (10)$$

$$R_a = \sqrt{\frac{3500}{3,14 * 15923,57}} = 0,236 \text{ км}$$

Определим реактивную мощность по формуле 11 и радиус реактивной нагрузки по формуле 12.

$$Q_{\text{уст}} = P_{\text{уст}} * \text{tg}\varphi \quad (11)$$

$$Q_{\text{уст}} = 3500 * 1,33 = 4655 \text{ кВар}$$

$$R_p = \sqrt{\frac{Q_{\text{уст}}}{\pi * m_a}} \quad (12)$$

$$R_p = \sqrt{\frac{4655}{3,14 * 15923,57}} = 0,273 \text{ км}$$

14. Центры электрических нагрузок и ГПП определяются по формулам 13 и

$$X_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * X_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (13)$$

$$Y_{a0} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (13.1)$$

$$X_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i * X_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (14)$$

$$Y_{p0} = \frac{\sum_{i=1}^n Q_i * Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i} \quad (14.1)$$

В таблице 3 представлена сводная ведомость радиусов цехов, а также координаты ЦЭН и ГПП.

Таблица 3 – Сводная ведомость радиусов цехов завода

Параме тр	Волочи льный цех	Склад каучук а	Цех телеф онных кабел ей	Цех силов ых и контр. кабел ей	Цех шахтн ых и экскав. каб	Тарн ый цех	Трансп ортно- кладск ой цех	Ремонт но- строит ельный цех	Штам повоч ный цех	Элект роцех	Котел ьная	Завод оупра влени е	Гараж	Склад сажи	Склад	Механи ческий цех	Кузнечн ый цех	Столов -ая	Лабора -тория	Резино смесит ельный цех
P, кВт	3500	80	1200	2800	2900	300	700	100	1060	550	2900	325	375	45	65	600	300	300	400	1260
X, км	0,1	0,97	0,79	0,1	0,44	0,25	0,95	0,25	0,25	0,11	0,47	0,67	0,41	0,5	0,77	0,75	0,19	0,88	0,95	0,114
Y, км	0,49	0,43	0,16	0,41	0,11	0,12	0,25	0,51	0,36	0,09	0,63	0,04	0,37	0,49	0,44	0,64	0,65	0,04	0,15	0,252
cosφ	0,6	0,7	0,85	0,85	0,85	0,7	0,7	0,7	0,65	0,65	0,75	0,65	0,75	0,7	0,7	0,6	0,75	0,8	0,75	0,8
tgφ	1,33	1,02	0,62	0,62	0,62	1,02	1,02	1,02	1,17	1,17	0,88	1,17	0,88	1,02	1,02	1,33	0,88	0,75	0,88	0,75
R _а , км	0,236	0,0358	0,1386	0,2117	0,2154	0,069	0,1058	0,04	0,130	0,094	0,2154	0,072	0,077	0,03	0,032	0,098	0,0693	0,0693	0,08	0,142
R _р , км	0,273	0,0361	0,1091	0,1667	0,1696	0,07	0,1069	0,0404	0,141	0,1015	0,202	0,078	0,073	0,0271	0,033	0,113	0,065	0,06	0,075	0,123
X _{а0}	0,38																			
Y _{а0}	0,36																			
X _{р0}	0,34																			
Q, кВар	4655	81,6	744,00	1736	1798	306	714	102	1240	643,5	2552	380,2	330	45,9	66,3	798	264	225	352	945
Y _{р0}	0,38																			

На рисунке 2 представлен генплан завода с картограммой нагрузок.

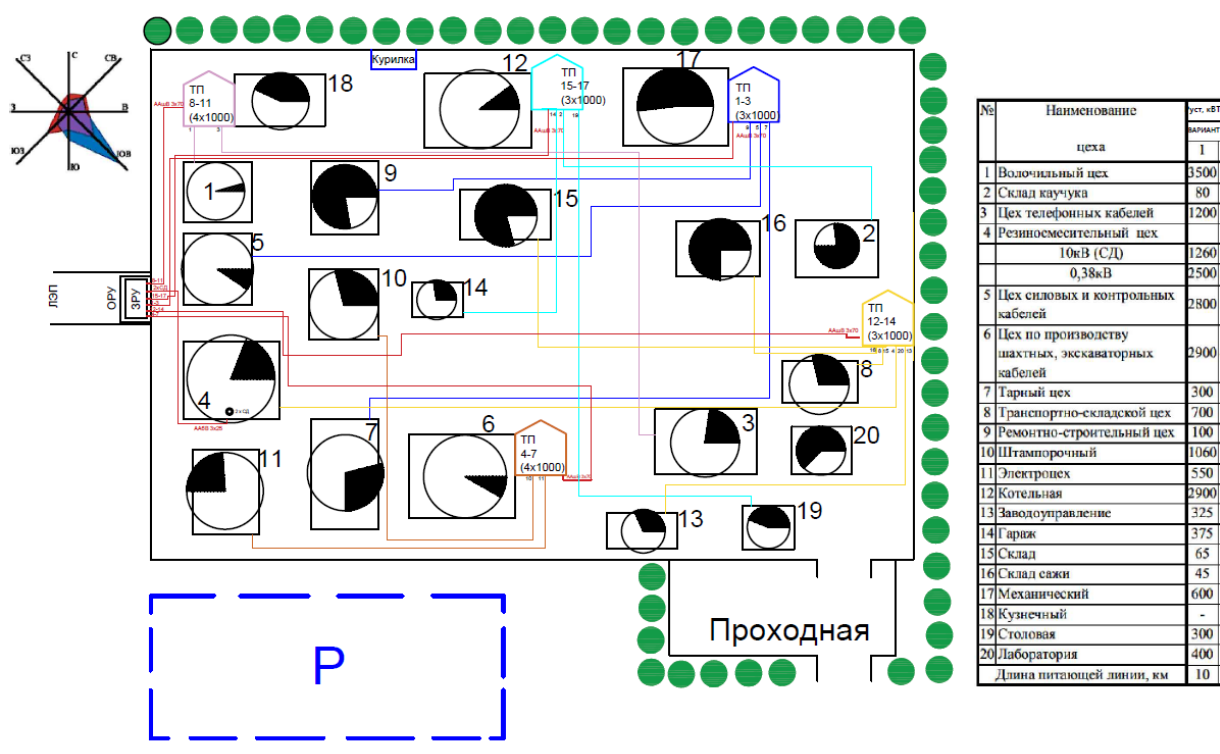


Рисунок 2 – Генплан завода с картограммой нагрузок

3 Определение количества цеховых трансформаторов и батарей конденсаторов

Для определения количества трансформаторов нам понадобятся следующие величины:

σ – удельная плотность нагрузки кВА/м²;

$P_{p0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения, кВт;

$S_{p0,4}$ – суммарная расчетная полная нагрузка с учетом освещения, кВА;

$Q_{p0,4}$ – суммарная расчетная реактивная нагрузка с учетом освещения, кВар;

$F_{завода}$ – площадь завода, м²;

K_z – коэффициент загрузки трансформатора = 0,8.

Определим удельную плотность нагрузки по формуле 15.

$$\sigma = \frac{S_{0,4}}{F_{завода}} \quad (15)$$

$$\sigma = \frac{20259,01}{209430} = 0,097 \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}$$

По таблице 4 определяем номинальную мощность одного трансформатора.

Таблица 4 – Зависимость мощности трансформатора от удельной плотности нагрузки.

Удельная плотность нагрузки σ , кВА/м ²	Рекомендуемая номинальная мощность трансформатора, кВА
0,1-0,2	1000

Получаем, что $S_{н.тр}=1000$ кВА.

Определим минимальное количество трансформаторов по формуле 16.

$$N_{min.тр} = \frac{P_{p0,4}}{K_z * S_{н.тр}} + \Delta N \quad (16)$$

ΔN – добавка до ближайшего большего целого числа.

$$N_{min.тр} = \frac{12848,89}{0,8 * 1000} + \Delta N = 17$$

Экономически оптимальное число трансформаторов рассчитывается по формуле 17.

$$N_{\text{эк}} = N_{\text{min.тр}} + m \quad (17)$$

m – дополнительное число трансформаторов, определяется по справочнику [1].

Исходя из графика видно, что $m=0$. Значит $N_{\text{эк}}=17$.

Определим реактивную нагрузку, которую можно передать через наши 17 трансформаторов по формуле 18.

$$Q_{\text{max.тр}} = \sqrt{(N_{\text{тр.эк}} * K_3 * S_{\text{н.тр}})^2 - P_{\text{р0,4}}^2} \quad (18)$$

$$Q_{\text{max.тр}} = \sqrt{(17 * 0,8 * 1000)^2 - 12848,89^2} = 4457,13 \text{ кВар}$$

Определим мощность $Q_{\text{НБК1}}$ по формуле 19.

$$Q_{\text{НБК1}} = Q_{\text{р0,4}} - Q_{\text{max.тр}} \quad (19)$$

$$Q_{\text{НБК1}} = 15376,73 - 4457,13 = 10919,6 \text{ кВар}$$

Определим дополнительную мощность НБК по условию потерь по формуле 20.

$$Q_{\text{НБК2}} = Q_{\text{р0,4}} - Q_{\text{НБК1}} - \sum N_{\text{тр.эк}} * S_{\text{н.тр}} \quad (20)$$

Для определения расчетного коэффициента γ воспользуемся таблицами 5 и 6 для определения коэффициентов потерь $K1$ и $K2$.

Таблица 5 - Значения коэффициента $K1$

Объединенная энергосистема	Число рабочих смен	Удельный коэффициент потерь
Казахстана	2	16

Таблица 6 - Значения коэффициента $K2$

Мощность трансформатора $S_{\text{г}}$, кВА.	Коэффициент $K2$ при длине питающей линии l , км				
	До 0,5	0,5-1	1-1,5	1,5-2	выше 2
1000	2	7	10	15	27

Получаем $K1=16$ и $K2=27$. Далее определим расчетный коэффициент γ , используя справочник [1].

Отсюда получаем, что $Y=0,42$ (согласно графику).

$$Q_{\text{НБК}2} = 15376,73 - 10919,6 - 0,42 * 17 * 1000 = 0 \text{ кВар}$$

Определим мощность $Q_{\text{НБК}}$ на один трансформатор по формуле 21.

$$Q_{\text{НБК}} = \frac{Q_{\text{НБК}1}}{N_{\text{тр.эк}}} \quad (21)$$

$$Q_{\text{НБК}} = \frac{10919,6}{17} = 642,3 \text{ кВар}$$

Исходя из данного значения выбираем конденсаторную установку УКРМ (КРМ) – 0,4-650-50

3.1 Распределение цеховых трансформаторов на ТП

После определения числа трансформаторов и выбора конденсаторной установки я разделил свои 17 трансформаторов на пять ТП.

K_3 в моем случае равен около 0,7–0,8. Ниже будут приведены таблицы с ТП, их коэффициентом загрузки и входящими в них цехами.

Определим некомпенсированную реактивную нагрузку. Возьмем, к примеру ТП 1–3. Воспользуемся формулой 22.

$$Q_{\text{рТП}}=2401,84 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{ф.нБК}}=2250 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{нБК}}=10919,6 \text{ кВар};$$

$$Q_{\text{р0,4}}=15376,73 \text{ кВар}.$$

$$Q_{\text{р.НБК ТП1-3}} = \frac{Q_{\text{РТП1-3}} * Q_{\text{НБК}}}{Q_{\text{р0,4}}} \quad (22)$$

$$Q_{\text{р.НБК ТП1-3}} = \frac{2401,84 * 10919,6}{15376,73} = 1705,64 \text{ кВар}$$

Определим некомпенсированную нагрузку по формуле 23.

$$Q_{\text{НЕСКОМП}} = Q_{\text{РТП1-3}} - Q_{\text{ф.нБК}} \quad (23)$$

$$Q_{\text{НЕСКОМП}} = 2401,84 - 2250 = 151,84 \text{ кВар}$$

В таблицу 7 запишем ведомость по реактивным нагрузкам. Занесем в таблицу 8 полученные данные по всем ТП.

Таблица 7 - Ведомость реактивной нагрузки

№ТП	Q _{РТП} , квар	Q _{РНБК} , квар	Q _{Ф.НБК} , квар	Q _{НЕСКОМП} , квар
1-3	2401,84	1705,64	2250	151,84
4-7	3059,11	2172,39	3000	59,11
8-11	4328,2	3073,62	3000	1328,2
12-14	2750,22	1953,04	2250	500,22
15-17	2837,35	2014,91	2250	587,35

Таблица 8 – Распределение трансформаторов по ТП

№ТП, S _{н.тр} , Q _{НБК}	№ цехов	P _{Р0,4} , кВт	Q _{Р0,4} , квар	S _{Р0,4} , кВА	K _з
ТП 1-3 (3x1000) S _н =1000 кВА Q _{НБК} =750x3=2250 0	5	1590,42	1357,08		
	7	183,34	291,18		
	9	162,9	144,66		
	17	390,99	608,92		
		2327,65	2401,84		
			-2250		
Итого		2327,65	151,84	2332,59	0,78
ТП 4-7 (4x1000) S _н =1000 кВА Q _{НБК} =750x4=3000 0	6	1838,5	1533,54		
	10	607,95	926,48		
	11	397,48	570,49		
	осв.тер 1/2	56	28,6		
		2899,93	3059,11		
			-3000		
Итого		2899,93	59,11	2900,53	0,73
ТП 8-11 (4x1000) S _н =1000 кВА Q _{НБК} =750x4=3000 0	1	1974,63	3632,1		
	3	845,08	696,1		
		2819,71	4328,2		
			-3000		
Итого		2819	1328,2	3116,22	0,78

Продолжение таблицы 8

№ТП, S _{н.тр} , QHБК	№ цехов	PP0,4, кВт	QP0,4, квар	SP0,4, кВА	Кз
ТП 12–14 (3х1000) S _н =1000 кВА Q _{нбк} =750х3=2250	4	1509,1	1550		
	8	287,42	462,41		
	13	250,12	373,64		
	15	75,68	78		
	16	82,58	89,76		
	20	145,89	196,41		
		2350,79	2750,22		
			-2250		
Итого		2350,79	500,22	2403,42	0,80
ТП 15–17 (3х1000) S _н =1000 кВА Q _{нбк} =750х3=2250					
	12	1724,73	2042,35		
	14	104,8	188,69		
	18	286,75	276,14		
	19	171,82	182,75		
	2	106,76	118,82		
	осв.тер 1/2	56	28,6		
		2450,86	2837,35		
			-2250		
Итого		2450,86	587,35	2520,25	0,84

4 Расчет электрических нагрузок на шинах 10кВ

Необходимо низковольтную нагрузку 0,4 кВ привести к шинам 10 кВ, для этого надо рассчитать потери в цеховых трансформаторах.

Мною выбран трансформатора ТМ-1000/10, далее написаны его паспортные данные.

Полная мощность $S_{НОМ}$, кВА = 1000; Напряжение на обмотках высшего напряжения $U_{ВН}$, кВ = 10; Напряжение на обмотках низшего напряжения $U_{НН}$, кВ = 0,4; Потери холостого хода $P_{ХХ}$, кВт = 2,45; Потери короткого замыкания $P_{КЗ}$, кВт = 12,2; Напряжение короткого замыкания $U_{КЗ}$, % = 5,5; Ток холостого хода $I_{ХХ}$, % = 1,4.

Рассчитаем потери активной и реактивной мощности трансформаторов на ТП1-3 по формулам 24 и 25.

$$\Delta P_{T1-3} = (\Delta P_{ХХ} + \Delta P_{КЗ} * K_3^2) * N \quad (24)$$

$$\Delta P_{T1-3} = (2,45 + 12,2 * 0,78^2) * 3 = 29,6 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{T1-3} = \left(\frac{i_{ХХ}}{100} * S_{Н.Т} + \frac{u_{КЗ}}{100} * S_{Н.Т} * K_3^2 \right) * N \quad (25)$$

$$\Delta Q_{T1-3} = \left(\frac{1,4}{100} * 1000 + \frac{5,5}{100} * 1000 * 0,78^2 \right) * 3 = 142,4 \text{ кВар}$$

Аналогичным образом вычисляются потери для остальных ТП.

$$\Delta P_{T4-7} = 35,8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T4-7} = 173,2 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{T8-11} = 39,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T8-11} = 189,85 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{T12-14} = 30,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T12-14} = 147,6 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{T15-17} = 33,17 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T15-17} = 158,42 \text{ кВар}.$$

Определим потери в трансформаторе для двигателя 10кВ по формуле 24 и 25.

$$\Delta P_{ТСД} = (2,45 + 12,2 * 0,86^2) * 2 = 22,94 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{ТСД} = \left(\frac{1,4}{100} * 1000 + \frac{5,5}{100} * 1000 * 0,86^2 \right) * 2 = 109,36 \text{ кВар}$$

Определим суммарные потери по формулам 26 и 27.

$$\sum \Delta P_T = \Delta P_{T1-3} + \Delta P_{T4-7} + \Delta P_{T8-11} + \Delta P_{T12-14} + \Delta P_{T15-17} + \Delta P_{ТСД} \quad (26)$$

$$\sum \Delta P_T = 29,6 + 35,8 + 39,5 + 30,7 + 33,17 + 22,94 = 191,71 \text{ кВт}$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_T = \Delta Q_{T1-3} + \Delta Q_{T4-7} + \Delta Q_{T8-11} + \Delta Q_{T12-14} + \Delta Q_{T15-17} \\ + \Delta Q_{ТСД} \end{aligned} \quad (27)$$

$$\begin{aligned} \sum \Delta Q_T = 142,4 + 173,2 + 189,85 + 147,6 + 158,42 + 109,36 \\ = 920,9 \text{ кВар} \end{aligned}$$

4.1 Расчет высоковольтных нагрузок по заводу

Определим расчетную активную и реактивную мощности для СД 10кВ по формуле 28 и 29.

$$P_{РСД} = P_{НСД} * K_3 * N \quad (28)$$

где $P_{НСД} = 630 \text{ кВт}$ – номинальная мощность двигателя;

$K_3 = 0,86$ – коэффициент загрузки;

$\cos \varphi = 0,92$ – коэффициент активной мощности;

$\tan \varphi = 0,42$ – коэффициент реактивной мощности.

$$P_{РСД} = 630 * 0,86 * 2 = 1083,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{РСД} = P_{НСД} * \tan \varphi \quad (29)$$

$$Q_{РСД} = 1083,6 * 0,42 = 455,1 \text{ кВар}$$

4.2 Расчет компенсации реактивной мощности

Составляется уравнение баланса реактивной мощности на шинах 10 кВ относительно $Q_{ВБК}$ по формуле 30.

$$Q_{ВБК} = Q_{0,4} + \sum \Delta Q_T + Q_{РЕЗ} - Q_3 - Q_{РСД} - Q_{НБК} \quad (30)$$

Определим входную реактивную мощность Q_3 по формуле 31.

$$Q_{\Sigma} = 0,24 * (P_{p0,4} + \sum \Delta P_T + P_{PCД} + P_{TCD}) \quad (31)$$

$$Q_{\Sigma} = 0,24 * (12848,89 + 191,71 + 1083,6 + 22,94) = 3395,31 \text{ кВар}$$

Определим резерв реактивной мощности $Q_{рез}$ по формуле 32.

$$Q_{рез} = 0,1 * (Q_{p0,4} + \sum \Delta Q_T + Q_{PCД} + Q_{TCD}) \quad (32)$$

$$Q_{рез} = 0,1 * (15376,73 + 920,9 + 455,1 + 109,36) = 1686,14 \text{ кВар}$$

Отсюда получаем:

$$\begin{aligned} Q_{ВБК} &= 15376,73 + 920,9 + 1686,14 - 3395,31 - 455,1 - 10919,6 \\ &= 3213,76 \text{ кВар} \end{aligned}$$

Выбираем по полученным результатам высоковольтные конденсаторные установки для компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ марки УКРМ-10,5-1800 УЗ количество 2 штуки.

5 Анализ техникоэкономического расчета 110 и 35 кВ

Исходные данные на проектирование:

Питание завода осуществлено от подстанции энергосистемы мощностью 63 МВА, на которой установлено два параллельно-работающих трансформатора мощностью по 16 МВА, напряжением 115/3/10,5 кВ. Мощность к.з. на стороне 115 кВ, равна 400 МВА. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 4,8 км. Завод работает в две смены.

Выбираю трансформатор ГПП ТДН-16000. Его паспортные данные приведены ниже.

Полная мощность $S_{\text{НОМ}}$, кВА = 16000; Напряжение на обмотках высшего напряжения $U_{\text{ВН}}$, кВ = 110; Напряжение на обмотках низшего напряжения $U_{\text{НН}}$, кВ = 35; Потери холостого хода $P_{\text{ХХ}}$, кВт = 14; Потери короткого замыкания $P_{\text{КЗ}}$, кВт = 100; Напряжение короткого замыкания $U_{\text{КЗ}}$, % = 10,5; Ток холостого хода $I_{\text{ХХ}}$, % = 0,2.

Трансформатор ТДН-16000 был выбран исходя из расчетной мощности, которую я определил по формуле 33.

$$S_{\text{расч.ГПП}} = \frac{S_{\text{завода}} * 0,95}{2 * \beta_{\text{T}}} \quad (33)$$

где β_{T} – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП.

$$S_{\text{расч.ГПП}} = \frac{17308,98 * 0,95}{1,4} = 11745,38 \text{ кВА}$$

$K_3 = 0,73$ – расчетный коэффициент загрузки трансформаторов ГПП.

Определим потери активной и реактивной мощностей в трансформаторе ГПП по формуле 24 и 25.

$$\Delta P_{\text{ТР.ГПП}} = (14 + 100 * 0,73^2) * 2 = 135,78 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{\text{ТР.ГПП}} = \left(\frac{0,2}{100} * 16000 + \frac{10,5}{100} * 16000 * 0,73^2 \right) * 2 = 1810,65 \text{ кВар}$$

Учтем, что завод работает в две смены. $T_{\text{ВКЛ}} = 8760$ часов, $T_{\text{М}} = 5000$ часов. Определим время потерь τ по формуле 34.

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{М}}}{10000} \right) * 8760 \quad (34)$$

$$\tau = \left(0,124 + \frac{5000}{10000} \right) * 8760 = 5466,24 \text{ ч}$$

Рассчитаем потери энергии в трансформаторах по формуле 35.

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2 * (\Delta P_{\text{ХХ}} * T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{КЗ}} * \tau * K_3^2) \quad (35)$$

$$\Delta W_{\text{тр.гпп}} = 2 * (14 * 8760 + 100 * 5466 * 0,73^2) = 834,41 \text{ МВт} * \text{ч}$$

5.1 Технико-экономический расчет 110 кВ

Схема внешнего электроснабжения 110 кВ представлена на рисунке 3.

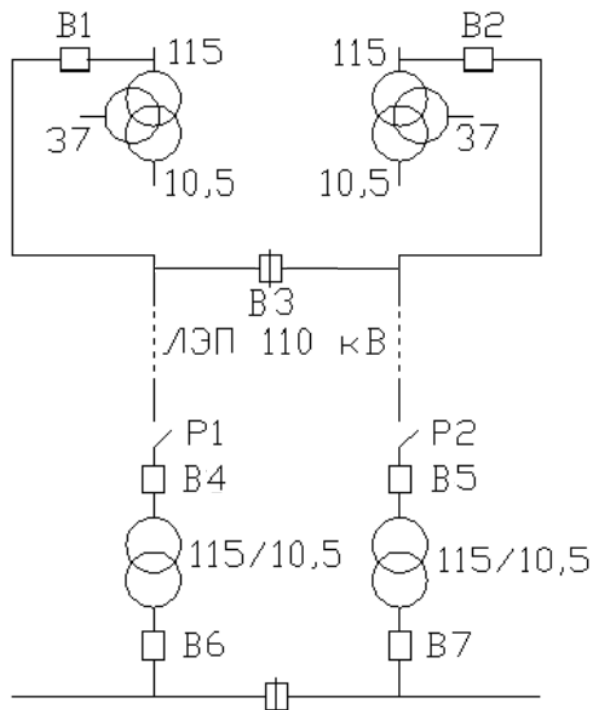


Рисунок 3 – схема внешнего электроснабжения 110кВ

Определим мощность, которая проходит через ЛЭП по формуле 36.

$$S_{\text{р.ЛЭП}} = \sqrt{(P_{\text{зав}} + \Delta P_{\text{тр.гпп}})^2 + Q_3^2} \quad (36)$$

$$S_{\text{р.ЛЭП}} = \sqrt{(13689,58 + 135,78)^2 + 3395,31^2} = 14239,9 \text{ кВА}$$

Определим ток в ЛЭП по формуле 37.

$$I_{\text{р.ЛЭП}} = \frac{S_{\text{р.ЛЭП}}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{ном}}} \quad (37)$$

$$I_{p.л\bar{\Pi}} = \frac{14239,9}{2 * \sqrt{3} * 110} = 37,4 \text{ A}$$

$I_{AB} = 2 * I_{p.л\bar{\Pi}} = 74,8 \text{ A}$. – аварийный ток ЛЭП.

Определим сечение кабеля по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$, для этого воспользуемся справочными данными [4].

Выбираем необходимую экономическую плотность тока. Для дальнейшего расчета принимаем $j_{\text{эк}} = 1,1$ (алюминий).

Воспользуемся формулой 38 для определения сечения.

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{p.л\bar{\Pi}}}{j_{\text{эк}}} \quad (38)$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{37,4}{1,1} = 34 \text{ мм}^2$$

Принимаем АС–70 с $I_{\text{доп}} = 210 \text{ A}$. Удельное сопротивление $r_0 = 0,46 \text{ мОм/м}$; $x_0 = 0,34 \text{ мОм/м}$.

Капитальные вложения в ЛЭП (одна цепная, стальные опоры): $K_{л\bar{\Pi}} = 8,25 \text{ млн тг/км}$.

Проверим по пропускной способности:

$$\begin{aligned} I_{\text{доп}} &\geq I_{\text{раб}} \quad [210 \text{ A} > 37,4 \text{ A}]; \\ 1,3 \cdot I_{\text{доп. ав.}} &\geq I_{\text{ав}} \quad [273 \text{ A} > 74,8 \text{ A}]. \end{aligned}$$

Рассчитаем потери энергии в ЛЭП по формуле 39.

$$\Delta W_{л\bar{\Pi}} = 2 * (3 * I_{p.л\bar{\Pi}}^2 * R_{л} * 10^{-3} * \tau) \quad (39)$$

$R_{л} = r_0 * l$; $R_{л} = 4,6 \text{ Ом}$ – активное сопротивление ЛЭП.

$$\Delta W_{л\bar{\Pi}} = 2 * (3 * 37,4^2 * 4,6 * 10^{-3} * 5466) = 211,193 \text{ МВт} * \text{ч}$$

Рассчитаем токи КЗ на стороне 115 кВ.

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

Схема замещения для расчета токов к.з будет представлена на рисунке 4.

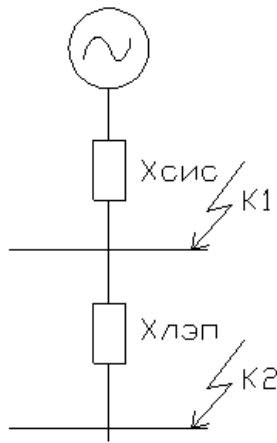


Рисунок 4 – Схема замещения для расчета токов к.з

Определим базисный ток по формуле 40.

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} * U_6} \quad (40)$$

где S_6 – базисная мощность, кВА;
 U_6 – базисное напряжение, кВ.

$$I_6 = \frac{1000 * 10^6}{\sqrt{3} * 115 * 10^3} = 5,03 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы по формуле 41.

$$X_{\text{сист}} = \frac{S_6}{S_{\text{кз}}} \quad (41)$$

$$X_{\text{сист}} = \frac{1000}{400} = 2,5 \text{ о. е}$$

Определим ток к.з в точке K1 по формуле 42.

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_6}{X_{\text{сист}}} \quad (42)$$

$$I_{\text{к1}} = \frac{5,03}{2,5} = 2,01 \text{ кА}$$

Определим ударный ток к.з в точке K1 по формуле 43.

$$I_{уд.к1} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{к1} \quad (43)$$

$$I_{уд.к1} = \sqrt{2} * 1,8 * 2,01 = 5,1 \text{ кА}$$

Для определения тока к.з в точке К2, найдем сопротивление ЛЭП по формуле 44.

$$X_{ЛЭП} = x_0 * l * \frac{S_6}{U_6^2} \quad (44)$$

$$X_{ЛЭП} = 0,34 * 10000 * \frac{1000}{115^2} = 0,26 \text{ о.е}$$

Теперь найдем ток к.з в точке К2 по формуле 45.

$$I_{к2} = \frac{I_6}{X_{сист} + X_{ЛЭП}} \quad (45)$$

$$I_{к2} = \frac{5,03}{2,5 + 0,26} = 1,82 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток к.з в точке К2 по формуле 46.

$$I_{уд.к2} = \sqrt{2} * k_{уд} * I_{к2} \quad (46)$$

$$I_{уд.к1} = \sqrt{2} * 1,8 * 1,82 = 4,63 \text{ кА}$$

Выбор выключателей производится по отключающей способности выключателя, динамической устойчивости, номинальному току и напряжению.

Ниже будут приведены таблицы с выбранными выключателями и условиями их выбора.

Таблица 9 – Данные для выбора выключателей

Выключатели В1 В2 В3	
Выбираем выключатель типа ВГТ-110	
$I_H = 2000 \text{ А}$	
$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	
$I_{дин} = 102 \text{ кА}$	
$I_H \cdot \geq I_{авар}$	$[2000 \geq 168,2 \text{ А}]$

Продолжение таблицы 9

Выключатели В1 В2 В3	
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.к1}}$	$[102 \geq 5,1 \text{ кА}]$
$I_{\text{откл.}} \geq I_{\text{к1}}$	$[40 \geq 2,01 \text{ кА}]$
Цена, млн.тг	9

Для выключателей В4 и В5 выбрана аналогичная марка, однако номинальные значения сравнивались с $I_{\text{уд.к2}}$ и $I_{\text{к2}}$.

Выбор разъединителей определяется номинальным током, напряжением и динамической устойчивости. Ниже будет приведена таблица с наименованием разъединителя и условиями его выбора.

Таблица 10 – Выбор разъединителя.

Разъединители Р1 Р2	
Выбираем разъединитель типа РДЗ-110	
$I_{\text{н}} = 1000 \text{ А}$	
$I_{\text{откл}} = 35 \text{ кА}$	
$I_{\text{дин}} = 80 \text{ кА}$	
$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар}}$	$[1000 \geq 74,8 \text{ А}]$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.к2}}$	$[102 \geq 4,63 \text{ кА}]$
$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{к2}}$	$[40 \geq 1,82 \text{ кА}]$
Цена, млн.тг	1,5

По формуле 47 определим капитальные вложения в ЛЭП.

$$K_{\text{лэп110}} = l * K_{\text{лэп}} \quad (47)$$

где l – длина воздушной линии, км;

$K_{\text{лэп}}$ – стоимость 1 км линии, млн тг.

$$K_{\text{лэп110}} = 10 * 8,25 = 82,5 \text{ млн. тг}$$

По формуле 48 определим капитальные вложения в выключатели.

$$K_{\text{выкл}} = 5 * K_{\text{в1-в5}} \quad (48)$$

где $K_{\text{в1-в5}}$ – стоимость 1 выключателя, млн тг.

$$K_{\text{выкл}} = 5 * 9 = 45 \text{ млн. тг}$$

По формуле 49 определим капитальные вложения в разъединители.

$$K_{\text{разъед}} = 2 * K_{\text{р1:р2}} \quad (49)$$

где $K_{\text{р1-р2}}$ – стоимость 1 разъединителя, млн тг.

$$K_{\text{разъед}} = 2 * 1,5 = 3 \text{ млн}$$

По формуле 50 определим капитальные вложения в трансформаторы.

$$K_{\text{тр.гпп}} = 2 * K_{\text{тр.гпп}} \quad (50)$$

где $K_{\text{тр.гпп}}$ – стоимость 1 трансформатора, млн тг.

$$K_{\text{тр.гпп}} = 2 * 40 = 80 \text{ млн. тг}$$

По формуле 51 определим суммарные капитальные вложения.

$$\sum K_{\text{сумм}} = K_{\text{тр.гпп}} + K_{\text{в1-в5}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{лэп}} \quad (51)$$

По формуле 51 определим суммарные капитальные вложения.

$$\sum K_{\text{сумм}} = 80 + 45 + 3 + 82,5 = 210,5 \text{ млн. тг}$$

Произведем расчет амортизационных издержек по формуле 52.

$$И_{\text{алэп}} = K_{\text{алэп}} * K_{\text{лэп110}} \quad (52)$$

где $K_{\text{алэп}}$ – коэффициент амортизационных издержек для ЛЭП.

$$И_{\text{алэп}} = 0,028 * 82,5 = 2,31 \text{ млн. тг}$$

$$И_{\text{аобор}} = K_{\text{аобор}} * (K_{\text{выкл}} + K_{\text{разъед}} + K_{\text{тр.гпп}}) \quad (52.1)$$

где $K_{\text{аобор}}$ – коэффициент амортизационных издержек для оборудования.

$$И_{\text{аобор}} = 0,094 * (45 + 3 + 80) = 12,03 \text{ млн. тг}$$

Произведем расчет эксплуатационных издержек по формуле 53.

$$И_{\text{элэп}} = K_{\text{элэп}} * K_{\text{лэп110}} \quad (53)$$

где $K_{\text{элэп}}$ – коэффициент эксплуатационных издержек для ЛЭП.

$$И_{\text{элэп}} = 0,004 * 82,5 = 0,33 \text{ млн. тг}$$

$$И_{эобор} = K_{эобор} * (K_{выкл} + K_{разъед} + K_{трпп}) \quad (53.1)$$

где $K_{эобор}$ – коэффициент эксплуатационных издержек для оборудования.

$$И_{эобор} = 0,03 * (45 + 3 + 80) = 3,84$$

Произведем расчет издержек на потерю энергии по формуле 54.

$$И_{п} = K_{п} * (\Delta W_{тр.гпп} + \Delta W_{лэп}) \quad (54)$$

где $K_{п}$ – коэффициент издержек на потерю энергии.

$$И_{п} = 0,06 * (834,41 + 211,93) = 62,74$$

Произведем расчет суммарных издержек по формуле 55.

$$\sum И_{сумм} = И_{алэп} + И_{аобор} + И_{элэп} + И_{эобор} + И_{п} \quad (55)$$

$$\sum И_{сумм} = 2,31 + 12,03 + 0,33 + 3,84 + 62,74 = 81,25$$

Произведем расчет суммарных затрат $з_1$ по формуле 56.

$$з_1 = E_n * \sum K_{сум} + \sum И_{сум} \quad (56)$$

где E_n – нормативный коэффициент экономической эффективности.

$$з_1 = 0,12 * 210,5 + 81,25 = 106,51 \text{ млн тг}$$

5.2 Технико-экономический расчет 35 кВ

Схема внешнего электроснабжения 35 кВ представлена на рисунке 5.

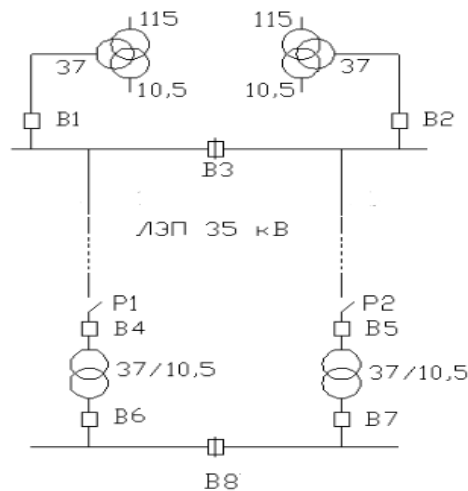


Рисунок 5 – Схема внешнего электроснабжения 35 кВ

Определим мощность, которая проходит через ЛЭП по формуле 36.

$$S_{p.лэп} = \sqrt{(13689,58 + 135,78)^2 + 3395,31^2} = 14239,9 \text{ кВА}$$

Определим ток в ЛЭП по формуле 37.

$$I_{p.лэп} = \frac{14239,9}{2 * \sqrt{3} * 35} = 117,58 \text{ А}$$

$$I_{AB} = 2 * I_{p.лэп} = 235,17 \text{ А.}$$

Определим сечение кабеля по экономической плотности тока $j_{эк}$, для этого воспользуемся всё тем же справочником [1].

По таблице выбираем необходимую экономическую плотность тока. Для дальнейшего расчета принимаем $j_{эк} = 1,1$ (алюминий).

Воспользуемся формулой 38 для определения сечения.

$$F_{эк} = \frac{117,58}{1,1} = 97,9 \text{ мм}^2$$

Принимаем АС–95 с $I_{доп} = 375 \text{ А}$. Удельное сопротивление $r_0 = 0,33 \text{ мОм/м}$; $x_0 = 0,234 \text{ мОм/м}$.

Капитальные вложения в ЛЭП (одна цепная, стальные опоры): $K_{лэп} = 7,05 \text{ млн тг/км}$.

Проверим по пропускной способности:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб}} \quad [375 \text{ A} > 117,58 \text{ A}];$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп. ав.}} \geq I_{\text{ав}} \quad [487,5 \text{ A} > 235,18 \text{ A}].$$

Рассчитаем потери энергии в ЛЭП по формуле 39.

$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l$; $R_{\text{Л}} = 3,3 \text{ Ом}$ – активное сопротивление ЛЭП.

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 * (3 * 117,58^2 * 3,3 * 10^{-3} * 5466) = 1496,53 \text{ МВт} * \text{ч}$$

$S_6 = 1000 \text{ МВА}$; $U_6 = 37 \text{ кВ}$.

Схема замещения для расчета токов к.з будет представлена на рисунке 6.

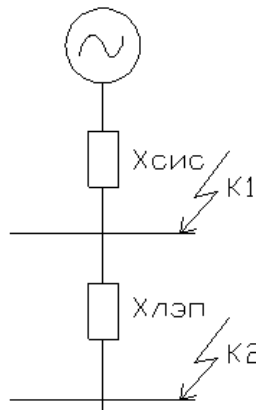


Рисунок 6 – Схема замещения для расчета токов к.з

Определим базисный ток по формуле 40.

$$I_6 = \frac{1000 * 10^6}{\sqrt{3} * 37 * 10^3} = 15,62 \text{ кА}$$

Определим сопротивление системы по формуле 41.

$$X_{\text{сист}} = \frac{1000 * 10^6}{16 * 10^6} * \frac{10,5}{100} = 6,56 \text{ о.е}$$

Определим ток к.з в точке К1 по формуле 42.

$$I_{\text{к1}} = \frac{15,62}{6,56} = 2,38 \text{ кА}$$

Определим ударный ток к.з в точке К1 по формуле 43.

$$I_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} * 1,8 * 2,38 = 6,04 \text{ кА}$$

Для определения тока к.з в точке К2, найдем сопротивление ЛЭП по формуле 44.

$$X_{\text{ЛЭП}} = 0,234 * 10000 * \frac{1000 * 10^6}{37^2 * 10^6} = 1,71 \text{ о.е}$$

Теперь найдем ток к.з в точке К2 по формуле 45.

$$I_{\text{к2}} = \frac{15,62}{6,56 + 1,71} = 1,89 \text{ кА}$$

Найдем ударный ток к.з в точке К2 по формуле 46.

$$I_{\text{уд.к1}} = \sqrt{2} * 1,8 * 1,89 = 4,79 \text{ кА}$$

Выбор выключателей производится по отключающей способности выключателя, динамической устойчивости, номинальному току и напряжению.

Ниже приведены таблицы с выбранными выключателями и условиями их выбора.

Таблица 11 – Выбор выключателей

Выключатели В1 В2 В3 В4 В5	
Выбираем выключатель типа ВВРН-35-III-25/630 А	
$I_N = 630 \text{ А}$	
$I_{\text{откл}} = 25 \text{ кА}$	
$I_{\text{дин}} = 64 \text{ кА}$	
$I_N \geq I_{\text{авар}}$	$[630 \geq 528,48 \text{ А}]$
$I_{\text{дин}} \geq I_{\text{уд.к1}}$	$[64 \geq 6,04 \text{ кА}]$
$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{к1}}$	$[25 \geq 2,38 \text{ кА}]$
Цена, млн.тг	6,5

Выбор разъединителей определяется номинальным током, напряжением и динамической устойчивости. Ниже будет приведена таблица с наименованием разъединителя и условиями его выбора.

Таблица 12 – Выбор разъединителей

Разъединители Р1 Р2
Выбираем разъединитель типа РВЗ-35
$I_N = 630 \text{ А}$
$I_{\text{дин}} = 51 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}} = 31,5 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 12

Разъединители Р1 Р2	
$I_{н.} \geq I_{авар}$	$[630 \geq 235,18 \text{ A}]$
$I_{дин.} \geq I_{уд.к2}$	$[51 \geq 4,15 \text{ кА}]$
$I_{отк.} \geq I_{к2}$	$[31,5 \geq 1,63 \text{ кА}]$
Цена, млн.тг	1,5

Определим капитальные вложения в ЛЭП.

$$K_{лэп110} = 10 * 7,05 = 70,5 \text{ млн. тг}$$

Определим капитальные вложения в выключатели.

$$K_{выкл} = 5 * 6,5 = 32,5 \text{ млн. тг}$$

Определим капитальные вложения в разъединители.

$$K_{разъед} = 2 * 1,5 = 3 \text{ млн}$$

Определим капитальные вложения в трансформаторы.

$$K_{тр.гпп} = 2 * 31 = 62 \text{ млн. тг}$$

Определим суммарные капитальные вложения.

$$\sum K_{сумм} = K_{тр.гпп} + K_{в1-в5} + K_{разъед} + K_{лэп}$$

Определим суммарные капитальные вложения.

$$\sum K_{сумм} = 62 + 32,5 + 3 + 70,5 = 168 \text{ млн. тг}$$

Произведем расчет амортизационных издержек.

$$И_{алэп} = 0,028 * 70,5 = 1,97 \text{ млн. тг}$$

$$И_{аобор} = 0,063 * (32,5 + 3 + 62) = 6,14 \text{ млн. тг}$$

Произведем расчет эксплуатационных издержек.

$$И_{элэп} = 0,004 * 70,5 = 0,28 \text{ млн. тг}$$

$$И_{эобор} = 0,03 * (32,5 + 3 + 62) = 2,92$$

Произведем расчет издержек на потерю энергии.

$$И_{\Pi} = 0,06 * (892,25 + 1496,53) = 143,33$$

Произведем расчет суммарных издержек.

$$\sum И_{\text{сумм}} = 1,97 + 6,14 + 0,28 + 2,92 + 143,33 = 155,49$$

Произведем расчет суммарных затрат $з_1$.

$$з_1 = 0,12 * 168 + 155,49 = 175,66 \text{ млн тг}$$

Составим сравнительную таблицу 13 по вариантам 1 и 2.

Таблица 13 - Исходные результаты по полученным расчетам

Вариант	U_n , кВ	$\sum K$, млн.тг	$\sum И$, млн.тг	$з$, млн.тг
1	110	210,5	81,25	106,51
2	35	168	155,49	175,6

Исходя из полученных данных понимаем, что выгоднее использовать вариант 1.

На рисунке 7 представлена однолинейная схема завода по производству кабельной продукции.

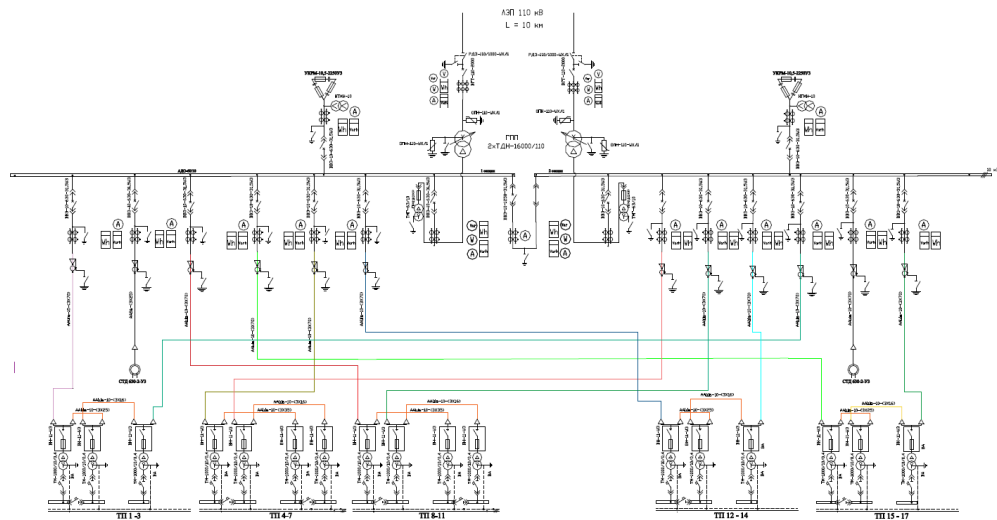


Рисунок 7 - Однолинейная электрическая схема

6 Расчет токов КЗ

Произведем расчет токов кз. Схема замещения для расчета токов кз на стороне 10кВ будет представлена на рисунке 8.

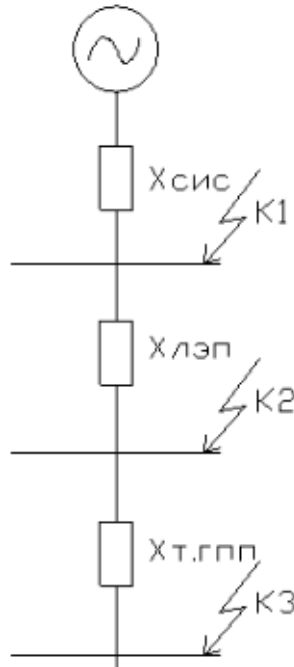


Рисунок 8 – Схема замещения для расчета токов кз на стороне 10 кВ

Токи в точках К1 и К2 были найдены ранее, найдем ток кз в точке К3. Определим ток подпитки от СД по формуле 58. Данные двигателя приведены далее.

Активная мощность двигателя P_H , кВт = 630; Коэффициент активной мощности $\cos\varphi = 0,92$; Коэффициент загрузки $K_3 = 0,86$.

По формуле 57 определим полную мощность СД.

$$S_H = \frac{P_H}{\cos\varphi} \quad (57)$$

где P_H – номинальная активная мощность СД, кВт;
 $\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности.

$$S_H = \frac{630}{0,92} = 684,78 \text{ кВА}$$

По формуле 58 найдем ток подпитки от СД.

$$I_{\text{подпитки}} = \frac{S_{\text{н}} * K_3}{\sqrt{3} * U_6} \quad (58)$$

где $S_{\text{н}}$ – номинальная полная мощность СД, кВА;
 K_3 – коэффициент загрузки СД;
 U_6 – базисное напряжение, кВ.

$$I_{\text{подпитки}} = \frac{684,78 * 0,86}{\sqrt{3} * 10,5} = 32,42 \text{ А}$$

Определим экономическое сечение.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{32,42}{1,1} = 29,47 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель марки ААБл 3х25. $I_{\text{доп}} = 90 \text{ А}$. $x_0 = 0,0099 \text{ мОм/м}$.
 Определим сопротивление кабеля по формуле 59.

$$x_{\text{кабсд}} = \frac{x_0 * l * S_6}{U_6^2} \quad (59)$$

$$x_{\text{кабсд}} = \frac{0,0099 * 300 * 1000 * 10^6 * 10^{-3}}{10,5^2 * 10^6} = 0,27 \text{ Ом}$$

Определим сопротивление двигателя по формуле 60.

$$x_{\text{сд}} = \frac{x_d'' * S_6}{S_{\text{н.дв}}} \quad (60)$$

$$x_{\text{сд}} = \frac{0,24 * 1000 * 10^6}{684,78 * 1000} = 350,48 \text{ Ом}$$

Определим эквивалентное сопротивление по формуле 61.

$$x_{\text{ЭКВ}} = x_{\text{кабсд}} + x_{\text{сд}} \quad (61)$$

$$x_{\text{ЭКВ}} = 0,27 + 350,48 = 350,75 \text{ Ом}$$

Определим базисный ток.

$$I_6 = \frac{1000 * 10^6}{\sqrt{3} * 10,5} = 55,05 \text{ кА}$$

Определим сопротивление трансформатора гпп.

$$X_{\text{сист}} = \frac{1000 * 10^6}{16 * 10^6} * \frac{10,5}{100} = 6,56 \text{ о. е}$$

Определим ток кз на шинах 10 кВ по формуле 62.

$$I_{\text{кз шина 10кВ}} = \frac{I_6}{X_{\text{сист}} + X_{\text{лэп}} + X_{\text{тр.гпп}}} \quad (62)$$

$$I_{\text{кз шина 10кВ}} = \frac{55,05}{2,5 + 0,26 + 6,56} = 5,91 \text{ кА}$$

Определим ток подпитки в точке кз по формуле 63.

$$I_{\text{кз подпитка сд}} = \frac{I_6}{X_{\text{экв}}} \quad (63)$$

$$I_{\text{кз подпитка сд}} = \frac{55,05}{350,75} = 0,16 \text{ кА}$$

Определим полный ток кз в точке кз по формуле 64.

$$I_{\text{кз}} = I_{\text{кз шина 10кВ}} + I_{\text{кз подпитка сд}} \quad (64)$$

$$I_{\text{кз}} = 5,91 + 0,16 = 6,07 \text{ кА}$$

Определим ударный ток кз в точке кз.

$$I_{\text{уд.кз}} = \sqrt{2} * 1,8 * 6,07 = 15,4 \text{ кА}$$

6.1 Выбор выключателей

Выбор вводного выключателя. Определим рабочий и аварийный токи по формуле 65 и 66.

$$I_{\text{р.выкл}} = \frac{S_{\text{тр.гпп}}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{н}}} \quad (65)$$

$$I_{\text{р.выкл}} = \frac{16 * 10^6}{2 * \sqrt{3} * 10 * 1000} = 462,43 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав.выкл}} = 2 * I_{\text{р.выкл}} \quad (66)$$

$$I_{\text{ав.выкл}} = 2 * 462,43 = 924,86 \text{ A}$$

В таблице 14 приведем данные выбранного выключателя и условия его выбора.

Таблица 14 – Паспортные данные вводного выключателя

Выбираем выключатель типа ВВЭ-10-1250	
$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар}}$	$[1250 \geq 924,86 \text{ A}]$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.к3}}$	$[81 \geq 15,39 \text{ кА}]$
$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{к3}}$	$[31,5 \geq 6,06 \text{ кА}]$

Аналогичным образом будут выбраны следующие выключатели.

Таблица 15 - Паспортные данные секционного выключателя

Секционный выключатель	
Выбираем выключатель типа ВВЭ-10-1250	
$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{р}}$	$[1250 \geq 462,43 \text{ A}]$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.к1}}$	$[81 \geq 15,39 \text{ кА}]$
$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{к1}}$	$[31,5 \geq 6,06 \text{ кА}]$

Таблица 16 - Паспортные данные выключателей отходящих линий

Выбор выключателей отходящих линий	
Магистраль ГПП ТП1-3	
$S_{\text{р}}, \text{кВА}$	2332,59
Выбираем выключатель типа ВВЭ-10-630	
$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар}}$	$[630 \geq 134,83 \text{ A}]$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.к3}}$	$[81 \geq 15,39 \text{ кА}]$
$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{к3}}$	$[31,5 \geq 6,06 \text{ кА}]$

На остальные магистрали ГПП были выбраны аналогичные выключатели с аналогичными номинальными значениями.

Таблица 17 – Паспортные данные выключателя для двигателя

Выбор выключателей типа ВВЭ-10-630 для СД 10кВ	
$I_{\text{авар}}$	32,42
$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар}}$	$[630 \geq 32,42 \text{ A}]$

Продолжение таблицы 17

Выбор выключателей типа ВВЭ-10-630 для СД 10кВ	
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.кЗ}}$	$[81 \geq 15,39 \text{ кА}]$
$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{кЗ}}$	$[31,5 \geq 6,06 \text{ кА}]$

Таблица 18 – Паспортные данные выключателя для компенс. устр-в.

Выбираем выключатель типа ВВЭ-10-630	
$I_{\text{н.}} \geq I_{\text{авар}}$	$[630 \geq 130,06 \text{ А}]$
$I_{\text{дин.}} \geq I_{\text{уд.кЗ}}$	$[81 \geq 15,39 \text{ кА}]$
$I_{\text{отк.}} \geq I_{\text{кЗ}}$	$[31,5 \geq 6,06 \text{ кА}]$

6.2 Выбор силовых кабелей отходящих линий

Определим рабочий и аварийный токи для магистрали ТП1-3 по формуле 67 и 68.

$$I_p = \frac{S_{\text{ТП1-3}}}{2 * \sqrt{3} * U_{\text{н}}} \quad (67)$$

$$I_p = \frac{2332,6}{2 * \sqrt{3} * 10} = 67,42 \text{ А}$$

$$I_{\text{ав}} = 2 * I_p \quad (68)$$

$$I_{\text{ав}} = 2 * 67,42 = 134,83 \text{ А}$$

Определим экономическое сечение.

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{67,42}{1,1} = 56,2 \text{ мм}^2$$

Аналогично предыдущему пункту составим таблицы с выбором подходящих кабелей.

Таблица 19 – Выбор силовых кабелей для ТП 1–3

Выбор силовых кабелей	
$S_p, \text{ кВА}$	2332,60
$F_{\text{ЭК}}, \text{ мм}^2$	56,18
Принимаем кабель марки ААШв 3х70	

Продолжение таблицы 19

Выбор силовых кабелей	
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	161,00
F_{min}	56,33
$I_{\text{доп. каб}} \geq I_{\text{раб}}$	$[161 \geq 67,4]$
$I_{\text{доп}} \cdot 1,3 \geq I_{\text{авар}}$	$209,3 \geq 134,8$

Таблица 20 – Выбор силовых кабелей для ТП 4–7

$S_p, \text{ кВА}$	2900,53
$F_{\text{эк}}, \text{ мм}^2$	69,86
Принимаем кабель марки ААШв 3х70	
$I_{\text{доп}}, \text{ А}$	161,00
F_{min}	56,33
$I_{\text{доп. каб}} \geq I_{\text{раб}}$	$[161 \geq 83,8]$
$I_{\text{доп}} \cdot 1,3 \geq I_{\text{авар}}$	$[209,3 \geq 167,6]$

На остальные ТП были выбраны кабели аналогичной марки, возможны лишь различия в сечениях.

В таблице 21 представлен кабельный журнал с выбранными кабелями к каждой ТП.

Таблица 21 – Кабельный журнал

Номер ТП	$S_p, \text{ кВА}$	п	Нагрузка		$F_{\text{эк}}, \text{ мм}^2$	Выбор кабеля		Выбранный кабель	$I_{\text{доп}}, \text{ А}$
			$I_p, \text{ А}$	$I_{\text{ав}}, \text{ А}$		$I_k, \text{ кА}$	$F_{\text{min}}, \text{ мм}^2$		
ТП1:ТП3	2332,60	3	67,42	134,83	56,2	6,07	56,33	ААШв 3х70	161
ТП4:ТП7	2900,5	3	83,3	167,7	69,9	6,07	56,33	ААШв 3х70	161
ТП8:ТП11	3116,2	3	90,06	180,1	75,05	6,07	56,33	ААШв 3х70	161
ТП12:ТП14	2403,4	3	69,46	138,9	57,9	6,07	56,33	ААШв 3х70	161
ТП15:ТП17	2520,3	3	72,84	145,7	60,7	6,07	56,33	ААШв 3х70	161
ТП1:ТП2	777,5	2	22,47	44,9	18,7	6,07	56,33	ААШв 3х25	87

Продолжение таблицы 21

Номер ТП	S _p , кВА	n	Нагрузка		F _{эк} , мм ²	Выбор кабеля		Выбранный кабель	I _{доп} , А
			I _p , А	I _{ав} , А		I _к , кА	F _{min} , мм ²		
ТП2:ТП3	388,7	2	11,23	22,5	10,2	6,07	56,33	ААШВ 3х16	67
ТП4:ТП6	1450,3	2	41,92	83,8	34,9	6,07	56,33	ААШВ 3х35	106
ТП5:ТП7	725,1	2	20,96	41,9	17,5	6,07	56,33	ААШВ 3х16	67
ТП8:ТП10	1558,1	2	45,03	90,06	37,5	6,07	56,33	ААШВ 3х35	106
ТП9:ТП11	779,06	2	22,52	45,03	18,8	6,07	56,33	ААШВ 3х16	67
ТП12:ТП13	801,1	2	23,15	46,3	19,3	6,07	56,33	ААШВ 3х25	87
ТП13:ТП14	400,6	2	11,57	23,1	10,5	6,07	56,33	ААШВ 3х16	67
ТП15:ТП16	840,1	2	24,28	48,6	20,2	6,07	56,33	ААШВ 3х25	87
ТП16:ТП17	420,04	2	12,14	24,3	24,3	6,07	56,33	ААШВ 3х16	67
СД	684,78	2	32,42	64,84	27,02	6,07	56,33	ААБВ 3х25	87

7 Выбор измерительных трансформаторов тока

Составим таблицу 22 для выбора измерительного трансформатора тока на вводах к шинам первой и второй секции.

Таблица 22 - Приборы для выбора измерительного трансформатора тока

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Счетчик акт. энергии Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Счетчик реакт. энергии Varh	СР4У-И676М	2,5	2,5	2,5
Амперметр А	Э335	0,5	0,5	0,5
Ваттметр W	Д-335	0,5	-	0,5
Варметр Var	Д-304	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Выбранный трансформатор тока выведем в таблицу 23.

Таблица 23 – Выбор трансформатора тока

Примем трансформатор тока ТЛК-10-У3	
Расчетные величины	По каталогу
Номинальное напряжение, $U_n = 10\text{кВ}$	$U_n = 10\text{кВ}$
Аварийный ток, $I_{ав} = 924,8$	$I_{ав} = 1000$
Ударный ток, $i_{уд} = 15,4 \text{ кА}$	$i_{уд} = 81 \text{ кА}$
Мощность вторичной обмотки, $S_{2р} = 9,6$	$S_{2н} = 15$

Определим сопротивление вторичной обмотки по формуле 69.

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пров}} + r_{\text{конт}} \quad (69)$$

Сопротивление приборов определяются по формуле 70.

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} \quad (70)$$

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{25} = 0,26 \text{ Ом}$$

Сопротивление вторичной нагрузки определяются по формуле 71.

$$r_{2н} = \frac{S_{2нтт}}{I_2^2} \quad (71)$$

$$r_{2н} = \frac{15}{25} = 0,6 \text{ Ом}$$

Допустимое сопротивление проводов определяется по формуле 72

$$r_{\text{доп.пр}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{конт}} \quad (72)$$

$$r_{\text{доп.пр}} = 0,6 - 0,26 - 0,1 = 0,24 \text{ Ом}$$

Определим сечение провода по формуле 73

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho * L}{r_{\text{доп}}} \quad (73)$$

где ρ – удельная проводимость, См/м;

L- длина линии, м.

$$F_{\text{пров}} = \frac{0,028 * 5}{0,24} = 0,58 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель ВВГ 4х6 сечением 6 мм². Определим сечение провода по формуле 74.

$$r_{\text{пров}} = \frac{\rho * L}{F_{\text{пров}}} \quad (74)$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,028 * 5}{6} = 0,02 \text{ Ом}$$

Определим нагрузку во вторичной цепи по формуле 75.

$$S_2 = r_2 * I_2^2 \quad (75)$$

$$S_2 = 0,38 * 25 = 9,58 \text{ ВА}$$

$$r_2 = 0,26 + 0,02 + 0,1 = 0,38 \text{ Ом}$$

Выбор остальных трансформаторов тока производится аналогичным способом. Ниже представлены таблицы 24 с выбором ТТ.

Таблица 24 - Выбор трансформатора тока на линии ГПП

Прибор	Тип	A, ВА	B, ВА	C, ВА
Счетчик акт. энергии Wh	САЗ-И681	2,5	2,5	2,5
Счетчик реакт. энергии Varh	CP4У-И676М	2,5	2,5	2,5
Амперметр А	Э335	0,5	0,5	0,5
Итого		5,5	5,5	5,5

$$S_2=9,4 \text{ ВА.}$$

Таблица 25 - Выбор трансформатора тока на линии ТП 1–3

Примем трансформатор тока ТЛМ-10-У3	
Расчетные величины	По каталогу
$U_H=10\text{кВ}$	$U_H=10\text{кВ}$
$I_{ав}=539,5$	$I_H=600$
$i_{уд}=15,4$	$I_{дин}=100\text{кА}$
$S_{2p}=9,4$	$S_{2H}=10$

На остальные линии ТП выбраны аналогичные трансформаторы тока. На линию ГПП-СД выбран аналогичный трансформатор при S_2 равном 7,9 ВА.

На линии ГПП-Q_{ВБК} выбран аналогичный трансформатор при S_2 равном 7,9 ВА.

7.1 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

В таблице 26 будут приведены приборы и значения, необходимые для выбора ИТН.

Таблица 26 - Выбор измерительного трансформатора напряжения

Прибор	Тип	$S_{обм},$ ВА	$N_{обм}$	$\cos\varphi$	$\sin\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	$N_{приб}$	$P_{сум},$ Вт	$Q_{сум},$ Вар
Вольтметр	Э-350	2	2	1	0	-	2	4	-
Ваттметр	Д-350	2	2	1	0	-	1	2	-
Варметр	Д-345	2	2	1	0	-	1	2	-

Продолжение таблицы 26

Счетчик активной энергии	САЗ-И676	3	2	0,38	0,925	2,43	20	60	145,8
Счетчик реактивной энергии	СР4У-И676	3	2	0,38	0,925	2,43	20	60	145,8
Итого		-	-	-	-	-	-	128	291,6
S _{2p} , ВА	318,46	-	-	-	-	-	-		-

Принимаем трансформатор напряжение НТМИ-10 со следующими данными.

Таблица 27 – Паспортные данные измерительного трансформатора напряжения НТМИ-10

Каталог	Расчетные
Номинальное напряжение, U _н =10кВ	U _р =10кВ
Номинальная мощность вторичной обмотки, S _{2н} =500 ВА	S _{2р} =318,5 ВА

8 Выбор шин и изоляторов

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

Выбираем шины типа АДО алюминиевые размера 60х10.

$I_{\text{доп}}=1115 \text{ А}$. $\sigma_{\text{доп}}=40 \text{ МПа}$.

Выполним проверку по термической стойкости по формуле 76.

$$F_{\min} = a * I_{\text{кзшина}} * \sqrt{t_{\text{пр}}} \quad (76)$$

$$F_{\min} = 12 * 5,91 * \sqrt{1} = 70,92 < 600 \text{ мм}^2$$

Выполним проверку по динамической стойкости по формуле 77. Определим напряжение в материале шин от взаимодействия фаз.

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{i_{\text{уд}}^2 * l^2}{W * a} \quad (77)$$

Шины будут лежать плашмя, тогда найдем момент инерции и момент сопротивления с этим условием по формуле 78 и 79.

$$J = \frac{b * h^3}{12} \quad (78)$$

где b – ширина одной полосы;
 h – высота шины.

$$J = \frac{0,6 * 6^3}{12} = 10,8 \text{ см}^4$$

$$W = \frac{h * b^3}{6} \quad (79)$$

$$W = \frac{6 * 0,6^2}{6} = 3,6 \text{ см}^3$$

Определим длину пролёта при условии, что частота собственных колебаний не превышает 200 Гц по формуле 80.

$$l^2 = \frac{173,2}{200} * \sqrt{\frac{J}{s}} \quad (80)$$

$$l^2 = \frac{173,2}{200} * \sqrt{\frac{10,8}{6}} = 1,16 \text{ м}^2$$

$$\sigma_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-8} * \frac{4,63^2 * 10^6 * 1,16}{3,6 * 10^{-6} * 0,8} = 0,15 < 40 \text{ МПа}$$

Таким образом заключаем, что шины достаточно прочны.

Выбираем изоляторы типа ОНШ-10-5-1-УХЛ1. $U_H=10$ кВ. $F_H=5000$ Н.
 $F_{\text{доп}}=3000$ Н.

Рассчитаем механическую силу по формуле 81.

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{i_{\text{уд}}^2 * l^2}{a} \quad (81)$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} * 10^{-7} * \frac{4,63^2 * 10^6 * 1,16}{0,8} = 6,58 < 3000 \text{ Н}$$

9 Выбор трансформатора собственных нужд завода

Для выбора трансформатора собственных нужд составим таблицу 28.

Таблица 28 – Выбор трансформатора собственных нужд

Наименование потребителя	Р _{уст}	п	η	cosφ	tgφ	Расчетная нагрузка		
						K _c	P _p	Q _p
Силовые трансформаторы и реакторы								
Вентиляторы системы охлаждения	3	2	0,85	0,85	0,62	0,7	4,94	3,06
РПН трансформаторов	1,5	2	0,8	0,8	0,75	0,3	1,13	0,84
ОРУ								
Питание приводов выключателей	2	5	0,7	0,7	1,02	0,12	1,71	1,75
Обогрев шкафов	0,5	10	0,98	0,98	0,12	1	5,10	0,61
Питание приводов разъединителей	0,3	2	0,98	0,98	2	1	0,61	1,22
Освещение	1	15	1	0,95	0,33	0,5	7,50	2,48
ОПУ								
Все потребители	-	-	-	-	-	-	41,2	17,5
ЗРУ, КРУН								
Радиаторы отопления	2	4	0,9	0,98	0,2	0,85	7,56	1,51
Рабочее освещение	0,05	15	1	0,95	0,33	0,3	0,23	0,07
Вентиляция	1	2	0,85	0,85	0,62	0,6	1,41	0,88
Кондиционирован ие	5	1	1	0,85	0,62	0	0,00	0,00
Освещение шкафов	0,01	40	1	0,95	0,33	0,12	0,05	0,02
ПРОЧЕЕ								
Все потребители	-	-	-	-	-	-	17,16	12,4
Итого							88,60	42,4

где $P_{уст}$ – установленная мощность потребителя, кВт;

N – количество потребителей одной группы;

η – КПД потребителя;

$\cos\varphi$ – коэффициент активной мощности потребителя;

$\tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности потребителя;

K_c – коэффициент спроса потребителя;

P_p – активная мощность потребителя;
 Q_p – реактивная мощность потребителя.

По формулам 82 и 83 определим активную и реактивную мощности потребителей. К примеру, возьмем вентилятор системы охлаждения.

$$P_p = \frac{P_{уст} * n * K_c}{\eta} \quad (82)$$

$$Q_p = P_p * tg\varphi \quad (83)$$

$$P_p = \frac{3 * 2 * 0,7}{0,85} = 4,94 \text{ кВт}$$

$$Q_p = 4,94 * 0,62 = 3,06 \text{ кВар}$$

Аналогичным образом находим остальные мощности и заносим их в таблицу 24. После этого складываем все активные и реактивные мощности и по формуле 84 находим полную мощность, необходимую для выбора ТСН.

$$S_p = \sqrt{\sum P_p^2 + \sum Q_p^2} \quad (84)$$

$$S_p = \sqrt{88,6^2 + 42,39^2} = 92,21 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора типа ТМГ-63. $K_3=0,77$.

Полная мощность $S_{ном}$, кВА = 63; Напряжение на обмотках высшего напряжения $U_{вн}$, кВ = 10; Напряжение на обмотках низшего напряжения $U_{нн}$, кВ = 0,4; Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт = 0,17; Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт = 1,42; Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, % = 4,5; Ток холостого хода $I_{хх}$, % = 2,5.

10 Анализ дистанционной защиты. Общие сведения о релейной защите

Система релейной защиты (РЗ) обеспечивает перманентный контроль состояния всех компонентов электроэнергетической системы и реагирует на инциденты, связанные с возникновением повреждений или отклонениями от штатных режимов работы.

В случае фиксации повреждения РЗ осуществляет селективное отключение поврежденного участка от ЭЭС посредством управляющего воздействия на коммутационные аппараты высокого напряжения (Q), предназначенные для разрыва цепей с токами короткого замыкания.

Минимизация рисков, обусловленных ненормальными режимами, также достигается за счет своевременной реализации мер по их стабилизации (например, регулирование величин тока или напряжения) или, при необходимости, выводу из эксплуатации оборудования, параметры которого вышли за установленные пределы.

10.1 Дистанционная защита

Дистанционная защита обеспечивает селективное отключение поврежденных участков электрической сети благодаря автоматической адаптации времени срабатывания в зависимости от удаленности короткого замыкания.

Ключевым звеном в реализации этой функции выступает дистанционный орган, осуществляющий оценку расстояния до точки повреждения, который, как правило, представляет собой реле сопротивления.

Принцип действия дистанционной защиты базируется на оценке дистанции до точки возникновения аварии на высоковольтной линии электропередачи. Для реализации этой оценки устройства защиты используют значения тока и напряжения защищаемой линии, получаемые посредством трансформаторов тока (ТТ) и трансформаторов напряжения (ТН) с номинальным напряжением.

На рисунках 1 и 2 представлена токовременная характеристика и диаграмма сопротивлений, снятая с учебного стенда в рамках выполнения лабораторной работы.

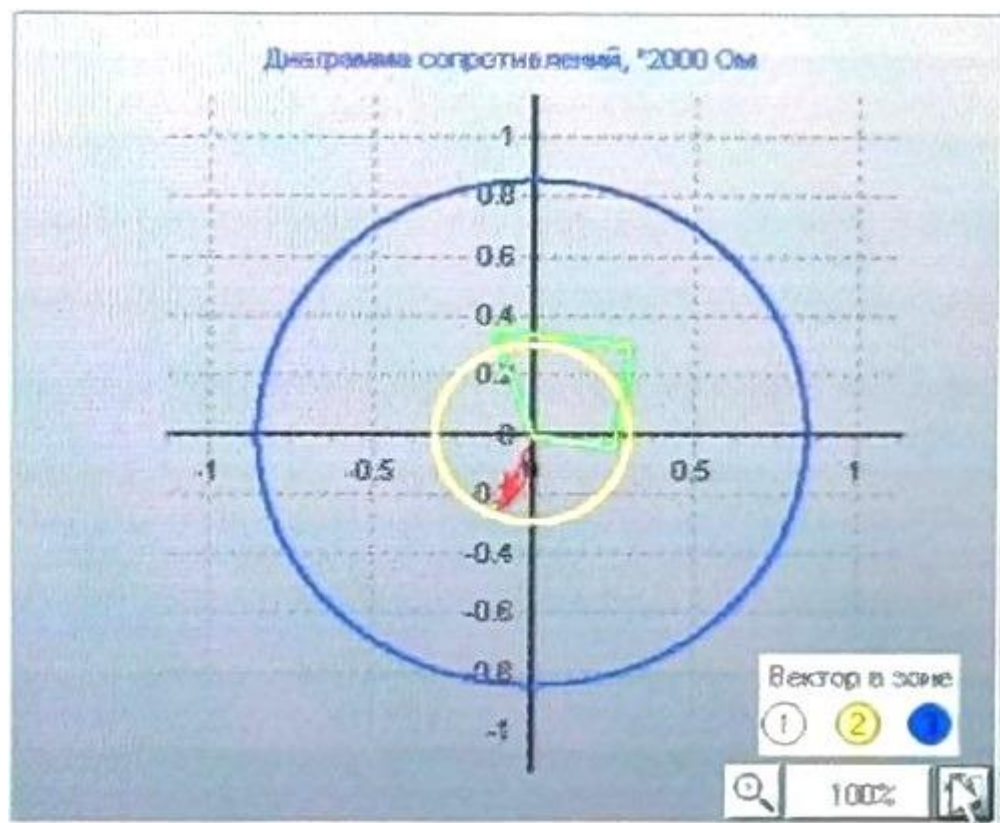


Рисунок 9 – Диаграмма сопротивлений 1 ступень

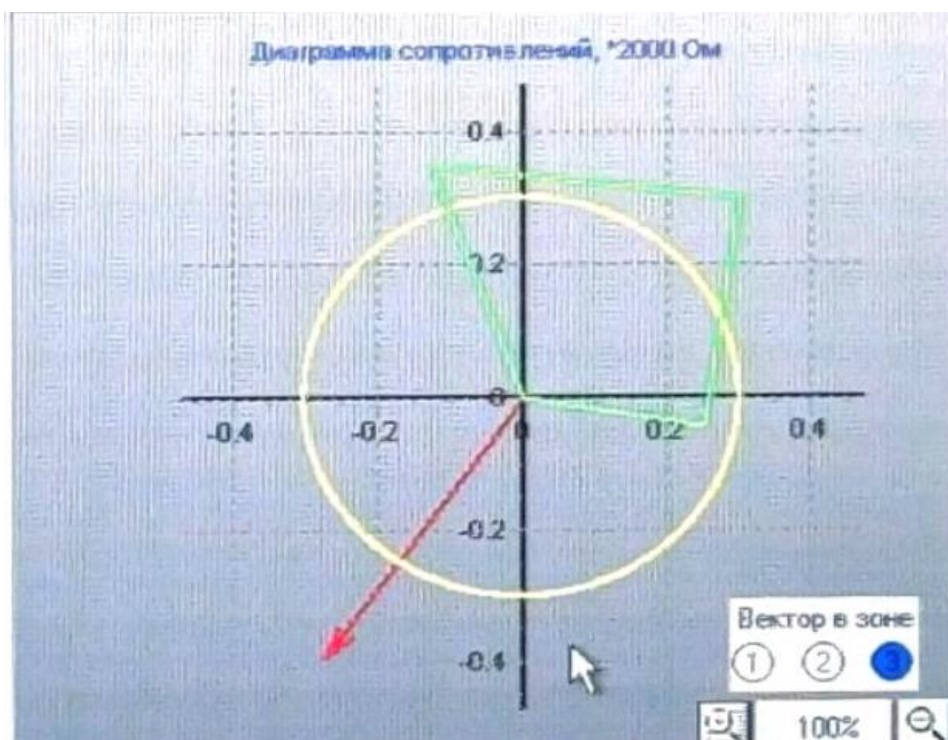


Рисунок 10 – Диаграмма сопротивлений 2 ступень

На рисунке 3 представлена структурная схема дистанционной защиты.

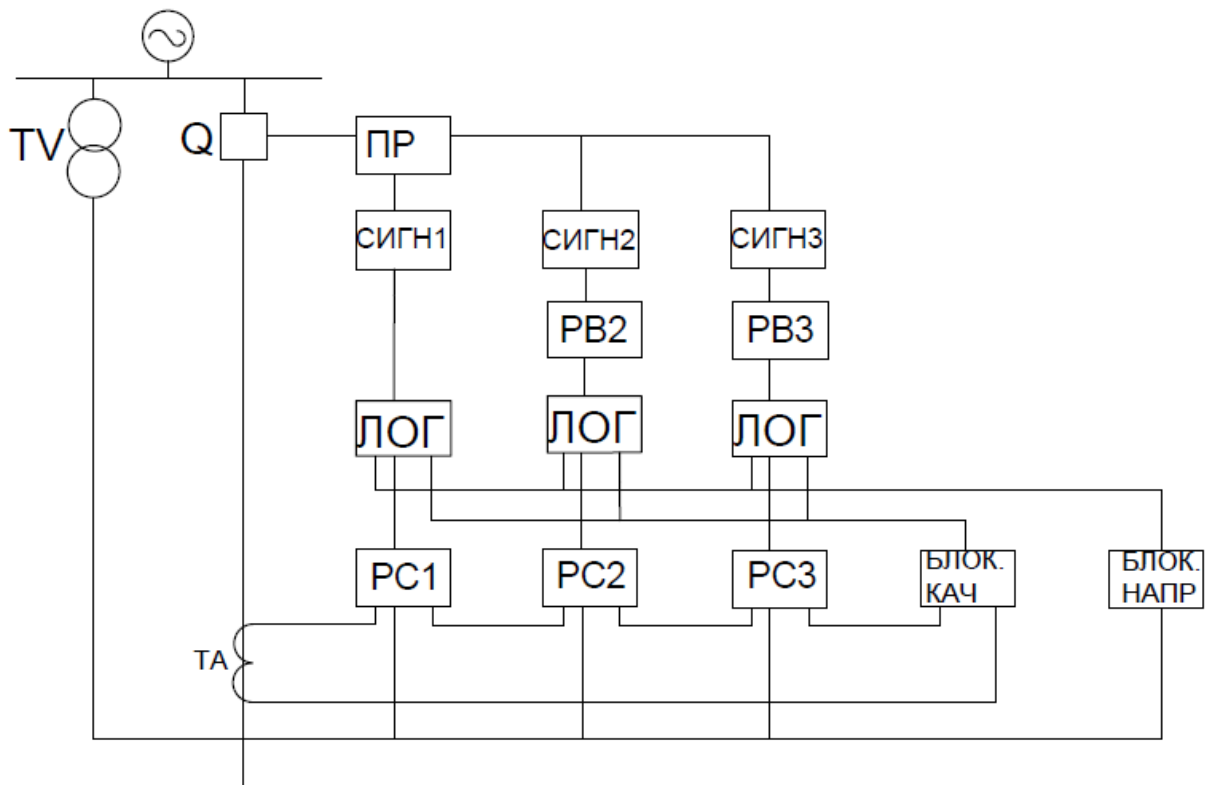


Рисунок 11 – Структурная схема дистанционной защиты

РС1, РС2, РС3 – реле сопротивления, соответственно 1-й, 2-й и 3-й ступеней защиты соответственно; БЛОК.КАЧ – блокировка от качаний; БЛОК.НАПР – блокировка от обрыва цепей напряжения; ЛОГ - логический элемент. Срабатывает, когда все три условия, подводимые к нему, выполняются; РВ2, РВ3 – выдержки времени второй и третьей ступени соответственно; СИГН1, СИГН2, СИГН3 – сигнальные реле 1-й, 2-й и 3-й ступеней защиты соответственно.

11 Расчет дистанционной защиты линии электропередач 110 кВ

В расчете дистанционной защиты будет рассматривать отрезок линии электропередач 110 кВ, на котором расположен трансформатор ГПП, выбранный при проектировании электроснабжения завода по производству кабельной продукции.

На рисунке 12 представлен участок линии, на котором производится расчет дистанционной защиты. Рассчитываю защиту 1.

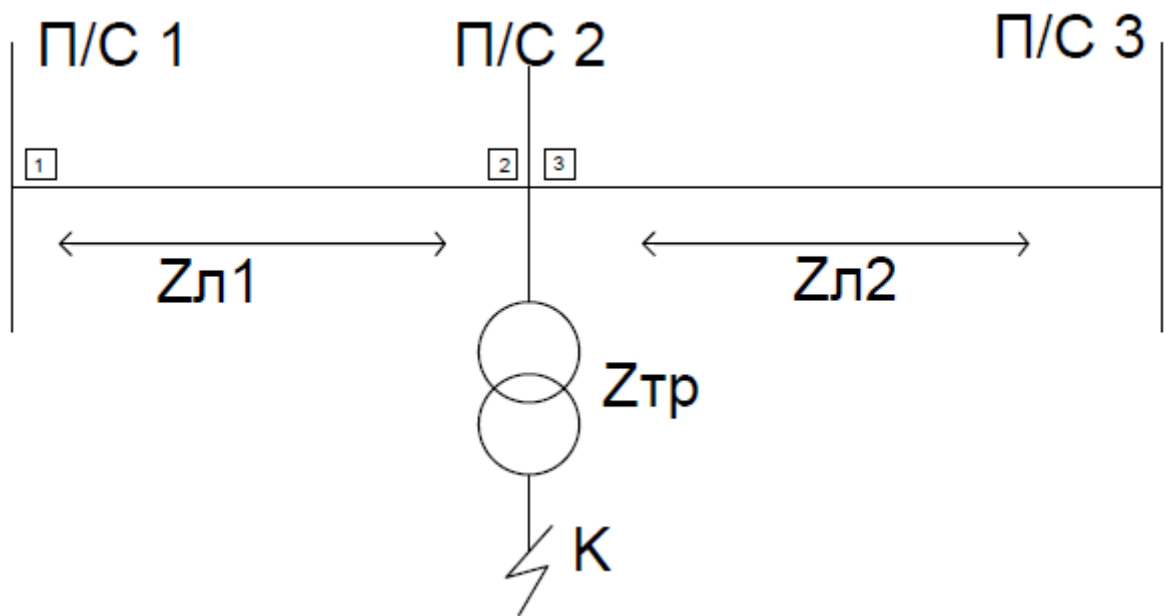


Рисунок 12 – Рассматриваемый участок ДЗ

Данные линии 1:

Длина линии $L_1 = 4,8$ км; Марка провода АС-70; Удельное сопротивление $r_0=0,46$ мОм/м; $x_0=0,34$ мОм/м.

Данные линии 2:

Длина линии $L_2 = 10$ км; Марка провода АС-70; Удельное сопротивление $r_0=0,46$ мОм/м; $x_0=0,34$ мОм/м.

Данные трансформатора ТДН-16000:

Полная мощность $S_{ном}$, кВА = 16000; Напряжение на обмотках высшего напряжения $U_{вн}$, кВ = 110; Напряжение на обмотках низшего напряжения $U_{нн}$, кВ = 35; Потери холостого хода $P_{хх}$, кВт = 14; Потери короткого замыкания $P_{кз}$, кВт = 100; Напряжение короткого замыкания $U_{кз}$, % = 10,5; Ток холостого хода $I_{хх}$, % = 0,2.

По формуле 86 и 87 определим активное и реактивное сопротивление линий.

$$x_{\text{л}} = x_0 * l \quad (86)$$

$$r_{\text{л}} = r_0 * l \quad (87)$$

$$x_{\text{л1}} = 0,34 * 4,8 = 1,63 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{л2}} = 0,34 * 10 = 3,4 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{л1}} = 0,46 * 4,8 = 2,2 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{л2}} = 0,46 * 10 = 4,6 \text{ Ом}$$

По формуле 88 определим полное сопротивление линий.

$$z_{\text{л}} = \sqrt{x_{\text{л}}^2 + r_{\text{л}}^2} \quad (88)$$

$$z_{\text{л1}} = \sqrt{1,63^2 + 2,2^2} = 2,74 \text{ Ом}$$

$$z_{\text{л2}} = \sqrt{3,4^2 + 4,6^2} = 5,72 \text{ Ом}$$

Теперь произведем расчет двух ступеней дистанционной защиты по формулам 89 и 90.

$$z_{\text{с.з1}}^I = \frac{z_{\text{л1}}}{1 + \beta + \delta} \quad (89)$$

где $z_{\text{л1}}$ – сопротивление линии 1;

β – погрешность трансформатора тока, напряжения и релейной аппаратуры в сторону увеличения защищаемой зоны, принимается $\beta=0,05$;

δ – погрешность, которая вызвана неточностью расчетов первичных электрических величин, принимается $\delta=0,1$.

$$z_{\text{с.з1}}^I = \frac{2,74}{1 + 0,05 + 0,1} = 2,38 \text{ Ом}$$

$$z_{c.31}^{II} = \frac{z_{л1} + \frac{1-\alpha}{k_{т.р}} * z_{c.33}^I}{1 + \beta + \delta} \quad (90)$$

где α – погрешность трансформатора тока, напряжения и релейной аппаратуры в сторону уменьшения защищаемой зоны, принимается $\alpha=0,1$;

$z_{c.33}^I$ – первая ступень третьей защиты, Ом;

$k_{т.р}$ – коэффициент токораспределения.

Определим коэффициент токораспределения по формуле 91. В данном случае он будет равен отношению тока в защищаемой линии к току трансформатора, за которым произошло КЗ.

$$k_{т.р} = \frac{I_{л1}}{I_{нн.тр}} \quad (91)$$

По формуле 92 определим ток на низкой стороне трансформатора, необходимый для нахождения коэффициента токораспределения.

$$I_{нн.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} * U_{нн}} \quad (92)$$

$$I_{нн.тр} = \frac{16000 * 10^3}{\sqrt{3} * 10 * 10^3} = 924,8 \text{ А}$$

$$k_{т.р} = \frac{74,2}{924,8} = 0,08$$

По формуле 93 определим первую ступень третьей защиты, это нужно для согласования со второй ступенью первой защиты.

$$z_{c.33}^I = \frac{z_{л2}}{1 + \beta + \delta} \quad (93)$$

$$z_{c.33}^I = \frac{5,72}{1 + 0,05 + 0,1} = 4,97 \text{ Ом}$$

$$z_{c.31}^{II} = \frac{2,74 + \frac{1-0,1}{0,08} * 4,97}{1 + 0,05 + 0,1} = 51 \text{ Ом}$$

Произведем проверку чувствительности по формуле 94.

$$\frac{Z_{с.31}^{II}}{Z_{л1}} \geq 1,25 \quad (94)$$

$$\frac{51}{2,74} \geq 1,25$$

$$18,6 \geq 1,25$$

Условия выполняются, проверка чувствительности прошла успешно.

11.1 Построение характеристик дистанционной защиты

На рисунке 13 изображена четырехугольная характеристика дистанционной защиты линии электропередач.

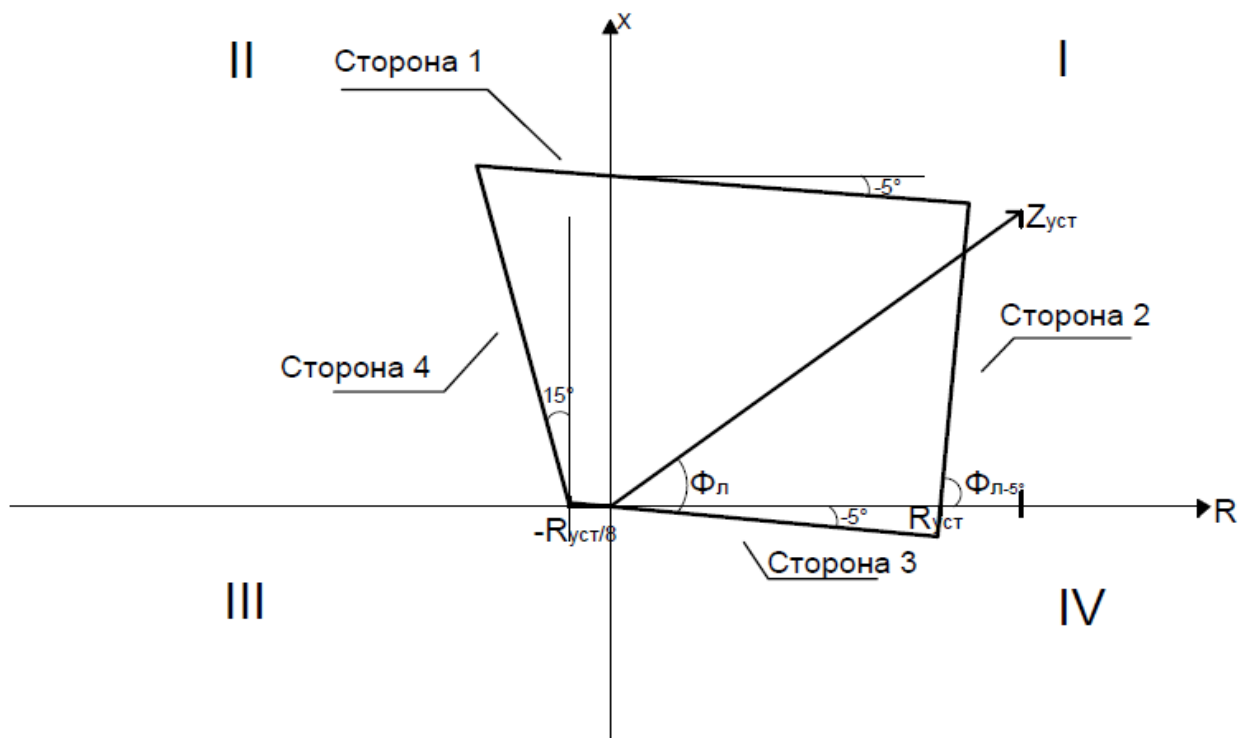


Рисунок 13 – Четырехугольная характеристика первой ступени дистанционной защиты

Угол линии $\Phi_{л}$ зависит от отношения индуктивного и реактивного сопротивления рассматриваемой линии. Определим угол $\Phi_{л}$ по формуле 95.

$$\Phi_{\text{л}} = \arctg\left(\frac{X_{\text{л}}}{R_{\text{л}}}\right) \quad (95)$$

$$\Phi_{\text{л}} = \arctg\left(\frac{1,63}{2,2}\right) = 36,5^\circ$$

Для повышения селективности ДЗ при дуговых замыканиях вне зоны действия первой ступени советуют принять следующие параметры.

Угол наклона стороны 1 относительно оси R – минус 5°. Угол наклона стороны 2 – минус 5°. Угол наклона стороны 3 относительно оси R – минус 5°. Сторона 4 смещена влево от оси R на расстояние $1/8 \cdot R_{\text{уст}}$, угол наклона стороны 4 относительно оси X – 15°.

На рисунке 14 изображена четырехугольная характеристика второй ступени дистанционной защиты.

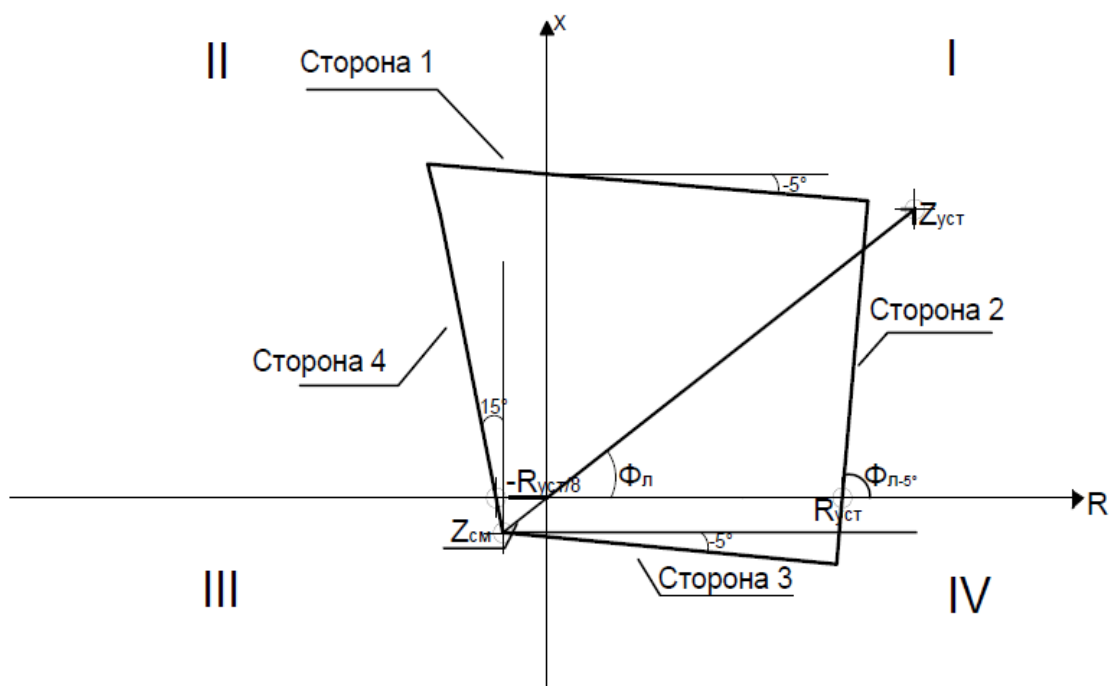


Рисунок 14 – Четырехугольная характеристика второй ступени дистанционной защиты

В данном случае добавляется величина $Z_{\text{см}}$, показывающая смещение по полному сопротивлению.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Выполнение данной дипломной работы позволило решить поставленные мне цели задачи и продемонстрировать умения проектировки и анализа в области электроэнергетики.

Дипломная работа охватывала два ключевых направления: проектирование системы электроснабжения промышленного предприятия и анализ дистанционной защиты воздушной линии электропередачи.

В первой части работы был выполнен расчет и проектирование системы электроснабжения завода по производству кабельной продукции.

Проведен анализ генерального плана и определены электрические нагрузки цехов, что стало основой для последующего выбора основного электрооборудования.

Обоснован выбор силовых трансформаторов, распределительных устройств и кабельных линий.

Выполнены расчеты токов короткого замыкания на различных участках сети завода, что позволило корректно выбрать защитное оборудование и разработать принципы релейной защиты для обеспечения селективности и быстродействия.

Результаты этой части работы представляют собой проработанное техническое решение для обеспечения электроснабжения аналогичных промышленных объектов.

Вторая часть дипломной работы посвящена дистанционной защите воздушной линии электропередачи 110 кВ.

Были изучены принципы работы дистанционной защиты и особенности её применения для защиты ЛЭП.

Выполнен детальный расчет уставок дистанционной защиты для каждой из ступеней с учетом характеристик линии и объектов, расположенных на ней.

Проведена проверка чувствительности и селективности рассчитанных уставок, подтверждающая их эффективность в условиях возможных повреждений на линии.

Полученные результаты показывают способность защиты к надежному реагированию на аварийные режимы и минимизации их последствий.

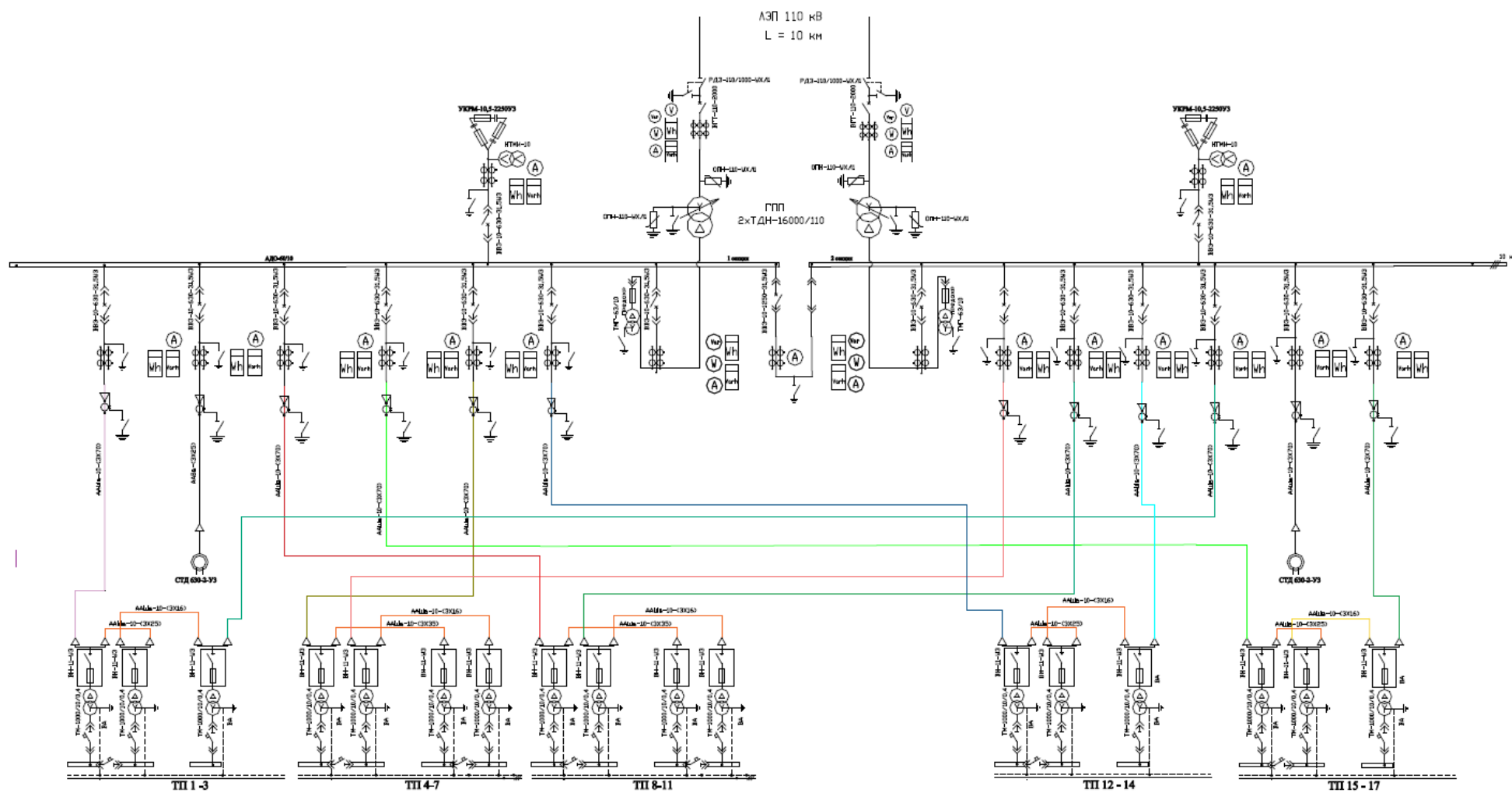
Таким образом, в ходе выполнения дипломной работы был реализован комплекс необходимых расчетов и технических обоснований, подтверждающих мои способности к решению задач проектирования и обеспечения надежности электроэнергетических систем.

Разработанные решения имеют практическую значимость и могут быть применены в реальных проектах электроснабжения промышленных предприятий и эксплуатации линий электропередачи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Сумарокова Л. П. Электроснабжение промышленных предприятий: учебное пособие. Издательство «ТПУ», Томск, 2015. – 288 с.
- 2 Мельников М. А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий. Издательство «ТПУ», Томск, 2015. – 218 с.
- 3 Ершов А. М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения: учебное пособие. Издательство «ЮУрГУ», Челябинск, 2016. – 168 с.
- 4 Кудрин В. А. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для студентов высших учебных заведений. Издательство «Академия», Москва, 2012. – 352 с.
- 5 Калмыков В. В., Калмыков А. В. Системы электроснабжения: проектирование и расчет. Издательство «Лань», Санкт-Петербург, 2019. – 384 с.
- 6 Барыбин В. В., Рябинин Д. В. Интеллектуальные системы электроснабжения. Издательство «Инфра-М», Москва, 2021. – 280 с.
- 7 Дорогунцев В. Г., Дорогунцев А. М., Зиновьев Н. В. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем. Издательство «Юрайт», Москва, 2020. – 527 с.
- 8 Шабад М. А. Расчеты релейной защиты и автоматики: учебное пособие для вузов. Издательство «Лань», Москва, 2019. – 368 с.
- 9 Федосеев А. М., Прохорчик А. П. Релейная защита энергетических систем. Издательство «МЭИ», Москва, 2016. – 304 с.
- 10 Механотроника. Дистанционная защита линий электропередач 35–220 кВ. Расчет уставок и методические указания. Издательство ООО «НТЦ Механотроника», Санкт-Петербург, 2022. – 66 с.
- 11 Бобров В. И., Громов Л. И. Электрические сети и системы: учебник для вузов. Издательство «Инфра-М», Москва, 2020. – 416 с.
- 12 СТ КазННТУ 09–2023. Работы учебные. Общие требования к построению, изложению, оформлению и содержанию текстового и графического материала. Издательство «КазННТУ», Алматы, 2019. – 49 с.
- 13 Файбич С. Н. Электроснабжение промышленных предприятий: учебник для вузов. Издательство «Инфра-М», Москва, 2018. – 544 с.
- 14 Идельчик В. И. Электрические сети и системы: учебник для вузов. Издательство «Энергоатомиздат», Москва, 2018. – 592 с.
- 15 Андреев В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: учебник для студентов высших учебных заведений. Издательство «Академия», Москва, 2015. – 325 с.

Приложение А



Приложение Б

