

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
институт  
Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
В.И. Пантелеев  
подпись инициалы, фамилия  
« 23 » 06 2023 г.

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

13.03.02.31 «Электроэнергетика»  
наименование дисциплины

«Электроснабжение алюминиевого завода»  
тема (вариант)

Руководитель

23.06.23  
подпись, дата

к.т.н., доцент  
должность, учёная степень

А.С. Амузаде  
инициалы, фамилия

Выпускник

23.06.23  
подпись, дата

Е.Д. Лепешкин  
инициалы, фамилия

Нормоконтролер

23.06.23  
подпись, дата

к.т.н., доцент  
должность, учёная степень

А.С. Амузаде  
инициалы, фамилия

Красноярск 2023

ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»  
Политехнический институт

**ОТЗЫВ**

руководителя о бакалаврской работе  
студента *факультета энергетики*  
группы ФЭ19-05Б

Лепешкина Егора Дмитриевича  
(Ф.И.О. студента)

1. Бакалаврская работа выполнена по заданию кафедры

электроэнергетики      ПИ СФУ

---

(наименование организации, отдела)

2. В работе (проекте) решены следующие задачи:

Дана краткая характеристика технологических процессов на участке производства глинозема на заводе. Произведен расчет электрических нагрузок, выбор центра электрических нагрузок, технико-экономическое сравнение вариантов схем электроснабжения, выбор числа и мощности цеховых трансформаторов, выбор кабельных линий, расчет компенсирующих устройств, выбор схемы электроснабжения, расчет токов короткого замыкания, выбор основного электрооборудования, расчет заземления и грозозащиты подстанции, рассмотрены вопросы электробезопасности, а также произведен расчет релейной защиты трансформатора ГПП, спецвопрос на тему «Методы бесконтактной диагностики линий электропередач».

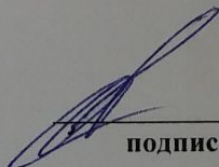
3. Замечания и предложения по проекту и его оценка:

нет

Проект заслуживает оценки «отлично»,

а его автор — присвоения квалификации бакалавр по профилю подготовки Электроэнергетика.

Руководитель проекта

  
подпись

Амузаде А.С.  
Фамилия И.О

23.06.2023<sub>2</sub>

# Отчет о проверке на заимствования №1



Автор: Лепешкин Егор Дмитриевич  
Проверяющий: Захаров Павел Алексеевич  
Организация: Сибирский федеральный университет

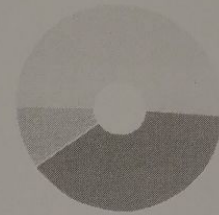
Отчет предоставлен сервисом «Антиплагиат» - <http://sfukras.antiplagiat.ru>

## ИНФОРМАЦИЯ О ДОКУМЕНТЕ

№ документа: 277273  
Начало загрузки: 25.06.2023 13:33:21  
Длительность загрузки: 00:02:49  
Имя исходного файла: diplom\_3.docx  
Название документа: Выпускная квалификационная работа  
Размер текста: 157 КБ  
Тип документа: Выпускная квалификационная работа  
Символов в тексте: 160392  
Слов в тексте: 18591  
Число предложений: 1101  
Способ извлечения текста: OCR

## ИНФОРМАЦИЯ ОБ ОТЧЕТЕ

Начало проверки: 25.06.2023 13:36:11  
Длительность проверки: 00:01:41  
Комментарии: не указано  
Поиск с учетом редактирования: да  
Модули поиска: Интернет Плюс\*, Сводная коллекция РГБ, Цитирование, Переводные заимствования (RuEn), ИПС Адилет, Библиография, Сводная коллекция ЭБС, Переводные заимствования по eLIBRARY.RU (EnRu), Переводные заимствования по коллекции Гарант: аналитика, Переводные заимствования по коллекции Интернет в английском сегменте, Переводные заимствования по Интернету (EnRu), Переводные заимствования по коллекции Интернет в русском сегменте, Переводные заимствования по коллекции Интернет в английском сегменте, Переводные заимствования по коллекции Интернету издательства Wiley, eLIBRARY.RU, СПС ГАРАНТ: аналитика, СПС ГАРАНТ: нормативно-правовая документация, IEEE, Медицина, Диссертации НББ, Коллекция НБУ, Перефразирования по eLIBRARY.RU, Перефразирования по СПС ГАРАНТ: аналитика, Перефразирования по Интернету, Перефразирования по Интернету (EN), Перефразированные заимствования по коллекции Интернет в английском сегменте, Перефразированные заимствования по коллекции Интернет в русском сегменте, Перефразирования по коллекции издательства Wiley, Патенты СССР, РФ, СНГ, СМИ России и СНГ, Модуль поиска "sfukras", Шаблонные фразы, Кольцо вузов, Издательство Wiley, Переводные заимствования



### СОВПАДЕНИЯ

39,37%

### САМОЦИТИРОВАНИЯ

0%

### ЦИТИРОВАНИЯ

9,59%

### ОРИГИНАЛЬНОСТЬ

51,04%

**Совпадения** — фрагменты проверяемого текста, полностью или частично сходные с найденными источниками, за исключением фрагментов, которые система отнесла к цитированию или самоцитированию. Показатель «Совпадения» — это доля фрагментов проверяемого текста, отнесенных к совпадениям, в общем объеме текста.

**Самоцитирования** — фрагменты проверяемого текста, совпадающие или почти совпадающие с фрагментом текста источника, автором или соавтором которого является автор проверяемого документа. Показатель «Самоцитирования» — это доля фрагментов текста, отнесенных к самоцитированию, в общем объеме текста.

**Цитирования** — фрагменты проверяемого текста, которые не являются авторскими, но которые система отнесла к корректно оформленным. К цитированиям относятся также шаблонные фразы; библиография; фрагменты текста, найденные модулем поиска «СПС Гарант: нормативно-правовая документация». Показатель «Цитирования» — это доля фрагментов проверяемого текста, отнесенных к цитированию, в общем объеме текста.

**Текстовое пересечение** — фрагмент текста проверяемого документа, совпадающий или почти совпадающий с фрагментом текста источника.

**Источник** — документ, проиндексированный в системе и содержащийся в модуле поиска, по которому проводится проверка.

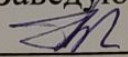
**Оригинальный текст** — фрагменты проверяемого текста, не обнаруженные ни в одном источнике и не отмеченные ни одним из модулей поиска. Показатель «Оригинальность» — это доля фрагментов проверяемого текста, отнесенных к оригинальному тексту, в общем объеме текста.

«Совпадения», «Цитирования», «Самоцитирования», «Оригинальность» являются отдельными показателями, отображаются в процентах и в сумме дают 100%, что соответствует полному тексту проверяемого документа.

Обращаем Ваше внимание, что система находит текстовые совпадения проверяемого документа с проиндексированными в системе источниками. При этом система является вспомогательным инструментом, определение корректности и правомерности совпадений или цитирований, а также авторства текстовых фрагментов проверяемого документа остается в компетенции проверяющего.

№	Доля в тексте	Доля в отчете	Источник	Актуален на	Модуль поиска	Блоков в отчете	Блоков в тексте	Комментарии
[01]	18,96%	2,01%	<a href="https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/https://elib.sfu-kras.ru">https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/https://elib.sfu-kras.ru</a>	06 Июн 2023	Интернет Плюс*	76	407	
[02]	18,61%	0,17%	Электроснабжение завода геологора... <a href="https://core.ac.uk">https://core.ac.uk</a>	03 Фев 2023	Интернет Плюс*	5	394	
[03]	18,6%	0%	<a href="https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/https://elib.sfu-kras.ru">https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/https://elib.sfu-kras.ru</a>	06 Янв 2023	Интернет Плюс*	0	393	
[04]	18,6%	0%	<a href="https://core.ac.uk/download/pdf/81246...https://core.ac.uk">https://core.ac.uk/download/pdf/81246...https://core.ac.uk</a>	20 Июн 2020	Интернет Плюс*	0	393	
[05]	18,6%	0%	<a href="https://core.ac.uk/download/pdf/81246...https://core.ac.uk">https://core.ac.uk/download/pdf/81246...https://core.ac.uk</a>	13 Июн 2020	Интернет Плюс*	0	393	
[06]	17,84%	0,22%	Электроснабжение деревообрабатыв... <a href="https://core.ac.uk">https://core.ac.uk</a>	16 Июн 2023	Интернет Плюс*	8	395	
[07]	16,26%	5,43%	<a href="https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/https://elib.sfu-kras.ru">https://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/https://elib.sfu-kras.ru</a>	06 Янв 2023	Перефразированные заимствования по коллекции Интернет в русском сегменте	10	39	
[08]	14,75%	0,82%	<a href="http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/http://elib.sfu-kras.ru">http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/http://elib.sfu-kras.ru</a>	24 Апр 2022	Интернет Плюс*	11	183	
[09]	14,75%	0%	<a href="http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/http://elib.sfu-kras.ru">http://elib.sfu-kras.ru/bitstream/handle/http://elib.sfu-kras.ru</a>	27 Дек 2021	Интернет Плюс*	0	183	

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
Политехнический институт  
институт  
Электроэнергетика  
кафедра

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
 В.И. Пантелеев  
подпись                      инициалы, фамилия  
« 14 »                      03 2023 г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме дипломного проекта**

Студенту Лепешкину Егору Дмитриевичу

Группа ФЭ19-05Б Направление (специальность) 13.03.02.31

номер

код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы

Электроснабжение алюминиевого завода

Утверждена приказом по университету № 4121/с от 14.03.23

Руководитель ВКР А.С. Амузаде, к.т.н, доцент, кафедра ЭЭ ПИ СФУ.

инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР:

1. Схема генерального плана завода
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 100 МВА, напряжением 220/110/35 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность системы 1800 МВА.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,2 км;
5. Завод работает в три смены.

Перечень разделов ВКР:

1. Введение;
2. Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения;
3. Определение расчетной нагрузки предприятия;
4. Определение центра электрических нагрузок;
5. Проектирование систем внешнего электроснабжения;
6. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения;
7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности;
8. Выбор кабельных линий;
9. Формирование однолинейной схемы промышленного предприятия;
10. Расчет трехфазных токов короткого замыкания;
11. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей;
12. Расчет грозозащиты главной понизительной подстанции;
13. Расчет заземляющих устройств;
14. Релейная защита силового трансформатора ТРДН-40000/110;
15. Безопасность электроустановок.
16. Методы бесконтактной диагностики линий электропередач.
17. Техничко-экономические показатели системы электроснабжения.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП-13.03.02.31 ПЗ

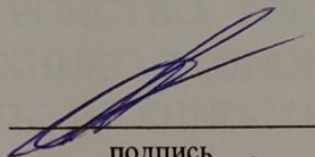
Лист

3

Перечень графического материала:

1. Генплан блока завода цехов с картограммой электрических нагрузок;
2. Экономическое сравнение вариантов внешнего электроснабжения;
3. Однолинейная схема электроснабжения блока цехов;
4. План и разрез ГПП;
5. Схема релейной защиты трансформатора ГПП;
6. Таблица ТЭП;
7. Чертеж спецвопроса.

Руководитель ВКР

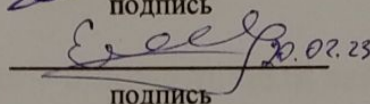


подпись

Амузаде А.С.

инициалы и фамилия руководителя

Задание принял к исполнению



подпись

Лепешкин Е.Д.

инициалы и фамилия студента

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой ЭЭ

\_\_\_\_\_ Пантелеев В.И.

подпись

инициалы, фамилия

«\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2023г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА**  
**в форме дипломного проекта**

13.03.02.07 Электроснабжение

Электроснабжение Аллюминиевого завода

Пояснительная записка

Руководитель \_\_\_\_\_

подпись, дата

\_\_\_\_\_ должность, ученая степень

А.С. Амузаде

инициалы, фамилия

Выпускник \_\_\_\_\_

подпись, дата

Е.Д. Лепешкин

инициалы, фамилия

Красноярск 2023

Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение  
высшего образования  
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ

Кафедра «Электроэнергетика»

УТВЕРЖДАЮ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_ Пантелеев В.И.

подпись

инициалы, фамилия

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2023г.

**ЗАДАНИЕ**  
**НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ**  
**в форме дипломного проекта**



Студенту Лепешкину Егору Дмитриевичу  
 Группа ФЭ19-05Б Направление (специальность) 13.03.02.07  
номер код

Электроснабжение

наименование

Тема выпускной квалификационной работы  
Электроснабжение Аллюминиевого завода

Утверждена приказом по университету № 4121/с от 14.03.23

Руководитель ВКР А.С. Амузаде, к.т.н, доцент кафедры ЭЭ ПИ СФУ.  
инициалы, фамилия, должность, ученое звание и место работы

Исходные данные для ВКР:

1. Схема генерального плана завода
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода
3. Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы неограниченной мощности, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью по 100 МВА, напряжением 220/110/35 кВ. Трансформаторы работают раздельно. Мощность системы 1800 МВА.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,2 км;
5. Завод работает в три смены.

Перечень разделов ВКР:

1. Введение;
2. Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения;
3. Определение расчетной нагрузки предприятия;
4. Определение центра электрических нагрузок;
5. Проектирование систем внешнего электроснабжения;
6. Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения;
7. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности;
8. Выбор кабельных линий;
9. Формирование однолинейной схемы промышленного предприятия;
10. Расчет трехфазных токов короткого замыкания;
11. Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей;
12. Расчет грозозащиты главной понизительной подстанции;
13. Расчет заземляющих устройств;
14. Релейная защита силового трансформатора ТРДН-40000/110;
15. Безопасность электроустановок.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>			
<i>Изм</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>	<i>Электроснабжение алюми- ниевого завода</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Разраб.</i>		<i>Лепешкин Е.Д.</i>				<i>У</i>	<i>3</i>	<i>108</i>
<i>Пров.</i>		<i>Амузаде А.С.</i>			<i>Кафедра Электроэнергетики</i>			
<i>Н.Контр.</i>								
<i>Утв.</i>		<i>Пантелеев В.И.</i>						

16. Методы бесконтактной диагностики линий электропередач.

Перечень графического материала:

Руководитель ВКР

\_\_\_\_\_

подпись

Амузаде А.С.

инициалы и фамилия руководителя

Задание принял к исполнению

\_\_\_\_\_

подпись

Лепешкин Е.Д.

инициалы и фамилия студента

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		4

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа по теме «Электроснабжение алюминиевого завода» содержит 109 страниц текстового документа, 18 иллюстраций, 43 таблицы, 201 формулу, 1 приложение, 47 использованных источников, 5 листов графического материала.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА, ТРАНСФОРМАТОР, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО, ТОК, НАПРЯЖЕНИЕ, КОРОТКОЕ ЗАМЫКАНИЕ, ЦЕХ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ, НАГРУЗКА, БЕЗОПАСНОСТЬ, МОЩНОСТЬ, ПОТЕРИ, ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЯ.

Объект электроснабжения – алюминиевый завод.

Цели проектирования:

- выбор наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения;
- определение месторасположения ГПП;
- обеспечению надежности электроснабжения;
- организация электроснабжения завода с минимальными затратами;
- обеспечение высокого качества электроэнергии;
- максимальное приближение источников питания к центрам нагрузки;
- обеспечение безопасности и удобства эксплуатации производственного и силового оборудования.

В результате проектирования системы электроснабжения завода было выбрано новейшее оборудование, рассчитаны технико-экономические показатели проекта и обеспечена безопасность для работающего электротехнического персонала.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		5

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	11
1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения.....	12
1.1 Классификация цехов по взрыво– и пожароопасности.....	13
1.2 Определение категории цехов по надежности электроснабжения.....	14
2 Определение расчетной нагрузки предприятия.....	15
2.1 Определение расчетной нагрузки цехов.....	15
2.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом.....	20
3 Определение центра электрических нагрузок.....	22
4 Проектирование систем внешнего электроснабжения.....	25
4.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия.....	25
4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП.....	28
5 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения.....	29
5.1 Сравнение вариантов напряжения внешнего электроснабжение по затратам на потребление электроэнергии.....	29
5.2 Техничко-экономический расчет первого варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 220 кВ.....	31
5.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ.....	31
5.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения.....	32
5.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии.....	34
5.3 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы электроснабжения. Питание от шин 110 кВ.....	35
5.3.1 Выбор сечения проводов ВЛ.....	35
5.3.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения.....	36
5.3.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии.....	37
6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.....	38
6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов.....	39
6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей.....	42
6.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ.....	43
7 Выбор кабельных линий.....	45

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	ДП-13.03.02.07				6

8	Формирование однолинейной схемы промышленного предприятия по шинам ГПП 10 кВ .....	48
9	Расчет трехфазных токов короткого замыкания.....	48
10	Выбор электрических аппаратов и токоведущих частей.....	52
10.1	Выбор выключателей и разъединителей .....	52
10.1.1	Выбор выключателей и разъединителей на стороне ВН 110 кВ в цепи трансформатора ТРДН-40000/110.....	53
10.1.2	Выбор выключателей и разъединителей стороне НН 10 кВ в цепи трансформатора ТРДН-40000/110.....	54
10.1.3	Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН 10 кВ в цепи кабельных линий.....	55
10.2	Выбор измерительных трансформаторов тока .....	56
10.2.1	Выбор трансформаторов тока, встроенных во вводы силового трансформатора ТРДН-40000/110.....	57
10.2.2	Выбор трансформаторов тока на стороне ВН 110 кВ.....	58
10.2.3	Выбор трансформаторов тока на стороне НН 10 кВ.....	60
10.2.4	Выбор трансформаторов тока в цепи кабельной линии .....	62
10.3	Выбор измерительных трансформаторов напряжения .....	64
10.3.1	Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН 110 кВ.....	64
10.3.2	Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН 10 кВ .....	65
10.4	Выбор сборных шин и ошиновок.....	66
10.4.1	Выбор сборных шин и ошиновок на стороне ВН.....	66
10.4.2	Выбор жестких шин и ошиновок на стороне НН.....	67
10.5	Выбор изоляторов .....	69
10.5.1	Выбор подвесных изоляторов на стороне ВН .....	70
10.5.2	Выбор опорных изоляторов на стороне НН.....	71
10.5.3	Выбор проходных изоляторов.....	71
10.6	Выбор ограничителей перенапряжения.....	72
10.7	Выбор трансформаторов собственных нужд .....	75
10.8	Выбор предохранителей.....	77
10.9	Выбор автоматических выключателей .....	79
11	Расчет грозозащиты главной понизительной подстанции.....	79
11.1	Зона защиты между первым и вторым молниеотводами.....	81
11.2	Зона защиты между вторым и третьим молниеотводами.....	82
12	Расчет заземляющих устройств .....	84
13	Релейная защита силового трансформатора ТРДН-40000/110.....	87

13.1	Выбор трансформаторов тока и трансформаторов напряжения для подключения релейной защиты.....	88
13.2	Дифференциальная защита .....	89
13.2.1	Определение минимального тока срабатывания .....	89
13.2.2	Определение крутизны первого и второго наклонного участка тормозной характеристики .....	89
13.2.3	Определение тока срабатывания дифференциальной отсечки .....	90
13.3	Защита от токов внешних коротких замыканий .....	91
13.4	Защита от технологических перегрузок на стороне ВН и НН .....	91
13.5	Защита от повреждений и снижения уровня масла.....	92
14	Безопасность электроустановок .....	92
15	Методы бесконтактной диагностики линий электропередач.....	93
15.1	УФ-диагностика .....	94
15.2	ИК-диагностика.....	97
15.3	Съемка камерами высокого разрешения .....	99
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	101
	ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	105

## Исходные данные

1. Схема генерального плана завода, рисунок 1.
2. Сведения об электрических нагрузках по цехам завода, таблица 1.
3. Питание осуществляется от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора мощностью 100 МВА каждый, с напряжением 220/110/35 кВ.
4. Расстояние от подстанции энергосистемы до завода 1,2 км.
5. Завод работает в три смены.

Таблица 1 – Электрические нагрузки завода твердых сплавов

Номер цеха	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
Потребители 0,4 кВ		
1	Цех подготовки сырья	1200
2	Склады усреднения	2800
3	Блок мокрого размола	5100
4	Блок мокрой обработки	15000
5	Декомпозиция	5200
6	Выпарка	7200
7	Блок обработки гидратов	6800
8	Цех кальцинации	3200
9	Склад соды	250
10	Склад глинозема	220
11	Компрессорная станция	400
12	Механический цех	4000
13	Административный корпус	520
Потребители 10 кВ		
1	Цех подготовки сырья	1200
3	Блок мокрого размола	4000
8	Цех кальцинации	4800
11	Компрессорная станция	1400

Освещение цехов и территории определить по площади.

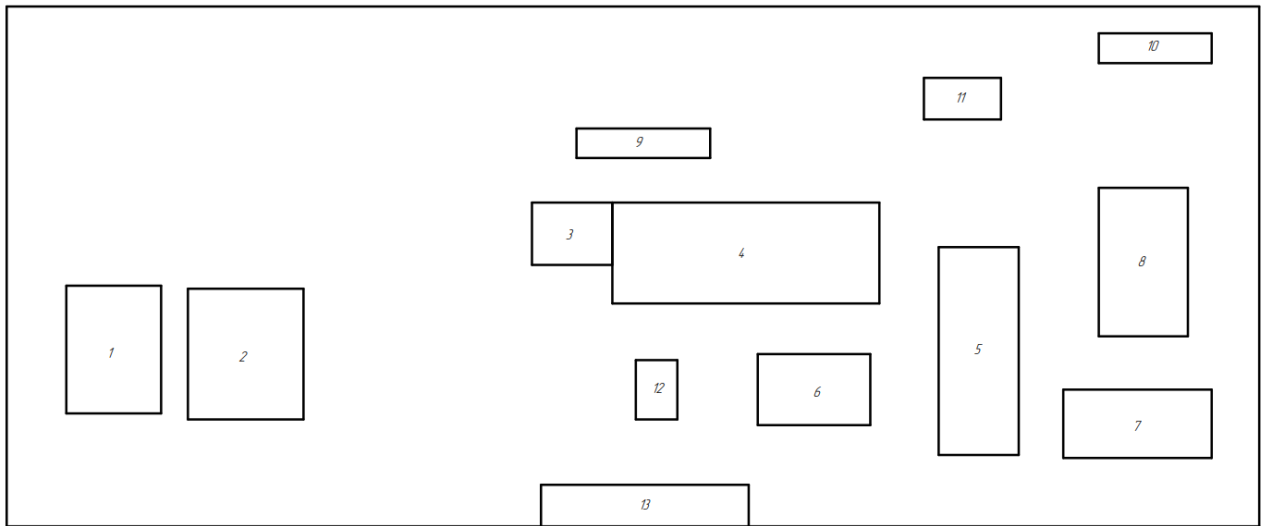


Рисунок 1 – Генеральный план завода

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

ДП-13.03.02.07



## ВВЕДЕНИЕ

Система электроснабжения предприятия, состоящая из сетей напряжением до 1000 В и выше, трансформаторных и преобразовательных подстанций, служит для обеспечения требований производства путем подачи электроэнергии от источника питания к месту потребления в необходимом количестве и соответствующего качества. Система электроснабжения промпредприятия является подсистемой технологической системы производства, которая предъявляет определенные требования к электроснабжению.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения промпредприятия являются и заключаются в оптимизации параметров этой системы путем правильного выбора напряжений, определения электрических нагрузок и требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств компенсации реактивной мощности и т.д.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		11

## 1 Краткая характеристика технологического процесса и требования к надежности электроснабжения

Производство алюминия включает несколько этапов, так как алюминий в чистом виде в природе не встречается.

Первым этапом происходит добыча бокситов. Эта горная порода богата алюминием, который содержится в ней в форме гидрооксидов.

Боксит дробят, высушивают и размалывают в мельницах вместе с небольшим количеством воды. Образовавшуюся густую массу собирают в емкости и нагревают паром, чтобы отделить большую часть кремния, содержащегося в бокситах.

Далее руду обрабатывают щелочью. В получившийся щелочной раствор из руды переходит практически весь оксид алюминия, а все посторонние примеси формируют твердый осадок – красный шлам.

Получившийся раствор алюмината натрия несколько суток перемешивают в декомпозиерах, в результате чего в осадок выпадает чистый глинозем.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		12

## 1.1 Классификация цехов по взрыво– и пожароопасности

Пожароопасной зоной называется пространство внутри и вне помещений, в пределах которого постоянно или периодически обращаются горючие (сгораемые) вещества, и в котором они могут находиться при нормальном технологическом процессе или его нарушениях.

Выделяют четыре класса пожароопасных зон, согласно которым выбирают и размещают электроустановки в зависимости от классификации горючих материалов (жидкостей, пылей и волокон), обращающихся в технологическом процессе:

1. Зоны класса П-I – зоны, расположенные в помещениях, где образуются горючие жидкости с температурой вспышки выше  $61\text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

2. Зоны класса П-II – зоны, расположенные в помещениях, где выделяются горючие пыль или волокна с нижним концентрационным пределом воспламенения более  $65\text{ г/м}^3$  к объему воздуха;

3. Зоны класса П-IIa – зоны, расположенные в помещениях, где образуются твердые горючие вещества;

4. Зоны класса П-III – зоны, расположенные вне помещения зоны, где образуются горючие жидкости с температурой вспышки выше  $61\text{ }^{\circ}\text{C}$  или твердые горючие вещества.

Для цехов завода твердых сплавов характерной зоной взрывоопасности является категория В-Iб – зона, расположенная в помещениях, где при нормальной эксплуатации взрывоопасные смеси горючих газов или паров ЛВЖ с воздухом не образуются, а возможны только в результате аварий или неисправностей и которые отличаются одной из следующих особенностей:

1. Горючие газы в этих зонах обладают высоким нижним концентрационным пределом воспламенения ( $15\%$  и более) и резким запахом при предельно допустимых концентрациях (например, машинные залы аммиачных компрессорных и холодильных абсорбционных установок).

2. Помещения производств, связанных с обращением газообразного водорода, в которых по условиям технологического процесса исключается образование взрывоопасной смеси в объеме, превышающем  $5\%$  свободного объема помещения, имеют взрывоопасную зону только в верхней части помещения. Взрывоопасная зона условно принимается от отметки  $0,75$  общей высоты помещения, считая от уровня пола, но не выше кранового пути, если таковой имеется (например, помещения электролиза воды, зарядные станции тяговых и стартерных аккумуляторных батарей).

Пункт 2 не распространяется на электромашинные помещения с турбогенераторами с водородным охлаждением при условии обеспечения электромашинного помещения вытяжной вентиляцией с естественным побуждением. Эти электромашинные помещения имеют нормальную среду.

К классу В-Iб относятся также зоны лабораторных и других помещений, в которых ГГ и ЛВЖ имеются в количествах, недостаточных для создания взрывоопасной смеси в объеме, превышающем  $5\%$  свободного объема помещения, и

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		13

в которых работа с горючими газами и ЛВЖ производится без применения открытого пламени. Эти зоны не относятся к взрывоопасным, если работа с ГГ и ЛВЖ производится в вытяжных шкафах или под вытяжными зонтами [1, п. 7.3.42].

Классификации пожароопасной и взрывоопасной зон цехов представлена в таблице 1.1.

## 1.2 Определение категории цехов по надежности электроснабжения

Согласно ПУЭ [1, п. 1.2.18] в отношении обеспечения надежности электроснабжения электроприемники разделяются на следующие три категории:

Электроприемники первой категории – электроприемники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, угрозу для безопасности государства, значительный материальный ущерб, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства, объектов связи и телевидения.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы жизни людей, взрывов и пожаров.

Электроприемники второй категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей.

Электроприемники третьей категории — все остальные электроприемники, не попадающие под определения первой и второй категорий.

К электроприемникам первой категории относятся:

– цех подготовки сырья, так как этот цех осуществляет прием, дробление и усреднение боксита, известняка и угля, а также прием кальцинированной соды и выдачу перечисленных материалов в процесс и перерыв в электроснабжении этого цеха может повлечь за собой массовый брак продукции и расстройство сложного технологического процесса;

– блок мокрого размола, также входит в число тех цехов, перерыв в электроснабжении которых может повлечь за собой массовый брак продукции и расстройство сложного технологического процесса;

– Компрессорная станция.

Добыча глинозема и бокситов очень сложный процесс, так как работа всех цехов тесно взаимосвязана и перерыв в электроснабжении одного из них может повлечь массовый сбой брак продукции, поэтому к первой категории также относятся:

– Блок мокрой обработки;

– Декомпозиция;

– Выпарка;

									Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					14
<i>ДП-13.03.02.07</i>									

- Блок обработки гидратов;
- Цех кальцинации.

К третьей категории относятся склады усреднения, склад соды и склад глинозема, так как они являются дополнительными объектами завода.

Остальные цеха относятся ко второй категории. К ним относятся механический цех и административный корпус.

Сведем характеристику производственных цехов в таблицу 1.1.

Таблица 1.1 – Характеристика производственных цехов

№ цеха	Наименование потребителя	Категория надежности эл/сн	Пожароопасная зона	Взрывоопасная зона
1	Цех подготовки сырья	I	П-Ша	В-Ша
2	Склады усреднения	III	Не классифицируется	В-Ша
3	Блок мокрого размола	I	П-Ша	В-Ша
4	Блок мокрой обработки	I	П-Ша	В-Ша
5	Декомпозиция	I	П-Ша	В-Ша
6	Выпарка	I	П-Ша	В-Ша
7	Блок обработки гидратов	I	П-Ша	В-Ша
8	Цех кальцинации	I	П-Ша	В-Ша
9	Склад соды	III	Не классифицируется	В-Ша
10	Склад глинозема	III	Не классифицируется	В-Ша
11	Компрессорная станция	I	П-Ша	В-Ша
12	Механический цех	II	П-Ша	В-Ша
13	Административный корпус	II	Не классифицируется	В-Ша

## 2 Определение расчетной нагрузки предприятия

Первым этапом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надежность работы электрооборудования [2, с. 6].

### 2.1 Определение расчетной нагрузки цехов

Расчет ведется по установленной мощности и коэффициенту спроса. Суммарная установленная мощность силового оборудования по цехам завода приводится в исходных данных. Коэффициенты  $\cos \varphi$ ,  $K_c$ ,  $K_{co}$  выбираются по справочным таблицам в зависимости от технологического процесса и режима работы цеха [2, табл. 2.1, табл. 2.3]. Освещение участков и территории цеха рассчитываются по площади. Площадь определяется по генплану.

Расчетная активная силовая нагрузка, кВт:

$$P_p = K_c \cdot P_{ном} , \quad (2.1)$$

где  $P_{ном}$  – суммарная номинальная активная мощность электроприемников цеха, кВт, по исходным данным (табл. 1);

$K_c$  – средний коэффициент спроса, характерный для цеха, о.е., принимаемый по [2, табл. 2.1].

Расчетная реактивная силовая нагрузка, квар:

$$Q_p = P_p \cdot tg \varphi , \quad (2.2)$$

где  $tg \varphi$  – коэффициент реактивной мощности, соответствующий характерному для приемников данного цеха средневзвешенному значению коэффициента мощности, о.е., принимаемому по [2, табл. 2.1].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха, кВт:

$$P_{po} = K_{co} \cdot P_{но} , \quad (2.3)$$

где  $K_{co}$  – средний коэффициент спроса для приемников электрического освещения, характерный для цеха, о.е., принимаемый по [2, табл. 2.3];

$P_{но}$  – установленная мощность приемников электрического освещения, кВт:

$$P_{но} = P_{удо} \cdot F , \quad (2.4)$$

где  $P_{удо}$  – удельная осветительная нагрузка цеха, кВт/м<sup>2</sup>, по [2, табл. 2.4];

$F$  – площадь цеха по генплану (рис. 1) по исходным данным, м<sup>2</sup>.

Расчетная реактивная нагрузка для осветительной установки с газоразрядными лампами, квар:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg \varphi_o , \quad (2.5)$$

где  $tg \varphi_o$  – коэффициент мощности приемников источников света, о.е., принимаемый по [2, табл. 2.5].

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха, кВА:

					ДП-13.03.02.07	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		16

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{po})^2 + (Q_p + Q_{po})^2} . \quad (2.6)$$

Ниже приведен расчет для цеха подготовки сырья.

Расчетная активная силовая нагрузка по (2.1), кВт:

$$P_p = 0,7 \cdot 1200 = 840 .$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка по (2.2), квар:

$$Q_p = 840 \cdot 0,75 = 630 .$$

Установленная мощность приемников электрического освещения по (2.4), кВт:

$$P_{но} = 0,017 \cdot 12531 = 213,027 .$$

Расчетная активная осветительная нагрузка цеха по (2.3), кВт:

$$P_{po} = 0,95 \cdot 213,027 = 202,38 .$$

Расчетная реактивная осветительная нагрузка цеха по (2.5), квар:

$$Q_{po} = 202,38 \cdot 0,48 = 98,02 .$$

Полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха по (2.6), кВА:

$$S_p = \sqrt{(840 + 202,38)^2 + (630 + 98,02)^2} = 1271,44 .$$

Расчет остальных нагрузок цехов производится аналогично. Результаты расчета нагрузок цехов представлены в таблице 2.1.

					<i>ДП-13.03.02.07</i>	<i>Лист</i>
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подп.</i>	<i>Дата</i>		17

№ п/п	№ докум.	Подп.	Дата	Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок по цехам														
				№ цеха	Наименование потребителя	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка
$P_{ном},$ кВт	$K_c,$ о.е.	$\cos \varphi,$ о.е.	$tg \varphi,$ о.е.			$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F, m^2$	$P_{уд},$ кВт	$P_{н.о.},$ кВт	$K_{со},$ о.е.	$P_{ро},$ кВт	$\cos \varphi_о,$ о.е.	$tg \varphi_о,$ о.е.	$Q_{р.о.},$ квар	$P_p + P_{ро},$ кВт	$Q_p + Q_{ро},$ квар	$S_p,$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Потребители 0,4 кВ																		
1	Цех подготовки сырья	1200	0,7	0,8	0,75	840	630,0 0	12531	0,01 7	213, 027	0,95	202,3 8	0,9	0,4 8	98,0 2	1042, 38	728,0 2	1271, 44
2	Склады усреднения	2800	0,7	0,8	0,75	1960	1470	15378	0,01 5	230, 67	0,95	219,1 4	0,9	0,4 8	106, 13	2179, 14	1576, 13	2689, 39
3	Блок мокрого размола	5100	0,7	0,8	0,75	3570	2677, 5	5013, 3	0,01 5	75,1 995	0,95	71,44	0,9	0,4 8	34,6 0	3641, 44	2712, 10	4540, 44
4	Блок мокрой обработки	1500 0	0,7	0,8	0,75	1050 0	7875	27832 ,8	0,01 5	417, 492	0,95	396,6 2	0,9	0,4 8	192, 09	10896 ,62	8067, 09	13557 ,81
5	Декомпозиция	5200	0,7	0,8	0,75	3640	2730	17010 ,1	0,01 5	255, 1515	0,95	242,3 9	0,9	0,4 8	117, 40	3882, 39	2847, 40	4814, 63
6	Выпарка	7200	0,7	0,8	0,75	5040	3780	7855, 7	0,01 6	125, 6912	0,95	119,4 1	0,9	0,4 8	57,8 3	5159, 41	3837, 83	6430, 27
7	Блок обработки гидратов	6800	0,7	0,8	0,75	4760	3570	10358	0,01 6	165, 728	0,95	157,4 4	0,9	0,4 8	76,2 5	4917, 44	3646, 25	6121, 80
8	Цех кальцинации	3200	0,7	0,8	0,75	2240	1680	13407	0,01 7	227, 919	0,6	136,7 5	0,9	0,4 8	66,2 3	2376, 75	1746, 23	2949, 28
9	Склад соды	250	0,4	0,7	1,02	100	102,0 2	3865	0,01 5	57,9 75	0,6	34,79	0,9	0,4 8	16,8 5	134,7 9	118,8 7	179,7 1
10	Склад глинозема	220	0,4	0,7	1,02	88	89,78	3104, 2	0,01 5	46,5 63	0,95	44,23	0,9	0,4 8	21,4 2	132,2 3	111,2 0	172,7 8
11	Компрессорная станция	400	0,7	0,8	0,75	280	210	3313, 7	0,01 5	49,7 055	0,95	47,22	0,9	0,4 8	22,8 7	327,2 2	232,8 7	401,6 2
12	Механический цех	4000	0,7	0,8	0,75	2800	2100	2430	0,01 5	36,4 5	0,95	34,63	0,9	0,4 8	16,7 7	2834, 63	2116, 77	3537, 77
13	Административный корпус	520	0,7	0,8	0,75	364	273	8884	0,01 6	142, 144	0,95	135,0 4	0,9	0,4 8	65,4 0	499,0 4	338,4 0	602,9 5

ДП



Изм	Лист	№ док-м.	Подп.	Дата	Продолжение таблицы 2.1																		
					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
					14	Освещение территории							125695 3,50	0,00 16	2011 ,126	1	2011, 12	0,9	0,4 8	974, 0325 837	2011, 13	974,0 3	2234, 58
					Итого по 0,4 кВ		5189 0				3618 2	2718 7,30	130982 ,8				2043, 7157		18 41	891, 86	40034 ,59	29053 ,19	49502 ,16
					Потребители 10кВ																		
					1	Цех подготовки сырья	1200	0,7	0,9	0,48	840	406, 83									840,0 0	406,8 3	933,3 3
					3	Блок мокрого размола	4000	0,7	0,9	0,48	2800	1356 ,10									2800, 00	1356, 10	3111, 11
					8	Цех кальцинации	4800	0,7	0,9	0,48	3360	1627 ,32									3360, 00	1627, 32	3733, 33
					11	Компрессорная станция	1400	0,7	0,9	0,48	980	474, 64									980,0 0	474,6 4	1088, 89
					Итого по 10 кВ		1140 0				7980	3864 ,89									7980, 00	3864, 89	8866, 67
					Итого		6329 0				4416 2	3105 2,19			4054 ,841 3		3852, 5926 15			1865 ,895 764	48014 ,59	32918 ,08	58368 ,82

ДП

## 2.2 Определение расчетной нагрузки завода в целом

Расчетная полная мощность завода определяется по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения территории завода, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП (при ее сооружении), компенсации реактивной мощности.

Так как цеховые трансформаторы и трансформаторы ГПП еще не выбраны, то потери активной и реактивной мощности в них определим приближенно. Тогда для цеховых трансформаторов потери активной, кВт, и реактивной мощностей, квар:

$$\Delta P = 0,02 \cdot S_p, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q = 0,1 \cdot S_p, \quad (2.8)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность силовых и осветительных приемников цеха, кВА.

По таблице 2.1  $S_p = 49502,15$  кВА.

Потери в цеховых трансформаторах активные, кВт, и реактивные, квар, по формулам (2.7) и (2.8) соответственно:

$$\Delta P_{цт} = 0,02 \cdot 49502,15 = 990,043,$$

$$\Delta Q_{цт} = 0,1 \cdot 49502,15 = 4950,215.$$

Ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом, квар:

$$Q_{КУ} = \Sigma Q_{p0,4} + \Sigma Q_{p10} + \Delta Q_{цт} - Q_{Э}, \quad (2.9)$$

где  $\Sigma Q_{p0,4}$  – суммарная реактивная расчетная нагрузка потребителей 0,4 кВ с учетом осветительной нагрузки, квар;

$\Sigma Q_{p10}$  – суммарная реактивная расчетная нагрузка потребителей 10 кВ, квар;

$\Delta Q_{цт}$  – реактивные потери в цеховых трансформаторах, квар;


$Q_{Э}$  – экономически целесообразная реактивная мощность, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность, которая передается энергосистемой предприятию в часы максимальных нагрузок, квар:

$$Q_{Э} = k_{\alpha} \cdot \Sigma P_p = 0,29 \cdot 48014,59 = 13924,23, \quad (2.10)$$

где  $k_{\alpha}$  – коэффициент, зависящий от номинального напряжения питающих линий, примем 0,29 для ЛЭП 110 кВ, о.е.;

$\Sigma P_p$  – суммарная активная нагрузка завода, кВт.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		20

Тогда ориентировочно необходимая мощность компенсирующих устройств по заводу в целом по (2.9), квар:

$$Q_{КУ} = 28079,16 + 974,03 + 3864,89 + 4950,215 - 13924,23 \\ = 23944,065 .$$

Расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП или ГРП с учетом коэффициента разновременности максимумов силовой нагрузки, квар:

$$Q_{p\Sigma 10} = (Q_{p0,4} + \Sigma Q_{p10}) \cdot K_{рм} + Q_{po} + \Delta Q_{цт} , \quad (2.11)$$

где  $K_{рм}$  – коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, прием равным 0,95, о.е.

$$Q_{p\Sigma 10} = (28079,16 + 3864,89) \cdot 0,95 + 974,03 + 4950,215 \\ = 36271,09 .$$

Нескомпенсированная реактивная мощность на шинах 10 кВ ГПП или ГРП, квар:

$$Q = Q_{p\Sigma 10} - Q_{КУ} = 36271,09 - 23944,065 = 12327,025 . \quad (2.12)$$

В качестве компенсирующих устройств принимаем батареи статических конденсаторов. Потери активной мощности в БСК, кВт:

$$\Delta P_{КУ} = P_{уд} \cdot Q_{КУ} = 0,002 \cdot 23944,065 = 47,88 , \quad (2.13)$$

где  $P_{уд}$  – удельные потери активной мощности в БСК, составляющие 0,2 % от  $Q_{КУ}$ , кВт/кВар.


Расчетная активная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП или ГРП с учетом разновременности максимумов силовой нагрузки, кВт:

$$P_{p\Sigma 10} = (P_{p0,4} + \Sigma P_{p10}) \cdot K_{рм} + P_{po} + \Delta P_{цт} = \\ = (38023,47 + 7980) \cdot 0,95 + 2011,13 + 990,043 \quad (2.14) \\ = 46704,47 .$$

Общая активная мощность с учетом потерь в КУ на шинах подстанции, кВт:

$$P = P_{p\Sigma 10} + \Delta P_{КУ} = 46704,47 + 47,88 = 46752,35 . \quad (2.15)$$

Расчетная нагрузка на шинах 10 кВ ГПП или ГРП с учетом компенсации реактивной мощности, кВА:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		21

$$S'_{p10} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{46752,35^2 + 12327,025^2} = 48350,15. \quad (2.16)$$

Предполагаем, что на заводе будет предусмотрена ГПП. Ориентировочно активные, кВт, и реактивные, квар, потери мощности в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P'_T = 0,02 \cdot S'_{p10} = 0,02 \cdot 48350,15 = 967,003, \quad (2.17)$$

$$\Delta Q'_T = 0,1 \cdot S'_{p10} = 0,1 \cdot 48350,15 = 4835,015. \quad (2.18)$$

Полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА:

$$\begin{aligned} S_{pцт} &= \sqrt{(P + \Delta P'_T)^2 + (Q + \Delta Q'_T)^2} = \\ &= \sqrt{(46752,35 + 967,003)^2 + (12327,025 + 4835,015)^2} = \\ &= 50711,65. \end{aligned} \quad (2.19)$$

### 3 Определение центра электрических нагрузок

Трансформаторные подстанции максимально, насколько позволяют производственные условия, приближают к центрам нагрузок. Это позволяет построить экономическую и надежную систему электроснабжения, так как сокращается протяженность сетей вторичного напряжения, уменьшаются потери энергии и отклонение напряжения; уменьшается зона аварий и удешевляется развитие электроснабжения.

При равномерно распределенной нагрузке рекомендуется применять метод, использующий положение теоретической механики и позволяющий определить центр электрической нагрузки предприятия (цеха) [2]. Для этого нужно провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, а координаты их центра определить по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (3.1)$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n (P_{pi} + P_{poi})}, \quad (3.2)$$

где  $P_{pi}$  – расчетная силовая нагрузка  $i$ -го цеха, кВт;

$P_{p.o.i}$  – расчетная осветительная нагрузка  $i$ -го цеха, кВт;

$x_i$  и  $y_i$  – координаты центра электрической нагрузки  $i$ -го цеха, м.

Можно принять, что нагрузка равномерно распределена по площади цеха и, следовательно, центр электрической нагрузки  $i$ -го цеха совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех на генеральном плане промышленного

предприятия. Практика проектирования показала, что учета третьей координаты  $z_0$ , как правило, не требуется. Таким образом, место расположения ГПП должно совпадать с центром электрических нагрузок, при необходимости с некоторым смещением в сторону источника питания.

Выбор места расположения ГПП проводят в следующем порядке. На генеральный план промышленного предприятия наносится картограмма нагрузок, которая представляет собой размещенные на генеральном плане окружности, причем площади, ограниченные этими окружностями, в выбранном масштабе равны расчетным нагрузкам цехов. Для каждого цеха наносится своя окружность, центр которой совпадает с центром нагрузок цеха.

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

Радиус окружности, равный расчетной нагрузке цеха в масштабе, мм:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi} + P_{poi}}{\pi \cdot m}}, \quad (3.3)$$

где  $m$  – масштаб, постоянный для всех цехов, необходимый для определения площади круга (нагрузки в масштабе), кВт/мм<sup>2</sup>.

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами или секторами в круге.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора  $\alpha$  определяется по формуле, град:

$$\alpha_i = \frac{360^\circ \cdot P_{poi}}{P_{pi} + P_{poi}}. \quad (3.4)$$

Масштаб генплана  $M = 2,99$  м/мм.

Определяем радиус окружностей активных нагрузок, исходя из масштаба генплана. Если принять для наименьшей нагрузки, равной 121,81 кВт (цех № 10), радиус  $r_{10} = 3,75$  мм, то масштаб окружностей активных нагрузок, кВт/мм:

$$m = \frac{P_{p12} + P_{po12}}{\pi \cdot r_{12}^2} = \frac{132,23}{3,14 \cdot 3,75^2} = 2,99. \quad (3.5)$$

Принимаем масштаб  $m = 2,99$  кВт/мм<sup>2</sup>.

Расчет параметров картограммы для цеха № 1 по формулам (3.3) и (3.4).

$$r_1 = \sqrt{\frac{1042,38}{3,14 \cdot 2,99}} = 10,54 ;$$

$$\alpha_1 = \frac{P_{po1} \cdot 360}{P_{p1} + P_{po1}} = \frac{202,38 \cdot 360}{1042,38} = 69,89 .$$

Аналогично рассчитываются параметры для остальных цехов, результаты расчета представлены в таблице 3.1. Также строим картограмму электрических нагрузок в виде окружности с отделением доли осветительной нагрузки (рис. 3.1).

По формулам (3.1) и (3.2) определяем координаты центра активных электрических нагрузок, м:

$$x_0 = \frac{37082868,22}{84026,94} = 441,32 ;$$

$$y_0 = \frac{10317547,16}{84026,94} = 122,79 .$$

Таблица 3.1 – Результаты расчета центра электрических нагрузок

№ цеха	x, м	y, м	$P_p + P_{po}$ , кВт	$P_{po}$ , кВт	r, мм	$\alpha$ , град	$(P_p + P_{po}) \cdot x$ , кВт·м	$(P_p + P_{po}) \cdot y$ , кВт·м
Потребители 0,4 кВ								
1	109,92	181,47	1042,38	202,38	10,54	69,89	114578,41	189160,70
2	245,52	176,90	2179,14	219,14	15,23	36,20	687456,00	495320,00
3	581,025	300,425	3641,44	71,44	19,69	7,06	2963227,50	1532167,50
4	759,45	280,60	10896,62	396,62	34,07	13,10	11391750,00	4209000,00
5	998,88	179,95	3882,39	242,39	20,34	22,48	5194150,00	935740,00
6	829,60	140,30	5159,41	119,41	23,44	8,33	5973120,00	1010160,00
7	1162,05	105,225	4917,44	157,44	22,89	11,53	7901940,00	715530,00
8	1168,15	271,45	2376,75	136,75	15,91	20,71	3738080,00	868640,00
9	654,225	393,45	134,79	34,79	3,79	92,92	163556,25	98362,50
10	1181,68	491,60	132,23	44,23	3,75	120,41	259969,60	108152,00
11	982,10	439,20	327,22	47,22	5,90	51,95	392840,00	175680,00
12	667,95	140,30	2834,63	34,63	17,38	4,40	2671800,00	561200,00
13	655,75	21,35	499,04	135,04	7,29	97,42	340990,00	11102,00
Итого по 0,4 кВ			38023,47	1841,48	32,9	17,4	30476223,42	7981434,36
Потребители 10 кВ								
1	109,92	181,47	840	-	9,5	-	131904	217764
3	581,025	300,425	2800	-	17,3	-	2324100	1201700
8	1168,15	271,45	3360	-	18,9	-	5607120	1302960
11	982,10	439,20	980	-	10,2	-	1374940	614880

Продолжение таблицы 3.1

Итого по 10 кВ		7980	0	18,00	0	6606644,8	2336112,8
Итого:		84026,94	1841,48			37082868,22	10317547,16

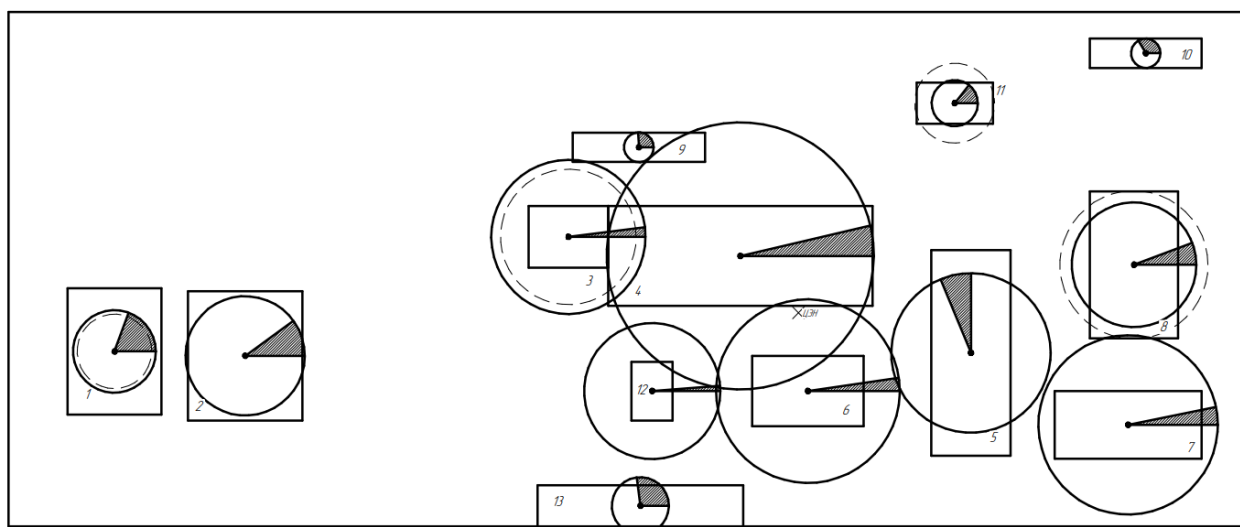


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок завода

## 4 Проектирование систем внешнего электроснабжения

### 4.1 Выбор схемы электроснабжения предприятия

Система внешнего электроснабжения включает в себя схему электроснабжения и источники питания предприятия. Основными требованиями к проектированию рациональной системы внешнего электроснабжения являются надежность, экономичность и качество электроэнергии в сети [2, с. 52].

При проектировании схемы электроснабжения предприятия наряду с надежностью и экономичностью необходимо учитывать также характер размещения нагрузок на территории предприятия, потребляемую мощность, наличие собственного источника питания.

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой (75-100 МВт и более), средней (от 5-7,5 до 75 МВт) и малой (до 5 МВт) мощности. Для предприятий малой и средней мощности, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП, ГРП, РП).

Если имеются потребители I категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии, так как для потребителей электроэнергии, относящихся к I категории, в соответствии с ПУЭ предусматривают не менее двух независимых источников питания. Независимым источником питания называют источник питания приемника (группы приемников электроэнергии), на котором напряжение для послеаварийного ре-

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------



жима не снижается более чем на 5 % по сравнению с нормальным режимом работы при исчезновении его на другом или на других источниках питания этих приемников. К числу независимых источников питания относят две секции или системы шин одной или двух электростанций и подстанций при одновременном соблюдении следующих двух условий:

- 1) каждая секция или система шин, в свою очередь, имеет питание от независимого источника питания;
- 2) секции (системы) шин не связаны между собой или имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной секции (системы) шин.

Выбор главной схемы является определяющим при проектировании электрической части электростанции (подстанции), так как он определяет полный состав элементов и связей между ними. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и т. д. [3, с. 315].

Схема РУ выбирается с учетом схемы прилегающей сети, ее параметров и перспектив развития, количества присоединяемых ВЛ и трансформаторов, необходимости секционирования и установки компенсирующих устройств, размера и стоимости земельного участка, природно-климатических условий и других факторов.

Схема РУ разрабатывается с учетом назначения подстанции в данной энергосистеме, надежности работы примыкающих ВЛ и подстанций и условий их резервирования [4, п. 1.3.4.1].

Основные требования, предъявляемые к схемам РУ заключаются в обеспечении качества функционирования ПС: надежности, экономичности, наглядности и простоте, возможности и безопасности обслуживания, выполнения ремонтов и расширения, компактности и др. [4, п. 1.3.4.2].

Число присоединений на стороне ВН, шт.:


$$n = 2. \quad (4.1)$$

Выбираем схему 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [4].

Схема 4Н-два блока (линия-трансформатор) с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий применяется на напряжении 35-220 кВ для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций. В зависимости от схем сети начальным этапом развития данной схемы возможна схема укрупненного блока (линия + 2 трансформатора). При одной линии и двух трансформаторах разъединители в «перемычке» допускается не устанавливать [4, п. 1.5.5].

Экономические критерии применения:

1. Требуется две ячейки выключателей на четыре присоединения.
2. Занимает минимальные отчуждаемые площади с учетом количества присоединений.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		26



3. Наиболее дешевая схема с учетом количества присоединений.

Критерии надежности:

1. Отказ линии или выключателя приводит к отключению по одному (авто)трансформатору на всех смежных подстанциях, подключенных к данной линии. Рассматриваемые отказы не должны приводить к ограничению электро-снабжения потребителей при достаточной нагрузочной способности оставшихся в работе (авто)трансформаторов, а также действию автоматического ввода резерва на стороне низшего и среднего (при наличии) напряжения (авто)трансформатора.

2. Неавтоматическую перемычку со стороны линий следует устанавливать только при наличии технико-экономических обоснований с учетом фактора надежности, поскольку плановые и аварийные простои линий 35-220 кВ непродолжительны, а параметр потока отказов (авто)трансформаторов – один из самых низких среди элементов электрических сетей.

3. Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двухтрансформаторных подстанций при использовании современных элегазовых выключателей с пружинными приводами для подстанций 35-220 кВ.

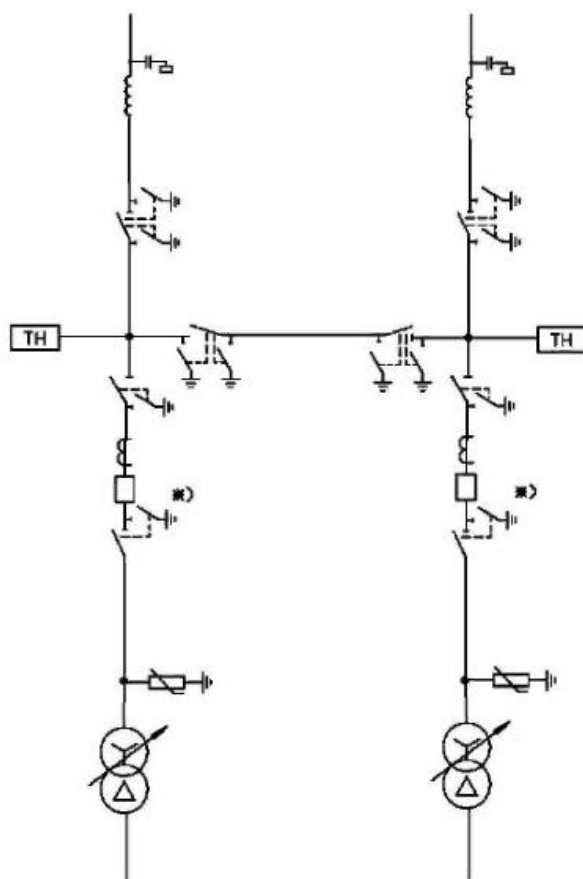


Рисунок 4.1 – Схема 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»

## 4.2 Выбор числа и мощности трансформаторов ГПП

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

Надежность электроснабжения предприятия достигается за счет установки на подстанции двух трансформаторов. При аварии одного трансформатора, другой будет покрывать всю мощность потребителей 1-ой и 2-ой категорий с учетом перегрузочной способности трансформатора.

Мощность трансформаторов ГПП выбирается по формуле, кВА:

$$S_{\text{ном.т}} \geq \frac{S_p}{k_3 \cdot n_T} = \frac{50711,65}{0,7 \cdot 2} = 36222,6, \quad (4.2)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность завода на стороне высшего напряжения ГПП, кВА, по (2.19);

$k_3$  – коэффициент загрузки трансформаторов, о.е;

$n_T$  – количество трансформаторов, шт.

Принимаем стандартную мощность трансформатора  $S_H = 40000$  кВА.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме, о.е.:

$$k_3^{\text{н.р.}} = \frac{S_p}{n_T \cdot S_H} = \frac{50711,65}{2 \cdot 40000} = 0,63 < 0,7. \quad (4.3)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме работы входит в предел рекомендуемых значений.

Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме, о.е.:

$$k_3^{\text{п.ав.}} = \frac{S_p}{(n_T - 1) \cdot S_H} = \frac{50711,65}{(2 - 1) \cdot 40000} = 1,26 < 1,4. \quad (4.4)$$

Принимаем трансформаторы мощностью 40000 кВА.

Таблица 5.1 – Паспортные данные трансформаторов ТРДН-40000/110-У1 [9] и ТРДН-40000/220-У1 [10]

Тип трансформатора	Номинальная мощность, кВА	Номинальное напряжение обмоток, к		Потери мощности, кВт		Напряжение короткого замыкания, %	Ток холостого хода, %
		ВН	НН	холодного хода	короткого замыкания		
ТРДН-40000/110-У1	40000	110	10,5	22	170	10,5	0,28

ТРДН-40000/220-У1	40000	220	10,5	50	170	11,5	0,6
-------------------	-------	-----	------	----	-----	------	-----

## 5 Сравнение вариантов схем внешнего электроснабжения

В зависимости от установленной мощности приемников электроэнергии различают объекты большой, средней и малой мощности. Рассматриваемое предприятие относится к объектам средней мощности, для которых, как правило, применяют схемы электроснабжения с одним приемным пунктом электроэнергии (ГПП). Так как имеются потребители I-ой категории, то предусматривают секционирование шин приемного пункта и питание каждой секции по отдельной линии.

Согласно заданию питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлены два трехобмоточных трансформатора с напряжением 220/110/35 кВ. Для технико-экономического сравнения выбираем два варианта электроснабжения:

- воздушной линией 220 кВ;
- воздушной линией 110 кВ;
- воздушной линией 35 кВ.

Варианты будут сравниваться по затратам на потребление электроэнергии и путем технико-экономического сравнения.

### 5.1 Сравнение вариантов напряжения внешнего электроснабжение по затратам на потребление электроэнергии

Исходными данными для определения рационального напряжения ВН являются: значение суммарных потерь активной электроэнергии  $P_p$ , тыс. кВт·ч, определяемое в программе РТП-3, и стоимость предельного уровня нерегулируемых цен, рублей/МВт·ч, [45].

Суммарные потери активной электроэнергии для напряжения 220 кВ, тыс. кВт·ч:

$$P_p = 13,6$$

Суммарные потери активной электроэнергии для напряжения 110 кВ, тыс. кВт·ч:

$$P_p = 134$$

Суммарные потери активной электроэнергии для напряжения 110 кВ, тыс. кВт·ч:

$$P_p = 1375$$

Величина затрат на потребление электроэнергии представлена в таблице 5.1


Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		Лист
						29

Таблица 5.1 – Расчетные данные стоимости потребляемой электроэнергии и потерь электроэнергии в месяц

№ месяца	Цена ВН(220), руб/МВт*час	Цена ВН(110), руб/МВт*час	Цена СН1, руб/МВт*час	Потери ЭЭ 220 кВ, МВт*час	Потери ЭЭ 110 кВ, МВт*час	Потери ЭЭ 35 кВ, МВт*час
1	3379,72	3379,72	3535,07	10,1184	99,696	1023
2	3701,41	3701,41	3856,76	9,1392	90,048	924
3	3486,09	3486,09	3641,44	10,1184	99,696	1023
4	3408,67	3408,67	3564,02	9,792	96,48	990
5	3223,09	3223,09	3378,44	10,1184	99,696	1023
6	3303,07	3303,07	3458,42	9,792	96,48	990
7	3537,48	3537,48	3698,27	10,1184	99,696	1023
8	3598,21	3598,21	3759	10,1184	99,696	1023
9	3815,6	3815,6	3976,39	9,792	96,48	990
10	3730,4	3730,4	3891,19	10,1184	99,696	1023
11	3869,02	3869,02	4029,81	9,792	96,48	990
12	3884,69	3884,69	4059,96	10,1184	99,696	1023

Таблица 5.2 – Расчетные данные стоимости потребляемой электроэнергии и потерь электроэнергии по уровню напряжения, тыс. руб.

№ месяца	Затраты на потребляемую электроэнергию			Затраты на потери электроэнергии		
	220	110	35	220	110	35
1	120731763,8	120731763,8	126281241,1	34197,35885	336944,5651	3616376,61
2	119427503,8	119427503,8	124439935	33827,92627	333304,5677	3563646,24
3	124531557,2	124531557,2	130081034,5	35273,65306	347549,2286	3725193,12
4	117837994,6	117837994,6	123208456,5	33377,69664	328868,4816	3528379,8
5	115136561,8	115136561,8	120686039,1	32612,51386	321329,1806	3456144,12
6	114187394,1	114187394,1	119557856,1	32343,66144	318680,1936	3423835,8
7	126367332,2	126367332,2	132111139,4	35793,63763	352672,6061	3783330,21
8	128536754,5	128536754,5	134280561,7	36408,12806	358727,1442	3845457
9	131905597,2	131905597,2	137464120,4	37362,3552	368129,088	3936626,1
10	133258900,6	133258900,6	139002707,9	37745,67936	371905,9584	3980687,37
11	133752330,9	133752330,9	139310854,1	37885,44384	373283,0496	3989511,9
12	138770512,2	138770512,2	145031580,1	39306,8473	387288,0542	4153339,08
<b>ИТОГО</b>	<b>1504444203</b>	<b>1504444203</b>	<b>1571455526</b>	<b>426134,9015</b>	<b>4198682,118</b>	<b>45002527,35</b>

По полученным результатам можем сделать вывод о том, что применение напряжения внешнего электроснабжения 35 кВ является нецелесообразным из-

за больших затрат, поэтому данный уровень напряжения в дальнейшем технико-экономическом сравнении не учитывается.

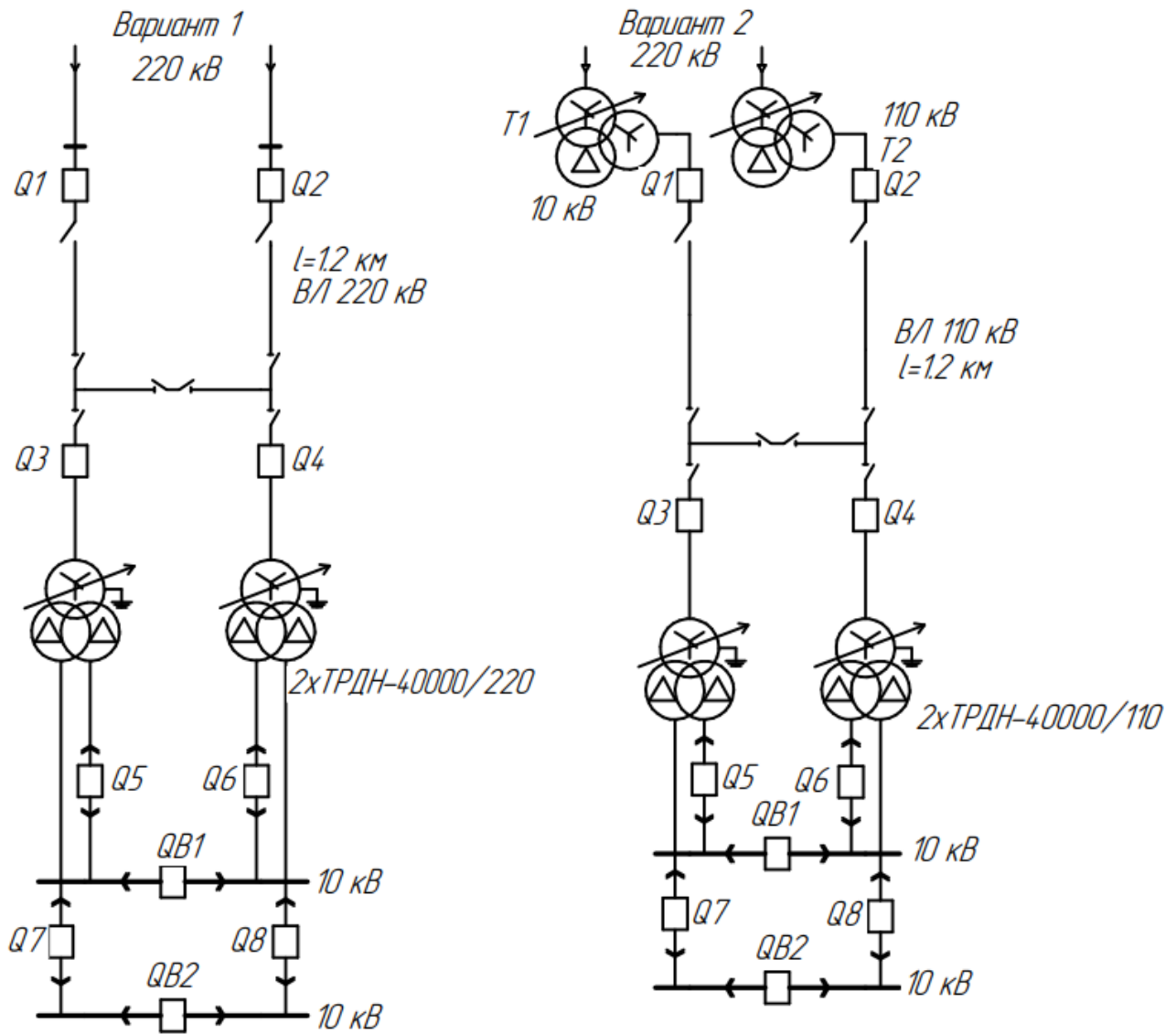


Рисунок 5.1 – Варианты схем электроснабжения: а) 1 вариант (110 кВ); б) 2 вариант (35 кВ)

## 5.2 Технико-экономический расчет первого варианта схемы электро-снабжения. Питание от шин 220 кВ

### 5.2.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Расчетный ток линий ГПП в нормальном режиме, А:

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{ном}} = \frac{50711,65}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 220} = 66,54, \quad (5.1)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность завода, кВА, по (2.19);

$n$  – количество цепей воздушной линии, шт;

$U_{ном}$  – номинальное напряжение питающей линии, кВ.

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме (обрыв одной цепи), А:

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n - 1) \cdot U_{ном}} = \frac{50711,65}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 220} = 133,08, \quad (5.2)$$

Экономически целесообразное сечение провода, мм<sup>2</sup>:

$$S_{э} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{66,54}{1,1} = 60,49, \quad (5.3)$$

где  $j_{эк}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, по [1, с. 41, табл. 1.3.36] принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки  $T_{max} = 8000$  ч. [2, с. 65, табл. 4.2].

Минимально допустимое сечение проводов воздушных линий по условиям короны и механической прочности для 220 кВ является 240 мм<sup>2</sup>. Принимаем сталеалюминевый провод марки АС 240/39 [5]. Допустимый ток для данного провода  $I_{доп} = 610$  А [1, с. 36, табл. 1.3.29].

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (5.4)$$

$$1,3 \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 610 = 793 \geq 133,08.$$

Условие выполняется.

## 5.2.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Стоимость выключателей в цепи линии, тыс. руб.,

$$K_B = K_Q \cdot n_Q = 14698 \cdot 2 = 29396, \quad (5.5)$$

где  $K_Q$  – стоимость элегазового выключателя 220 кВ, равная 14698 тыс. руб. [8, с. 32, табл. 13];

$n_Q$  – количество выключателей.

Стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.,

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		32

$$K_{ВЛ} = n \cdot K_0 \cdot l = 2 \cdot 1598 \cdot 1,2 = 3835,2, \quad (5.6)$$

где  $K_0$  – стоимость сооружения 1 км воздушной линии 220 кВ на железобетонных опорах с подвеской двух цепей и проводом марки АС-240/24, равная 1598 тыс. руб. [8, с. 13, табл. 1].

$l$  – длина воздушной линии, км;

$n$  – количество линии.

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.,

$$K_{ЛЭП} = K_{ВЛ} + K_B = 3835,2 + 29396 = 33231,2. \quad (5.7)$$

Стоимость трансформаторов на ГПП, тыс. руб.,

$$K_T = K_0 \cdot n_T = 18800 \cdot 2 = 37600, \quad (5.8)$$

где  $K_0$  – стоимость трансформатора ТРДН-40000/220, равная 18800 тыс. руб. [8, с. 34, табл. 14].

$n_T$  – число трансформаторов ГПП.

Стоимость выключателей на ГПП, тыс. руб.,

$$K_{ВВ(ГПП)} = K_Q \cdot n_Q = 14698 \cdot 2 = 29396, \quad (5.9)$$

где  $K_Q$  – стоимость элегазового выключателя 220 кВ, равная 14698 тыс. руб. [8, с. 32, табл. 13];

$n_Q$  – количество выключателей.

$$K_{ВН(ГПП)} = K_q \cdot n_q = 100 \cdot 6 = 600, \quad (5.10)$$

где  $K_q$  – стоимость вакуумного выключателя 10 кВ, равная 100 тыс. руб. [8, с. 32, табл. 13];

$n_q$  – количество выключателей.

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{ГПП} = K_T + K_{ВВ(ГПП)} + K_{ВН(ГПП)} = 37600 + 29396 + 600 = 67596, \quad (5.11)$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП} = 33231,2 + 67596 = 100827,2, \quad (5.12)$$

где  $K_{ЛЭП}$  – капиталовложения на сооружение воздушной линии, складываются из капиталовложений в линию и выключатели, тыс. руб.;

$K_{ГПП}$  – капиталовложения на сооружение ГПП, складываются из капиталовложений в трансформаторы и выключатели, тыс. руб.

### 5.2.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{\text{ВЛ}} + I_a^{\text{В}} + I_a^{\text{Т}} = \frac{2,8}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{В}} + \frac{6,4}{100} \cdot K_{\text{Т}} = \\ &= \frac{2,8}{100} \cdot 3835,2 + \frac{6,4}{100} \cdot 29396 + \frac{6,4}{100} \cdot 37600 = 4395,12. \end{aligned} \quad (5.13)$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_o &= I_o^{\text{ВЛ}} + I_o^{\text{В}} + I_o^{\text{Т}} = \frac{0,4}{100} \cdot K_{\text{ВЛ}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{В}} + \frac{3,0}{100} \cdot K_{\text{Т}} = \\ &= \frac{0,4}{100} \cdot 3835,2 + \frac{3,0}{100} \cdot 29396 + \frac{3,0}{100} \cdot 37600 = 2025,22. \end{aligned} \quad (5.14)$$

Время использования максимальных потерь, ч:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{макс}}}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{8000}{10000}\right)^2 \cdot 8760 = 7479,07, \quad (5.15)$$

где  $T_{\text{макс}}$  – число часов использования максимума нагрузки, ч [2, с. 65, табл. 4.2].

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{\text{ВЛ}} = \frac{S_p^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{n} = \frac{(50711,65)^2}{(220)^2} \cdot \frac{0,118 \cdot 1,2 \cdot 10^{-3}}{2} = 3,9, \quad (5.16)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление 1 км воздушной линии, равное 0,118 Ом/км;  
 $l$  – длина воздушной линии, км;  
 $n$  – количество линий, шт.

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} = \Delta P_{\text{ВЛ}} \cdot \tau = 3,9 \cdot 7479,07 = 29168,37, \quad (5.17)$$

где  $\Delta P_{\text{ВЛ}}$  – потери мощности в ВЛ системы электроснабжения, кВт;  
 $\tau$  – время использования максимальных потерь, ч.

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E}_{\text{Т}} = n_{\text{Т}} \cdot \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot T_{\text{ГОД}} + \frac{1}{n_{\text{Т}}} \cdot \Delta P_{\text{КЗ}} \cdot \left(\frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}}}\right)^2 \cdot \tau =$$

$$= 2 \cdot 50 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left(\frac{50711,65}{40000}\right)^2 \cdot 7479,07 = 1897790, \quad (5.18)$$

где  $\Delta P_{\text{ХХ}}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [см. табл. 5.1];



$\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [см. табл. 5.1].

Годовые потери энергии, кВт·ч:

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{ВЛ} + \Delta \mathcal{E}_T = 29168,37 + 1897790 = 1926958,37. \quad (5.19)$$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.:

$$I_{пэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 1926958,37 = 3853,91, \quad (5.20)$$

где  $\Delta \mathcal{E}$  – суммарные потери электроэнергии в элементах системы, кВт·ч;  
 $\beta$  – стоимость 1 кВт·ч электроэнергии, тыс. руб./кВт·ч.

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:

$$I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{пэ} = 4395,12 + 2025,22 + 3853,91 = 10274,25. \quad (5.21)$$

где  $I_a$  – амортизационные отчисления, тыс. руб/год;

$I_o$  – расходы по обслуживанию, тыс. руб/год;

$I_{пэ}$  – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб/год.

Наиболее выгодный вариант схемы электроснабжения промышленного предприятия выбирают по условию минимальных приведенных затрат, рассчитанных по формуле, тыс. руб.:

$$Z = p_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,12 \cdot 100827,2 + 10274,25 = 22373,51, \quad (5.22)$$

где  $p_n$  – нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений, равный 0,12 1/год;

$K_{\Sigma}, I_{\Sigma}$  – соответственно капитальные затраты и ежегодные расходы в рассматриваемых вариантах схем электроснабжения промышленных предприятий.

### 5.3 Техничко-экономический расчет второго варианта схемы электро-снабжения. Питание от шин 110 кВ

#### 5.3.1 Выбор сечения проводов ВЛ

Расчетный ток линий ГПП в нормальном режиме, А:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot n \cdot U_{НОМ}} = \frac{50711,65}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 133,08, \quad (5.23)$$

где  $S_p$  – полная расчетная мощность завода с учетом мощности сторонних потребителей, кВА, по (2.19);


$n$  – количество цепей воздушной линии, шт;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение питающей линии, кВ.

Максимальный рабочий ток в послеаварийном режиме (обрыв одной цепи), А:

$$I_{p,max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot (n - 1) \cdot U_{НОМ}} = \frac{50711,65}{\sqrt{3} \cdot (2 - 1) \cdot 110} = 266,16, \quad (5.24)$$

Экономически целесообразное сечение провода, мм<sup>2</sup>:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		35

$$S_э = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{133,08}{1,1} = 120,98, \quad (5.25)$$

где  $j_{эк}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, по [1, с. 41, табл. 1.3.36] принято для алюминиевых проводов при числе использования максимума нагрузки  $T_{max} = 8000$  ч.

Принимаем сталеалюминевый провод марки АС 95/16 [11]. Допустимый ток для данного провода  $I_{доп} = 330$  А [1, с. 36, табл. 1.3.29].

Условие проверки по допустимому нагреву:

$$I_{доп} \geq I_{p.max}, \quad (5.26)$$

$$1,3 \cdot I_{доп} = 1,3 \cdot 330 = 429 \geq I_{p.max} = 266,16.$$

Условие выполняется.

### 5.3.2 Определение капитальных вложений на сооружение схемы электроснабжения

Стоимость выключателей в цепи линии, тыс.руб.,

$$K_B = K_Q \cdot n_Q = 7703 \cdot 2 = 15406. \quad (5.27)$$

где  $K_Q$  – стоимость элегазового выключателя ВГТ 110 кВ, равная 7703 тыс. руб. [8, с. 32, табл. 13];

$n_Q$  – количество выключателей.

Стоимость сооружения ЛЭП, тыс. руб.,

$$K_{ВЛ} = n \cdot K_0 \cdot l = 2 \cdot 971,5 \cdot 1,2 = 2331,6. \quad (5.28)$$

где  $K_0$  – стоимость сооружения 1 км воздушной линии 110 кВ на железобетонных опорах с подвеской двух цепей и проводом марки АС-95/16, равная 971,5 тыс. руб. [8, с. 13, табл. 1].

$l$  – длина воздушной линии, км

Капитальные вложения в ЛЭП, тыс. руб.,

$$K_{ЛЭП} = K_{ВЛ} + K_B = 2331,6 + 15406 = 17737,6. \quad (5.29)$$


Стоимость трансформаторов на ГПП, тыс.руб.,

$$K_T = K_0 \cdot n_T = 10700 \cdot 2 = 21400. \quad (5.30)$$

где  $K_0$  – стоимость трансформатора ТРДН-40000/110, равная 10700 тыс. руб. [8, с. 34, табл. 14].

$n_T$  – число трансформаторов ГПП.

Стоимость выключателей на ГПП, тыс.руб.,

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		36

$$K_{В(ГПП)} = K_Q \cdot n_Q = 7703 \cdot 2 = 15406, \quad (5.31)$$

где  $K_Q$  – стоимость элегазового выключателя 110 кВ, равная 7703 тыс. руб. [8, с. 32, табл. 13];

$n_Q$  – количество выключателей.

$$K_{ВН(ГПП)} = K_q \cdot n_q = 100 \cdot 6 = 600, \quad (5.32)$$

где  $K_q$  – стоимость вакуумного выключателя 10 кВ, равная 100 тыс. руб. [8, с. 32, табл. 13];

$n_q$  – количество выключателей.

Капитальные вложения в ГПП, тыс. руб.:

$$K_{ГПП} = K_T + K_{В(ГПП)} = 21400 + 15406 = 36806. \quad (5.33)$$

Суммарные капиталовложения по первому варианту составляю, тыс. руб.:

$$K_{\Sigma} = K_{ЛЭП} + K_{ГПП} = 17737,6 + 36806 = 54543,6. \quad (5.34)$$

### 5.3.3 Расчет ежегодных издержек на амортизацию, обслуживание и потери электроэнергии

Ежегодные издержки на амортизацию, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_a &= I_a^{ВЛ} + I_a^В + I_a^Т = \frac{2,8}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{6,4}{100} \cdot K_В + \frac{6,4}{100} \cdot K_T = \\ &= \frac{2,8}{100} \cdot 2331,6 + \frac{6,4}{100} \cdot 15406 + \frac{6,4}{100} \cdot 21400 = 2420,86. \end{aligned} \quad (5.35)$$

Ежегодные издержки на обслуживание, тыс. руб./год:

$$\begin{aligned} I_o &= I_o^{ВЛ} + I_o^В + I_o^Т = \frac{0,4}{100} \cdot K_{ВЛ} + \frac{3,0}{100} \cdot K_В + \frac{3,0}{100} \cdot K_T = \\ &= \frac{0,4}{100} \cdot 2331,6 + \frac{3,0}{100} \cdot 15406 + \frac{3,0}{100} \cdot 21400 = 1113,5. \end{aligned} \quad (5.36)$$

Потери мощности в воздушной линии, кВт:

$$\Delta P_{ВЛ} = \frac{S_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}}{U_{НОМ}^2 \cdot n} = \frac{50711,65^2 \cdot 0,204 \cdot 1,2}{110^2 \cdot 2} \cdot 10^{-3} = 26,98 \quad (5.37)$$

где  $r_0$  – активное сопротивление 1 км воздушной линии, равное 0,422 Ом/км;


$l$  – длина воздушной линии, км;

$n$  – количество параллельно подключенных цепей, шт.

Годовые потери энергии в линиях, кВт·ч,

$$\Delta \mathcal{E}_{ВЛ} = \Delta P_{ВЛ} \cdot \tau = 26,98 \cdot 7479,07 = 201785,3. \quad (5.38)$$

Годовые потери энергии в трансформаторах, кВт·ч,

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		37

$$\Delta \mathcal{E}_T = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{\text{год}} + \frac{1}{n_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S_p}{S_{\text{НОМ.Т}}} \right)^2 \cdot \tau =$$

$$= 2 \cdot 22 \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot 170 \cdot \left( \frac{50711,65}{40000} \right)^2 \cdot 7479,07 = 1407230, \quad (5.39)$$

где  $\Delta P_{xx}$  – потери холостого хода трансформатора, кВт [см. табл. 5.1];  
 $\Delta P_{кз}$  – потери короткого замыкания трансформатора, кВт [см. табл. 5.1].

Годовые потери энергии, кВт·ч,  
 $\Delta \mathcal{E} = \Delta \mathcal{E}_{\text{ВЛ}} + \Delta \mathcal{E}_T = 201785,3 + 1407230 = 1609015,3. \quad (5.40)$

Ежегодные издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.,  
 $I_{пэ} = \beta \cdot \Delta \mathcal{E} = 0,002 \cdot 1609015,3 = 3218,03. \quad (5.41)$

Суммарные годовые издержки, тыс. руб./год:  
 $I_{\Sigma} = I_a + I_o + I_{пэ} = 2420,86 + 1113,5 + 3218,03 = 6752,39. \quad (5.42)$

Приведенные затраты по второму варианту, тыс. руб.:  
 $Z = r_n \cdot K_{\Sigma} + I_{\Sigma} = 0,12 \cdot 54543,6 + 6752,39 = 13297,62. \quad (5.43)$

В таблице 5.3 представлено сравнение вариантов внешнего электроснабжения.

Таблица 5.3 – Сравнение вариантов внешнего электроснабжения

№ варианта	K <sub>Σ</sub> , тыс. руб./год	Ежегодные издержки, тыс. руб./год				Z, тыс. руб./год
		I <sub>a</sub> , тыс. руб./год	I <sub>o</sub> , тыс. руб./год	I <sub>пэ</sub> , тыс. руб./год	I <sub>Σ</sub> , тыс. руб./год	
1(220 кВ)	100827,2	4395,12	2025,22	3853,91	10274,25	22373,51
2 (110 кВ)	54543,6	2420,86	1113,5	3218,03	6752,39	13297,62

Разница приведённых затрат сравниваемых вариантов составляет 40,56%. Так как разница более 15 %, то предпочтение следует отдать варианту с наименьшими затратами. Таким образом отдаём предпочтение второму варианту (110 кВ).

Принимаем к установке ГПП 110 кВ.

## 6 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

При выборе числа и мощности цеховых трансформаторов одновременно должен решаться вопрос об экономически целесообразной величине реактивной мощности, передаваемой через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ [14, с. 9].

Суммарную расчетную мощность конденсаторных батарей низшего напряжения (НБК), устанавливаемых в цеховой сети, рассчитывают по минимуму приведенных затрат в два этапа:

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		38

- 1) выбирают экономически оптимальное число цеховых трансформаторов;
- 2) определяют дополнительную мощность НБК в целях оптимального снижения потерь в трансформаторах и в сети напряжением 10 кВ предприятия.

Суммарная расчетная мощность НБК, квар:

$$Q_{\text{НБК}} = Q_{\text{НБК1}} + Q_{\text{НБК2}}, \quad (6.1)$$

где  $Q_{\text{НБК1}}$  и  $Q_{\text{НБК2}}$  – суммарные мощности НБК, определенные на двух указанных этапах расчета.

### 6.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Ориентировочный выбор числа и мощности цеховых трансформаторов производят по удельной плотности нагрузки, кВА/м<sup>2</sup>:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F}, \quad (6.2)$$

где  $S_{\text{р}}$  – расчетная нагрузка цеха, кВА;  
 $F$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Минимальное число цеховых трансформаторов одинаковой мощности, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, шт.:

$$N_{\text{min}} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_3 \cdot S_{\text{ном.т}}} + \Delta N, \quad (6.3)$$

где  $P_{\text{ср}}$  – средняя активная мощность технологически связанных нагрузок за наиболее нагруженную смену, кВт;

$K_3$  – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора, о.е.;

$\Delta N$  – добавка до ближайшего целого числа.

Экономически оптимальное число трансформаторов определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности и отличается от  $N_{\text{min}}$  на величину  $m$ .

$$N_{\text{опт}} = N_{\text{min}} + m, \quad (6.4)$$


где  $m$  – дополнительно установленные трансформаторы [14, с. 11, рис. 1.4], шт.

Рассчитаем число и мощность силовых трансформаторов цеха № 1:

Удельная плотность нагрузки по (6.2), кВА/м<sup>2</sup>:

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{1271,44}{12530} = 0,101.$$

При плотности нагрузки до 0,2 кВА/м<sup>2</sup> целесообразно применять трансформаторы мощностью до 1000 и 1600 кВА, при плотности 0,2-0,5 кВА/м<sup>2</sup> –

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		39

мощностью 1600 кВ·А. При плотности более 0,5 кВ·А/м<sup>2</sup> целесообразность применения трансформаторов мощностью 1600 или 2500 кВ·А обосновывают технико-экономическими расчетами [14, с. 9].

Первый цех – это цех первой категории, поэтому необходимо установка минимум двух трансформаторов. Таким образом принимаем к установке трансформаторы с номинальной мощностью 1000 кВА и с рекомендуемым коэффициентом загрузки 0,8.

2. Минимальное число цеховых трансформаторов по (6.3), шт.:

$$N_{min} = \frac{1042,38}{0,8 \cdot 1000} + 0,697 = 2 .$$

3. Оптимальное число трансформаторов по (6.4), шт.:

$$N_{opt} = 2 + 0 = 2 .$$

Результаты расчета для остальных цехов представлены в таблице 6.1.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		40

Таблица 6.1 – Выбор цеховых трансформаторов

№ ТП	Потребители	Место расположения	F, м <sup>2</sup>	P <sub>p</sub> , кВт	Q <sub>p</sub> , квар	S <sub>p</sub> , кВА	K <sub>з</sub> , о.е.	σ <sub>н</sub> , кВА/м <sup>2</sup>	N <sub>min</sub> , шт.		N <sub>доп</sub>	m	N <sub>опт</sub> , шт.	S <sub>ном.т</sub> , кВА	Тип трансформатора
									без N <sub>доп</sub>	с N <sub>доп</sub>					
ТП-1	Цех № 1	Цех № 1	12530	1042,38	728,02	1271,44	0,8	0,10 1	1,30 3	2	0,69 7	0	2	1000	ТМГ-1000/10
ТП-2	Цех № 2	Цех № 2	15378	2179,14	1576,13	2689	0,95	0,17 5	2,29 4	3	0,70 6	0	3	1000	ТМГ-1000/10
ТП-3, ТП-4	Цех № 3, 9	Цех № 3	8878	3776,23	2830,97	4720	0,8	0,53 2	4,72	5	0,28	0	5	1000	ТМГ-1000/10
ТП-5, ТП-6	Цех № 4	Цех № 4	27830	10900	8067,09	13560	0,8	0,48 7	5,44 8	6	0,55 2	0	6	2500	ТМГ-2500/10
ТП-7, ТП-8	Цех № 5	Цех № 5	17010,1	3882,39	2847,4	4814,63	0,8	0,28 3	4,85 3	5	0,14 7	0	5	1000	ТМГ-1000/10
ТП-9,	Цех № 6	Цех № 6	7856	5158,41	3837,83	6430,27	0,75	0,81 9	2,75 2	3	0,24 8	0	3	2500	ТМГ-2500/10
ТП-10	Цех № 7	Цех № 7	10358	4917,44	3646,25	6121,8	0,75	0,59 1	2,62 3	3	0,37 7	0	3	2500	ТМГ-2500/10
ТП-11	Цех № 8, 10, 11	Цех № 8	19820	2836,2	2090,29	3524	0,8	0,17 8	3,54 5	4	0,45 5	0	4	1000	ТМГ-1000/10
ТП-12, ТП-13	Цех № 12, 13	Цех № 12	11310	3333,67	2455,17	4141	0,75	0,36 6	4,44 5	5	0,55 5	0	5	1000	ТМГ-1000/10

## 6.2 Выбор мощности конденсаторных батарей

Рассчитаем компенсацию реактивной мощности для цехов 3, 9, используя данные таблицы 6.1.

Наибольшая реактивная мощность, которую целесообразно передавать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, квар:

$$Q_{max.T} = \sqrt{(N_{opt} \cdot K_3 \cdot S_{ном.Т})^2 - P_p^2} = \quad (6.5) \\ = \sqrt{(5 \cdot 0,8 \cdot 1000)^2 - 3776,23^2} = 1319,124 .$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ, квар:

$$Q_{НБК1} = Q_p - Q_{max.T} = 2830,97 - 1319,124 = 1512 . \quad (6.6)$$

Дополнительная мощность  $Q_{НБК2}$  НБК для данной группы трансформаторов определяется по формуле, квар:

$$Q_{НБК2} = Q_p - Q_{НБК1} - \gamma \cdot N_{opt} \cdot S_{ном.Т} \quad (6.7) \\ = 2830,97 - 1512 - 0,6 \cdot 5 \cdot 1000 = -552,535 ,$$

где  $\gamma$  – расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров  $K_{p1} = 15$  (Сибирь, количество рабочих смен – 3 по [14, с. 15, табл. 1.3]) и  $K_{p2} = 7$  (длина участка до первого трансформатора 0,5 – 1 км по [14, с. 16, табл. 1.4]) и магистральной схемы питания цеховой ТП, равный 0,6 [14, с. 13, рис. 1.7 б].

Так как  $Q_{НБК2} < 0$ , то для данной группы трансформаторов реактивная мощность  $Q_{НБК2}$  принимается равной нулю.

Суммарная мощность НБК цеха по формуле (6.1) составит, квар:

$$Q_{НБК} = 1512 + 0 = 1512 .$$

Расчетную мощность НБК  $Q_{НБК}$  округляем до стандартной ближайшей мощности комплектных конденсаторных установок.

Результаты расчета компенсации реактивной мощности для остальных цехов представлены в таблице 6.2. Если в расчетах окажется, что  $Q_{НБК1} < 0$ , то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется (составляющая  $Q_{НБК1}$  будет равна нулю).



Таблица 6.2 – Выбор мощности комплектных конденсаторных установок напряжением 0,4 кВ с автоматическим регулированием

Наименование ТП	$Q_{\max T}$ , квар	$Q_{\text{НБК1}}$ , квар	$Q_{\text{НБК2}}$ , квар	$Q_{\text{НБК}}$ , квар	$Q_{\text{НБК стандарт}}$ , квар	Кол-во, шт.	Тип НБК [15]
ТП-1	1213,85	-485,83	0	0	0	0	-
ТП-2	1836,8	-260,67	0	0	0	0	-
ТП-3, ТП-4	1319,12	1511,84	-552,53	1512	1600	5	УКМ 58-0,4-320 УЗ
ТП-5, ТП-6	5026,29	3040,79	-6202,47	3041	3150	6	УКМ 58-0,4-525 УЗ
ТП-7, ТП-8	962,83	1884,5	-2037,16	1884,5	2000	5	УКМ 58-0,4-400 УЗ
ТП-9	2240,78	1597,04	-2259,21	1597,04	1608	3	УКМ 58-0,4-536 УЗ
ТП-10	2731,19	915,05	-1768,8	915,05	960	3	УКМ 58-0,4-320 УЗ
ТП-11	1481,88	608,41	-918,12	608,41	640	4	УКМ 58-0,4-160 УЗ
ТП-12, ТП-13	1717,3	737,86	-1039,42	737,86	750	5	УКМ 58-0,4-150 УЗ

После компенсации реактивной мощности необходимо рассчитать фактический коэффициент загрузки трансформаторов для ТП. Рассчитаем на примере ТП-1, о.е:

$$K_{\text{з.факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{НБК.станд}})^2}}{N_{\text{опт}} \cdot S_{\text{ном.т}}} = \frac{\sqrt{1042,38^2 + (728,02 - 0)^2}}{4 \cdot 1000} = 0,63. \quad (6.8)$$

Значения коэффициентов загрузки сведены в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов

№ ТП	ТП-1	ТП-2	ТП-3, ТП-4	ТП-5, ТП-6	ТП-7, ТП-8	ТП-9	ТП-10	ТП-11	ТП-12, ТП-13
$K_{\text{з.факт.}}$ , о.е.	0,63	0,89	0,79	0,79	0,79	0,74	0,74	0,79	0,74

### 6.3 Компенсация реактивной мощности в сетях общего назначения напряжением 10 кВ

Если представить предприятие как узел сети 10 кВ, к которому подключены реактивная нагрузка и источники реактивной мощности, то баланс реактивной мощности в узле 10 кВ предприятия имеет вид:

$$Q_{p\Sigma 10} + \Delta Q'_T - Q_{\text{ВБК}} - Q_{\text{СДС}} - Q_{\text{Э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = 0, \quad (6.9)$$

где  $Q_{p\Sigma 10}$  – расчетная реактивная мощность завода, отнесенная к шинам 10 кВ ГПП, по (2.11) равная 36271,09, квар;

$\Delta Q'_T$  – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, по (2.18) равные 4835,015, квар;

$Q_{ВБК}$  – суммарная реактивная мощность высоковольтных конденсаторных батарей, квар;

$Q_{СД\Sigma}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, равная, квар;

$Q_{\text{Э}}$  – экономически оптимальная реактивная мощность, выдаваемая предприятию энергосистемой, по (2.10) равная 13924,23, квар;

$\Delta Q_{\text{цт}}$  – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, по (2.8) равные 4950,215, квар;

$Q_{\text{НБК}}$  – суммарная мощность НБК по табл. 6.2, квар.

Реактивная мощность СД, которую экономически целесообразно использовать, квар:

$$Q_{\text{сд.э}} = \alpha_m \sqrt{P_{\text{ном.сд}}^2 + Q_{\text{ном}}^2} \quad (6.10)$$

где  $\alpha_m$  – коэффициент допустимой перегрузки СД (определяется по номограмме);

$P_{\text{ном.сд}}^2$  – номинальная активная мощность установленных СД, кВт;

$Q_{\text{ном}}^2$  – номинальная реактивная мощность установленных СД, квар.

На фабрике будут установлены двигатели СДН в цехах № 1, 3, 8 и СДК в цехе № 11 [45].

Таблица 6.4 – Характеристики синхронных двигателей [37]

Тип СД	п, шт	$P_{\text{ном}}$ , кВт	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$n_{\text{ном}}$ , об/мин	$\cos \varphi$	КПД, %	$Q_{\text{ном}}$ , квар
СДН 14-59-8 УЗ	8	630	10	750	0,9	95,4	301
СДН-14-49-6 УЗ	4	800	10	1000	0,9	95,4	477,77
СДК-4-17-26-16 УХЛ4	2	500	10	375	0,9	95,4	179,16

Определяем реактивную мощность СД каждого двигателя, которую экономически целесообразно использовать по формуле (6.10), квар:

$$Q_{\text{сд.э1}} = 0,54 \cdot \sqrt{630^2 + 301^2} = 377,03$$

$$Q_{\text{сд.э2}} = 0,48 \cdot \sqrt{800^2 + 477,77^2} = 447,26$$

$$Q_{\text{сд.э3}} = 0,35 \cdot \sqrt{500^2 + 179,16^2} = 185,89$$

Суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронными двигателями, квар:

$$Q_{\text{СД\Sigma}} = Q_{\text{сд.э1}} + Q_{\text{сд.э2}} + Q_{\text{сд.э3}} = 8 \cdot 377,03 + 4 \cdot 477,77 + 2 \cdot 179,16 =$$

$$= 5285,64 \quad (6.11)$$

Тогда требуемая мощность ВБК, квар:

$$\begin{aligned} Q_{\text{ВБК}} &= Q_{\text{рз10}} + \Delta Q'_{\text{т}} - Q_{\text{сдз}} - Q_{\text{э}} + \Delta Q_{\text{цт}} - Q_{\text{НБК}} = \\ &= 36271,09 + 4835,015 - 5285,64 - 13924,23 \\ &+ 4950,215 - 10708 = 15138,45 . \end{aligned} \quad (6.11)$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем четыре конденсаторных установки с номинальной мощностью 4050 квар УКЛ57-10,5-4050 УЗ [16].

## 7 Выбор кабельных линий

Перед расчетом токов КЗ, необходимо выбрать кабели, которые соединяют ГПП с цеховыми трансформаторами и трансформаторы, соединенные по магистральной схеме.

В качестве примера произведем расчет участка ГПП – ТП-2.

Для бесперебойного питания спроектированы две параллельно проложенные в траншее кабельные линии с расстоянием между ними 100 мм.

Расчетный рабочий ток в нормальном режиме, А:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{3000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 86,6 . \quad (7.1)$$

Расчетный рабочий ток в аварийном режиме, А:

$$I_{\text{раб.макс}} = \frac{3000}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 173,2 . \quad (7.2)$$

Экономическое сечение жилы кабеля, мм<sup>2</sup>:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{э}}} = \frac{86,6}{1,4} = 61,85 . \quad (7.3)$$

где  $j_{\text{э}}$  – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм<sup>2</sup>, по [1, с. 41, табл. 1.3.36] принято для кабелей с полиэтиленовой изоляцией с алюминиевыми жилами при числе использования максимума нагрузки  $T_{\text{max}} = 4500$  ч.

Выбираем ближайшее стандартное сечение  $F_{\text{ст}} = 70$  мм<sup>2</sup>, и соответственно кабель марки АПвП с алюминиевой жилой, с изоляцией из сшитого полиэтилена, полиэтиленовой оболочкой, с длительно допустимым током  $I_{\text{доп}} = 170$  А [17].

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		45

Производим проверку по длительно допустимому току (по нагреву), с учётом поправочных коэффициентов. По [2, с. 74] находим, что допустимая перегрузка  $K_3$  составляет 1,27.

Проверка по допустимому нагреву, А:

$$K_3 \cdot I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб.макс}} , \quad (7.4)$$

$$1,27 \cdot 196 = 248,92 \geq 115,47 .$$

Потери напряжения в нормальном режиме, В:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi) \\ &= \sqrt{3} \cdot 86,6 \cdot 0,288 \cdot (0,268 \cdot 0,8 + 0,196 \cdot 0,6) \\ &= 14,342 , \end{aligned} \quad (7.5)$$

где  $l$  – длина кабеля, км;

$\cos \varphi$  – коэффициент мощности в конце линии (на нагрузке), о.е.;

$r_{\text{уд}}$  – удельное активное сопротивление кабеля [2, с. 70, табл. 4.9], Ом/км;

$x_{\text{уд}}$  – удельное реактивное сопротивление кабеля [2, с. 70, табл. 4.9], Ом/км.

По абсолютному значению потерь напряжения из-за различного уровня номинальных напряжений трудно судить о допустимости потерь напряжения, поэтому потери напряжения, определенные по формуле (7.5), выражают в процентах от номинального напряжения:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{14,342}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,14\% . \quad (7.6)$$

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в нормальных режимах работы не превышают в сетях низкого напряжения 5 %, а в сетях высокого напряжения – 8 %.

Результаты расчетов кабелей на 10 кВ представлен в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор кабелей на 10 кВ

Участок	$S_p$ , кВА	$n_{\text{ц}}$ , шт.	$I_p$ , А	$I_{\text{раб.макс}}$ , А	$F_{\text{э}}$ , мм <sup>2</sup>	$F_{\text{ст}}$ , мм <sup>2</sup>	$I_{\text{доп}}$ , А	$I'_{\text{доп}}$ , А	$l$ , км	$\Delta U_{\%}$ , %	Марка кабеля
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
ГПП – РП-1 – ТП-1	2933, 33	2	84,67	169,35	60,48	70	196	248,92	0,425	0,20 7	АПВП 3х70
ГПП – ТП-2	3000	2	86,6	173,2	61,85	70	196	248,92	0,288	0,14 3	АПВП 3х70
ГПП – ТП-3	3000	2	86,6	173,2	61,85	70	196	248,92	0,400	0,19 9	АПВП 3х70