

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ ЗАПАСНЫХ ДЕТАЛЕЙ К ТРАКТОРАМ

УДК 621.31.031:629.114.2.002

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А36	Жульмина Маргарита Дмитриевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л.П.	к.т.н., доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергейчик С.И.	к.т.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дашковский А.Г.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Электроснабжение промышленных предприятий	Сурков М.А.	к.т.н., доцент		

Томск – 2017 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой ЭПП

_____ 15.02.2017 **Сурков М.А.**

(Подпись)

(Дата)

(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А36	Жульмина Маргарита Дмитриевна

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№970/с 15.07.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является ремонтно-механический цех завода по производству запасных деталей к тракторам. В качестве исходных данных представлены:

- генеральный план завода;
- план ремонтно-механического цеха;
- сведения об электрических нагрузках завода по производству запасных деталей к тракторам;
- сведения об электрических нагрузках ремонтно-механического цеха.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	- постановка задачи проектирования; - проектирование системы электроснабжения рассматриваемого завода; - детальное рассмотрение особенностей трансформаторных подстанций в системах электроснабжения с последующим выбором цеховых трансформаторов; - обсуждение результатов выполненной работы; - разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; - разработка раздела «Социальная ответственность»; - заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	- картограмма электрических нагрузок предприятия; - план внутривозовского электроснабжения; - схема внешнего электроснабжения завода; - однолинейная схема ремонтно-механического цеха; - эпюра отклонения напряжения; - карта селективности действия аппаратов защиты.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Сергейчик С.И.
Социальная ответственность	Дашковский А.Г.

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сумарокова Л.П.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А36	Жульмина М.Д.		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
5A36	Жульминой Маргарите Дмитриевне

Институт	Энергетический (ЭНИН)	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в русских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Расчет временных показателей проведения исследования ТП. Составление календарного план-графика
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет коэффициентов: весовой коэф., коэф. отчислений на уплату во внебюджетные фонды

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сергейчик С.И	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5A36	Жульмина М. Д.		

Оглавление	
РЕФЕРАТ.....	8
Введение.....	9
1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ.....	11
1.1 Объектом исследования является завод по производству запасных деталей к тракторам и его цех.....	11
2. РАСЧЁТ И АНАЛИТИКА.....	15
2.1 Выбор рациональной схемы электроснабжения ремонтно-механического цеха.....	16
2.2 Определение расчетной электрической нагрузки ремонтно-механического цеха.....	16
2.3 Определение полной расчётной нагрузки для завода в целом.....	19
2.4 Построение картограммы и определение центра электрических нагрузок.....	24
2.5 Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций без учета компенсации реактивной мощности.....	27
2.6 Выбор количества трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности.....	29
2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки.....	38
2.8 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия.....	39
2.9 Выбор трансформатора ГПП.....	40
2.10 Выбор сечения линии, питающей ГПП	42
2.11 Схема внутризаводской распределительной сети 10 кВ.....	43
2.12 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.....	48
2.13 Выбор оборудования ГПП.....	58
2.14 Электроснабжение ремонтно-механического цеха.....	63
2.15 Выбор аппаратов защиты цеховой сети.....	64
2.16 Выбор распределительных пунктов (ПР)	67
2.17 Выбор сечений линий питающей сети цеха	68
2.18 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	71
2.19 Расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения	76
2.20 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	85

3. СПЕЦИАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ.....	88
Выбор оптимально тарифа для электроснабжения завода.....	88
4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	92
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	92
4.2 SWOT-анализ работы ремонтно-механического цеха.....	95
4.3 Определение возможных альтернатив проведения научных исследований.....	99
4.4 Планирование научно-исследовательской разработки.....	101
4.4.1 Структура работы в рамках научного исследования.....	103
4.4.2 Определение трудоёмкости выполнения проекторочных работ....	104
4.4.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	104
4.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ).....	108
4.5.1 Расчёт материальных затрат.....	108
4.5.2 Полная заработная плата исполнителей темы.....	109
4.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	111
4.5.4 Накладные расходы.....	112
4.5.5 Формирование сметы технического проекта.....	112
4.6 Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта.....	113
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	117
Литература.....	119
Приложение 1.....	121
Приложение 2.....	122
Приложение 3.....	123
Приложение 4.....	124
Приложение 5.....	125
Приложение 6.....	126
Приложение 7.....	127

Приложение 8.....	128
Приложение 9.....	129
Приложение 10.....	130
Приложение 11.....	131
Приложение 12.....	132
Приложение 13.....	133
Приложение 14.....	134
Приложение 15.....	135

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит в себе 151 страницу, 19 рисунков, 31 таблицу, 24 источника, 15 приложений.

Ключевые слова: электроснабжение цеха, однолинейная схема, картограмма нагрузок, расчетная нагрузка, компенсация реактивной мощности, выбор трансформаторов, выбор оборудования, ресурсосбережение, ресурсоэффективность, социальная ответственность.

Объектом исследования является завод по производству запасных деталей к тракторам, с детальной проработкой ремонтно-механического цеха.

Цель работы: составление оптимального проекта для внешнего и внутреннего электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам.

В процессе исследования был произведен выбор метода расчета основываясь на исходных данных, последовательный расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха и завода в целом, так же выбор необходимого оборудования и произведены его проверки при всевозможных его режимах работы.

В результате исследования была спроектирована полная система электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам, обоснована ее техническая рациональность и безопасность для работников предприятия, также для окружающей предприятие среды.

Основные технологические, конструктивные, и технико-эксплуатационные характеристики: представленное предприятие включает в себя двенадцать цехов. По степени надежности электроснабжения девять из цехов относятся к II категории; Для внутриводской сети выбираем радиальную схему; рабочим напряжением внутри завода является напряжение 0,4 кВ; напряжение питающей линии соответствует 35 кВ.

Введение

В представленной выпускной квалификационной работе необходимо произвести расчет системы электроснабжения завода по производству запасных деталей к тракторам с подробным рассмотрением ремонтно-механического цеха предприятия. Цель выпускной квалификационной работы - обучение основным дисциплинам по предусмотренному учебному плану и самостоятельное решение основных задач при проектировании системы электроснабжения предприятия промышленной отрасли.

В данном предприятии представлены нагрузки разных степеней надёжности электроснабжения. Преобладает II категория, также имеется и III категория.

Процесс выполнения выпускной работы включает следующие этапы:

1. Необходимо выбрать оптимальную схему электроснабжения ремонтно-механического цеха и рассчитать его нагрузки. Расчёт производится «методом упорядоченных диаграмм».
2. Нахождение расчетные нагрузки всего предприятия по расчетным нагрузкам цехов методом коэффициента спроса с учетом освещения всего предприятия.
3. По итогам расчёта нагрузок привести картограмму электрических нагрузок, так же определить ЦЭН, следовательно, и место расположения ГПП.
4. Произвести внутризаводское электроснабжение. Необходимо выбрать число и мощности цеховых трансформаторных подстанций, так же кабельные линии для их питания, рассчитать потери.
6. Привести компенсацию реактивной мощности в нескольких вариантах и выбрать рациональный.
5. Выбрать оптимальное напряжения, которое питает сети предприятия, мощности трансформаторов главной понизительной подстанции, также сечения проводов питающей сети. В заключении расчёта привести схему для внешнего электроснабжения завода.

6. Произвести расчёт токов КЗ в сети высокого напряжения (выше 1кВ) с целью подбора защитных аппаратов для цеховых ТП и для проверки сечений проводников, питающих цеховые ТП на термическую стойкость.

7. Произвести проектирование сети до 1000 В. То есть распределить электроприемники в распределительные пункты и произвести их выбор. Также для электроприемников выбрать кабельные линии. Далее следует рассчитать токи короткого замыкания в сети ниже 1000 В, по итогам выбирать аппараты защиты. Провести построения эпюр отклонения напряжения. Построение проводим от главной понизительной подстанции до самого удаленного ЭП. Селективная карта защитных аппаратов изображается по итогам расчёта.

«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» - раздел, который предполагает оценку приведенного проекта с экономической точки зрения. Кроме того, рассматривается два варианта технического решения с экономическим обоснованием. Помимо этого, в данном разделе подлежат рассмотрению вопросы, связанные с распределением всех работ исполнителей дипломной работы и определена экономическая, финансовая и ресурсная эффективности исследования.

В разделе «Социальная ответственность» включена в себя оценка условий труда на рабочем месте, анализ вредных и опасных факторов при работе за компьютером при выполнении проекта, пожарной безопасности на рабочем месте и рассмотрение чрезвычайных ситуаций.

1. ОБЪЕКТ ИССЛЕДОВАНИЯ

1.1 Объектом исследования является завод по производству запасных деталей к тракторам и его цех

Исходные данные

Сведения об электрических нагрузках завода по производству запасных деталей к тракторам

Таблица 2 – Исходные данные электрических нагрузках цехов предприятия

№ на плане	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Механический	900
2	Термический	1200
3	Заготовочный	250
4	Инструментальный	1490
5	Кузнечный	480
6	Котельная	600
7	Электроцех	360
8	Экспериментальный	370
9	Компрессорная 10 кВ (СД) 0,38 кВ	1800
		60
10	Насосная 10кВ 0,38кВ	1600
		350
11	Лаборатория	150
12	Ремонтно-механический	-

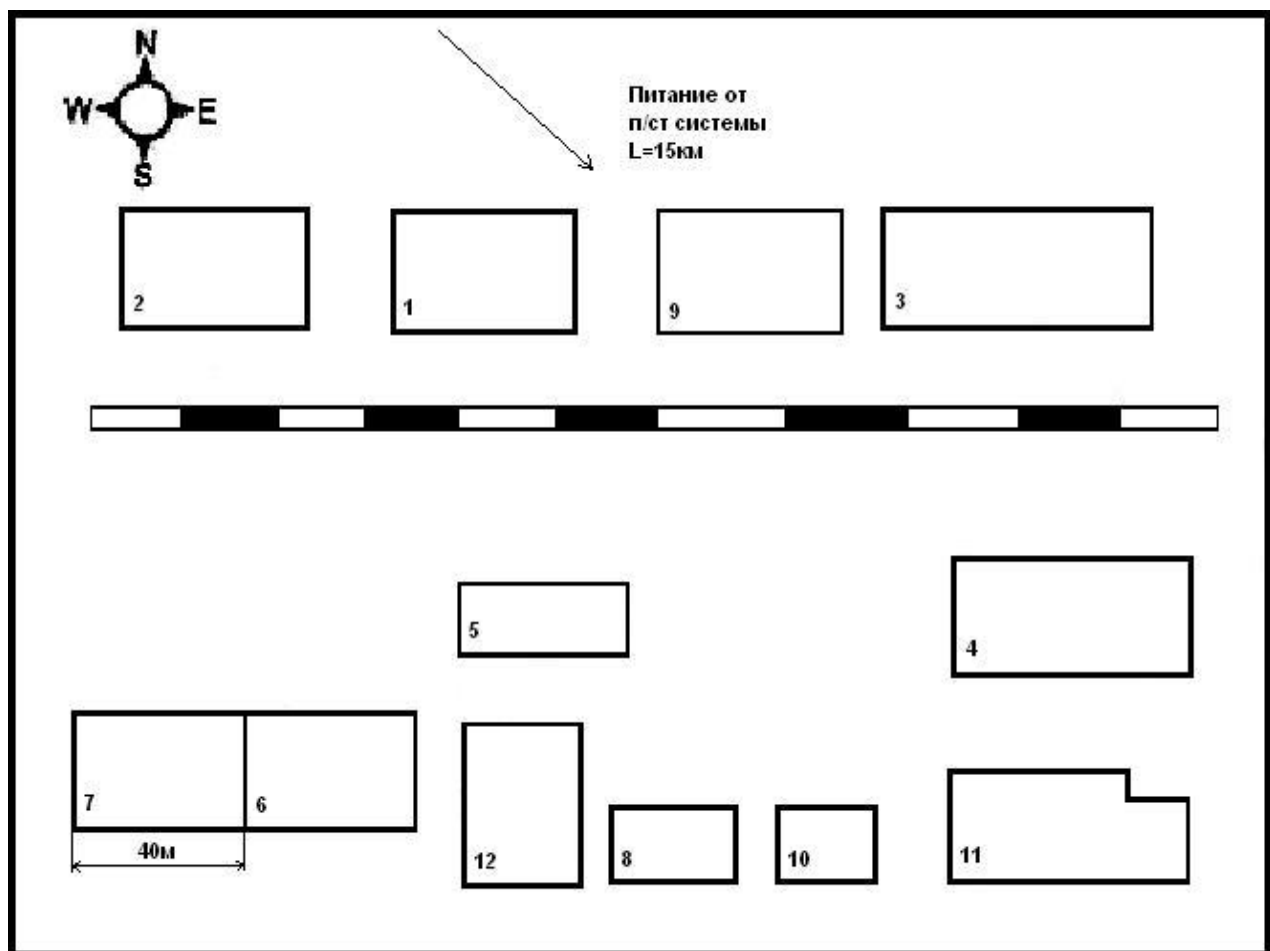


Рисунок 1 - Генплан завода по производству запасных деталей к тракторам

Таблица 2 – Исходные данные электрических нагрузках ремонтно-механического цеха

№ на плане	Наименование электроприемника	K_{Σ}	$\cos\varphi$	P_{Σ} , кВт
1,2	Шлифовальный полуавтомат	0,25	0,65	21
3-7	Поперечно-строгальный станок	0,14	0,6	10
8,9	Универсально заточный станок	0,14	0,6	3
10,11	Вертикально-фрезерный станок	0,14	0,6	12
12-15	Токарно-винторезный станок	0,14	0,6	4,5
16,17	Плоскошлифовальный станок	0,14	0,6	9,8
18,19	Гальваническая ванна	0,55	0,95	1,7
20	Гидравлический пресс	0,65	0,8	7
21-23	Горизонтально-фрезерный станок	0,14	0,6	3
24	Плоскошлифовальный станок	0,14	0,6	28
25-27	Радиально-сверлильный станок	0,14	0,6	7
28	Вентилятор	0,65	0,8	55
29	Кран-балка ПВ=25%	0,06	0,5	25

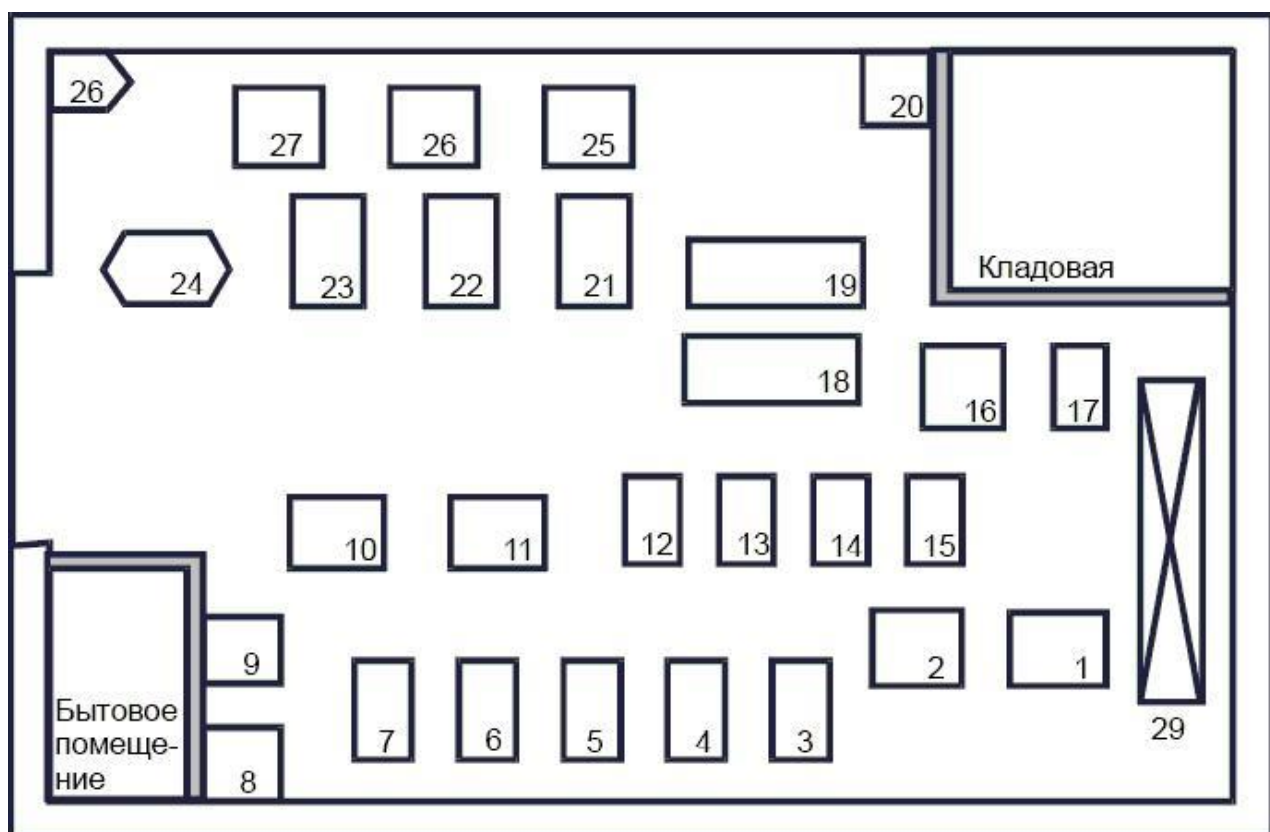


Рисунок 2– Генплан ремонтно-механического цеха

2.РАСЧЁТ И АНАЛИТИКА

В состав завода входят различные цеха, каждый выполняет свою роль, поставленную администрацией предприятия в соответствии с технологическим процессом. Основная масса электроприемников предприятия это электроприемники переменного тока с номинальным напряжением $U_n = 0,4 \text{ кВ}$. Так же на заводе присутствует электроприемники переменного тока с номинальным напряжением $U_n = 6 \text{ кВ}$, расположенные в Компрессионной и Насосной (Цеха №9 и 10). В соответствии с технологическим процессом завода по производству запасных деталей к тракторам.

В представленном предприятии преобладают электрические нагрузки в зависимости от надёжности электроснабжения второй и третьей категории. Все цеха завода по производству запасных деталей к тракторам в зависимости от категории надёжности электроснабжения записаны в таблице 3.

Таблица 1 – Цеха завода с указанием категории степеней надежности электроснабжения

№ на плане	Наименование цеха	Категория по степени надежности электроснабжения
1	Механический	II
2	Термический	II
3	Заготовочный	II
4	Инструментальный	III
5	Кузнечный	II
6	Котельная	II
7	Электроцех	II
8	Экспериментальный	III
9	Компрессорная	II
10	Насосная	II
11	Лаборатория	III
12	Ремонтно-механический	II

2.1 Выбор рациональной схемы электроснабжения ремонтно-механического цеха

В предложенной выпускной квалификационной работе для детального расчета системы электроснабжения цеха предоставлен ремонтно-механический цех.

Среда цеха характеризуется как нормальная, этому соответствуют следующие критерии:

- 1) Согласно ПУЭ 1.1.6., относительная влажность воздуха не должна превышать 60 %.
- 2) В соответствии с ПУЭ 1.1.10., температура воздуха в цехе не превышает 35°C
- 3) ПУЭ 1.1.11. гласит, что технологическая пыль не имеется.
- 4) Пары, жидкости и газы, имеющие агрессивное воздействие не используются, в соответствии с ПУЭ 1.1.11

По степени надежности электроснабжения в представленном ремонтно-механическом цехе присутствуют приёмники первой категории, но преобладают приёмники относящиеся к второй категории.

Принимая во внимание вышеперечисленные факторы выбираем радиальную схему электроснабжения цеха. Схема электроснабжения ремонтно-механического цеха приведена в *ПРИЛОЖЕНИИ 1*.

2.2 Определение расчетной электрической нагрузки ремонтно-механического цеха

Нагрузки ремонтно-механического цеха рассчитываем «методом упорядоченных диаграмм». Расчёт включает в себя определение расчётной нагрузки для каждого узла питания (цеховой трансформаторной подстанции, распределительного пункта, шинопровода), а также в целом по цеху.

Расчет проводится в несколько этапов:

Средняя активная нагрузка по самой загруженной смене для всех групп электроприемников рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{\text{см}} = P_{\text{ном}} \cdot K_{\text{и}}, \text{ кВт};$$

в формуле, $P_{\text{ном}}$ - сумма активных номинальных нагрузок всех электроприемников расчётной группы;

$K_{\text{и}}$ – коэффициент использования для активной мощности.

Средняя реактивная нагрузка по самой загруженной смене для всех групп электроприемников рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{cm} = P_{cm} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВар};$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - тангенс, который определяется исходя из соответствующего значения коэффициента мощности.

Определение коэффициента использования (средневзвешенного):

$$K_{и.ср} = \frac{\sum P_{cm}}{\sum P_{ном}};$$

Где в соответствии с формулой $\sum P_{ном}$ – сумма установленной номинальной мощности расчётной группы электроприемников;

$\sum P_{cm}$ - сумма усреднённой активной нагрузки электроприемника за самую нагруженную смену.

Находим коэффициент максимума активной мощности для расчётной группы электроприемников. Коэффициент максимума находим в зависимости от кривых, которые связаны с средневзвешенным коэффициентом использования $K_{и.ср}$ и эффективным числом электроприемников n , расчётной группы:

$$n = \frac{(\sum P_H)^2}{\sum n \cdot P_H^2}.$$

Расчетную максимальную активную мощность P_m и расчётную максимальную реактивную мощность Q_m группы электроприемников определяем исходя из выражений:

$$P_p = K_{к.м} \cdot P_{cm}, \text{ кВт}$$

$$Q_p = Q_{cm}, \text{ кВар}, \text{ при } n > 10$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{cm}, \text{ кВар}, \text{ при } n \leq 10$$

Расчётный ток группы ЭП определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}.$$

Определим нагрузки для ПР2 в ремонтно-механическом цехе:

Для шлифовального полуавтомата:

$$P_H = p_H \cdot n = 2 \cdot 21 = 42 \text{ кВт};$$

$$P_{cm} = P_H \cdot K_H = 42 \cdot 0,25 = 10,5 \text{ кВт};$$

$$Q_{cm} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{cm} = 1,33 \cdot 10,5 = 13,97 \text{ кВар}.$$

Для всех станков расчётной группы:

$$P_H = p_H \cdot n = 10 \cdot 5 + 2 \cdot 3 = 56 \text{ кВт};$$

$$P_{CM} = P_H \cdot \kappa_H = 56 \cdot 0,14 = 7,84 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{CM} = 1,33 \cdot 7,84 = 10,43 \text{ кВар}.$$

Кран-балка ПВ=25%:

$$P_H = n \cdot P_{начн} \cdot \sqrt{ПВ_{от.ед.}} = 1 \cdot 25 \cdot \sqrt{0,25} = 12,5 \text{ кВт};$$

$$P_{CM} = P_H \cdot \kappa_H = 12,5 \cdot 0,06 = 0,75 \text{ кВт};$$

$$Q_{CM} = \operatorname{tg} \varphi \cdot P_{CM} = 1,73 \cdot 0,75 = 1,3 \text{ кВар}.$$

Итак, для ПР2 определим общую расчётную нагрузку, как сумму всех активных и реактивных мощностей электроприемников группы:

$$\sum P_H = 42 + 56 + 12,5 = 110,5 \text{ кВт};$$

$$\sum P_{CM} = 10,5 + 7,84 + 0,75 = 19,09 \text{ кВт};$$

$$\sum Q_{CM} = 13,74 + 142,8 = 156,54 \text{ кВар};$$

Для группы электроприемников коэффициент использования (средневзвешенный) рассчитывается из выражения:

$$\kappa_{и.гр} = \frac{\sum P_{CM}}{\sum P_H} = \frac{19,09}{110,5} = 0,17.$$

Эффективное число ЭП определяется в соответствии с алгоритмом:

Если в группе $A \geq 4$, $\kappa_{и.с.} \leq 0,2$ и $m > 3$, то эффективное число ЭП находится по алгоритму:

1. Набольший ЭП по номинальной мощности: Шлифовальный полуавтомат
2. Крупные ЭП, мощность которых равна ли больше половины Шлифовального полуавтомата – Кран-балка и Шлифовальный полуавтомат
3. Число ЭП, мощность которых равна ли больше половины Шлифовального полуавтомата: $n_1 = 3$ и их суммарная мощность $P_{ном1} = 43,5 \text{ кВт}$

$$4. n^* = \frac{n_1}{n} = \frac{3}{10} = 0,3, \quad p^* = \frac{P_{ном1}}{P_{ном}} = \frac{43,5}{110,5} = 0,39$$

5. По [2] определим $n_{эф}^* = 0,9$ и $n_{эф} = n_{эф}^* \cdot n = 0,9 \cdot 10 = 9$

По данным [2] найдем коэффициент максимума нагрузки K_M :

$$K_M = 2,1$$

Расчётная нагрузка цеха:

$$P_p = K_M \cdot \sum P_{CM} = 2,1 \cdot 19,09 = 40,09, \text{ кВт};$$

$$Q_p = \sum Q_{CM} \cdot 1,1 = 24,01 \cdot 1,1 = 26,41, \text{ кВар};$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{40,09^2 + 26,41^2} = 48,95, \text{ кВА};$$

Для ПР2 определяем значение расчётного тока:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{48,95}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 73,85, \text{ А}.$$

Результаты расчета всего цеха сведём в *ПРИЛОЖЕНИЕ 2*.

Итак, в ходе расчёта была определена общая мощность ремонтно-механического цеха и расчетный ток нагрузки цеха. Далее эти расчёты применяются для правильного выбора сечения линии, которые питают цех, так же для выбора защитных аппаратов цеха.

2.3 Определение полной расчётной нагрузки для завода в целом

Полностью расчетная нагрузка завода находится по нагрузкам всех цехов предприятия. Так же учитывается расчетная осветительная нагрузка цехов и завода в целом, потери в линиях электропередач высокого напряжения и потери мощности в главной понизительной подстанции и трансформаторных подстанциях цехов завода.

Нагрузку силовых приёмников цехов исходя из формул:

$$P_p = K_c \cdot P_n;$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

Где $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс, который определяется в соответствии коэффициентом мощности;

K_c – коэффициент спроса. Коэффициент спроса определяется исходя из справочных данных [2];

P_n – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха.

Приведем пример расчета нагрузок силовых приёмников механического цеха:

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,7 \cdot 900 = 630 \text{ кВт};$$
$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi = 630 \cdot 0.75 = 472.5 \text{ кВАр}.$$

По результатам получаем таблицу 3 с нагрузками всех цехов завода.

Таблица 3 – Нагрузки цехов завода

№ по ген. плану	Наименование цеха	Силовая нагрузка				
		Рн, кВт	Кс	cosφ/tgφ	Рр, кВт	Qр, кВар
1	2	3	4	5	6	7
Потребители электроэнергии 0,38 кВ						
1	Механический	900	0,7	0,8/0,75	630	472,5
2	Термический	1200	0,6	0,75/0,88	720	633,6
3	Заготовочный	250	0,7	0,8/0,75	175	131,25
4	Инструментальный	1490	0,7	0,8/0,75	1043	782,25
5	Кузнечный	480	0,7	0,8/0,75	336	252
6	Котельная	600	0,5	0,75/0,88	300	264
7	Электроцех	360	0,7	0,8/0,75	252	257,04
8	Экспериментальный	370	0,4	0,75/0,88	148	130,24
9	Компрессионная	60	0,75	0,8/0,75	45	33,75
10	Насосная	350	0,75	0,8/0,75	262,5	196,875
11	Лаборатория	150	0,4	0,75/0,88	60	52,8
12	Ремонтно-механический	244,3	0,7	0,8/0,75	184,7	163,4
Итого по 0,38кВ:		-	-	-	3971,5	3206,31
Потребители электроэнергии 10 кВ						
1	Компрессионная	1800	0,75	0,8/0,75	1350	0
2	Насосная	1600	0,75	0,8/0,75	1200	0
Итого по 10кВ:		-	-	-	2550	0
Итого по заводу:		-	-	-	6521,5	3206,31

У осветительных приемников расчетную нагрузку находим по установленной мощности цехов предприятия и коэффициенту спроса:

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co},$$

$P_{но}$ определяем согласно выражению:

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F,$$

Приводим пример расчета осветительной нагрузки силовых приёмников механического цеха:

$$P_{но} = P_{уд} \cdot F = 16 \cdot 1201 = 19,22 \text{ кВт};$$

$$P_{po} = P_{но} \cdot K_{co} = 19,22 \cdot 0,85 = 16,33 \text{ кВт}.$$

Находим полную расчетную нагрузку механического цеха завода:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o.})^2 + (Q_p + Q_{p.o.})^2} = 800.63 \text{ кВА}$$

В результаты расчетов силовых и осветительных нагрузок всех цехов завода получаем *ПРИЛОЖЕНИЕ 3*.

Определим из выражений суммарные расчетные активные и реактивные мощности, которые отнесены к шинам 6-10 кВ главной понизительной подстанции:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^e) \cdot K_{p.m(a)} + P_{po} + \Delta P_T + \Delta P_{Л};$$
$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^e) \cdot K_{p.m(p)} + Q_{po} + \Delta Q_T,$$

Согласно формулам, K_{pm} - коэффициент разновременности максимумов нагрузки групп электроприемников.

$K_{pm(p)}$ принимаем равным 0,9 – для реактивной мощности;

$K_{pm(a)}$ принимаем равным 0,95 – для активной мощности.

Примерные потери мощности в цеховых трансформаторных подстанциях находим по формулам:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H;$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H;$$

$$\Delta P_{Л} = 0,03 \cdot S_p^H.$$

Также определяем полную мощность завода на шинах 6-10 кВ главной понизительной подстанции:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2}.$$

Пример расчёта при $S_p^H=5516,6$ кВА:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 5516,57 = 110,33 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 5516,57 = 551,66 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{Л} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 5516,57 = 165,49 \text{ кВт}.$$

Расчетные мощности, отнесенные к шинам 6-10 кВ главной понизительной подстанции при

$$\sum P_p^H = 3971,5 \text{ кВт}; \quad \sum P_p^6 = 2550 \text{ кВт}; \quad P_{po} = 191,97 \text{ кВт};$$

$$\sum Q_p^H = 3206,31 \text{ кВар}; \quad \sum Q_p^6 = 0 \text{ кВар}; \quad Q_{po} = 12,88 \text{ кВар}.$$

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^6) \cdot K_{p.m(a)} + P_{po} + \Delta P_T + \Delta P_{\text{л}} =$$

$$= (3971,5 + 2550) \cdot 0,95 + 191,97 + 110,33 + 165,49 = 6663,22 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = (\sum Q_p^H + \sum Q_p^6) \cdot K_{p.m(p)} + Q_{po} + \Delta Q_T =$$

$$= (3206,31 + 0) \cdot 0,9 + 12,88 + 551,66 = 3450,2 \text{ кВар}.$$

Полная мощность предприятия на шинах 6-10 кВ главной понизительной подстанции:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{6663,22^2 + 3450,2^2} = 7503,49 \text{ кВА}.$$

На стороне высокого напряжения трансформаторов главной понизительной подстанции расчетная полная мощность будет равна:

$$S_{p_{\text{гп}}} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{T_{\text{гп}}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{T_{\text{гп}}} - Q_{KV})^2}.$$

Определяем в трансформаторах главной понизительной подстанции активные и реактивные потери по выражениям:

$$\Delta P_{T_{\text{гп}}} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 7503,49 = 150,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{T_{\text{гп}}} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 7503,49 = 750,35 \text{ кВар}.$$

В сети энергосистемы для 35кВ для режима наибольших активных нагрузок реактивная мощность находится как:

$$Q_C = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,24 \cdot 6663,22 = 1599,17 \text{ кВар}.$$

Мощность КУ определяется из выражения:

$$Q_{KV} = Q_{p\Sigma} - Q_C = 3450,2 - 1599,17 = 1851,03 \text{ кВар}.$$

$$S_{p_{\text{гп}}} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{T_{\text{гп}}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{T_{\text{гп}}} - Q_{KV})^2} =$$

$$= \sqrt{(6663,22 + 150,1)^2 + (3450,2 + 750,35 - 1851,03)^2} = 7207,05 \text{ кВА}.$$

3.4 Построение картограммы электрических нагрузок и определение условного центра

В центре электрических нагрузок (ЦЭН) целесообразно с точки зрения экономических соображений принимать к установке главную понизительную подстанцию (ГПП). Таким образом уменьшаются затраты металла и электроэнергии.

Картограмма нагрузок является генпланом предприятия, на котором изображены, ограниченные кругами, площади. Эти площади соответствуют расчётным нагрузкам цехов в масштабе.

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}},$$

где P_{pi} – активная расчётная мощность с учётом освещения i – го цеха, кВА;

m – масштаб генплана для определения площади круга (электрических нагрузок), кВА/мм².

Принимаем, что нагрузка в цехах распределена равномерно. Таким образом, ЦЭН находится в центре тяжести фигуры, которая изображает цех в генплане.

В виде сектора круга изображается осветительная нагрузка. Угол сектора α определяем по отношению нагрузок P_{po} цехов к полным расчётным нагрузкам цеха - P_{pi} согласно формуле:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{po}}{P_{pi}}$$

На генплане завода по производству запасных деталей к тракторам изображаем оси абсцисс и ординат, затем определяем величины X_i и Y_i для цехов завода. Координаты ЦЭН завода X_0 и Y_0 находим согласно выражений соответственно:

$$x_o = \frac{\sum P_{pi} \cdot X_i}{\sum P_{pi}}; \quad y_o = \frac{\sum P_{pi} \cdot Y_i}{\sum P_{pi}}.$$

Пример определения центра электрических нагрузок для цеха №1 завода по производству запасных деталей к тракторам:

Радиус окружности определяется как:

$$r_4 = \sqrt{\frac{P_{p1}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{646,33}{3,14 \cdot 0,7}} = 17,15 \text{ мм.}$$

Угол сектора осветительной нагрузки находим из выражения:

$$\alpha_4 = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{P_{p1}} = \frac{360^\circ \cdot 16,33}{646,33} = 9,09^\circ$$

Координаты ЦЭН завода рассчитываются согласно формулам:

$$X_0 = \frac{\sum (P_{pi} \cdot x_i)}{\sum P_{pi}} = \frac{1081634,9}{6888,48} = 157,02 \text{ м; } Y_0 = \frac{\sum (P_{pi} \cdot y_i)}{\sum P_{pi}} = \frac{627907,03}{6888,48} = 91,153 \text{ м.}$$

Для построения картограммы электрических нагрузок и определение местоположения ЦЭН рассчитанные данные сведены в таблицу 4. На генплане предприятия картограмма электрических нагрузок приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 4.

Таблица 4 - Данные для определения центра электрических нагрузок (ЦЭН)

№ Цеха	Категор .	P _{pi} , кВт	P _o , кВт	r,м	α, град	X _i ,м	Y _i ,м	P _{pi} *X, кВ	P _{pi} *Y, кВ
1	2	3	4	6	7	8	9	10	11
1	II	646,3	16,3	17,1	9,09	109,8	150, 9	71025,5	97570, 5
2	II	735,2	15,2	18,2	7,45	47,73	150, 9	35091,8	110988 ,
3	II	200,3	25,3	9,5	45,5 8	234,2	150, 9	46928,6	30247, 8
4	III	1063,5	20,5	21,9	6,94	246,4 2	75,4 8	262069	80273, 4
5	II	346,1	10,1	12,5	10,5 1	124,3	74,3 7	43028,1	25740, 0
6	II	313,2	13,2	11,9	15,1 8	74,37	39,9 6	23293,3	12515, 8
7	II	267,0	15,1	11,1	20,3 4	34,41	39,9 6	9190,77	10673, 1
8	III	155,6	7,6	8,4	17,7 8	154,2	24,4 2	24021,5	3801,9 6
9	II	61,3	16,3	5,2	95,8 7	173,1	150, 9	10620,5	9258,9 2
10	II	268,7	6,2	11,0 5	8,39	189,8	23,3 1	51014,6	6264,9 5
11	III	82,3	22,3	6,12	97,6 3	243,0	26,6	20012,9	2193,1 9
12	II	198,5	13,8	9,5	25,0 6	119,8	33,3	23799,1	6610,8 6
9 ВН	II	1350	-	-	-	173,1	150, 9	233766	203796
10 ВН	II	1200	-	-	-	189,8	23,3 1	227772	27972
Итого Σ(P _{нн} +P _{вн})	-	6888,4	-	-	-	-	-	108163 5	627907

2.5 Определение количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности.

Устанавливая цеховые трансформаторы на промышленных предприятиях, их номинальную мощность определяют удельной плотностью нагрузки предприятия. Удельная плотность нагрузки определяется по формуле согласно [3, стр.37]:

$$\delta = \frac{S_p^n}{F_u} = \frac{5516,57}{60545} = 0,09 \text{ кВА/м}^2,$$

где F_u – площадь согласно генплану всех цехов завода, м²;

S_p^n – полная расчетная мощность завода в сети напряжения до 1000В.

Согласно получившейся удельной плотности, самым рациональным вариантом будет выбор трансформаторов цеха с номинальной мощностью 630 кВА [1 стр.107].

Минимум трансформаторов, которые можно установить на предприятии находим в соответствии с выражением:

$$N_{\min} = \frac{\sum P_p}{\beta_m \cdot S_{н.тр.}} = \frac{4348,17}{0,7 \cdot 630} \approx 10,$$

Согласно формуле β_m – коэффициент загрузки трансформаторов при нормальном режиме работы [1 стр.110]. Принимаем значение равное 0,7, так как на предприятии преобладают электроприемники второй категории по надёжности электроснабжения.

$S_{н.тр.}$ – номинальная мощность одного трансформатора цеха, кВА;

$\sum P_p$ – сумма расчетных активных нагрузок, которые подведены к трансформаторам в сети ниже 1000 В, при это учитывается осветительная нагрузка.

На один трансформатор цеха приходится активная нагрузка, определяемая выражением:

$$P_1 = \frac{\sum P_p}{N} = \frac{4348,17}{10} = 434,8 \text{ кВт.}$$

В том или ином цехе необходимо установить число трансформаторов N_i , данная величина определяется как:

$$N_i = \frac{P_p + P_{p.o}}{P_1}$$

В таблице 5 сведены результаты расчетов числа трансформаторов, которые необходимо в цехах.

Таблица 5 – Необходимое количество трансформаторов в цехах, мощностью 630кВА

№ по ген. Плану	Наименование потребителя	Pp+Po	Nцтр
1	Механический	646,3336	1,48650782
2	Термический	735,2152	1,690927323
3	Заготовочный	200,369865	0,460832256
4	Инструментальный	1063,5088	2,445972401
5	Кузнечный	346,108	0,796016559
6	Котельная	313,209	0,720351886
7	Электроцех	267,096	0,614296228
8	Экспериментальный	155,6908	0,358074517
9	Компресссионная	61,3336	0,141061638
10	Насосная	268,76688	0,618139098
11	Лаборатория	82,3272	0,189344986
12	Ремонтно-механический	198,5244	0,456587856

Из таблицы 5 определяем, что двухтрансформаторная КТП с $S_{н.тр} = 630$ кВА обеспечивает надлежащий коэффициент загрузки для трансформаторов всех цехов предприятия. Принимаем минимальное число трансформаторов, но этого достаточно для обеспечения надёжного электроснабжения потребителей II категории.

2.6 Выбор количества трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности

Максимальную реактивную мощность, передаваемую из сети 10 кВ в сеть до 1 кВ с увеличением числа трансформаторов определяем в соответствии с формулой:

$$Q_1 = Q_1^{630};$$
$$Q_1^{630} = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_m \cdot S_{н.мп})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(10 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 4348,17^2} = 735,88 \text{ кVar};$$

Максимальная реактивная мощность, которая в режиме максимальных активных нагрузок передается из сети энергосистемы для напряжения 34кВ определяется согласно формуле:

$$Q_C = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,24 \cdot 4348,17 = 1043,56 \text{ кVar} = 1,04 \text{ MVar}.$$

Анализируем баланс реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции:

$$Q_{p\Sigma} = 3450,2 \text{ кVar} > Q_C = 1043,56 \text{ кVar}.$$

Можно сделать вывод, что реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы, для существующей на предприятии реактивной мощности недостаточно. В связи с этим необходимо установить дополнительные источники реактивной мощности. Для этих целей можно использовать батареи конденсаторов и/или синхронные двигатели, которые уже имеются на территории завода.

В цехе №9 установлен синхронный двигатель 10 кВ типа СТД-2000, который можно использовать для компенсации реактивной мощности. СД имеет следующие номинальные параметры:

$U_{ном}=10 \text{ кВ}$, $n=3000 \text{ об/мин}$, $\cos\varphi=0,9$, $\eta_{ном}=0,96$, коэффициент загрузки в номинальном режиме $\beta_{сд}=0,9$, $D1=5,37$, $D2=6,8$.

Максимальная реактивная мощность, которую возможно получить с синхронного двигателя в режиме его номинальной загрузки рассчитывается согласно выражению:

$$Q_{сд} = \frac{\alpha_{\text{м}} \cdot P_{\text{ном}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{ном}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{1,23 \cdot 2000 \cdot 0,484}{0,96} = 1240,25 \text{ кВар} = 1,24 \text{ МВар}.$$

Производим анализ баланса реактивной мощности для узлов А и Б:

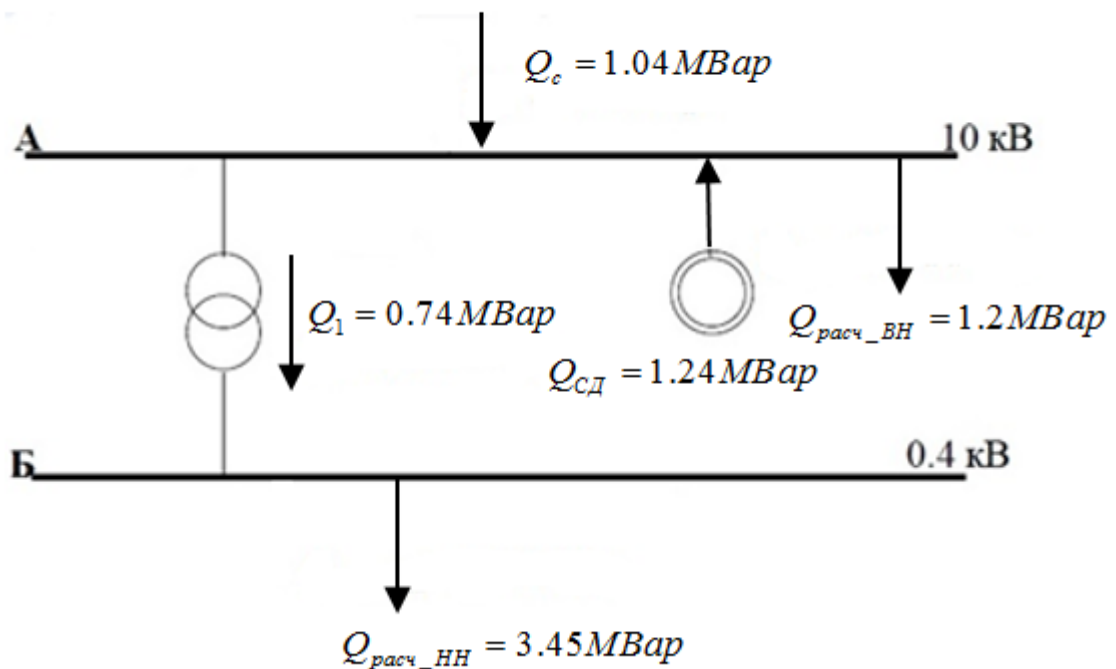


Рисунок 3 – Баланс реактивной мощности для узлов А и Б

$$Q_c + Q_{сд} = 2,28 \text{ МВар} < Q_1 + Q_{\text{расч_ВН}} = 1,94 \text{ МВар}$$

Рассмотрим несколько вариантов установки батарей конденсаторов на сторонах высокого и низкого напряжения.

Рассмотрим первый вариант для компенсации реактивной мощности предприятия:

$$Q_C = 1,04 \text{ MVar},$$

$$Q_1 = 0,74 \text{ MVar},$$

$$Q_{P\Sigma} = 3,45 \text{ MVar},$$

$$Q_{расч_ВН} = 1,2 \text{ MVar},$$

$$Q_{сд} = Q_{расч_ВН} + Q_1 - Q_C = 1,2 + 0,74 - 1,04 = 0,9 \text{ MVar},$$

$$\text{тогда } Q_{БК_НН} = Q_{P\Sigma} - Q_1 = 3,45 - 0,74 = 2,75 \text{ MVar}.$$

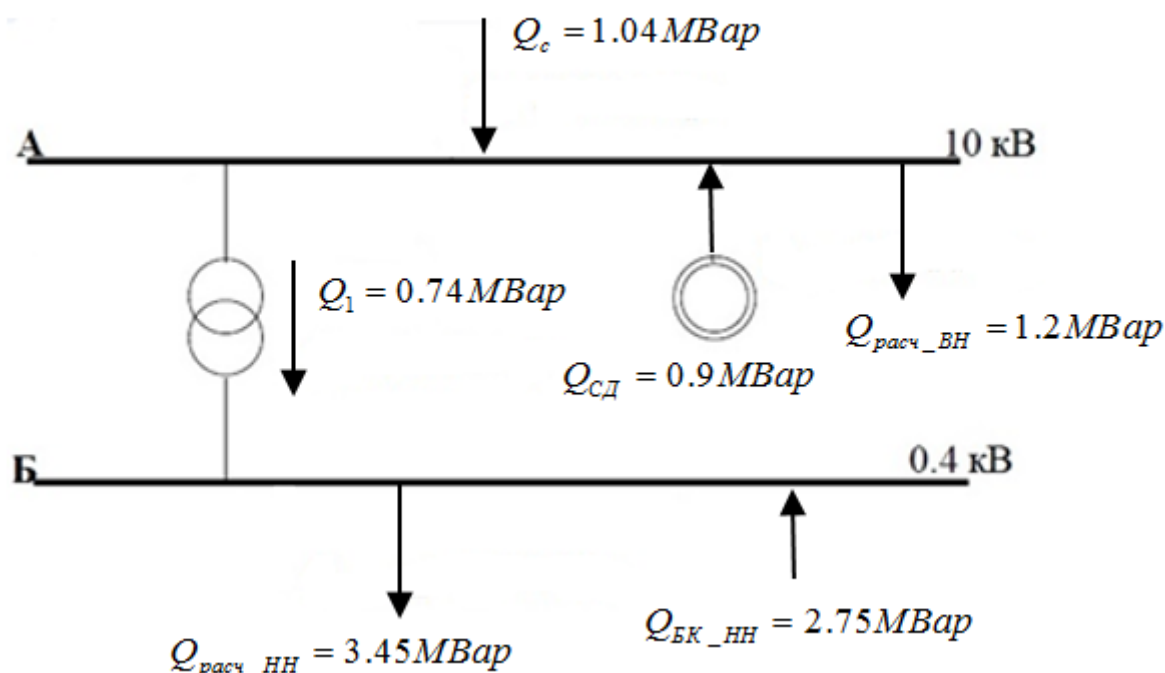


Рисунок 4 – Баланс реактивной мощности в узлах А и Б для первого варианта

К установке принимаем 27 конденсаторную батарею **УКБН-0,38-100-50У3**, которые имеют суммарную установленную мощность 2700 кВар.

$\Delta P_{БК} = 4,5 \text{ кВт/МВар}$, $K_y = 10,5 \text{ у.е./кВар}$, определено согласно справочным данным[1].

Где $\Delta P_{БК}$ - удельные потери активной мощности в батареях конденсаторов;

K_y – удельная стоимость батарей, у.е./кВар.

Рассчитаем затраты на их установку:

$$Z_{БК_НН}^1 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК_НН} + Z_2 \cdot Q_{БК_НН}^2, \text{ у.е.}$$

Q – реактивная мощность для проектированной электроустановки, которая генерируется источником генерируемая для проектируемой, кВар;

Z_0 – составляющая постоянных затрат, которая не зависит от генерируемой мощности, у.е./кВар;

Z_1 – затраты удельные на 1 кВар генерируемой мощности, у.е./кВар;

Z_2 – затраты удельные на 1 кВар² генерируемой мощности, у.е./кВар²;

Для батарей конденсаторов на стороне низкого напряжения:

$$Z_0 = 0 \text{ и } Z_2 = 0,$$

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}^\circ}{U^\circ} \right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 10,5 \cdot \left(\frac{1}{1} \right) + 85 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} = 2,725 \text{ у.е. / кВар}$$

E – сумма ежегодных отчислений от величины капитальных вложений.

Можно принять: $E = 0.223$.

U° - относительная величина напряжения сети в месте, где устанавливаются батареи конденсаторов;

$U_{БК}^\circ$ - отношение номинального напряжения батарей конденсаторов к номинальному напряжению электрической сети;

Согласно справочным данным [1] для конденсаторных батарей напряжением до 1 кВ - $U_{БК}^\circ$ принимается равным единице.

А для конденсаторных батарей напряжением 6-10 кВ - $U_{БК}^\circ$ принимается равным 1,05.

$C_0 = 85 \text{ у.е. / кВт}$ - удельная стоимость потерь активной мощности [1, стр.113].

$$Z_{БК_НН}^1 = Z_1 \cdot Q_{БК_НН} = 2,725 \cdot 2750 = 7493,75 \text{ у.е.}$$

Находим величину удельных затрат при передаче реактивной мощности, которая генерируется синхронным двигателем в сеть 0,4 кВ.

Реактивную мощность, которую можно снять с синхронного двигателя находим из выражения:

$$Q_{CD} = 900 \text{ кВар};$$

$$Q_{CD \text{ ном}} = P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{НОМ} = 2000 \cdot 0,484 = 968 \text{ кВар}.$$

$Q_{CD \text{ ном}}$ – номинальная мощность синхронного двигателя, кВар;

$Z_0=0$ – так как двигатели используются в технологическом процессе.

$$Z_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{CD \text{ ном}}} = 85 \cdot \frac{5,37}{968} = 0,472 \text{ у.е. / кВар};$$

$$Z_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{CD \text{ ном}}^2} = 85 \cdot \frac{6,8}{968^2} = 0,0006 \text{ у.е. / кВар}.$$

D_1, D_2 – неизменные коэффициенты, которые определяются техническими параметрами синхронного двигателя.

Суммарные приведенные затраты на генерацию реактивной мощности СД:

$$Z_{CD}^1 = Z_1 \cdot Q_{CD} + Z_2 \cdot Q_{CD}^2 = 0,472 \cdot 900 + 0,0006 \cdot 900^2 = 910,8 \text{ у.е.}$$

Так как при первом варианте устанавливаем минимальное число цеховых трансформаторов, то затраты на установку комплектной трансформаторной подстанции не учитываются.

Находим по первому варианту установки конденсаторных батарей общие приведенные затраты:

$$Z^1 = Z_{БК_нн}^1 + Z_{CD}^1 = 7493,75 + 910,8 = 8404,55 \text{ у.е.}$$

Рассмотрим второй вариант для компенсации реактивной мощности предприятия:

Число установленных цеховых трансформаторов увеличиваем на один. Теперь на предприятии установлено 11 цеховых трансформаторов.

Определяем по следующим формулам величину затрат на установку одной комплектной трансформаторной подстанции, которая имеет мощность 630 кВА:

$$Z_{TP}^2 = E \cdot K_{TP} = 0,223 \cdot 11600 = 2586,8 \text{ у.е.}$$

$K_{TP} = 11600$ у.е. – стоимость КТП, определяется согласно справочным данным [3].

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_m \cdot S_{н.мп})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(11 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 4348,17^2} = 2,15 \text{ MVar},$$

$$Q_C = 1,04 \text{ MVar};$$

$$Q_{CD} = 1,24 \text{ MVar};$$

$$Q_{расч_ВН} = 1,2 \text{ MVar},$$

$$Q_{расч_НН} = 3,45 \text{ MVar},$$

$$\text{тогда } Q_{БК_ВН} = Q_1 + Q_{расч_ВН} - Q_C + Q_{CD} = 3,35 - 2,28 = 1,07 \text{ MVar};$$

$$Q_{БК_НН} = Q_{P\Sigma} - Q_1 = 3,45 - 2,15 = 1,3 \text{ MVar}.$$

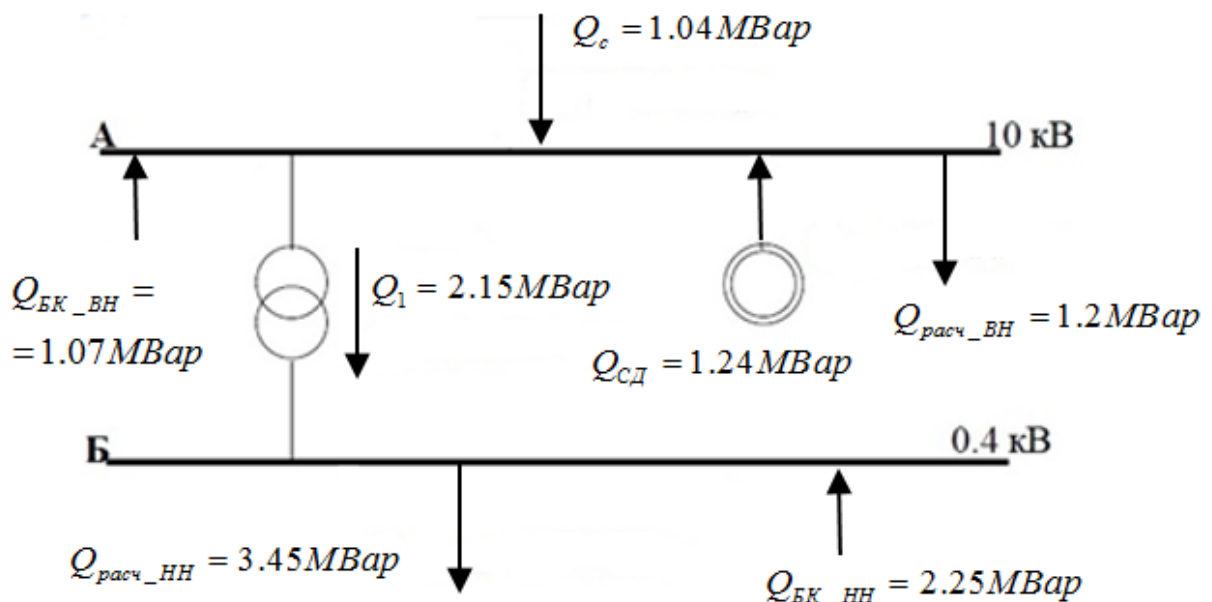


Рисунок 5 – Баланс реактивной мощности в узлах А и Б при установке батарей конденсаторов на сторонах низкого и высокого напряжения

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем конденсаторные батареи **УК-6,3-900ЛУЗ** в количестве 8 штук. Установленная суммарная мощность составит 900 кВар.

$\Delta P_{БК} = 2,5 \text{ кВт/МВар}$, $K_y = 3,7 \text{ у.е./кВар}$, согласно справочным данным [1].

Найдём затраты на установку конденсаторных батарей согласно следующим выражениям:

$$Z_{БК_ВН}^2 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК_ВН} + Z_2 \cdot Q_{БК_ВН}^2, \text{ у.е.}$$

Для БК_ВН $Z_2 = 0$,

$$Z_0 = E \cdot (K_{яч.} + 2 \cdot K_{тр.напр.}) = 0,223 \cdot (1900 + 2 \cdot 800) = 781 \text{ у.е.}$$

$K_{яч.} = 1900 \text{ у.е.}$ – стоимость выключателя;

$K_{тр.напр.} = 800 \text{ у.е.}$ – стоимость трансформатора напряжения, согласно справочной литературе [3].

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}^\circ}{U^\circ}\right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 3,7 \cdot \left(\frac{1,05}{1}\right) + 85 \cdot 2,5 \cdot 10^{-3} = 1,08 \text{ у.е./кВар}$$

$$Z_{БК_ВН}^2 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК_ВН} = 781 + 1,08 \cdot 1070 = 1936,6 \text{ у.е.}$$

Для компенсации реактивной мощности устанавливаем конденсаторные батареи типа **УКБТ-0,38-150УЗ** в количестве 18 штук, их суммарная установленная мощность составит 1800 кВар.

$\Delta P_{БК} = 4,5 \text{ кВт/МВар}$, $K_y = 8 \text{ у.е./кВар}$, согласно справочной литературе [3]/

Рассчитаем затраты на их установку согласно формулам:

$$Z_{БК_НН}^2 = Z_0 + Z_1 \cdot Q_{БК_НН} + Z_2 \cdot Q_{БК_НН}^2, \text{ у.е.}$$

Для БК_НН $Z_0 = 0$ и $Z_2 = 0$,

$$Z_1 = E \cdot K_y \cdot \left(\frac{U_{БК}^\circ}{U^\circ}\right) + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = 0,223 \cdot 8 \cdot \left(\frac{1}{1}\right) + 85 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} = 2,167 \text{ у.е./кВар}$$

$$Z_{БК_НН}^2 = Z_1 \cdot Q_{БК_НН} = 2,167 \cdot 1300 = 2817,1 \text{ у.е.}$$

Далее следует найти удельные затраты при передаче реактивной мощности, которую генерирует синхронный двигатель в сеть 0,4 кВ.

Максимальная реактивная мощность, которую можно снять с синхронного двигателя определяется из выражения:

$$Q_{сд}^2 = 1240 \text{ кВар};$$

$$Q_{сд ном} = P_{НОМ} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{ном} = 2000 \cdot 0,484 = 968 \text{ кВар.}$$

Z_0 принимаем равные нулю, так как двигатель задействован в технологическом процессе предприятия.

$$3_1 = C_0 \cdot \frac{D_1}{Q_{CD \text{ ном}}} = 85 \cdot \frac{5,37}{968} = 0,472 \text{ у.е. / кВар};$$

$$3_2 = C_0 \cdot \frac{D_2}{Q_{CD \text{ ном}}^2} = 85 \cdot \frac{6,8}{968^2} = 0,0006 \text{ у.е. / кВар}.$$

Суммарные приведенные затраты на генерацию реактивной мощности синхронным двигателем определяются по выражению:

$$3_{CD}^2 = 3_1 \cdot Q_{CD} + 3_2 \cdot Q_{CD}^2 = 0,472 \cdot 1240 + 0,0006 \cdot 1240^2 = 1507,84 \text{ у.е.}$$

В итоге определяем приведённые общие затраты по второму варианту установки конденсаторных батарей:

$$3^2 = 3_{БК_вн}^2 + 3_{CD}^2 + 3_{БК_нн}^2 + 3_{ТР}^2 = 1936,6 + 1507,84 + 2817,1 + 2586,8 = 8848,34 \text{ у.е.}$$

Рассмотрим третий вариант для компенсации реактивной мощности предприятия

Число установленных цеховых трансформаторов увеличиваем на два. Теперь на предприятии установлено 12 цеховых трансформаторов.

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min} \cdot \beta_m \cdot S_{н.мп})^2 - \sum P_p^2} = \sqrt{(12 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 4348,17^2} = 3,02 \text{ МВар};$$

Затраты на установку двух трансформаторных подстанции мощностью по

$$630 \text{ кВА: } 3_{ТР}^2 = 2 \cdot E \cdot K_{ТР} = 0,223 \cdot 11600 = 5172 \text{ у.е.}$$

Передаваемая мощность Q_1 все равно меньше расчетной $Q_{\text{расч.НН}}$, т.е. все равно нужны БК на стороне НН. Смысла в дальнейших расчетах нет.

Выбираем вариант 1 по технико-экономическим причинам. Далее трансформаторы следует равномерно распределить по цехам завода.

Таблица 6 – Цеховые трансформаторы с учётом распределения по цехам
завода

№ П/П	Наименование пункта питания	Потребители электроэнергии	Месторасположение пунктов питания на генплане	P_p , кВт	Количество и мощность трансформаторов
1	ТП-1	Цех № 4, № 3, №9	Цех № 4	445,21	1хТМ-630/10
2	ТП-1.1	Цех № 4	Цех № 4	880	2хТМ-630/10
3	ТП-2	Цеха, № 8, №10, №11, №12	Цех № 10	705,31	2хТМ-630/10
4	ТП-3	Цех № 5, № 6, №7	Цех №6	926,41	2хТМ-630/10
5	ТП-4.1	Цеха №1, №2	Цех № 2	940,55	2хТМ-630/10
6	ТП-4.2	Цех № 1	Цех № 1	441	1хТМ-630/10

Во всех цехах производим установку трансформаторов марки ТМ. Нагрузки цехов, которые расположены рядом – объединяем. Запитываем трансформаторы согласно радиальной схеме.

Приводим структурную схему электроснабжения завода в *ПРИЛОЖЕНИИ 5*. Цеховые трансформаторные подстанции имеют следующие параметры, которые приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Параметры цеховых ТП, установленных на предприятии

Тип трансформатора	S _{ном} , кВА	U _{ном} обмоток, кВ		U _к , %	P _{кз} , кВт	P _{хх} , кВт	I _х , %	Схема и группа соединения обмоток
		ВН	НН					
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	8,5	1,56	2	Y-Yн - 11

На генплане завода по производству запасных деталей к тракторам располагаем цеховые ТП. План из расположения приведён в *ПРИЛОЖЕНИИ 6*.

2.7 Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций и уточнение их нагрузки

В трансформаторах и линиях необходимо снизить потери. Для этого будем компенсировать реактивную мощность на напряжении 0,4 кВ вблизи ЭП. Присоединение конденсаторных батарей ведётся к СШ низкого напряжения ТП.

Рассчитываем максимально возможную реактивную мощность, которая передаётся через трансформаторы ТП в сеть напряжением до 1кВ. При заданном β , реактивная мощность определяется соотношением:

$$Q_{\max} = \sqrt{(n \cdot \beta \cdot S_{н.м})^2 - \sum P_p^2},$$

где n – число трансформаторов на трансформаторной подстанции;

β – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

Принимаем равным 0,7, так как цеха преимущественно имеют вторую категорию надёжности;

$S_{н.м}$ – номинальная мощность установленных на трансформаторных подстанциях трансформаторов;

$\sum P_p$ – активная расчётная нагрузка на шинах 0,4кВ трансформаторных подстанций.

Рассчитаем коэффициент загрузки для трансформаторов ТП-1.1 после

проведения мероприятий для компенсации реактивной мощности. Расчёт для остальных трансформаторных подстанций приведен в *ПРИЛОЖЕНИИ 7*.

$$Q_{\phi} = \sum Q_P - \sum Q_{БК} = 322,38 - 300 = 22,38 \text{ кВар}$$

$$\beta_1 = \frac{S_{\phi}}{n_{тр} \cdot S_{тр}} = \frac{\sqrt{(P_P)^2 + (Q_{\phi})^2}}{1 \cdot 630} = \frac{\sqrt{(420)^2 + (22,38)^2}}{1 \cdot 630} = 0,67$$

Рассчитываем потери активной и реактивной мощности в трансформаторах в соответствии с выражениями:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{xx,тр} \cdot n + \Delta P_{кз,тр} \cdot n \cdot (\beta_{тр})^2;$$

$$\Delta Q_{тр} = \Delta Q_{xx,тр} \cdot n + \Delta Q_{кз,тр} \cdot n \cdot (\beta_{тр})^2; \quad \Delta Q_{кз,тр} = \frac{U_{кз} \cdot S_{н,тр}}{100}; \quad \Delta Q_{xx,тр} = \frac{I_{xx} \cdot S_{н,тр}}{100},$$

Итоговые результаты расчёта потерь мощности в трансформаторах приводим в таблице 8.

Таблица 8 – Общие потери мощности в трансформаторах цеховых трансформаторных подстанциях завода

№ ТП	Запитанные цеха	$S_{ном\ T'}$ кВА	$N_{тр}$	$\beta_{тр}$	$\Delta P_{тр'}$ кВт	$\Delta Q_{xx'}$ кВАр	$\Delta Q_{кз'}$ кВАр	$\Delta Q_{тр'}$ кВАр	$\Delta S_{тр'}$ кВА
ТП1.1	1	630	1	0,67	5,375	12,6	34,65	28,154	28,663
ТП1.2	1,2	630	2	0,77	13,19	12,6	34,65	66,288	67,589
ТП2	8,10,11,12	630	2	0,56	8,451	12,6	34,65	46,932	47,687
ТП3	5,6,7	630	2	0,71	11,69	12,6	34,65	60,134	61,26
ТП4.1	4	630	2	0,7	11,45	12,6	34,65	59,157	60,255
ТП4.2	3,4,9	630	1	0,71	5,844	12,6	34,65	30,067	30,63
			10		56,01			290,73	296,08

2.8 Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения предприятия

Чтобы выбрать рациональное напряжение следует учесть следующие экономические факторы. Если номинальное напряжение больше, то растут и капиталовложения на сооружение энергосистемы, однако в энергосистеме падают потери на в передаче электроэнергии, и как следствие

эксплуатационные издержки снижаются. Для внешнего электроснабжения завода напряжение сетей имеет зависимость от мощности завода и его удалённости от источника питания, так же зависит от перспективы развития сетей в районе, котором находится предприятие. Ко всему прочему напряжение определяется техническими условиями энергосистемы на подключение.

По экономически целесообразному пути (формуле Илларионова) определяем напряжение линии, которая питает ГПП:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15} + \frac{2500}{3,45}}} = 36 \text{ кВ},$$

где P – передаваемая мощность, которая имеет значение расчетной нагрузки предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт;

L – расстояние от источника питания до предприятия, км.

35 кВ – самое близкое значение номинального напряжения линии, питающей главную понизительную подстанцию. Напряжение внешнего электроснабжения завода принимаем равным $U=35 \text{ кВ}$.

2.9 Выбор трансформатора ГПП

Электроснабжение завода по производству запасных деталей к тракторам осуществляется от ПС энергосистемы. Электроснабжение осуществляется по двум воздушным линиям электропередач, которая имеет напряжение 35 кВ. Применяем дополнительный источник питания, который выполняет функцию резервирования. Таким образом, в схеме внешнего электроснабжения на стороне 35 кВ применим 4Н, которая состоит из двух блоков с неавтоматической перемычкой со ВЛ и выключателями.

Главную понизительную подстанцию будем размещать в центре электрических нагрузок. На стороне напряжения 10 (кВ) принимаем обходную систему шин, секционированную выключателем (вакуумным).

На ГПП следует определить полную мощность трансформатора:

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{р.ГПП}}{N_{тр} \cdot \beta_m},$$

где $S_{р.ГПП}$ – расчётная полная мощность завода на стороне высокого напряжения трансформаторов главной понизительной подстанции;

β_m - коэффициент загрузки трансформаторов главной понизительной подстанции, принимается равным 0,7, так как на предприятии преобладают нагрузки второй категории по степени надёжности электроснабжения [1].

Число трансформаторов на главной понизительной подстанции равно двум.

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{р.ГПП}}{2 \cdot \beta_m} = \frac{7202,05}{2 \cdot 0,7} = 5144,32 \text{ кВА},$$

Получившееся значение расчётной полной мощности трансформатора следует округлить до ближайшего значения в большую сторону. К установке принимаем трансформатор типа ТМН-6300/35, согласно [3 стр.615]. Технические паспортные данные трансформатора ТМН-6300/35 приведём в таблице 9.

Таблица 9 - Технические данные трансформатора главной понизительной подстанции

Тип тр-ра	$S_{ном},$ кВА	$U_{ном}$ обмоток, кВ	$U_k, \%$	$P_{кз},$ кВт	$P_{хх},$ кВт	$I_x, \%$
ТМН-6300/35	6300	35/11	7,5	46,5	8	0,8

Следует учитывать, коэффициент загрузки трансформаторов ГПП принимается равным 0,7 в нормальном режиме работы. В послеаварийном режиме любой из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки (до 40 %) полностью обеспечивает необходимую мощность для работы завода, исходя из $S_{р.ГПП} = 7207,05 \text{ кВА} < 1,4 \cdot S_{н.тр} = 1,4 \cdot 6300 = 8820 \text{ кВА}$.

2.10 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Сечение провода линии, которая питает трансформаторы ГПП будем выбирать по экономической плотности тока. К установке принимаем воздушные линии электропередач. Линии электропередач выполняются двухцепными проводом марки АС.

Расчетный ток приходящийся на одну линию в нормальном режиме равен:

$$I_p = \frac{S_{p\text{ГПП}}^{BH}}{2\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7207,05}{2\sqrt{3} \cdot 35} = 59,44 \text{ А.}$$

В послеаварийном или ремонтном режиме:

$$I_{p.\text{макс}} = \frac{S_{p.\text{ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{7207,05}{\sqrt{3} \cdot 35} = 118,89 \text{ А.}$$

В приведенном случае $3000 < T_m < 5000$ часов. Следовательно для неизолированной линии, выполненной из алюминия согласно [1, табл. 6.1] принимаем экономическую плотность тока $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$

Определяем экономически целесообразное сечение проводов из выражения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{59,44}{1,1} = 54,04 \text{ мм}^2$$

Выбираем самое близкое из стандартных сечений и в качестве воздушной линии электропередач принимаем провода марки АС – 70. Допустимый длительный ток для данного провода равен $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$.

Сечение необходимо подвергнуть проверкам:

- По допустимой токовой нагрузке и перегрузочной способности (для ремонтного и послеаварийного режима, при отключении одной из линий).

$$\begin{aligned} I_{\text{расч}} &\leq I_{\text{доп}}; \\ 1,3 \cdot I_{\text{доп}} &\geq I_{\text{расч}}. \end{aligned}$$

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии, определяется согласно справочным данным [1].

$$59,44 \text{ А} \leq 265 \text{ А, условие успешно выполняется.}$$

$$1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 265 = 344,5 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 118,89 \text{ А, условие успешно выполняется.}$$

- На условие механической прочности:

В соответствии с условием, на воздушных линиях выше 1000В допустимо применение провода с сечением не менее 25 мм^2 из сталеалюминия.

$$F_{\text{расч}} = 70 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{мин}} = 25 \text{ мм}^2, \text{ условие успешно выполняется.}$$

- По допустимой потере напряжения:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 \geq L;$$

где $l_{\Delta U 1\%}$ - длина линии электропередач при полной нагрузке на 1 % потери напряжения, км;

$\Delta U_{\text{дон}\%}$ - допустимая потеря напряжения, %, ($\Delta U_{\text{доп}\%} = 5\%$, $\Delta U_{\text{доп.ав}\%} = 10\%$);

$k_3 = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p}$ - значения коэффициента загрузки линии;

L – длина линии (фактическая), км;

$L_{\text{дон}}$ - длина линии (допустимая), км;

Длину линии электропередач принимаем $l_{\Delta U 1\%} = 1,65$ км при полной нагрузке.

Расчёт для нормального режима:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 1,65 \cdot 5 \cdot \frac{265}{59,44} = 36,78 \text{ км.}$$

$$L_{\text{дон}} = 36,78 \text{ км} > L = 10 \text{ км, условие выполняется.}$$

Расчёт для послеаварийного режима:

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_3 = 1,65 \cdot 10 \cdot \frac{265}{118,89} = 36,78 \text{ км.}$$

$$L_{\text{дон}} = 36,78 \text{ км} > L = 10 \text{ км, условие выполняется.}$$

- Проверку на предмет коронирования не проводим, так как линия имеет напряжение 35кВ.

В итоге получаем, что АС – 70/11 - двухцепная воздушная ЛЭП, которая питает подстанцию энергосистемы напряжением 35кВ, что осуществляет электроснабжение завода по производству запасных деталей к тракторам. Воздушные линии имеют исполнения на двухцепных опорах с металлической конструкцией.

2.11 Схема внутризаводской распределительной сети 10 кВ

Для кабельной линии в сетях выше 1000 В сечения жил предпочтительно выбирать по экономической плотности тока, используя следующее выражение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}};$$

Из выражения, I_p – расчетный ток кабельной линии, А;

$j_{\text{эк}}$ – экономическая плотность тока, которая нормируется согласно ПУЭ (таблица 1.3.36), А/мм².

Рассчитанное значение сечения жил кабельной линии округляем до ближайшего из стандартных. Далее для данного сечения находим допустимый длительный ток, согласно ПУЭ (из таблиц 1.3.4 – 1.3.22).

Принятые сечения кабельных линий необходимо проверить согласно следующим техническим факторам:

1) По нагреву. Появляется от длительного выделения тепла на кабеле от рабочего тока;

$I_{\text{доп}}$ - длительно допустимый ток кабеля, который соответствует сечению кабеля, выбранный экономической плотности тока. Длительно допустимый ток должен обеспечивать прохождение по кабельной линии максимального расчетного тока по тепловому нагреву определяется согласно выражению:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2};$$

где K_1, K_2 – коэффициенты, которые учитывают влияние от температуры окружающей среды и влияние проложенных рядом кабельных линий, соответственно.

K_1 определяем из ПУЭ (таблица 1.3.3).

K_2 определяем из ПУЭ (таблица 1.3.12 и 1.3.26).

В послеаварийных режимах при наличии перегрузок сечение жил линий кабельных линии выбирают согласно условию:

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2};$$

Из условия: $I_{\text{п.ав}}$ – расчетный ток кабельной линии для послеаварийного режима работы;

$K_{\text{пер}}$ – кратность перегрузки. Принимается согласно ПУЭ (таблицы 1.3.1 и 1.3.2).

2) Фактор термической стойкости - по нагреву от кратковременного выделения тепла током короткого замыкания.

Данная проверка проводников кабельных линии на термическую стойкость при коротких замыканиях заключается в определении температуры нагрева проводников к моменту отключения КЗ и сравнении предельно допустимой температуры нагрева при коротких замыканиях с этой температурой. Кабельная линия проходит условие термической стойкости в том случае, если температура нагрева проводника к моменту отключения КЗ не превышает его предельно допустимую температуру нагрева.

Проверяем сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ при помощи следующего выражения:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}, \text{ мм}^2$$

Из выражения: C_T – коэффициент, который зависит материала проводника и от допустимой температуры при КЗ [2];

B_k – тепловой импульс тока короткого замыкания, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$.

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется из выражения:

$$B_k = I_{\text{п0}}^2 (t_{\text{пр}} + T_a)$$

где, $I_{\text{п0}}$ - начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ;

$t_{\text{пр}}$ – расчётное приведенное время отключения тока короткого замыкания;

T_a – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

Приведенное время отключения тока короткого замыкания определяется из формулы:

$$t_{\text{пр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл}};$$

В формуле: $t_{\text{р.з.}}$ – время срабатывания релейной защиты, с;

$t_{\text{откл}}$ – время полного отключения выключателя, с.

$t_{p.з.}$ - время действия релейной защиты находим согласно формуле:

$$t_{p.з.} = t_{p.з.\min} + \Delta t_c;$$

где $t_{p.з.\min}$ - минимальное время срабатывания первой ступени защиты, которое принимается равным 0.01 секунды[4];

Δt_c - ступень селективности, которая принимается в зависимости от числа ступеней распределения электрической энергии по территории завода.

Постоянная затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания определяется следующим образом:

$$T_a = \frac{x_\Sigma}{\omega \cdot r_\Sigma};$$

где r_Σ, x_Σ – результирующие активное и индуктивное сопротивления схемы относительно точки короткого замыкания, соответственно;

Из трех найденных сечений (по экономической плотности тока, термической стойкости и нагреву длительным током) принимаем самое большое.

3) Проводится проверка выбранного сечения на значение потери напряжения в соответствии с формулой:

$$\Delta U_{кл} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_H^2};$$

где l – длина кабельной линии, км;

P, Q – активная и реактивная мощности, которые передаются по кабельной линии;

r_0, x_0 – погонные сопротивления кабельной линии, активное и реактивное, соответственно, Ом/км.

Приемлемыми считают относительные потери напряжения в том случае если, они не превышают в высоковольтных сетях – 10% для послеаварийного режима работы.

В качестве примера рассмотрим выбор сечения КЛ-1 проходящей от главной понизительной подстанции до ТП-1.

Расчетный ток кабельной линии рассчитывается исходя из нормального режима работы электроустановки. При его определении увеличение тока при аварийных ситуациях учитывать не следует.

Значение расчётного тока кабельной линии, которая питает цеховые трансформаторы, высоковольтных электрических двигателей принимается их номинальный ток. Фактическая нагрузка не влияет на значение расчётного тока.

Расчетный ток кабельных линий, питающих цеховые трансформаторы, определяется исходя их формулы:

$$I_p = \frac{n_{тр.} \cdot S_{ном.тр.}}{n_{лин.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_n}, \text{ A};$$

где $S_{ном.тр.}$ – номинальная полная мощность трансформатора цеха, кВА;

$n_{тр.}$ – количество трансформаторов.

Определяем расчетный ток кабельной линии как:

$$I_p = \frac{n_{тр.} \cdot S_{ном.тр.}}{n_{лин.} \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 36,42, \text{ A};$$

Экономически выгодное сечение для кабелей высокого напряжения с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при $T_m = 3000-5000$ часов принимаем равным $j_{эк} = 1,4 \text{ A/мм}^2$ согласно [1, табл. 6.1].

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{36,42}{1,4} = 26,01 \text{ мм}^2;$$

Ближайшее стандартное значение сечения кабельной линии: $F = 35 \text{ мм}^2$, $I_{дон} = 105 \text{ A}$ в соответствии с [6, табл.6].

- 1) Проводим проверку по нагреву от длительного выделения рабочим током тепла:

$K_1 = 1$ - в соответствии с ПУЭ (таблица 1.3.3), $K_2 = 0,9$ – согласно таблице 1.3.26.

$$I_{\text{доп}} = 105 \text{ A} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} = \frac{36,42}{1 \cdot 0,9} = 40,46 \text{ A};$$

Условие успешно выполняется.

2) Проверка по нагреву от длительного выделения тепла для послеаварийного режима с перегрузкой:

$K_{\text{пер}} = 1,3$ - в соответствии с ПУЭ (таблица 1.3.2).

$$I_{\text{н.ав}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 36,42 = 72,83 \text{ A};$$

$$K_{\text{пер}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 105 = 136,5 \text{ A} \geq \frac{I_{\text{н.ав}}}{K_1 \cdot K_2} = \frac{72,83}{1 \cdot 0,9} = 80,92 \text{ A};$$

Условие успешно выполняется.

Производим предварительный выбор кабеля марки ААШв – 2(3х35), прокладка кабеля в кабельном канале.

Результаты предварительного выбора КЛ сведем в *ПРИЛОЖЕНИЕ 8*.

2.12. Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

Необходимость нахождения токов короткого замыкания заключается в том, чтобы правильно подобрать токоведущие части электрических установок и всех электрических аппаратов. Необходимо определить наибольший ток КЗ, который проходит через электрические аппараты и токоведущие части, чтобы исключить их разрушение.

Первым этапом расчёта токов короткого замыкания является составление упрощенной однолинейной схемы электроустановки. В данной схеме необходимо учитывать все трансформаторы, источники питания, воздушные и кабельные линии электропередач. Источниками питания являются – генераторы ТЭЦ, подстанции энергосистемы.

Будем проводить расчёт токов короткого замыкания для участка распределительной сети 10 кВ ГПП – ТП-1.1. Составляем расчётную схему и схему замещения, которая приведена ниже для данного участка.

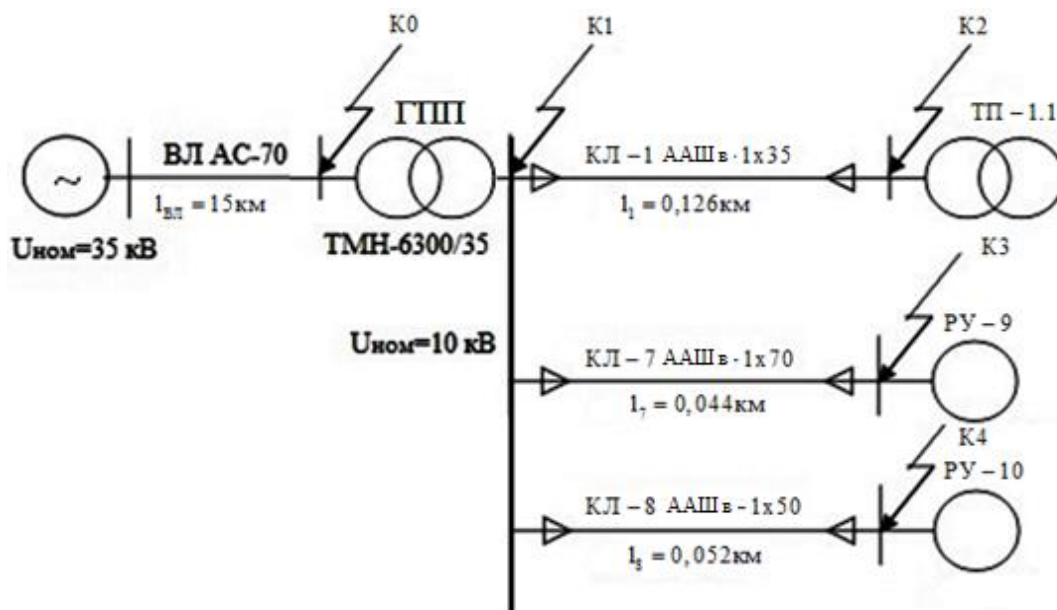


Рисунок 7 – Расчетная однолинейная схема сети для расчёта токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания будем производить в относительных единицах. Расчётные данные приводим к базисной мощности и базисному напряжению. Базисное напряжение на 5% превышает номинальное.

Принимаем $U_{б1} = 37 \text{ кВ}$, $U_{б2} = 10,5 \text{ кВ}$ исходя из стандартного ряда базисных напряжений, согласно [1, стр.147].

Принимаем $S_б = 100 \text{ МВА}$ за значение базисной мощности.

Будем принимать $S_c = \infty$ за мощность источника электроэнергии. $x_c = 0$ - индуктивное сопротивление источника.

1. Для воздушной линии 35 кВ сопротивления определяются следующим образом:

$$r_{эл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_б}{U_{б1}^2} = \frac{0,422 \cdot 15 \cdot 100}{37^2} = 0,462 \text{ о.е.}$$

$$x_{эл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_б}{U_{б1}^2} = \frac{0,432 \cdot 15 \cdot 100}{37^2} = 0,473 \text{ о.е.}$$

где: $l = 10 \text{ км}$ - длина воздушной линии электропередач;

$U_{б1}$ - напряжение ступени трансформации (базисное), кВ;

$r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$ - активное сопротивление провода марки АС-70, определяем из [2, табл.1.6];

$x_0 = 0,432$ Ом/км - индуктивное сопротивление провода марки АС-70, определяем из [2, табл.1.6];

2. Для трансформатора ТМН-6300/35 кВА определяем сопротивление как:

$$x_{mp} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр.}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,19 \text{ о.е.}$$

В связи с тем, что трансформатор имеет большую мощность, то активным сопротивлением можно пренебречь.

$S_{н.тр.}$ - номинальная мощность трансформатора, равная 6,3 МВА;

$U_{кз}$ - Напряжение короткого замыкания трансформатора, равное =7,5%;

3. Для кабельной линии КЛ-1 сопротивления соответственно равны:

$$r_{KL-1} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0,84 \cdot 0,126 \cdot 100}{10,5^2} = 0,096 \text{ о.е.}$$

$$x_{KL-1} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0,095 \cdot 0,126 \cdot 100}{10,5^2} = 0,011 \text{ о.е.}$$

где: $l = 0,126$ км - длина кабельной линии электропередач;

$U_{\delta 1}$ - напряжение данной ступени трансформации (базисное), кВ;

$r_0 = 0,84$ Ом/км - активное сопротивление провода ААШв 3х35;

$x_0 = 0,095$ Ом/км - индуктивное сопротивление провода ААШв 3х35.

4. Для кабельной линии КЛ-7 определяем сопротивления:

$$r_{KL-7} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0,42 \cdot 0,044 \cdot 100}{10,5^2} = 0,017 \text{ о.е.}$$

$$x_{KL-7} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\delta}}{U_{\delta 1}^2} = \frac{0,086 \cdot 0,044 \cdot 100}{10,5^2} = 0,003 \text{ о.е.}$$

где: $l = 0,044$ км - длина кабельной линии электропередач;

$U_{\delta 1}$ - напряжение данной ступени трансформации (базисное), кВ;

$r_0 = 0,42$ Ом/км - активное сопротивление провода ААШв 3х70;

$x_0 = 0,086$ Ом/км - индуктивное сопротивление провода ААШв 3х70.

5. Для кабельной линии КЛ-8 сопротивления определяются как:

$$r_{\text{КЛ-8}} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0,59 \cdot 0,052 \cdot 100}{10,5^2} = 0,028 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{КЛ-8}} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0,09 \cdot 0,052 \cdot 100}{10,5^2} = 0,004 \text{ о.е.}$$

где: $l = 0,052$ км - длина кабельной линии электропередач;

$U_{\sigma 1}$ - напряжение данной ступени трансформации (базисное), кВ;

$r_0 = 0,59$ Ом/км - активное сопротивление провода ААШв 3х50;

$x_0 = 0,09$ Ом/км - индуктивное сопротивление провода ААШв 3х50.

Составляем схему замещения согласно расчётной схеме. На схеме указываем точки для расчётов токов короткого замыкания и рассчитанные выше сопротивления всех элементов схемы.

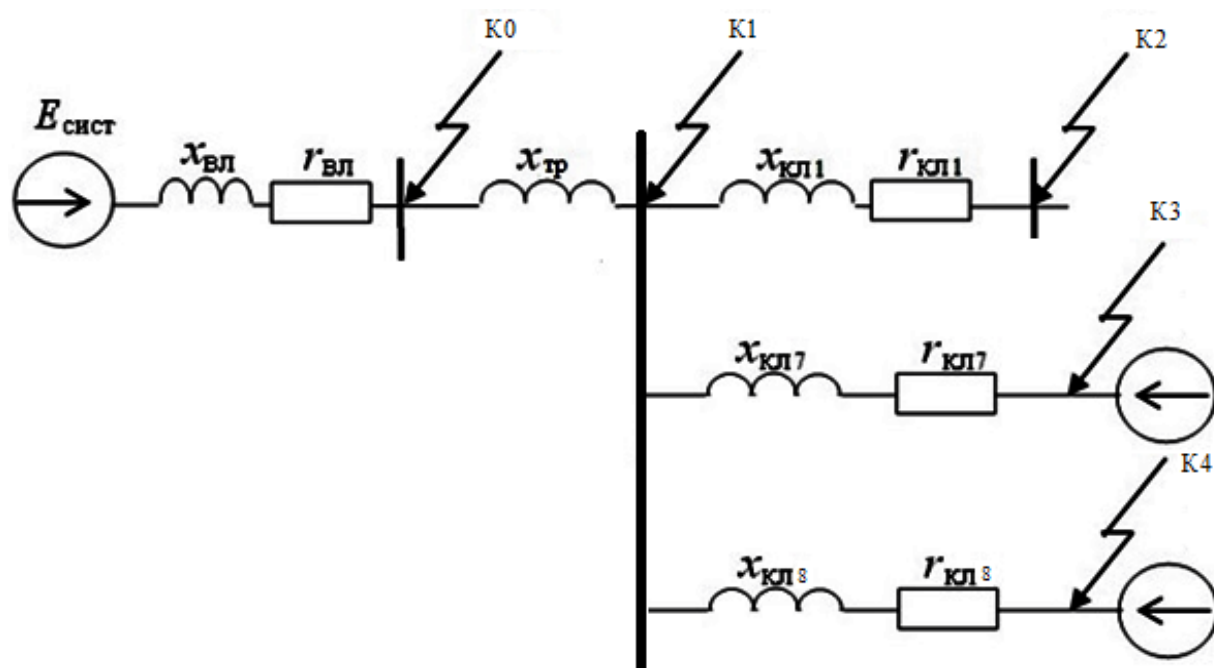


Рисунок 8 – Схема замещения для расчёта токов короткого замыкания сети

Расчет токов КЗ

В настоящее время в России применяется сети с изолированной нейтралью для сетей среднего напряжения. При этом невелико значение тока однофазного короткого замыкания. Этот режим не является аварийным для сети. Величина тока однофазного короткого замыкания определяется емкостью линии. По

рассчитанному току трёхфазного короткого замыкания, с лёгкостью определяется значение тока двухфазного короткого замыкания, в соответствии с формулой: $I_{\kappa\text{З}}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{\kappa\text{З}}^{(3)}$.

Расчёт однофазного и двухфазного тока короткого замыкания нет необходимости в сетях среднего напряжения.

Значение тока трехфазного КЗ определяется в соответствии с выражением:

$$I_{\kappa\text{З}}^{(3)} = \frac{U_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot Z_{\text{рез}}},$$

где $Z_{\text{рез}}$ – сопротивление до точки КЗ (полное), Ом.

Сперва при расчете определяют базисный ток короткого замыкания на рассматриваемой ступени трансформации в системе относительных единиц исходя из выражения:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}},$$

Далее определяют значение периодической составляющей тока короткого замыкания:

$$I_{\kappa\text{З}}^{(3)} = \frac{I_{\delta}}{Z_{\text{рез}}}.$$

Через полпериода (0.01 с) после начала КЗ наблюдается максимальное амплитудное значение тока короткого замыкания $i_{\text{уд}}$. $i_{\text{уд}}$ - ударным ток КЗ.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\kappa\text{З}}^{(3)},$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент тока короткого замыания, определяется согласно [1.рис 7.1].

Рассмотрим точку К0:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{вл}}^2 + x_{\text{вл}}^2} = \sqrt{0,462^2 + 0,473^2} = 0,661 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\text{рез}}} = \frac{1,56}{0,661} = 2,36 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 0,8 \cdot 2,36 = 2,67 \text{ кА}.$$

Рассмотрим точку К1:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{r_{\text{вл}}^2 + (x_{\text{вл}} + x_{\text{мп}})^2} = \sqrt{0,017^2 + (0,003 + 1,19)^2} = 1,193 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\text{рез}}} = \frac{5,499}{1,193} = 4,61 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,93 \cdot 4,61 = 12,59 \text{ кА}.$$

Рассмотрим точку К2:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

$$Z_{\text{рез}} = \sqrt{(r_{\text{вл}} + r_{\text{КЛ-1}})^2 + (x_{\text{вл}} + x_{\text{мп}} + x_{\text{КЛ-1}})^2} = \\ = \sqrt{(0,462 + 0,473)^2 + (0,096 + 1,19 + 0,011)^2} = 1,599 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{I_{\bar{\sigma}}}{Z_{\text{рез}}} = \frac{5,499}{1,599} = 3,439 \text{ кА};$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 3,439 = 4,863 \text{ кА}.$$

Расчётное имеет большее значение тока КЗ в точке К1, по сравнению с точкой К2. В связи с этим необходимо производить проверку высоковольтных линий, которые идут от ГПП до ТП цехов по токам короткого замыкания К1.

Рассмотрим точку К3:

Учитываем подпитку места КЗ от РУ-9. Применяем метод наложения, считая, что напряжения системы и синхронного двигателя по фазе совпадают.

Ток КЗ от системы:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{\sigma л} + r_{КЛ-7})^2 + (x_{\sigma л} + x_{mp} + x_{КЛ-7})^2} = \\ = \sqrt{(0,462 + 0,017)^2 + (0,473 + 1,19 + 0,003)^2} = 1,733 \text{ о.е.};$$

$$I_{\kappa 3}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{рез}} = \frac{5,499}{1,733} = 3,173 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,42 \cdot 3,173 = 6,37 \text{ кА}.$$

Значение тока КЗ от синхронного двигателя:

$E'' = 1,1 \text{ о.е.}$ – сверхпереходная ЭДС синхронного двигателя;

$x'' = 0,2 \text{ о.е.}$ – сверхпереходное индуктивное сопротивление АД;

$$I_{н.СД} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,9 \cdot 0,96} = 133,8 \text{ А}$$

$I_{н.СД}$ - значение номинального тока СД.

$$I_{\kappa 3 СД} = \frac{E'' \cdot I_{н.СД}}{x''} = \frac{1,1 \cdot 133,8}{0,2} = 0,736 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma СД} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma СД} \cdot I_{\kappa 3 СД} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,736 = 1,894 \text{ кА}.$$

Определяем суммарный ток короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{\kappa 3 \Sigma}^{(3)} = I_{\kappa 3}^{(3)} + I_{\kappa 3 СД} = 3,173 + 0,736 = 3,909 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma \Sigma} = i_{y\sigma} + i_{y\sigma СД} = 6,37 + 1,894 = 8,264 \text{ кА}.$$

Значение тока короткого замыкания в точке КЗ больше, по сравнению с в точкой К2. Из этого следует, что проверку кабельной линии КЛ-7 на устойчивость к токам КЗ будем производить по току КЗ в точке КЗ.

Рассмотрим точку К4:

Учитываем подпитку места К4 от РУ-10. Используя метод наложения, считаем, что напряжения системы и асинхронного совпадают по фазе.

Ток К4 от системы:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,499 \text{ кА};$$

$$Z_{рез} = \sqrt{(r_{вл} + r_{КЛ-8})^2 + (x_{вл} + x_{тр} + x_{КЛ-8})^2} = \\ = \sqrt{(0,462 + 0,028)^2 + (0,473 + 1,19 + 0,004)^2} = 1,738 \text{ о.е.};$$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\sigma}}{Z_{рез}} = \frac{5,499}{1,738} = 3,164 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigma} \cdot I_{кз}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,42 \cdot 3,164 = 6,354 \text{ кА}.$$

Ток КЗ от АД:

$$E'' = 0,9 \text{ о.е.} \quad - \text{сверхпереходная ЭДС асинхронного двигателя};$$

$$x'' = 0,2 \text{ о.е.} \quad - \text{сверхпереходное индуктивное сопротивление АД};$$

$$I_{н.сд} = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi_n \cdot \eta_n} = \frac{1800}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,78 \cdot 0,65} = 205,22 \text{ А} \quad - \text{номинальный ток АД}.$$

$$I_{кзсд} = \frac{E'' \cdot I_{н.сд}}{x''} = \frac{0,9 \cdot 205,22}{0,2} = 0,923 \text{ кА};$$

$$i_{y\sigmaсд} = \sqrt{2} \cdot k_{y\sigmaсд} \cdot I_{кзсд} = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 0,923 = 2,91 \text{ кА}.$$

Суммарный ток КЗ в точке К4:

$$I_{\text{кз}\Sigma}^{(3)} = I_{\text{кз}}^{(3)} + I_{\text{кз}CD} = 3,164 + 0,923 = 4,087 \text{ кА};$$

$$i_{\text{уд}\Sigma} = i_{\text{уд}} + i_{\text{уд}CD} = 6,354 + 2,91 = 9,264 \text{ кА}.$$

Приводим сводную ведомость значений токов короткого замыкания:

Расчетные точки		К0	К1	К2	К3	К4
Токи КЗ, кА	$I_{\text{кз}}^{(3)}$	2,36	4,61	3,439	2,565	4,087
	$i_{\text{уд}}$	2,67	12,59	4,863	5,567	9,264

Ранее принятые сечения кабельных линий проверим на термическую стойкость, пользуясь полученными значениями токов короткого замыкания, при КЗ в начале линии.

Для примера рассмотрим выбор сечения КЛ-1 проходящей от ГПП до ТП-1.1.

$$I_{\text{кз}}^{(3)} = 4,61 \text{ кА};$$

$$t_{\text{нр}} = t_{\text{р.з. min}} + \Delta t_c + t_{\text{откл}} = 0,01 + 0,3 + 0,14 = 0,45 \text{ с};$$

$$T_a = \frac{x_{\Sigma}}{\omega \cdot r_{\Sigma}} = \frac{1,674}{314,159 \cdot 0,558} = 0,009 \text{ с};$$

$$B_k = I_{\text{кз}}^2 (t_{\text{нр}} + T_a) = 4,61^2 \cdot (0,45 + 0,009) = 9,76 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с};$$

Определяем термический коэффициент C_T , используя справочные данные [1, табл. 6.2]. Получаем, что $C_T = 90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$.

$$F_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{9,76 \cdot 10^6}}{90} = 34,7 \text{ мм}^2$$

Принятый к установке кабель для данного участка сети марки ААШв (3х35) проходит проверку на термическую стойкость при короткого замыкания в начале линии.

Итоги проверки на термическую стойкость при коротких замыканиях остальных КЛ приведены в таблице 15.

Произведем проверку КЛ-1 по потере напряжения:

Приемлемыми считают относительные потери. В том случае, если они не превышают в сетях высокого напряжения 10% для послеаварийных режимов работы. Относительные потери рассчитываем по формуле:

$$\Delta U_{\text{кл}} = \frac{P \cdot r_0 \cdot l + Q \cdot x_0 \cdot l}{10 \cdot U_n^2} = \frac{420 \cdot 0,84 \cdot 0,126 + 22,38 \cdot 0,095 \cdot 0,126}{10 \cdot 10^2} = 0,045\%$$

Результаты проверки по потере напряжения остальных КЛ сведем в таблицу 10.

Таблица 10 – Итоги проверки на термическую стойкость при коротком замыкании КЛ 10 кВ

Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Марка и сечение кабеля S, мм ²	длина линии l, км	S _{min} , мм ² по термической стойкости при КЗ	$\Delta U_{\text{кл}}$, %
КЛ-1	ГПП-ТП-1.1	1	ААШв – 3х35	0,126	34,7	0,045
КЛ-2	ГПП-ТП-1.2	2	ААШв – 2(3х35)	0,141	34,3	0,115
КЛ-3	ГПП-ТП-2	2	ААШв – 2(3х35)	0,052	34,7	0,031
КЛ-4	ГПП-ТП-3	2	ААШв – 2(3х35)	0,089	34,55	0,069
КЛ-5	ГПП-ТП-4.1	2	ААШв – 2(3х35)	0,044	34,73	0,011
КЛ-6	ГПП-ТП-4.2	1	ААШв – 3х35	0,074	34,61	0,055
КЛ-7	ГПП-РУ9	1	ААШв – 3х70	0,044	34,76	0,005
КЛ-8	ГПП-РУ10	1	ААШв – 3х50	0,052	34,72	0,006

2.13 Выбор оборудования ГПП

Все оборудования ГПП должно подбираться в соответствии с рассчитанными максимальными расчетными величинами для нормального режима и короткого замыкания. Для выбора оборудования сравнивают указанные расчетные величины с допускаемыми значениями высоковольтного оборудования. Расчетные величины должны не превышать допустимые, для обеспечения безаварийной и надёжной работы.

Высоковольтное оборудование подбирается согласно схеме ГПП. Схема ГПП (внешнего электроснабжения) представлена в *ПРИЛОЖЕНИИ 9*.

Предварительно для выбора оборудования находим

Токи в питающих линиях:

При нормальном режиме:

$$I_{номВН} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92 \text{ А};$$

При аварийном режиме:

$$I_{н.ав.} = 2 \cdot I_{расч.} = 2 \cdot 103,92 = 207,84 \text{ А};$$

Ток трехфазного КЗ и ударный ток КЗ на стороне высокого напряжения ГПП:

$$I_{кз}^{(3)} = 2,36 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 2,67 \text{ кА}.$$

Ток трехфазного КЗ и ударный ток КЗ на стороне низшего напряжения ГПП:

$$I_{кз}^{(3)} = 4,61 \text{ кА};$$

$$i_{уд} = 12,59 \text{ кА}.$$

Номинальный ток трансформатора:

$$I_{номВН} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 35} = 103,92 \text{ А};$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{тр.ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 363,73 \text{ А};$$

В качестве распределительного устройства 10 кВ выбираем комплектное распределительное устройство 10 кВ К-63 предприятия ОАО «Самарский завод «Электрощит». Включает в себя отдельно стоящий шкаф с трансформатором собственных нужд выпускается климатического исполнения УХП1. КРУ серии К-63 предназначены для работы внутри здания с климатическим исполнением УЗ и ТЗ, типом окружающей среды — II по ГОСТ 15150.

КРУ имеют представление в виде камер, которые снабжены элементами для их стыковки в РУ. В состав камеры входят: в верхней части - отсек СШ, линейный отсек и отсек выкатанного элемента. Шкафы РЗиА располагаются в верхней части камер вместе с аппаратурой сигнализации, управления и измерения.

Конструктивное исполнение камеры имеет возможность подключать не более 4ех высоковольтных кабелей сечением 3х240 мм², рассчитанные на ток до 1 кА.

Распределительное устройство так же включают:

- Вакуумные выключатели присоединений ВВ/TEL-10-12,5-630 УХЛ2
- Вводные вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-16-800 УХЛ2
- Секционный вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-630 УХЛ2
- Трансформаторы напряжения НАМИТ- 102 УХЛ2
- Трансформаторы тока ТЛК-10 УЗ
- Трансформаторы собственных нужд ТСКС-145/10 УЗ
- Ограничители перенапряжений типа ОПНп-10 УХЛ2
- Разрядники вентильные типа РВО-10У1

На представленное оборудование проверки не обязательны, так как завод-изготовитель их уже осуществил.

Выбор высоковольтных выключателей Q1, Q2

Выбор высоковольтных выключателей производится по номинальным напряжению и току, месту установки, а также конструктивному исполнению.

Выбранный выключатель подвергается проверкам:

- на отключающую способность:

$$I_{\text{ном.откл}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)}$$

где $I_{ном.откл}$ – номинальный ток отключения выключателя, кА (по каталогу);
 $I_{КЗ}^{(3)}$ – периодическая составляющая тока КЗ.

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{дин} \geq i_{уд}$$

где $i_{дин}$ – ток электродинамической стойкости выключателя, кА (по каталогу);
 $i_{уд}$ – ударный ток КЗ в месте установки выключателя.

- на термическую стойкость:

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} \geq B_k$$

где B_k – расчетный тепловой импульс квадратичного тока КЗ, кА²·с;

$I_{терм}$ – ток термической стойкости выключателя.

Согласно [9] выбираем выключатель ВМУЭ-35Б-25/1000-УХЛ1

Далее проведём проверки, для этого рассчитаем термическая стойкость:

$$B_k = I_{КЗ}^2 \cdot (t_{п.з.} + t_{откл} + T_a) = (2,36)^2 \cdot (0,1 + 0,075 + 0,09) = 1,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	=	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$I_{max} = 103,92 \text{ А}$	<	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{п.о.} = 2,36 \text{ кА}$	<	$I_{откл.ном} = 25 \text{ кА}$
$i_y = 2,67 \text{ кА}$	<	$i_{дин} = 64 \text{ кА}$
$B_k = 1,48 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	<	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Выбор высоковольтных разъединителей QS1-QS10

Разъединители и отделителей выбираем по напряжению, длительному току, по роду установки и его конструкции.

Проверки производят:

- по электродинамической стойкости:

- по термической стойкости:

Выбор разъединителей производим по току линии:

- QS1-QS2 - в послеаварийном режиме;
- QS3-QS8 - в нормальном режиме;
- QS9-QS10 выбирается по отключающей способности.

Согласно [9] выбираем разъединитель РДЗ-1-35/1000 - УХЛ1 (горизонтально-поворотного типа для наружной установки).

Проведём проверки, для этого рассчитаем термическая стойкость:

$$B_k = I_{KЗ}^2 \cdot 4 = (2,36)^2 \cdot 4 = 22,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 35 \text{ кВ}$	=	$U_H = 35 \text{ кВ}$
$QS1-QS2 : I_{\max} = 207,84 \text{ А}$ $QS3-QS8 : I_{\max} = 103,92 \text{ А}$	<	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 2,67 \text{ кА}$	<	$i_{\text{дин}} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 28,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25^2 \cdot 4 = 2500 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

РДЗ-1-35/1000 - УХЛ1 проверку проходит.

Выбор трансформаторов напряжения TV1, TV2:

Выбор трансформаторов напряжения производят так же по напряжению, по схеме соединения обмоток и их конструкции, так же по вторичной нагрузке и классу точности.

Так как нагрузка мала не будем проводить проверку по вторичной нагрузке, так как учет энергии ведется на стороне низшего напряжения ГПП и трансформаторы напряжения устанавливаются для работы РЗиА.

На высокое напряжение 35 кВ принимаем к установке измерительные трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЦ-35-IV-0,5-150 УХЛ1.

Выбор предохранителей FU1, FU2:

Для защиты TV 35 кВ выбираем предохранители ПKN 001-35 ХЛ1, которые не требуют проверок.

Выбор ограничителей перенапряжений FV1-FV6:

Ограничители перенапряжения выбирают по назначению, месту установки, требуемого уровня ограничения перенапряжений. Также следует учитывать схему сети и ее параметров. Например, способ заземления нейтрали наибольшего рабочего напряжения сети и.т.д.

Для обучающей выпускной работы будем использовать упрощенную методику выбора ОПН [4, табл. 2.5].

На напряжение 35 кВ (FV1-FV4) принимаем ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ 1.

На напряжение 10 кВ (FV5-FV6) принимаем ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ 1.

Выбор трансформаторов тока ТА1, ТА2:

Для измерения тока на стороне высокого напряжения применяются трансформаторы тока типа ТВТ, которые являются встроенными.

Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТМН-6300/35-У1.

$$I_{номТТ} \geq I_{номВН} = 103,92 \text{ А};$$

В итоге выбираем трансформаторы тока ТВТ35-1-200/5 с $I_{ном} = 200 \text{ А}$.

Все выбранное оборудование сведём в таблицу 11.

Таблица 11 – Оборудование ГПП

Обозначение	Наименование	Тип
Q1, Q2	Выключатели маломасляные	ВМУЭ-35Б-25/1000-УХЛ1
QS1 – QS10	Разъединители	РДЗ-1-35/1000 - УХЛ1
TV1, TV2	Трансформаторы напряжения	НАЛИ-СЭЦ-35-IV-0,5-150 УХЛ1
FU1, FU2	Предохранители	ПКН 001-35 ХЛ1
FV1 – FV4	Ограничители перенапряжений	ОПН-П1-35/40,5/10/2 УХЛ 1
FV5 – FV6	Ограничители перенапряжений	ОПН-П1-10/12/10/2 УХЛ 1
ТА1, ТА2	Трансформаторы тока	ТВТ35-1-200/5

В состав КРУ входят:

- Вводные вакуумные выключатели ВВ/TEL-10-16-800 УХЛ2
- Секционный вакуумный выключатель ВВ/TEL-10-12,5-630 УХЛ2
- Вакуумные выключатели присоединений ВВ/TEL-10-12,5-630 УХЛ2
- Трансформаторы тока ТЛК-10 УЗ
- Трансформаторы напряжения НАМИТ- 102 УХЛ2
- Разрядники вентильные типа РВО-10У1
- Ограничители перенапряжений типа ОПНп-10 УХЛ2
- Трансформаторы собственных нужд ТСКС-145/10 УЗ

2.14. Электроснабжение ремонтно-механического цеха

Цеховое электроснабжение рекомендуется производить, придерживаясь последовательность пунктов:

- Сперва электроприемники следует разместить в распределительные пункты питания. После следует выбрать способ прокладки питающей сети цеха и его схему. Радиальная схема питающей сети, которая была выбрана ранее должна обеспечивать надёжность питания ЭП и иметь возможность присоединения новых приёмников. Распределительные пункты и способ прокладки, питающей осуществляется при учёте всевозможных условий места прокладки, также характера окружающей среды
- Рассчитываются нагрузки по РП цеха.
- Выбираются сечения питающей сети в соответствии с длительно допустимой токовой нагрузкой.
- Осуществляется выбор защитных аппаратов цеха.
- Выполняется построение карты селективности действия аппаратов защиты для участка цеха (от вводного автомата до самого удалённого ЭП).
- Сети рассчитывается по условиям допустимой потери напряжения. По результатам производится построение эпюры отклонений напряжения. Рассчитываем цепочку линий от шин ГПП до зажимов самого мощного ЭП (для режимов максимальной нагрузки, минимальной нагрузки, а также для послеаварийного).
- Выполняется расчёт токов КЗ для участка цеховой сети от ТП до ЭП, который является наиболее мощным. В результате изображается карта селективности действия аппаратов защиты.

Принимая во внимание среду цеха, категорию надежности электроприемников, экономичность схемы электроснабжения, а также перспективы её развития выбираем смешанную схему электроснабжения цеха. Схема электроснабжения ремонтно-механического цеха приведена в *ПРИЛОЖЕНИИ 1*. Однолинейную схему электроснабжения ремонтно-механического цеха приводим в *ПРИЛОЖЕНИИ 10*.

2.15 Выбор аппаратов защиты цеховой сети

Во всех линиях электропередач предусматривается защита от токов КЗ. Защита должна обеспечивать селективность последовательно включенных аппаратов и иметь наименьшее время отключения. Аппараты защиты должны обеспечивать своевременное отключение аварийной линии на любом её участке при коротком замыкании.

Защита производится автоматическими выключателями.

Автоматический выключатель выбирается, исходя из следующих условий:

- Выбор номинального тока автомата

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{длит};$$

- Выбор номинального тока теплового расцепителя автомата

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{длит};$$

- Проверка по току срабатывания (уставки) электромагнитного расцепителя

$$\text{- для группы ЭП: } I_{ном.Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{пик};$$

$$\text{- для отдельного ЭП: } I_{ном.Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск};$$

где $I_{ном.тепл}$ – номинальный ток теплового расцепителя;

$I_{ном. АВ}$ – номинальный ток автоматического выключателя;

$I_{ном.э.о.}$ – ток срабатывания ЭМ расцепителя;

$I_{пик}$ – пиковый ток группы ЭП;

$I_{длит}$ – длительный максимальный рабочий ток линии;

$I_{пуск}$ – пусковой ток ЭП.

$K_{зап}$ – коэффициент запаса, принимаемый по [3, табл. 8.6]

Для комбинированных расцепителей:

одионые ЭП $K_{зан}=1,15$; группа ЭП $K_{зан}=1,1$. Ток уставк ЭМ расцепителя рассчитывается как:

$$I_{ном.Э.О} = I_{ном.тепл} \cdot K_{КЗ};$$

где $K_{КЗ}$ – уставк срабатывания в зоне КЗ (справочные данные АВ).

Пиковый ток группы ЭП определяется из выражения:

$$I_{пик} = I_{пуск.мах} + (I_{расч} - K_u \cdot I_{ном.мах});$$

где $I_{пуск.мах}$ – наибольший из пусковых токов двигателей в группе по паспортным данным;

$I_{ном.мах}$ – номинальный (приведенный к ПВ = 100%) ток двигателя с наибольшим пусковым током;

K_u – коэффициент использования, характерный для двигателя, имеющего наибольший пусковой ток;

$I_{расч}$ – расчетный ток нагрузки всей группы электроприемников.

Если в группе меньше 6 электроприемников, то пиковый ток соответствует выражению:

$$I_{пик} = I_{пуск.мах} + (\sum I_{ном} - I_{ном.мах});$$

Номинальный ток отдельного ЭП:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta},$$

где $\eta=0,8$ – для ЭП с $P_{ном} \leq 10$ кВт; $\eta=0,9$ – ЭП, которые имеют $P_{ном} > 10$ кВт.

Пусковые токи ЭП соответствуют формуле:

$$I_{пуск} = k \cdot I_{ном},$$

где $k=5 \div 7$ – кратность пускового тока.

Пример выбора выключателя для защиты токарно-винторезного станка:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \phi \cdot \eta} = \frac{4,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,6 \cdot 0,75} = 15,21 \text{ А};$$

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зан} \cdot I_{олит} = 1,15 \cdot 15,21 = 17,49 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зан} \cdot I_{олит} = 1,15 \cdot 15,21 = 17,49 \text{ А};$$

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 5 \cdot 15,21 = 114,08 \text{ А};$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35, который имеет параметры $I_{ном.тепл} = 100 \text{ А}$, $I_{ном.АВ} = 25 \text{ А}$, $I_{КЗ} = 6 I_{ном.тепл} = 350 \text{ А}$, согласно [1].

Для остальных ЭП расчеты представлены в *ПРИЛОЖЕНИИ 11*.

Пример выбора выключателя для защиты ПР1:

$$I_{олит.} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{36,63}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 55,72 \text{ А};$$

$$I_{тик} = I_{пуск.мах} + (I_{расч} - K_u \cdot I_{ном.мах}) = 202,82 + (55,72 - 0,14 \cdot 40,56) = 252,82 \text{ А};$$

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зан} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 55,72 = 61,29 \text{ А};$$

$$I_{ном.тепл} \geq K_{зан} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 55,72 = 61,29 \text{ А};$$

$$I_{ном.Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{тик} = 1,25 \cdot 252,82 = 316,03 \text{ А};$$

Выбираем автоматический выключатель типа ВА51-31, , который имеет параметры $I_{ном.тепл} = 80 \text{ А}$, $I_{ном.АВ} = 630 \text{ А}$, $I_{КЗ} = 2,5 I_{ном.тепл} = 1400 \text{ А}$, согласно [1].

Для распределительных пунктов расчеты представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Защитные аппараты для ПР цеха

№ пункта	$I_{олит.}$ А	$1,1 \cdot I_{олит.}$ А	$I_{тик.}$ А	$1,25 \cdot I_{тик.}$ А	Тип АВ	$I_{ном.}$ А	$I_{ном.тепл.}$ А	$K_{КЗ}$	$I_{ЭМР.}$ А
ПР1	55,72	61,29	252,82	316,03	ВА57-35	250	250	4	320
ПР2	66,85	73,54	484,32	605,4	ВА57-35	250	250	8	640
ПР3	249	273,9	898,893	1123,62	ВА57-39	320	400	4	1600

Выбор вводного автомата на подстанции ТП-2:

$$I_{ол} = I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,19 \text{ А};$$

$$I_{тик}^{н/ст} = I_{п.м} + (I_{ном.тр} - K_u \cdot I_{ном.м}) = 1028,65 + (957,19 - 249) = 1736,84 \text{ А}$$

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 957,19 = 1052,91 \text{ А};$$

$$I_{ном. тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{олит} = 1,1 \cdot 957,19 = 1052,91 \text{ А};$$

$$I_{ном. Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{тик} = 1,25 \cdot 1736,84 = 2171,05 \text{ А};$$

Согласно справочной литературе [1], принимаем к установке автоматический выключатель типа ВА55-43, с параметрами $I_{ном. тепл} = 1600 \text{ А}$, $I_{ном. АВ} = 1280 \text{ А}$, $I_{КЗ} = 2 I_{ном. тепл} = 2560 \text{ А}$.

Выбор автоматического выключателя для защиты ВРУ:

$$I_{тик}^{цеха} = I_{п.м} + I_{р.цеха} - I_{р.ПР} = 1028,65 + 371,6 - 249 = 1151,25 \text{ А}$$

$$I_{ном. АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{р.цеха} = 1,1 \cdot 371,6 = 408,76 \text{ А};$$

$$I_{ном. тепл} \geq K_{зап} \cdot I_{р.цеха} = 1,1 \cdot 371,6 = 408,76 \text{ А};$$

$$I_{ном. Э.О} \geq 1,25 \cdot I_{тик} = 1,25 \cdot 1151,21 = 1439,013 \text{ А};$$

Исходя из справочной литературе [1], принимаем к установке автоматический выключатель типа ВА51-29, который имеет параметры $I_{ном. тепл} = 500 \text{ А}$, $I_{ном. АВ} = 630 \text{ А}$, $I_{КЗ} = I_{ном. тепл} = 2000 \text{ А}$.

2.16 Выбор распределительных пунктов (ПР)

Распределительные пункты выбираются согласно следующим условиям:

- По количеству отходящих линий;
- Согласно типу защитного аппарата;
- По степени защиты;
- В зависимости от номинальных токов аппаратов для присоединений;
- В соответствии с номинальным током ввода.

В качестве в ремонтно-механическом цехе завода принимаем распределительные пункты серии ПР 8503 с автоматическими выключателями в качестве аппарата защиты.

По данным приложения 11 и в соответствии с [1 стр.247] выберем тип РП. Выбираем к установке типовые РП серии РП 8503 с автоматическими выключателями в качестве защитного аппарата. Итоги выбора сведём в таблицу 12.

Таблица 12 – Распределительные пункты цеха

№ Шкафа	I_p , А	Отх. лин, шт	Тип	АВ Ввод	АВ Вывод	I_n , А	Отх. лин тах, шт
РП1	55,73	11	РП8503-1134-1	ВА57-35	ВА57-31	200	12
РП2	66,85	10	РП8503-1134-1	ВА57-35	ВА57-31	200	12
РП3	249	8	РП8503-1009-5	ВА57-39	ВА57-31 (6) ВА57-35(2)	320	8

2.17 Выбор сечений линий питающей сети цеха

Сечения проводников линии, питающих электроприемники цеха определяются в соответствии с аппаратом защиты, по допустимыми потерями напряжения и допустимому нагреву длительно протекающие максимальным током нагрузки.

Условие выбора сечений линий по нагреву длительным расчетным током:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{расч}}{K_{прокл.}};$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток проводника при нормальном режиме;

$I_{расч}$ – длительный расчетный ток линии.

Условие выбора сечений линий в соответствии с выбранным аппаратом максимальной токовой защиты:

$$I_{доп.} \geq \frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл.}};$$

где $I_{защ}$ – ток уставки срабатывания защитного аппарата;

$K_{защ}$ – кратность длительно допустимого тока для провода или кабеля по отношению к току срабатывания защитного аппарата.

Величины $K_{защ}$ и $I_{защ}$ описаны в [1, табл. 9.4]. Их значения зависят от условий и окружающей среды, типа изоляции кабельных линий и характера сети.

Следует учитывать поправочный коэффициент на условия прокладки $K_{прокл}$, когда температура окружающей среды отличается от стандартной. Так же, если кабелей более четырёх, при способе прокладки в одном лотке, трубе, траншее, коробе. Поправочный коэффициент рассчитывается в соответствии с формулой:

$$K_{прокл} = K_1 \cdot K_2;$$

где K_1 , K_2 – коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды и влияние рядом проложенных кабельных линий, соответственно.

K_1 определяется согласно табл. 1.3.3 ПУЭ.

K_2 определяется согласно табл. 1.3.12, 1.3.26 ПУЭ.

Пример выбора сечения линии от ПР2 до ЭП1:

Ремонтно-механический цех имеет нормальный класс среды. То есть газы, пары, технологическая пыль не присутствует. Температура в цехе приблизительно 20 °С при относительной влажности не более 60 %.

Прокладка кабельных линий производится открыто на лотках.

Коэффициенты, которые учитывают влияние температуры окружающей среды и влияние рядом проложенных кабельных линий согласно ПУЭ равны:

$$K_1 = 1;$$

$$K_2 = 1;$$

$$K_{прокл} = K_1 \cdot K_2 = 1;$$

$I_{расч}=61,43$ А. принимаем сечение токопроводящей жилы $S=25$ мм², $I_{дон}=105$ А, из ПУЭ, таблица 1.3.7.

Проводим проверку по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{расч}}{K_{прокл.}};$$

$$105 \text{ A} \geq \frac{61,43}{1} \text{ A}$$

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп.} \geq \frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл.}};$$

$$105 \text{ A} \geq \frac{1 \cdot 80}{1} \text{ A}$$

Выбранное сечение проверку по условию соответствия выбранному аппарату защиты.

К установке принимаем кабель марки АПВ- (4х25): $I_{доп}=105\text{A}$.

Пример выбора сечения линии от РУ до ПРЗ:

В соответствии с температурными условиями и условиями прокладки:

$$K_1 = 1;$$

$$K_2 = 1;$$

$$K_{прокл} = K_1 \cdot K_2 = 1;$$

$I_{расч}=249\text{A}$, по таблице 1.3.7 ПУЭ выбираем сечение токопроводящей жилы $S=300 \text{ мм}^2$, $I_{доп}=500 \text{ A}$ (3 кабеля)

Проверка по условию нагрева длительным расчетным током:

$$I_{доп.} \geq \frac{I_{расч}}{K_{прокл.}};$$

$$500 \text{ A} \geq \frac{249}{1} = 249 \text{ A}$$

Условие выполняется.

По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

$$I_{доп.} \geq \frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл.}};$$

$$535 \text{ A} \geq \frac{1 \cdot 500}{1} = 500 \text{ A}$$

Условие выполняется. Принимаем кабель марки АПВ- 3х300: $I_{доп}=535 \text{ A}$.

Результаты расчета сечений сети цеха приведены в *ПРИЛОЖЕНИИ 12*.

2.18 Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

В сетях до 1 кВ особенностями расчета токов короткого замыкания являются следующие пункты:

- $S_{сист}$ - полная мощность системы равна бесконечности. Так как на шинах цеховых трансформаторных подстанций напряжение неизменно при коротких замыканиях в сетях до 1000 В;
- Активные и индуктивные сопротивления до точки короткого замыкания элементов сети учитываются;

При проведении расчета токов КЗ нужно учитывать сопротивления:

- Сопротивления силовых трансформаторов, трансформаторов тока, автоматических выключателей, токовых катушек, проводников, ректоров. То есть все сопротивления всех индуктивных элементов короткозамкнутой цепи.
- активные сопротивления элементов короткозамкнутой цепи;
- активные сопротивления контактных соединений и контактов;
- значения параметров асинхронных и синхронных электродвигателей.

Расчёт следует производить в именованных единицах. Напряжение принимается выше на 5 %, чем номинальное напряжение сети.

Первым этапом рассчитываются токи трёхфазных коротких замыканий:

Ток трехфазного короткого замыкания рассчитывается из выражения:

$$I_{КЗ}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}};$$

где $Z_{рез}$ –сопротивление элементов до точки короткого замыкания (полное), Ом.

Из следующей формулы находится ударный ток КЗ:

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}^{(3)};$$

где k_{y0} – ударный коэффициент тока КЗ. Ударный коэффициент будем определять по кривым затухания [1].

Для определения токов короткого замыкания в сети до 1000 В проведём упрощение однолинейной схемы электроустановки. В данной схеме учтём сопротивления всех трансформаторов, воздушных линии, кабельных линии и источников питания.

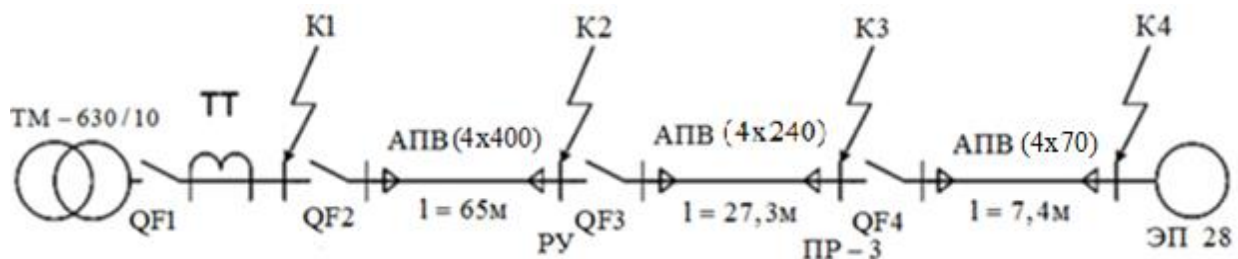


Рисунок 9 – Схема для расчёта токов КЗ для распределительной сети

Расчет ведем в абсолютных единицах.

При помощи справочных данных находим все сопротивления, которые необходимы при расчёте токов КЗ [5].

Сопротивления трансформатора:

$$R_{тр} = 3,1 \text{ мОм}, X_{тр} = 13,6 \text{ мОм}.$$

Сопротивления автоматического выключателя QF1:

$$R_{QF1} = 0,09 \text{ мОм}, X_{QF1} = 0,09 \text{ мОм}, R_{kQF1} = 0,13 \text{ мОм}.$$

Сопротивления автоматического выключателя QF2:

$$R_{QF2} = 0,13 \text{ мОм}, X_{QF2} = 0,14 \text{ мОм}, R_{kQF2} = 0,27 \text{ мОм}.$$

Сопротивления автоматического выключателя QF3:

$$R_{QF3} = 0,25 \text{ мОм}, X_{QF3} = 0,27 \text{ мОм}, R_{kQF3} = 0,5 \text{ мОм}.$$

Сопротивления автоматического выключателя QF4:

$$R_{QF4} = 0,5 \text{ мОм}, X_{QF4} = 0,6 \text{ мОм}, R_{kQF4} = 0,65 \text{ мОм}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформатора тока ТТ:

$$R_{TT} = 0,07 \text{ мОм}, X_{TT} = 0,05 \text{ мОм}.$$

Сопротивления кабельной линии КЛ1:

$$R_{KL1} = r_0 \cdot l = 0,08 \cdot 65 = 5,2 \text{ мОм}, X_{KL1} = x_0 \cdot l = 0,042 \cdot 65 = 2,73 \text{ мОм}.$$

Сопротивления кабельной линии КЛ2:

$$R_{KL2} = r_0 \cdot l = 0,12 \cdot 27,3 = 3,276 \text{ мОм}, X_{KL2} = x_0 \cdot l = 0,058 \cdot 27,3 = 1,58 \text{ мОм}.$$

Сопротивления кабельной линии КЛ3:

$$R_{KL3} = r_0 \cdot l = 0,42 \cdot 7,4 = 3,108 \text{ мОм}, X_{KL3} = x_0 \cdot l = 0,061 \cdot 7,4 = 0,45 \text{ мОм}.$$

Переходные сопротивления ступеней распределения:

$$R_{PY \text{ HH}} = 15 \text{ мОм}, R_{IP3} = 20 \text{ мОм}.$$

Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений:

$$R_{kKL1} = 0,005 \text{ мОм}, R_{kKL2} = 0,012 \text{ мОм}, R_{kKL3} = 0,029 \text{ мОм}.$$

Упростим схему замещения, определив эквивалентные сопротивления на участках схемы между точками КЗ

$$R_1 = R_{TP} + R_{QF1} + R_{TT} + R_{kQF1} = 3,1 + 0,09 + 0,07 + 0,13 = 3,39 \text{ мОм};$$

$$X_1 = X_{TP} + X_{QF1} + X_{TT} = 13,6 + 0,09 + 0,05 = 13,74 \text{ мОм};$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{kKL1} + R_{KL1} + R_{PY \text{ HH}} = 0,13 + 0,27 + 0,005 + 5,2 + 15 = 20,605 \text{ мОм};$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{KL1} = 0,14 + 2,73 = 2,87 \text{ мОм};$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{kKL2} + R_{KL2} + R_{IP3} = 0,25 + 0,5 + 0,012 + 3,276 + 20 = 24,038 \text{ мОм};$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{KL2} = 0,27 + 1,58 = 1,85 \text{ мОм};$$

$$R_4 = R_{QF4} + R_{kQF4} + R_{kKL3} + R_{KL3} = 0,5 + 0,65 + 0,029 + 3,108 = 4,287 \text{ мОм};$$

$$X_4 = X_{QF4} + X_{KL3} = 0,6 + 0,45 = 1,05 \text{ мОм}.$$

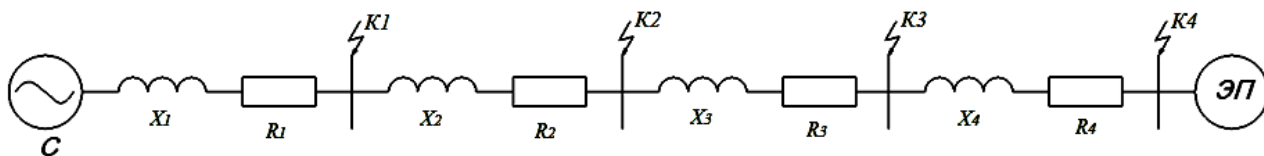


Рисунок 10 – Упрощенная схема замещения цеховой сети

Пример расчета тока КЗ для точки К1:

$$Z_{K1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{3,39^2 + 13,74^2} = 14,15 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.ном}}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,15} = 16,34 \text{ кА};$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,43 \cdot 16,34 = 32,95 \text{ кА};$$

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K1}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 16,34 = 14,13 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек приведены в таблице 21.

Следующим этапом определяем ток однофазных КЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}};$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение в точке КЗ, В;

$Z_{\phi-0}$ – полное сопротивление петли «фаза нуль» до точки КЗ, мОм;

$Z_{TP}^{(1)}$ – полное сопротивление трансформатора при однофазном КЗ, мОм.

К схеме замещения нужно добавить сопротивления нулевых проводников.

Изменяются сопротивления нулевой жилы КЛ:

$$R_{0-КЛ1} = r_0 \cdot l = 0,08 \cdot 65 / 4 = 1,3 \text{ мОм}$$

$$R_{0-КЛ2} = r_0 \cdot l = 0,12 \cdot 27,3 / 4 = 0,82 \text{ мОм}$$

$$R_{0-КЛ3} = r_0 \cdot l = 0,42 \cdot 7,4 / 4 = 0,78 \text{ мОм}$$

Помимо этого, индуктивные сопротивления КЛ также изменяются:

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l = 0,042 \cdot 65/4 = 0,68 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ2} = x_0 \cdot l = 0,058 \cdot 27,3/4 = 0,395 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ3} = x_0 \cdot l = 0,061 \cdot 7,4/4 = 0,112 \text{ мОм}$$

Сопротивления трансформатора:

$$Z_{TP}^{(1)} = 129 \text{ мОм};$$

Схема замещения цеховой сети для расчета токов однофазных КЗ не несёт в себе изменений. Изменяются лишь значения сопротивлений элементов сети.

$$R_1 = R_{QF1} + R_{TT} + R_{kQF1} = 0,09 + 0,07 + 0,13 = 0,29 \text{ мОм}$$

$$X_1 = X_{QF1} + X_{TT} = 0,09 + 0,05 = 0,14 \text{ мОм}$$

$$R_2 = R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{kКЛ1} + R_{КЛ1} + R_{0-КЛ1} + R_{ПУНН} = 0,13 + 0,27 + 0,005 + 5,2 + 1,3 + 15 = 21,905 \text{ мОм}$$

$$X_2 = X_{QF2} + X_{КЛ1} = 0,14 + 0,68 = 0,82 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_{QF3} + R_{kQF3} + R_{kКЛ2} + R_{0-КЛ2} + R_{КЛ2} + R_{ПР3} = 0,25 + 0,5 + 0,012 + 3,276 + 0,82 + 20 = 24,858 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_{QF3} + X_{КЛ2} = 0,27 + 0,395 = 0,665 \text{ мОм}$$

$$R_4 = R_{QF4} + R_{kQF4} + R_{kКЛ3} + R_{КЛ3} + R_{0-КЛ3} = 0,5 + 0,65 + 0,029 + 0,45 + 0,78 = 2,409 \text{ мОм}$$

$$X_4 = X_{QF4} + X_{КЛ3} = 0,6 + 0,112 = 0,712 \text{ мОм}$$

Пример расчета тока КЗ для точки К1:

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{0,29^2 + 0,14^2} = 0,32 \text{ мОм};$$

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{TP}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230}{\frac{129}{3} + 0,32} = 5,31 \text{ кА};$$

Результаты расчетов токов КЗ для остальных точек приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки		К1	К2	К3	К4
Токи КЗ, кА	$I_{КЗ}^{(1)}$	5,31	3,53	2,55	2,49
	$I_{КЗ}^{(2)}$	14,13	6,85	3,88	3,58
	$I_{КЗ}^{(3)}$	16,34	7,92	4,49	4,14
	i_{y0}	32,95	8,08	6,33	5,84

2.19 Расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения

В соответствии с правилами устройства электроустановок напряжение может отклоняться от номинального напряжения может лишь на $\pm 5\%U_n$ для силовых сетей промышленного предприятия. Отклонение от +5 до -2,5 % от U_n допустимо для сетей освещения промышленного предприятия.

Для цепочки линии от шин ГПП до зажимов наиболее удаленного от цеховой ТП или наиболее мощного ЭП определяем потери напряжения в сети и сравниваем с допустимым уровнем. Далее следует построить эпюры отклонения напряжения, которые выполняются для максимальных, минимальных и послеаварийных режимах.

Расчёт будем производить по следующей цепочке: ГПП – ТП2 – РУ - ПРЗ - ЭП 28 (Вентилятор).

Расчёт производим в следующей последовательности:

1. Изображается схема замещения сети;
2. Составление расчетных нагрузок для всех режимов работы сети.
3. Проводится расчёт потерь напряжения для каждого из режимов работы.
4. По итогам расчёта изображается эпюра отклонений напряжения для всех возможных режимов.

Расчёт потерь напряжения в сети для послеаварийного режима

Нагрузки узлов сети для послеаварийного режима известны из результатов расчёта электрических нагрузок .

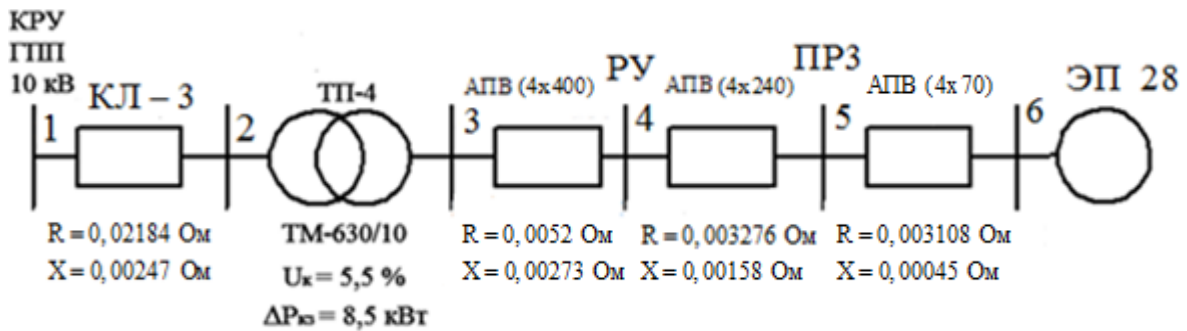


Рисунок 11 – Радиальная схема для расчета отклонения напряжения

Рассмотрим участок 1 – 2

Расчетная активная нагрузка на данном участке соответствует:

$$P_{1-2} = P_{расч.ТП2} + \Delta P_{Tp} = 705,31 + 8,451 = 713,76 \text{ кВт};$$

где $P_{расч.ТП4}$ – расчетная активная нагрузка ТП-2.

ΔP_{Tp} - потери активной мощности в трансформаторе ТП-2.

Расчетная реактивная нагрузка на данном участке определяется как:

$$Q_{1-2} = Q_{расч.ТП4} + \Delta Q_{Tp} - Q_{БК_ТП4} = 543,315 + 46,932 - 500 = 90,25 \text{ кВар};$$

где $Q_{расч.ТП4}$ – расчетная реактивная нагрузка ТП-4.

ΔQ_{Tp} - потери реактивной мощности в трансформаторе ТП-4.

$Q_{БК_ТП4}$ – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП-4.

Потери напряжения на этом участке рассчитываем из выражения:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2}, \%$$

где R_{1-2} , X_{1-2} – активное и индуктивное сопротивления кабельной линии, которая питает ТП-2.

U_1 – напряжение на шинах комплектного распределительного устройства ГПП.

Напряжение в начале участка в послеаварийном режиме равно $U_1 = 10,5 \text{ кВ}$.

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{713,76 \cdot 0,04368 + 90,25 \cdot 0,00494}{10 \cdot 10,5^2} = 0,029\%$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{(1-2)\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,029 \cdot \frac{10500}{100} = 3,05 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = 10500 - 3,05 = 10496,95 \text{ В}.$$

Рассмотрим участок 2 – 3

Мощность, которая передаётся через вторичную обмотку трансформатора цеха:

$$P_{2-3} = P_{\text{расч.ТП2}} = 705,31 \text{ кВт};$$

где $P_{\text{расч.ТП4}}$ – расчетная активная нагрузка ТП-2 .

$$Q_{2-3} = Q_{\text{расч.ТП2}} - Q_{\text{БК_ТП2}} = 543,315 - 500 = 43,315 \text{ кВар};$$

где $Q_{\text{расч.ТП4}}$ – расчетная реактивная нагрузка ТП-2.

$Q_{\text{БК_ТП4}}$ – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП-2.

Потери напряжения на приведенном участке определяются потерей напряжения на трансформаторе цеха и находятся согласно выражению:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2$$

где U_a , U_p – активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания, $U_{k\%}$.

$\cos \varphi_2$ и $\sin \varphi_2$ – коэффициенты мощности, определяемые по нагрузке трансформатора.

Активная составляющая напряжения КЗ цехового трансформатора находится согласно:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot 100}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,349\%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{\kappa}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,349^2} = 5,332\%$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{705,31}{\sqrt{(705,31)^2 + (43,315)^2}} = 0,998$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{43,315}{\sqrt{(705,31)^2 + (43,315)^2}} = 0,061$$

β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в послеаварийном:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{1-2})^2 + (Q_{1-2})^2}}{S_{н.мп}} = \frac{\sqrt{713,76^2 + 43,315^2}}{630} = 1,14$$

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 1,14 \cdot (1,349 \cdot 0,998 + 5,332 \cdot 0,061) + \frac{1,14^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,061 - 5,332 \cdot 0,998)^2 = 2,088\% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{2-3} = \Delta U_{(2-3)\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 2,088 \cdot \frac{10496,95}{100} = 210,78 \text{ В};$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{2-3}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = (10496,95 - 210,78) \cdot \frac{400}{10500} = 391,85 \text{ В}.$$

Рассмотрим участок 3 – 4

Расчетная активная нагрузка на данном участке равна активной нагрузке РУ-ПРЗ:

$$P_{3-4} = P_{РУ-ПРЗ} = 198,52 \text{ кВт};$$

Аналогично расчётная реактивная нагрузка:

$$Q_{3-4} = Q_{РУ-ПРЗ} = 163,4 \text{ кВар};$$

Определим потери напряжение на участке:

$$\Delta U_{3-4} = \frac{P_{3-4} \cdot R_{3-4} + Q_{3-4} \cdot X_{3-4}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{198,52 \cdot 0,0052 + 163,4 \cdot 0,00273}{10 \cdot 0,39185^2} = 0,963\%$$

$$\Delta U_{3-4} = \Delta U_{(3-4)\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0,963 \cdot \frac{391,85}{100} = 3,77 \text{ В};$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{3-4} = 391,85 - 3,77 = 388,08 \text{ В}.$$

Рассмотрим участок 4 – 5:

Расчетная активная нагрузка на рассматриваемом участке равна активной нагрузке ПРЗ:

$$P_{4-5} = P_{ПРЗ} = 113 \text{ кВт};$$

Аналогично определяем реактивную нагрузку:

$$Q_{4-5} = Q_{\text{ПРЗ}} = 118,4 \text{ кВар};$$

Рассчитываем потери напряжения на участке:

$$\Delta U_{4-5} = \frac{P_{4-5} \cdot R_{4-5} + Q_{4-5} \cdot X_{4-5}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{113 \cdot 0,003276 + 118,4 \cdot 0,00158}{10 \cdot 0,38808^2} = 0,37\%$$

$$\Delta U_{4-5} = \Delta U_{(4-5)\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,37 \cdot \frac{388,08}{100} = 1,44 \text{ В};$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{4-5} = 388,08 - 1,44 = 386,64 \text{ В}.$$

Рассмотрим участок 5 – 6:

Расчетная активная нагрузка на участке 5 – 6 соответствует активной мощности ЭП28:

$$P_{5-6} = P_{\text{ном.ЭП28}} = 55 \text{ кВт};$$

Аналогично определяется и реактивная нагрузка:

$$Q_{5-6} = Q_{\text{ном.ЭП28}} = 41,25 \text{ кВар};$$

Потери напряжения на участке:

$$\Delta U_{5-6} = \frac{P_{5-6} \cdot R_{5-6} + Q_{5-6} \cdot X_{5-6}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{55 \cdot 0,003108 + 41,25 \cdot 0,00045}{10 \cdot 0,38664^2} = 0,019\%$$

$$\Delta U_{5-6} = \Delta U_{(5-6)\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,019 \cdot \frac{386,64}{100} = 0,07 \text{ В};$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{5-6} = 386,64 - 0,07 = 386,57 \text{ В}.$$

Расчёт потерь напряжение в сети при режиме максимальных нагрузок

По результатам расчета электрических нагрузок необходимо использовать известные нагрузки узлов сети для максимального режима.

Участок 1 – 2

Расчетная активная нагрузка на участке 1 – 2:

$$P_{1-2} = P_{\text{расч.ТП2}} + \Delta P_{\text{Tp}} = 705,31 + 8,451 = 713,76 \text{ кВт};$$

где $P_{расч.ТП4}$ – расчетная активная нагрузка ТП-2.

ΔP_{Tp} - потери активной мощности в трансформаторе ТП-2.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 1 – 2:

$$Q_{1-2} = Q_{расч.ТП4} + \Delta Q_{Tp} - Q_{БК_ТП4} = 543,315 + 46,932 - 500 = 90,25 \text{ кВар};$$

где $Q_{расч.ТП4}$ – расчетная реактивная нагрузка ТП-4.

ΔQ_{Tp} - потери реактивной мощности в трансформаторе ТП-4.

$Q_{БК_ТП4}$ – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП-4.

Потери напряжения на данном участке определим по выражению:

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2}, \%$$

где R_{1-2} , X_{1-2} – активное и индуктивное сопротивления КЛ-3, питающей ТП-2.

U_1 – напряжение на шинах КРУ ГПП.

Величину напряжения в начале участка в максимальном режиме принимаем равным $U_1=10,5 \text{ кВ}$.

$$\Delta U_{1-2} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{713,76 \cdot 0,02184 + 90,25 \cdot 0,00247}{10 \cdot 10,5^2} = 0,014\%$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{(1-2)\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,014 \cdot \frac{10500}{100} = 1,47 \text{ В};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{1-2} = 10500 - 3,045 = 10498,53 \text{ В}.$$

Участок 2 – 3

Потоки мощности, передаваемые через вторичную обмотку цехового трансформатора:

$$P_{2-3} = P_{расч.ТП2} = 705,31 \text{ кВт};$$

где $P_{расч.ТП4}$ – расчетная активная нагрузка ТП-2 .

$$Q_{2-3} = Q_{расч.ТП2} - Q_{БК_ТП2} = 543,315 - 500 = 43,315 \text{ кВар};$$

где $Q_{расч.ТП4}$ – расчетная реактивная нагрузка ТП-2.

$Q_{БК_ТП4}$ – мощность конденсаторных батарей, установленных на ТП-2.

Потери напряжения на участке определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе и определяется по выражению:

$$\Delta U_T = \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2$$

где U_a , U_p – активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, $U_{к\%}$.

$\cos \varphi_2$ и $\sin \varphi_2$ – коэффициенты мощности по нагрузке трансформатора (с учетом установки компенсирующих устройств).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания цехового трансформатора определяется:

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot 100}{S_{ном.тр}} = \frac{8,5 \cdot 100}{630} = 1,349\%$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{кз}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,349^2} = 5,332\%$$

Коэффициенты мощности для вторичной нагрузки цехового трансформатора определяем по выражению:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{705,31}{\sqrt{(705,31)^2 + (43,315)^2}} = 0,998$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{2-3}}{\sqrt{(P_{2-3})^2 + (Q_{2-3})^2}} = \frac{43,315}{\sqrt{(705,31)^2 + (43,315)^2}} = 0,061$$

β_T – отношение фактической нагрузки одного трансформатора к его номинальной мощности в рассматриваемом режиме работы:

$$\beta_T = \frac{\sqrt{(P_{1-2})^2 + (Q_{1-2})^2}}{S_{н.тр}} = \frac{\sqrt{713,76^2 + 43,315^2}}{2 \cdot 630} = 0,57$$

$$\begin{aligned} \Delta U_T &= \beta_T \cdot (U_a \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_T^2}{200} \cdot (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,57 \cdot (1,349 \cdot 0,998 + 5,332 \cdot 0,061) + \frac{0,57^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,061 - 5,332 \cdot 0,998)^2 = 0,997\% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{2-3} = \Delta U_{(2-3)\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 0,977 \cdot \frac{10498,53}{100} = 102,57 \text{ В};$$

$$U_3 = (U_2 - \Delta U_{2-3}) \cdot \frac{U_{HH}}{U_{BH}} = (10498,53 - 102,57) \cdot \frac{400}{10500} = 396,04 \text{ В}.$$

Участок 3 – 4

Расчетная активная нагрузка на участке 3 – 4:

$$P_{3-4} = P_{PY-ПРЗ} = 198,52 \text{ кВт};$$

где $P_{PY-ПРЗ}$ – расчетная активная нагрузка РУ-ПРЗ.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 3 – 4:

$$Q_{3-4} = Q_{PY-ПРЗ} = 163,4 \text{ кВар};$$

где $Q_{PY-ПРЗ}$ – расчетная реактивная нагрузка РУ-ПРЗ.

$$\Delta U_{3-4} = \frac{P_{3-4} \cdot R_{3-4} + Q_{3-4} \cdot X_{3-4}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{198,52 \cdot 0,0052 + 163,4 \cdot 0,00273}{10 \cdot 0,39604^2} = 0,943\%$$

$$\Delta U_{3-4} = \Delta U_{(3-4)\%} \cdot \frac{U_3}{100} = 0,943 \cdot \frac{396,04}{100} = 2,67 \text{ В};$$

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{3-4} = 396,04 - 2,67 = 392,31 \text{ В}.$$

Участок 4 – 5

Расчетная активная нагрузка на участке 4 – 5:

$$P_{4-5} = P_{ПРЗ} = 113 \text{ кВт};$$

где $P_{ПРЗ}$ – расчетная активная нагрузка ПРЗ.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 4 – 5:

$$Q_{4-5} = Q_{ПРЗ} = 118,4 \text{ кВар};$$

где $Q_{ПРЗ}$ – расчетная реактивная нагрузка ПРЗ.

$$\Delta U_{4-5} = \frac{P_{4-5} \cdot R_{4-5} + Q_{4-5} \cdot X_{4-5}}{10 \cdot U_4^2} = \frac{113 \cdot 0,003276 + 118,4 \cdot 0,00158}{10 \cdot 0,39231^2} = 0,362\%$$

$$\Delta U_{4-5} = \Delta U_{(4-5)\%} \cdot \frac{U_4}{100} = 0,362 \cdot \frac{392,31}{100} = 1,42 \text{ В};$$

$$U_5 = U_4 - \Delta U_{4-5} = 392,31 - 1,42 = 390,89 \text{ В}.$$

Участок 5 – 6

Расчетная активная нагрузка на участке 5 – 6:

$$P_{5-6} = P_{ном.ЭП28} = 55 \text{ кВт};$$

где $P_{ном.ЭП28}$ – номинальная активная мощность ЭП 28.

Расчетная реактивная нагрузка на участке 5 – 6:

$$Q_{5-6} = Q_{\text{ном.ЭП28}} = 41,25 \text{ кВар};$$

где $Q_{\text{ном.ЭП28}}$ – номинальная реактивная мощность ЭП 28.

$$\Delta U_{5-6} = \frac{P_{5-6} \cdot R_{5-6} + Q_{5-6} \cdot X_{5-6}}{10 \cdot U_5^2} = \frac{55 \cdot 0,003108 + 41,25 \cdot 0,00045}{10 \cdot 0,39089^2} = 0,124\%$$

$$\Delta U_{5-6} = \Delta U_{(5-6)\%} \cdot \frac{U_5}{100} = 0,124 \cdot \frac{390,89}{100} = 0,48 \text{ В};$$

$$U_6 = U_5 - \Delta U_{5-6} = 390,89 - 0,48 = 390,41 \text{ В}.$$

Расчёт режима минимальных нагрузок

Принимаем равной напряжению $U_1=10$ кВ величину напряжения в начале участка в режиме минимальных нагрузок.

Для определения потоков мощностей для минимального режима следует обратиться к характерному суточному графику электрических нагрузок. В случае для данного цеха примем минимальную активную мощность равной $P_{\min}=0,3 \cdot P_{\max}$, а минимальная реактивная мощность соответственно равна $Q_{\min}=0,5 \cdot Q_{\max}$.

$$P_{1-2} = 0,3 \cdot 713,76 = 214,128 \text{ кВт}; \quad Q_{1-2} = 0,5 \cdot 90,25 = 45,125 \text{ кВар};$$

$$P_{2-3} = 0,3 \cdot 705,31 = 211,593 \text{ кВт}; \quad Q_{2-3} = 0,5 \cdot 43,315 = 21,658 \text{ кВар};$$

$$P_{3-4} = 0,3 \cdot 198,52 = 59,556 \text{ кВт}; \quad Q_{3-4} = 0,5 \cdot 163,4 = 81,7 \text{ кВар};$$

$$P_{4-5} = 0,3 \cdot 113 = 33,9 \text{ кВт}; \quad Q_{4-5} = 0,5 \cdot 118,4 = 59,2 \text{ кВар};$$

$$P_{5-6} = 0,3 \cdot 55 = 16,5 \text{ кВт}; \quad Q_{5-6} = 0,5 \cdot 41,25 = 20,625 \text{ кВар}.$$

Далее аналогично производим расчёт для режима минимальных нагрузок, что и для режима максимальных нагрузок и послеаварийного режима, снижаем лишь активную и реактивную мощности. По итогам расчёта составим таблицу 14.

Таблица 14 – Результаты расчета режимов

Участок:	1-2	2-3	3-4	4-5	5-6
Марка кабеля	ААШВ – 2(3х35)	ТМ – 630/10	АПВ – (4х400)	АПВ – (4х240)	АПВ – (4х70)
R, Ом	0,02184	U _к =5,5%	0,0052	0,003276	0,003108
X, Ом	0,00247	ΔP _{кз} =8,5 кВт	0,00273	0,00158	0,00045
Послеаварийный режим					
P, кВт	713,76	705,31	198,52	113	55
Q, кВар	90,25	43,315	163,4	118,4	41,25
ΔU, %	0,029	2,088	0,963	0,37	0,019
ΔU, В	3,05	210,78	3,77	1,44	0,07
Максимальный режим					
P, кВт	713,76	705,31	198,52	113	55
Q, кВар	90,25	43,315	163,4	118,4	41,25
ΔU, %	0,014	0,977	0,943	0,362	0,124
ΔU, В	1,47	102,57	3,73	1,42	0,48
Минимальный режим					
P, кВт	214,128	211,593	59,556	33,9	16,5
Q, кВар	45,125	21,658	81,7	59,2	20,625
ΔU, %	0,004	0,323	0,335	0,129	0,038
ΔU, В	0,42	33,91	1,34	0,51	0,15

В *ПРИЛОЖЕНИИ 12* представлены эпюры отклонения напряжения для максимального и минимального режимов.

2.20 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Построение карта селективности производится в логарифмической системе координат. Карта имеет функцию проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карте селективности отмечают:

- Номинальный и пусковой токи ЭП;
- Расчетный и пиковый ток ВРУ;
- Расчетный и пиковый ток РУ;
- Расчетный и пиковый ТП;
- Защитные характеристики аппаратов защиты;
- Рассчитанные токи короткого замыкания сети 0,4 кВ

Карту селективности действия аппаратов защиты будем строить для цепочки защит, начиная с трансформаторной подстанции и заканчивая самым удаленным электроприёмником: ТП2 – ВРУ - ПРЗ – ЭП 28 (Вентилятор).

Таблица 15 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

	ТП4	ВРУ	ПРЗ	ЭП 28	Ток КЗ в соотв. точках, кА			
					1	2	3	4
I_p, A	957,19	371,6	249	-	16,34	7,92	4,49	4,14
$I_{лик}, A$	1736,84	1151,3	1028,7	-				
$I_{ном}, A$	—	—	—	149,39				
$I_{пуск}, A$	—	—	—	746,99				

Таблица 16 – Данные для построения карты селективности действия аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА 55-43 (ТП4)	1280	2560
ВА 51-29 (РУ)	500	2000
ВА 57-39(ПРЗ)	400	1600
ВА 57-35 (ЭП28)	250	1200

Карта селективности действия защиты в установках до 1000 В приведена в ПРИЛОЖЕНИИ 13.

В приложении 13 приняты следующие обозначения:

- 1 – номинальный ток электроприемника № 28;
- 2 – расчетный ток распределительного устройства;
- 3 – расчетный ток пункта распределительного №3;
- 4 – расчетный ток трансформаторной подстанции №2;
- 5 – пусковой ток электроприемника № 28;
- 6 – пиковый ток распределительного устройства;
- 7 – пиковый ток пункта распределительного №3;

- 8 – пиковый ток трансформаторной подстанции №2;
- 9 – защитная характеристика ВА57-35 (ЭП28);
- 10 – защитная характеристика ВА57-39(ПР-3);
- 11 – защитная характеристика ВА51-29 (РУ);
- 12 – защитная характеристика ВА55-43(ТП-2);
- 13 – ток короткого замыкания в точке К4;
- 14 – ток короткого замыкания в точке К3;
- 15 – ток короткого замыкания в точке К2;
- 16 – ток короткого замыкания в точке К1.

3. СПЕЦИАЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

Выбор оптимального тарифа для электроснабжения завода

1. Одноставочный

Применяется для населения и маломощных потребителей (до 670 кВт), так как не требует приборов для измерения нагрузки. Данный тариф не подходит так как присоединенная мощность предприятия $P^{\max} = 6900 \text{ кВт}$.

2. Двухставочный

Рекомендуют для промышленных предприятий с присоединенной мощностью более 670 кВт.

Предусматривает оплату заявляемой потребителем мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы $P_{\max}$ (основная ставка), так и потребленной электроэнергии, учтенной счетчиками:

$$\Pi^{(2)} = P^{\max} \cdot T^{\max} + W \cdot T^{(2)}$$

Где, $T^{\max}$ - (р./кВт в месяц) – основная тарифная ставка за мощность, участвующую в максимуме нагрузки энергосистемы;

W - энергия, потребленная за расчетный период (месяц) по показаниям приборов учета, кВтч;

$T^{(2)}$ - тарифная ставка за энергию, р./кВтч.

Из нормативных документов «Томской энергосбытовой компании» на I полугодие для промышленных предприятий: $T^{\max} = 320,12 \text{ руб / кВтч}$ и $T^{(2)} = 2,17 \text{ руб / кВтч}$.

Для определения электроэнергии, потребляемой за расчетный период по показаниям приборов учета построим суточный и годовой графики нагрузки для данного завода:

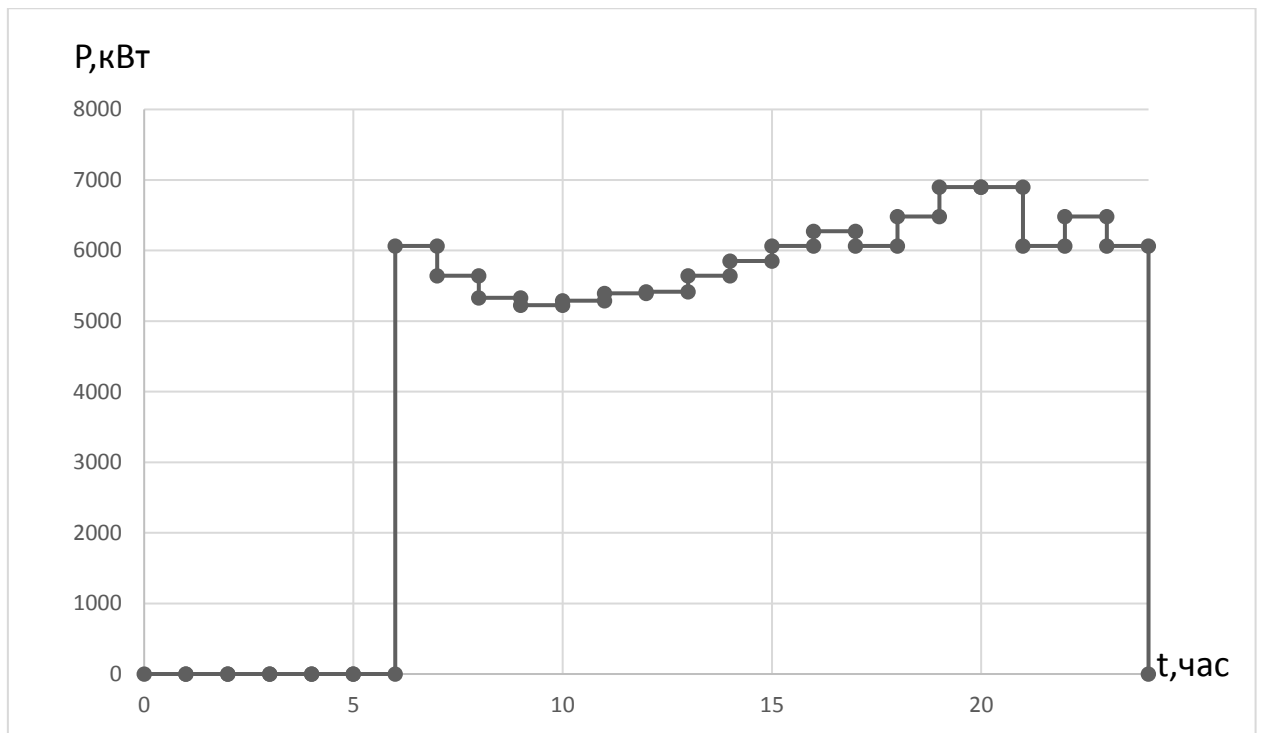


Рисунок 13 - Суточный график нагрузки

На основе суточного построим годовой график нагрузки

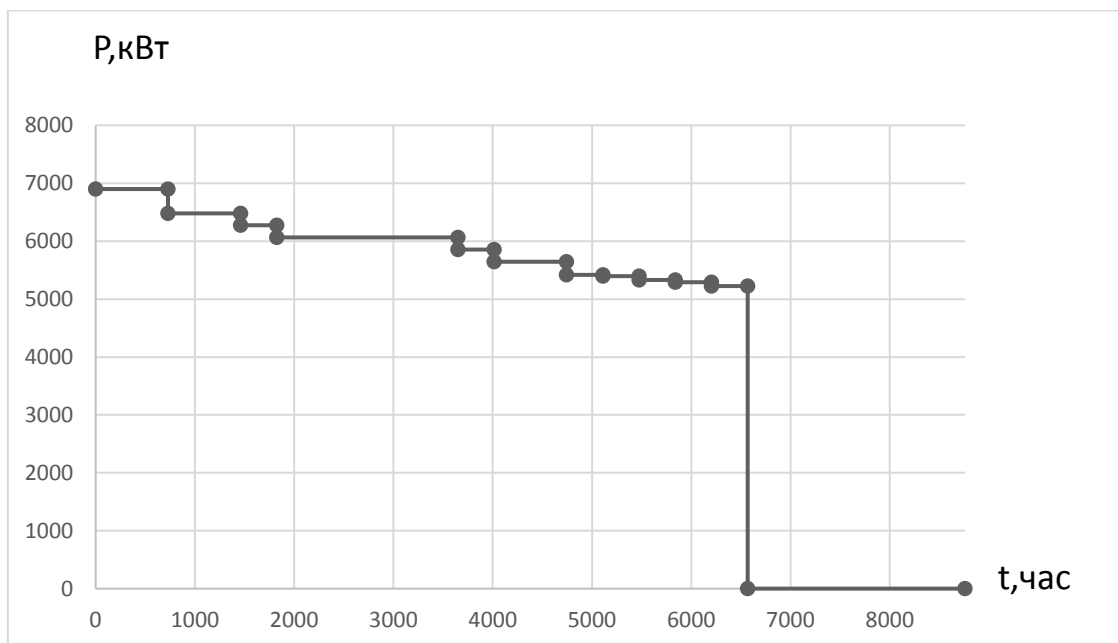


Рисунок 14 - Годовой график нагрузки

Из годового графика нагрузки найдём энергию, потребленную за год:

$$W = \sum P_i \cdot t_i = 107159.3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим годовой платёж по двухставочному тарифу:

$$\Pi^{(2)} = P^{\max} \cdot T^{\max} + W \cdot T^{(2)} = 6900 \cdot 320,12 + 107159,3 \cdot 2,17 = 26,62 \text{ млн.руб.}$$

3. Дифференцированный по зонам суточного графика нагрузки

Платёж за сутки по этому тарифу (для рабочего дня):

$$\Pi_p = W^п \cdot T^п + (W - W^п + W^н) \cdot T^{п/п} + W^н \cdot T^н$$

Где $W^п$, кВтч – энергия, потребленная в часы максимума нагрузки энергосистемы,

$W^н$, кВтч – энергия, потребленная в часы минимума нагрузки энергосистемы (ночью),

$T^п$ - тарифная ставка за энергию в часы пика нагрузки, р./кВтч,

$T^{п/п}$ - тарифная ставка за энергию в часы полупика нагрузки, р./кВтч,

$T^н$ - тарифная ставка за энергию в ночные часы, р./кВтч,

Из нормативных документов «Томской энергосбытовой компании» на I полугодие для промышленных предприятий: $T^п = 2,4$ руб / кВтч ,
 $T^{п/п} = 2,4$ руб / кВтч и $T^н = 1,67$ руб / кВтч.

Так же из нормативных документов определяем интервалы тарифных зон для Томской области на 2017 год:

Ночь – 19:00 – 03:00;

Пик – 03:00 – 07:00 и 15:00 – 17:00.

На суточном графике нагрузок постоим данные зоны

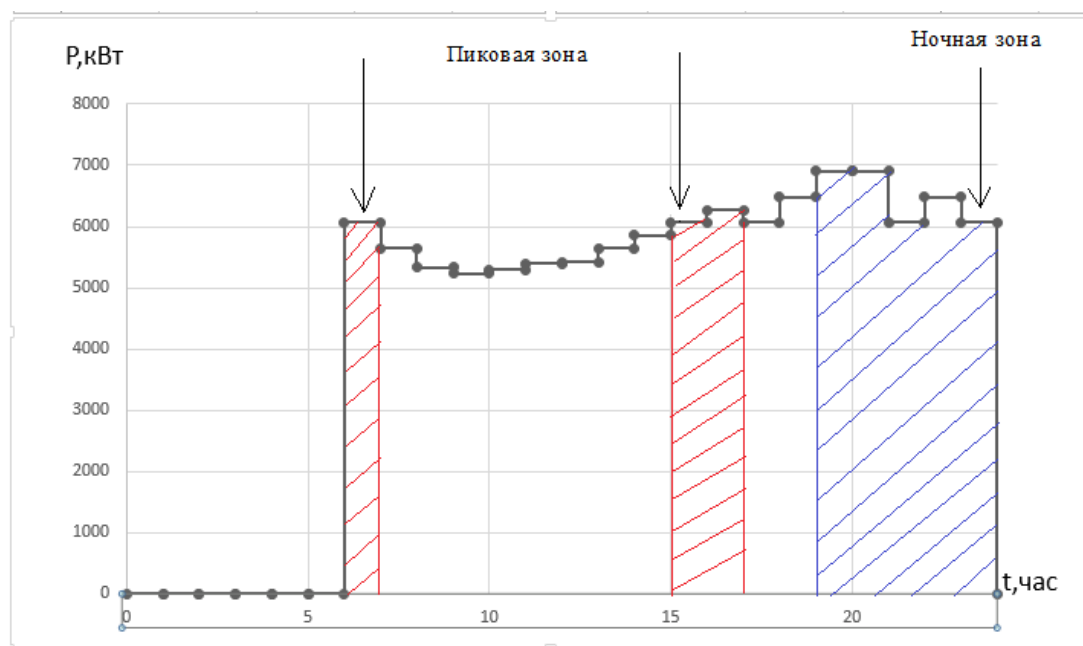


Рисунок 15 – Суточный график нагрузок с учётом временных зон

Из графика находим: $W = 107159,3$ кВтч, $W^n = 18400,03$ кВтч, и $W^h = 32409,15$ кВтч. Рассчитаем платёж за сутки в рабочий день по дифференцированному тарифу:

$$\begin{aligned} \Pi_p &= W^n \cdot T^n + (W - W^n + W^h) \cdot T^{n/h} + W^h \cdot T^h = \\ &= 18400,03 \cdot 2,4 + (107159,3 - 18400,03 - 32409,15) \cdot 2,4 + 32409,15 \cdot 1,67 = \\ &= 233523,64 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Платёж за сутки по этому тарифу (для выходного дня):

$$\begin{aligned} \Pi_b &= W^n \cdot T^{n/h} + (W^{n/h} + W^h) \cdot T^h = \\ &= 18400,03 \cdot 2,4 + (56350,12 + 32409,15) \cdot 1,67 = \\ &= 192388,05 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Определим годовой платёж по дифференцированному тарифу:

$$\Pi_{\Sigma} = D_p \Pi_p + D_b \Pi_b$$

Где $D_p = 247$ – рабочие дни в 2017 году,

$D_b = 118$ – выходные дни в 2017 году,

Таким образом годовой платёж равен:

$$\begin{aligned} \Pi_{\Sigma} &= D_p \Pi_p + D_b \Pi_b = \\ &= 247 \cdot 233523,64 + 118 \cdot 192388,05 = \\ &= 80,38 \text{ млн.руб.} \end{aligned}$$

Вывод: Исходя из экономического обоснования, видно, что двухставочный тариф является наиболее оптимальным для данного завода. Так же он прост в расчёте, компенсирует постоянные издержки энергокомпании и стимулирует к выравниванию графика нагрузки.

4.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Цель данного раздела: обоснование целесообразного использования технического проекта, который выполнен в рамках выпускной квалификационной работы. В разделе рассматриваются планово-временные и материальные показатели процесса проектирования.

Для достижение данной цели обеспечивается решением ряда задач:

- Составление SWOT-анализа проектирования ремонтно-механического цеха базы по обслуживанию нефтегазодобывающего месторождения
- Планирование технико-конструкторских работ
- Определение ресурсной (ресурсосберегающей) эффективности проекта.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Для детального анализа конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо оценить их сильные и слабые стороны. Это же справедливо для определения оптимальной схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Характерными схемами электроснабжения цеха являются радиальная и магистральная схемы.

Сравним два варианта установки компенсирующих устройств схемы электроснабжения завода с нормальной средой, с питающим трансформатором мощностью 630 кВА, с напряжением на низкой стороне трансформатора 0,4 кВ.

1. Установка конденсаторных батарей на низкой стороне

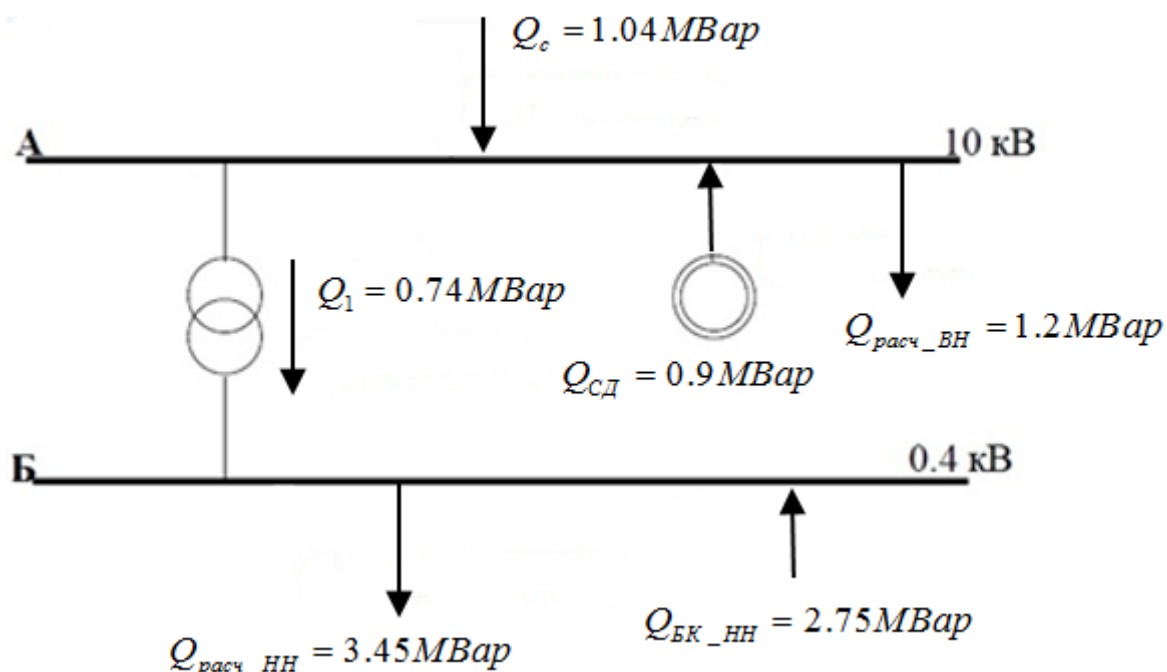


Рисунок 16 - Баланс реактивной мощности при 1 варианте установки БК

Принимаем к установке 27 конденсаторную батарею **УКБН-0,38-100-50У3** суммарной установленной мощностью 2700 кВар. Так же имеется синхронных двигатель СТД-2000.

Стоимость 27 конденсаторных батарей составит – $1025 \cdot 27 = 27675$ руб.

Стоимость СТД-2000 – 1150000руб.

Итого по первому варианту установки компенсирующих устройств затраты составят – 1177675руб.

2. Увеличение комплектной трансформаторной подстанции и установка конденсаторных батарей на высокой и низкой стороне

Увеличиваем число установленных трансформаторов на 1 ($N+1=11$):

Затраты на установку одной трансформаторной подстанции мощностью 630 кВА - 67530руб.

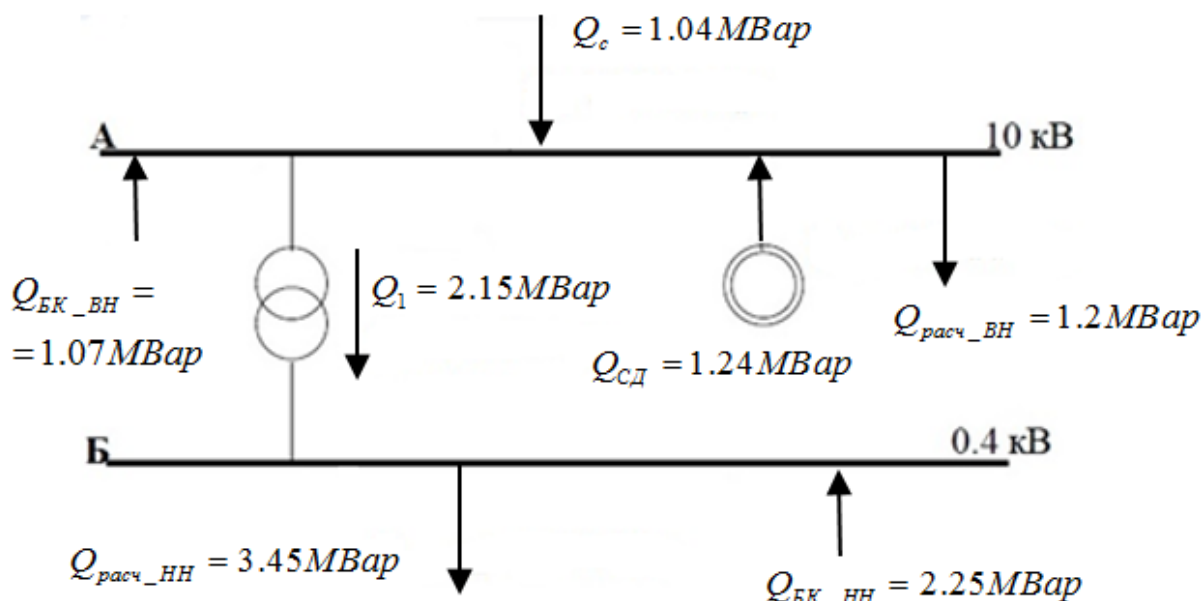


Рисунок 17 - Баланс реактивной мощности при 2 варианте установки БК

Принимаем к установке 8 конденсаторных батарей **УК-6,3-900ЛУЗ** суммарной установленной мощностью 900 кВар на высокой стороне.

Стоимость 8 конденсаторных батарей составит – $3355 \cdot 8 = 26840$ руб.

Стоимость СТД-2000 – 1150000руб.

Принимаем к установке 18 конденсаторных батарей **УКБТ-0,38-150УЗ** суммарной установленной мощностью 1800 кВар на низкой стороне.

Стоимость 18 конденсаторных батарей составит – $1125 \cdot 18 = 20250$ руб.

Итого по второму варианту установки компенсирующих устройств затраты составят – 1264620 руб.

Сведем в таблицу затраты по двум вариантам установки устройств компенсации реактивной мощности.

Таблица 17 – Экономическое сравнение затрат по двум вариантам установки устройств компенсации реактивной мощности

1 вариант		2 вариант	
Наименование	Цена, руб.	Наименование	Цена, руб.
УКБН-0,38-100-50УЗ	27675	УК-6,3-900ЛУЗ	26840
СТД - 2000	1150000	УКБТ-0,38-150УЗ	20250
		СТД - 2000	1150000
		КПТ 630кВА	67530
Итого	1177675	Итого	1264620

Из таблицы 25 видно, что наиболее выгодным с точки зрения экономического расчёта является вариант 1. Так же этот вариант является более простым в техническом исполнении, эксплуатации и обслуживании оборудования.

4.2 SWOT-анализ работы ремонтно-механического цеха

SWOT - анализ является инструментом стратегического менеджмента. Представляет собой комплексное исследование технического проекта. SWOT - анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Первый этап описывает сильные и слабые стороны проекта, находит возможные и угрозы для реализации проекта, проявившиеся или возможны в его внешней среде.

Второй этап выявляет соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие помогает определить степень необходимости проведения стратегических изменений. В пределах данного этапа следует построить интерактивную матрицу проекта. Каждый фактор помечается либо знаком «+» (сильное соответствие сильных сторон возможностям), либо знаком «-» (что означает слабое соответствие); «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 18 – Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая энергоэффективность и энергосбережение технологии. С2. Экологичность технологии. С3. Квалифицированный персонал, технический уровень производства С4. Повышение безопасности производства С5. Уменьшение затрат на ремонт оборудования	Слабые стороны проекта: Сл1. Сложность ремонта некоторых частей оборудования Сл2. Дороговизна оборудования Сл3. Сложность эксплуатации электрооборудования
Возможности: В1. Увеличение производительности электрооборудования В2. Появление дополнительной автоматизированной системы управления внутрицеховой структуры В3. Снижение таможенных пошлин на сырье и материалы, используемые на производстве В4. Улучшение технологии производства	В1С1С2С3С4; В2С1С3С4; В3С5; В4С1С3С4С5;	В2Сл1Сл2; В3Сл2; В4Сл1Сл2Сл3;
Угрозы: У1. Отсутствие спроса на технологии производства У2. Импорт отдельных частей для конструкций У3. Введения дополнительных государственных требований к стандартизации и сертификации продукции У4. Угрозы выхода из строя сложного энергоемкого оборудования	У1С1С3; У2С5; У3С5; У4С3	У1Сл2; У2Сл1Сл2; У3Сл2; У4Сл1Сл2Сл3;

Таблица 19 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны – возможности»

Возможности	Сильные стороны					
		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	-
	B2	+	-	+	+	-
	B3	-	-	-	-	+
	B4	+	-	+	+	+

Таблица 19: B1C1C2C3C4, B2C1C3C4, B3C5, B4C1C3C4C5. Каждая из записей показывает направление реализации проекта.

В случае, когда несколько возможностей сильно коррелируют с одними и теми же сильными сторонами, с большой вероятностью можно говорить об их единой природе. Здесь: B1B2B4C1C3C4.

Таблица 20 – Интерактивная матрица проекта «Сильные стороны – угрозы»

Угрозы	Сильные стороны					
		C1	C2	C3	C4	C5
	Y1	+	-	+	-	-
	Y2	-	-	-	-	+
	Y3	-	-	-	-	+
	Y4	-	-	+	-	-

Таблица 20: Y1Y4C3.

Таблица 21 - Интерактивная матрица проекта «Слабые стороны – возможности»

Возможности	Сильные стороны			
		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	-	-	-
	B2	+	+	-
	B3	-	+	-
	B4	+	+	+

Таблица 21: B2B3B4Сл2, B2B4Сл1Сл2.

Таблица 22 – Интерактивная матрица проекта «Слабые стороны – угрозы»

Угрозы	Сильные стороны			
		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	+	+	-
	У3	-	+	-
	У4	+	+	+

Таблица 22: У1У2У3У4Сл2, У2У4Сл1Сл2.

В рамках **третьего этапа** должен быть подведен итог SWOT-анализа, в котором будут отражены стратегические планы на реализацию проекта и долгосрочное развитие. По результатам второго этапа выделим основные задачи:

- Внедрение автоматической системы сигнализации повреждения оборудования;
- Внедрение новых технологий обнаружения неисправностей;
- Внедрение нескольких источников поставки частей и материалов;
- Обеспечение подготовки квалифицированных кадров, и благоприятные условия труда для них.

В результате анализа было установлено, что технический проект имеет такие важные преимущества как высокая энергоэффективность, повышенная безопасность производства, экологичность, которые обеспечивают высокую производительность и экономичности технологического процесса. Несмотря на это, имеет место быть сложность ремонта отдельных частей оборудования, которая приводит к большим затрат на поставку этих частей с заводов, что в свою очередь сопровождается большими затратами, чем ремонт на предприятии.

Главными факторами, влияющими на функциональную и бесперебойную работу предприятия, являются поставка материалов и обнаружение повреждений оборудования на начальных стадиях, когда замена частей агрегатов или ремонт не составляет значительных затрат.

Присутствует вероятность в недостатке квалифицированного персонала. Данную проблему возможно решить с помощью создания специализированных программ по привлечению молодежи, а также обеспечением наиболее комфортных и выгодных рабочих условий (наличие премий, гибкий график методом вахт и т.д.).

4.3. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований

Морфологический подход определения альтернатив проведения научных исследований основан на систематическом исследовании всех теоретически возможных вариантов, вытекающих из закономерностей строения (морфологии) объекта исследования. Синтез охватывает как известные, так и новые, необычные варианты, которые при простом переборе могли быть упущены. Путем комбинирования вариантов получают большое количество различных решений, ряд которых представляет практический интерес.

За последние десять лет промышленность далеко шагнула вперед. Нетрудно предположить, что ещё через такой же интервал времени, разрабатываемые сейчас технологические проекты уже будут не актуальны. В связи с этим, разработку новых проектов нужно осуществлять с прицелом на дальнейшее развитие предприятия. То есть проекты электроснабжения, разрабатываемые сейчас, должны динамически приспосабливаться к условиям новой среды. В связи с этим, необходимо определить дальнейшие пути развития или модификации разрабатываемой схемы электроснабжения цеха. Удобнее всего раскрыть всё многообразие имеющихся вариантов в виде морфологической матрицы, приведенной в таблице 23.

Таблица 23 – Морфологическая матрица для разрабатываемого проекта

	1	2	3	4
А: Марка кабеля	ПвВГнг-LS	ПРГ	АПВ	КВВГЭнг-LSLTx
Б: Материал жилы кабеля/шинопровода	Серебро	Медь	Алюминий	Вольфрам
В: Способы прокладки кабеля	В трубах	По станам	В лотках	В коробах
Г: Аппараты защиты от перенапряжений	Вентильный разрядник	Трубчатый разрядник	УЗПН	ОПН
Д: Аппараты защиты от токов КЗ	Плавкие предохранители	Автоматические выключатели	Магнитные пускатели	Тепловое реле

Выбор наиболее желательных функционально конкретных решений осуществляется с позиции его функционального содержания и ресурсосбережения. Для данной морфологической матрицы можно выделить три наиболее перспективных пути развития разрабатываемого проекта, а именно:

1. А4Б3В4Г2Д3
2. А2Б2В2Г3Д4
3. А3Б3В3Г4Д2

Во всех рассматриваемых вариантах используются новейшие модели пожаробезопасных кабелей. Данные кабели при горении и тлении выделяют меньше дыма и опасных веществ, что значительно увеличивает безопасность рабочих на предприятии.

Несмотря на то, что наибольшей электропроводностью обладает серебро, кабелей из данного материала на данный момент не выпускается и вряд ли это будет возможно в дальнейшем в силу очень большой стоимости и дефицитности этого металла. Поэтому в рассматриваемых вариантах в

качестве материала жилы кабеля были выбраны наиболее распространённые медь и алюминий.

Так же были выбраны наиболее экономичные способы прокладки кабелей, облегчающие осмотр и ремонт: по стенам на скобах, в лотках и коробах.

В качестве аппаратов защиты от перенапряжений и токов КЗ были выбраны наиболее новые и эффективные аппараты.

В результате можно сказать, что наиболее приемлемым вариантом является третий вариант, т.к. при достаточно большой надёжности оборудования и входящих в него материалов, он относительно дешёв. Выбранные в нём аппараты защиты на данный момент используются наиболее широко, что является гарантом их качества и хорошей работы. Так же из-за того, что данные аппараты используются довольно широко, их стоимость довольно низкая. Кабели с алюминиевой жилой хоть и используются при значительно меньших нагрузочных токах, по сравнению с медными, но их стоимость на порядок ниже. Кабель выбранной марки при горении не выделяет дыма и токсичных веществ.

4.4 Планирование научно-исследовательской разработки

4.4.1 Структура работы в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в соответствии с порядком:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для реализации научных исследований формируется рабочая группа, в составе которой могут быть инженеры, научные сотрудники, научные руководители, лаборанты и техники. Численность таких групп имеет

возможность меняться. Для каждого вида плановых работ определяется соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе следует составить этапы и перечень работ, в рамках проведения научного исследования проектирования базы, по обслуживанию завода, производящего запасные части к тракторам. Также выполнить распределение исполнителей, в состав которых входят инженер и руководитель, по различным видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей, приведен в таблице 24.

Таблица 24 – Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№	Содержание работ	Исполнитель
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания (схем моделирования, проектирования)	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	Руководитель
	3	Выбор направления оптимизационной задачи	Инженер
	4	Календарное планирование работ	Руководитель
Теоретические исследования	5	Разработка вариантов проектирования	Инженер
	6	Выбор программного обеспечения для расчетов	Инженер
	7	Сравнение возможных вариантов по ряду критериев	Инженер
	8	Расчет основных и аварийных принципов функционирования	Инженер
Обобщение и оценка результатов	9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Разработка технической документации	10	Оценка надежности полученных результатов	Руководитель
	11	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инженер
Оформление отчёта по НИР	12	Составление пояснительной записки по проекту	Инженер

4.4.2 Определение трудоёмкости выполнения проектировочных работ

Трудовые затраты в подавляющем числе случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важно определить трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож_i}$ используется следующая формула:

$$t_{ож_i} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5}$$

где $t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{min_i} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{max_i} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Рассчитаем ожидаемое значение трудоёмкости для различных этапов:

$$t_{ож_1} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел. – дн}; \quad t_{ож_2} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,2 \text{ чел. – дн};$$

$$t_{ож_3} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \text{ чел. – дн}; \quad t_{ож_4} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \text{ чел. – дн};$$

$$t_{ож_5} = \frac{3 \cdot 6 + 2 \cdot 8}{5} = 6,8 \text{ чел. - дн}; \quad t_{ож_6} = \frac{3 \cdot 2 + 2 \cdot 3}{5} = 2,4 \text{ чел. - дн};$$

$$t_{ож_7} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел. - дн}; \quad t_{ож_8} = \frac{3 \cdot 15 + 2 \cdot 20}{5} = 17 \text{ чел. - дн};$$

$$t_{ож_9} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,2 \text{ чел. - дн}; \quad t_{ож_{10}} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 8}{5} = 6,2 \text{ чел. - дн};$$

$$t_{ож_{11}} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 4}{5} = 3,4 \text{ чел. - дн}; \quad t_{ож_{12}} = \frac{3 \cdot 5 + 2 \cdot 7}{5} = 5,8 \text{ чел. - дн};$$

Исходя из ожидаемой трудоёмкости определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях, учитывая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями, по следующей формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ож_i}}{Ч_i},$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ож_i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

При проектировании и разработки моделей все действия выполняются последовательно, соответственно продолжительность каждой работы будет равна $T_{pi} = t_{ож_i}$.

4.4.3 Разработка графика проведения научного исследования

Самым наглядным и удобным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, продолжительность каждого этапа работ из рабочих дней нужно перевести в календарные дни. Для этого следует воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}};$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}},$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Определим коэффициент календарности на 2017 год:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,478.$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{k1} = T_{p1} \cdot k_{\text{кал}} = 1,4 \cdot 1,478 = 2,069 \text{ дн.}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе округлим до целого числа. Рассчитанные значения сводим в таблицу 33.

Таблица 25 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ (чел-дни)			Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min}	t_{max}	$t_{ож}$		
Составление и утверждение технического задания (схем моделирования, проектирования)	3	5	3,8	3,8	6
Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	5	8	6,2	6,2	9
Выбор направления оптимизационной задачи	2	3	2,4	2,4	4
Календарное планирование работ	1	2	1,4	1,4	2
Разработка вариантов проектирования	6	8	6,8	6,8	10
Выбор программного обеспечения для расчетов	2	3	2,4	2,4	4
Сравнение возможных вариантов по ряду критериев	3	5	3,8	3,8	6
Расчет основных и аварийных принципов функционирования	15	20	17	17	26
Оценка эффективности полученных результатов	5	8	6,2	6,2	9
Оценка надежности полученных результатов	5	8	6,2	6,2	9
Вопросы безопасности и экологичности проекта	3	4	3,4	3,4	5
Составление пояснительной записки по проекту	5	7	5,8	5,8	9
Итого	55	81	65,4	65,4	99

Основываясь на данных из таблицы построим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта. График приведён в *ПРИЛОЖЕНИИ 15*.

Исходя из составленного календарного плана, с учетом вероятностного характера выполнения работ (благоприятный, неблагоприятный), продолжительность проектирования составляет 10 полных декад, начиная со второй декады февраля, заканчивая третьей декадой мая.

Далее, по диаграмме Ганта можно наглядно оценить показатели рабочего времени для каждого исполнителя. Продолжительность выполнения проекта в рабочих днях составит 99 дней, из которых 64 дней – продолжительность выполнения работ инженером, а 35 дней – продолжительность выполнения работ руководителем.

4.5 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ необходимо обеспечить полное и достоверное отражение всех видов расходов, которые связаны с выполнением НИТ. В процессе формирования бюджета НТИ используется следующая группировка затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды;
- накладные расходы.

4.5.1 Расчет материальных затрат

В материальные затраты включают дополнительные затраты на канцелярские принадлежности, информационные носители, картриджи и т.п.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i},$$

где m – количество видов материальных ресурсов;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию (натур.ед.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./натур.ед.).

Таблица 26 – Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (Зм), руб.
Бумага	1	250	250
Ручка	2	84	168
папка	1	50	52
Калькулятор	1	722	722
Итого			1190

При расчете материальных затрат расходы на транспорт не учитывались, т.к. канцелярские принадлежности доставлялись на рабочее место исполнителями технического проекта.

4.5.2 Полная заработная плата исполнителей темы

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату. Она определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{полн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}},$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата.

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Заработная плата инженера главного специалиста определяется как:

$$З_{\Pi} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}},$$

где $З_{\text{доп}}$ - дополнительная заработная плата, составляет $0,15 З_{\text{осн}}$;

$З_{\text{осн}}$ - основная заработная плата.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{д}} \cdot T_{\text{р}};$$

где $З_{\text{д}}$ - среднедневная заработная плата;

$T_{\text{р}}$ - суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле:

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}};$$

где $З_{\text{м}}$ – месячный оклад научно-технического работника;

M – количество месяцев работы без отпуска ($M = 10,95$ для пятидневной рабочей недели и отпуске в 32 рабочих дней);

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд научно технического персонала (определяется за вычетом выходных, праздничных и больничных дней).

Месячный оклад научно-технического работника определяется по формуле:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}};$$

где $З_{\text{ТС}}$ – заработная плата по тарифной ставке;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, 0,3;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, 0,35;

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, для наших исследуемых зон примем для Сибирского региона 1,3.

Размер заработной платы по тарифной ставке определяется по формуле:

$$З_{\text{ТС}} = T_{\text{ci}} \cdot k_{\text{Т}};$$

где T_{ci} – тарифная ставка работника;

k_T – тарифный коэффициент в зависимости от ставки.

С помощью вышеперечисленных формул найдём основную заработную плату руководителя НТИ:

$$З_{TC} = T_{ci} \cdot k_T = 8000 \cdot 1,407 = 11256 \text{руб};$$

$$З_M = З_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 11256 \cdot (1 + 0,3 + 0,35) \cdot 1,3 = 24144,22 \text{руб};$$

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d} = \frac{24144,22 \cdot 10,95}{365 - 118} = 1070,36 \text{руб}$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 1070,36 \cdot 35 = 37462,6 \text{руб};$$

$$З_{\Pi} = З_{осн} + З_{доп} = З_{осн} + 0,15 \cdot З_{осн} = 37462,6 + 0,15 \cdot 37462,6 = 43081,99 \text{руб}.$$

Аналогично рассчитаем заработную плату инженера:

$$З_{TC} = T_{ci} \cdot k_T = 4400 \cdot 0,75 = 3300 \text{руб};$$

$$З_M = З_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_d) \cdot k_p = 3300 \cdot (1 + 0,3 + 0,25) \cdot 1,3 = 6649,5 \text{руб};$$

$$З_{дн} = \frac{З_M \cdot M}{F_d} = \frac{6649,5 \cdot 11,2}{366 - 118} = 301,52 \text{руб}$$

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p = 301,52 \cdot 64 = 19279,28 \text{руб};$$

$$З_{\Pi} = З_{осн} + З_{доп} = З_{осн} + 0,15 \cdot З_{осн} = 19279,28 + 0,15 \cdot 19279,28 = 22173,87 \text{руб}.$$

4.5.3 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления в соответствии с законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} \cdot (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На основании пункта 1 ст.58 Федерального закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2017 году вводится пониженная ставка – 30,2 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{\text{внеб1}} = 0,302 \cdot (43081,99) = 13010,76 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{внеб2}} = 0,302 \cdot (22173,87) = 6696,51 \text{ руб.}$$

Сведем в таблицу 27 расчёты заработной платы и отчисления во внебюджетные фонды:

Таблица 27 – Размер заработной платы и величина отчислений во внебюджетные фонды

		Тсi	Зтс	Зм	Здн	Зосн	Здоп	Зп	Звнеб
1	Руководитель НИТ	8000	11256	24144,2	1070,4	37462,6	5619,39	43081,9	13010,76
2	Инженер	4400	3300	6649,5	301,52	19279,3	2891,89	22,173,87	6696,51
	Итого							65255,86	19707,27

4.5.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не включенные в предшествующие статьи расходов: ксерокопирование и печать материалов исследования, оплата электроэнергии, связи, почтовые ирасходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} З_{\text{накл}} &= З_{\text{проч.}} \cdot k_{\text{нр}} = (З_{\text{спец}} + З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{внеб}}) \cdot 0,16 = \\ &= (1190 + 65255,86 + 19707,27) \cdot 0,16 = 13784,5 \text{ руб} \end{aligned}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.5.5 Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта составляет основу для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку проекта.

Определение суммы затрат на технический проект приведено в таблице 37

Таблица 28 – Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, тыс. руб.	Доля, %
1. Материальные затраты	1,19	1,19
2. Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	65,25	65,3
3. Отчисления во внебюджетные фонды	19,7	19,72
4. Накладные расходы	13,78	13,79
Итого	99,92	100,0

Смета затрат на разработку технического проекта составляет 99,92 тыс.руб, из которых более половины (65,3 %) составляют затраты на оплату труда исполнителей проекта. Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

4.6 Оценка конкурентоспособности и ресурсоэффективности проекта

С целью оценки может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках. А именно:

- технические характеристики проекта;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа, модели и т.п.);
- конкурентоспособность проекта;
- бюджет разработки и т.д.

Финансовую эффективность проекта можно оценить при помощи интегрального финансового показателя:

$$I_{\text{фин}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}$$

где: $I_{\text{фин}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Расчёт интегрального финансового показателя проводим в виде таблицы

Таблица 29 – Расчёт интегрального финансового показателя конкурентных технических решений

Варианты	Φ_{max} , руб.	Φ_{pi} , руб.	$I_{\text{фин}}^{\text{исп.}i}$, о.е.
1	1264620	1177675	0,93
2		1264620	1

Величина интегрального финансового показателя разработки 1 варианта отражает соответствующее численное удешевление стоимости. Вариант 1

имеет наименьший интегральный показатель среди трёх конкурентных технических решений, и, следовательно, вариант 1 является наиболее финансово эффективным, что является определяющим критерием.

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;

a_i – весовой коэффициент разработки;

b_i – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

Для оценки ресурсоэффективности проекта были подобраны критерии эффективности такие как: экономичность, гибкость, безопасность, качество электроэнергии, надежность.

1. Экономичность – оптимизация затрат на электрическую часть предприятия на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов.

2. Гибкость – возможность наращивания производственной мощности предприятия, при вводе более мощного оборудования для расширения технологии производства.

3. Под обеспечением надлежащего качества электроэнергии понимаются характеристики, определенные в ГОСТ 32144-2013 «Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения».

4. Безопасность – это свойство системы электроснабжения сохранять безопасное состояние при монтаже, эксплуатации и ремонтных работах.

5. Надежность – бесперебойное снабжение электроэнергией.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки	Конкурентоспособность
1. Качество ЭЭ	0,2	5	1,00
2. Надежность	0,2	5	1,00
3. Безопасность	0,25	5	1,25
4. Экономичность	0,15	4	0,6
5. Гибкость	0,2	5	1,00
Итого:	1,00		4,85

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности технического проекта составит:

$$I_{p-исп1} = 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,2 + 5 \cdot 0,25 + 4 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,2 = 4,85$$

Показатель ресурсоэффективности проекта высок (по 5- балльной шкале), что показывает положительную оценку использования технического проекта.

Таким образом, в е про достаточно применения вариант 1, обеспечивающей достаточную надежность и экономичность.

Из результатов выполнения поставленных задач в данном разделе можно сделать вывод о, что реализация данного технического проекта позволяет внедрять технологию производства и увеличивать эффективность как ремонтно-механического цеха, так и базы в общем.

Заключение

В работе спроектирована система электроснабжения завода по производству запасных деталей к с детальной проработкой ремонтно-механического.

Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха был произведён методом упорядоченных диаграмм. Следующим этапом был расчёт полных расчётных мощностей всего завода. Полная расчётная мощность предприятия оказалась равной 8067кВА. Для определения полной мощности предприятия использован метод Кс, при расчёте следует учитывать освещение и высоковольтную нагрузку.

Результатом определения нагрузки по всем цехам завода изображается картограмма нагрузок, определен ЦЭН. Главную понизительную подстанцию устанавливаем в ЦЭН.

В работе было определено оптимальное число цеховых трансформантов и их оптимальная мощность. К установке была выбрана марка ТМ, а мощность цеховых силовых трансформаторов 630кВА. Эти трансформаторы были равномерно распределены по цехам предприятия с учетом категории надежности электроснабжения цехов. Выбор цеховых трансформаторов был произведён с учётом компенсации реактивной мощности. После проведения технико-экономического расчёта к установке был принят вариант с установкой конденсаторных батарей на стороне низкого напряжения. По результатам расчёта рационального напряжения на высокой стороне было выбрано 35кВ. Так же выбран силовой трансформатор ГПП: 2 трансформатора марки ТМН-6300/35.

Питание предприятия выполнено двухцепной воздушной линией 35 кВ, марки АС-70. Питание цеховых ТП производится кабельными линиями напряжением 10 кВ марки ААШв сечениями 35 мм², одноцепными и двухцепными. Для питания РУ были выбраны двухцепные кабели марки ААШв 3х70. Был произведён выбор оборудования ГПП.

Для ремонтно-механического цеха была выбрана радиальная схема. Электроприемники были распределены в три распределительных пункта, также выбран их тип.

Для электроприемника цеха, РП и ВРУ были выбраны аппараты защиты - автоматические выключатели, серии ВА.

Питание к электроприемников выполнено кабелями марок АПВ сечением от 2 до 70 мм².

Для проверки действия аппаратов защиты был произведен расчёт токов короткого замыкания в сети выше и ниже 1 кВ, для нескольких точек.

В результате расчётов токов КЗ было проведено построение эпюры отклонений напряжения. Построение проводилось для минимального, максимального и послеаварийного режимов. Максимально допустимое напряжение $\pm 5\%$ не превышает для данного проекта, что показал анализ эпюр.

Итогом расчёта токов короткого замыкания в сети ниже 1 кВ является построение карты селективности действия аппаратов защиты (автоматических выключателей).

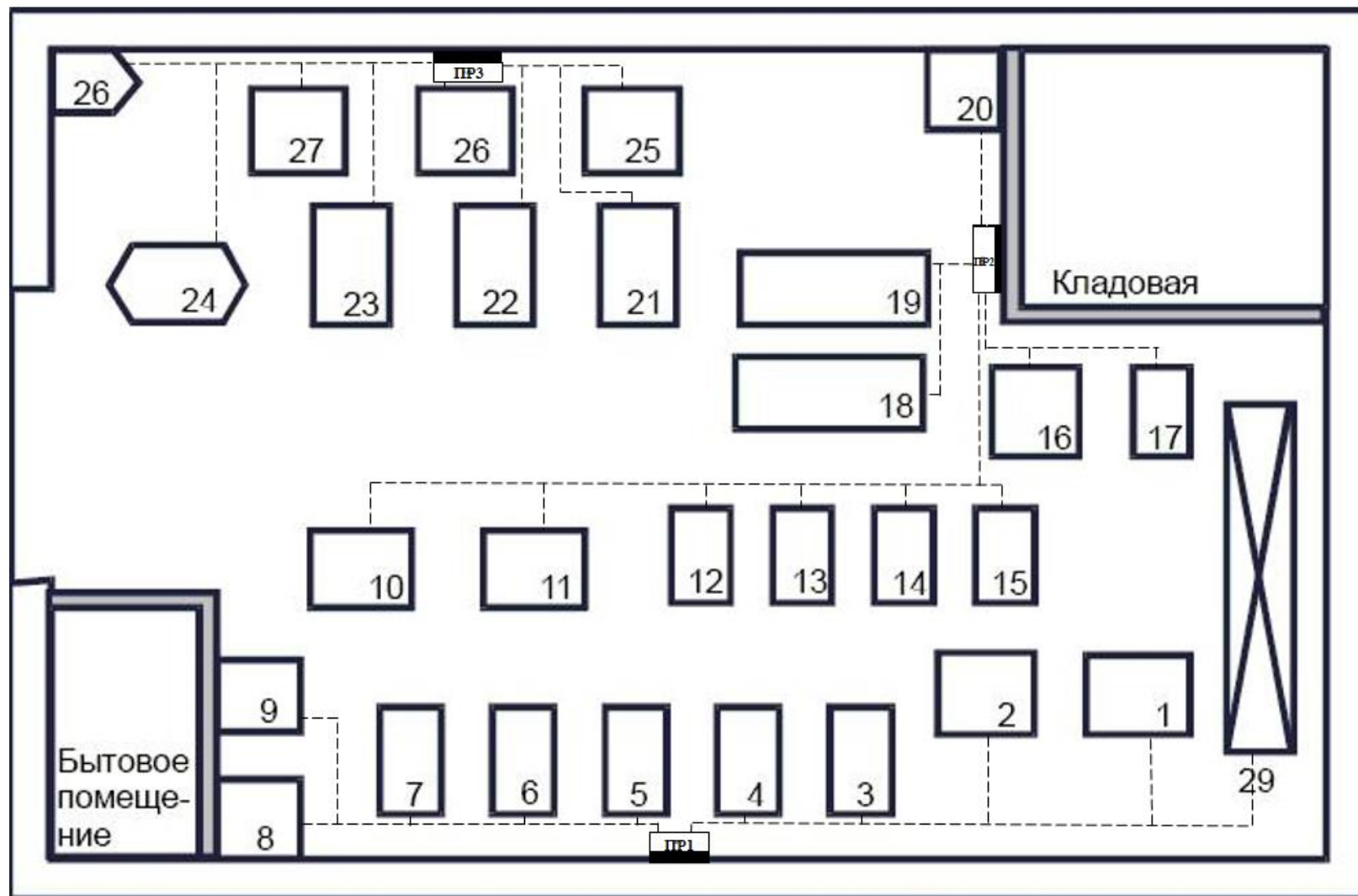
В качестве специального задания был произведен расчёт и выбор оптимального тарифа для электроснабжения завода. Рассмотрены двухставочный и дифференцированный тарифы. Наиболее выгодным для предприятия является двухставочный тариф.

Литература:

1. Сумарокова Л.П. Электроснабжение промышленных предприятий // учебное пособие. - Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
2. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию // учебное пособие. - Томск: ТПУ, 2005. – 168 с.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра. – Томск: ТПУ, 2001 – 93 с.
4. А.В. Кабышев, Электроснабжение объектов // учебное пособие. – Томск: ТПУ, 2007. – 185 с.
5. Климова Г.Н., Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий // учебное пособие, - Томск: ТПУ, 2008.
6. Правила устройства электроустановок : Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил.
7. Мельников М. А. Внутривзаводское электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2004. – 180 с.
8. А.В. Кабышев Электроснабжение объектов Ч.1 Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования. Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2007. – 185 с.
9. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
10. А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра. – Томск: ТПУ, 2001 – 93 с.
11. Видяев И.Г., Серикова Г.Н., Гаврикова Н.А. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. – Томск: ТПУ, 2014. – 37 с.
12. Томпсон А.А., Стрикленд Дж.А. Стратегический менеджмент: концепции и ситуации для анализа, 12-е издание: Пер. с англ. – М.: Вильямс, 2006 – 928 с

13. Бородин Ю.В., Извеков В.Н., Ларионова Е.В., Плахов А.М. Методические указания по разработке раздела «Социальная ответственность».- Томск: ТПУ, 2014. – 9 с.
14. Извеков В.Н, Гусельников М.Э., Крепша Н.В., Панин В.Ф. Методические указания по разработке раздела «Производственная и экологическая безопасность».- Томск: ТПУ, 2006. – 42 с
15. ICCSR-26000.2011.
16. СН-245-71. Санитарные нормы проектирования промышленных предприятий.
17. СНиП II-4-79. Естественное и искусственное освещение.
18. ГОСТ 12.01.009-76. Система стандартов безопасности труда.
19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.:Госкомсанэпиднадзор, 2003.
20. СН 2.2.4/2.1.8.562–96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки. М.: Минздрав России, 1997.
21. СНиП 2.04.05-91. Отопление, вентиляция и кондиционирование.
22. ГОСТ 12.01.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
23. ППБ 01-02-03 РД153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности.
24. ГОСТ Р 22.8.01-96 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях»

Приложение 1



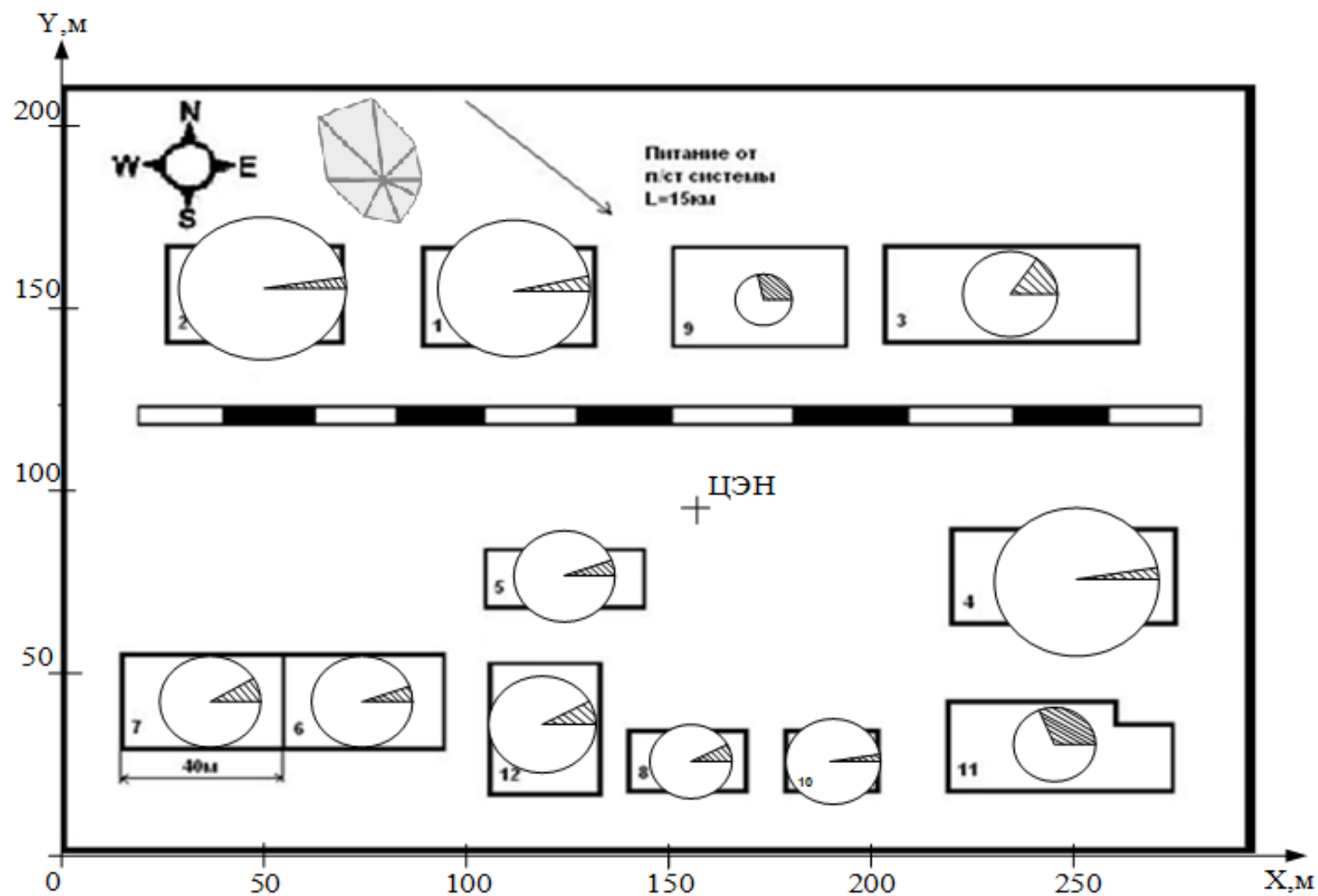
Приложение 2

N п/п	Наименование узлов	нагрузка установленная						нагрузка средняя за смену				нагрузка максимальная			
		n	P _н ,	P _{нS} ,	m	Ки	cosj/tgj	P _{см} ,	Q _{см} ,	пэ	Км/Км'	P _р ,	Q _р ,	S _р ,	I _р /I _п
			кВт	кВт				кВт	кВАр			кВт	кВАр	кВА	А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
	ПР3:														
	Группа А:														
1	Станки	7	3-28	58		0,14	0,6/1,33	8,12	10,8			58	77,14		
	Итого по группе А	7	3-28	58	>3	0,14		8,12	10,8	1	-	58	77,17		
	Группа Б:														
2	Вентилятор	1	55	55		0,65	0,8/0,75	35,75	26,813			55	41,25		
	Итого по группе Б	1	55	55		0,65		35,75	26,813			55	41,25		
	Итого по ПР3:	8	3-55	113			0,76/0,86	43,87	37,61		1	113	118,4	163,7	249
	ПР2:														
	Группа А:														
3	Шлифовальный полуавтомат	2	21	42		0,25	0,65/1,17	10,5	12,285						
4	Станки	7	3-10	56		0,14	0,6/1,33	7,84	10,427						
5	Кран-балка ПВ=25%	1	12,5	12,5		0,06	0,5/1,73	0,75	1,2975						
	Итого по группе А	10	3-21	110,5	>3	0,1728		19,09	24,01	9	2,1/1,1	40,089	26,411		
	Итого по ПР2:	10	3-21	110,5			0,62/1,26	19,09	24,01			40,09	26,41	43,95	66,85
	ПР1:														
	Группа А:														
6	Станки	8	4,5-12	61,6		0,14	0,6/1,33	8,624	11,47						
7	Гидравлическая ванна	2	1,7	3,4		0,55	0,95/0,33	1,87	0,6171						
	Итого по группе А	10	1,7-12	65	>3	0,1614		10,49	12,087	7	2,5/1,1	26,235	13,296		
	Группа Б:														
8	Гидравлический пресс	1	7	7		0,65	0,8/0,75	4,55	3,4125			7	5,25		
	Итого по группе Б	1	7	7		0,65	0,8/0,75	4,55	3,4125			7	5,25		
	Итого по ПР1:	11	1,7-12	72			0,69/1,03	15,04	15,5			31,59	18,55	36,63	55,73
	Итого по ПР1+ПР2+ПР3	29	1,7-55	295,5	-	-	-	78	77,12	-	-	184,7	163,4	244,3	371,6

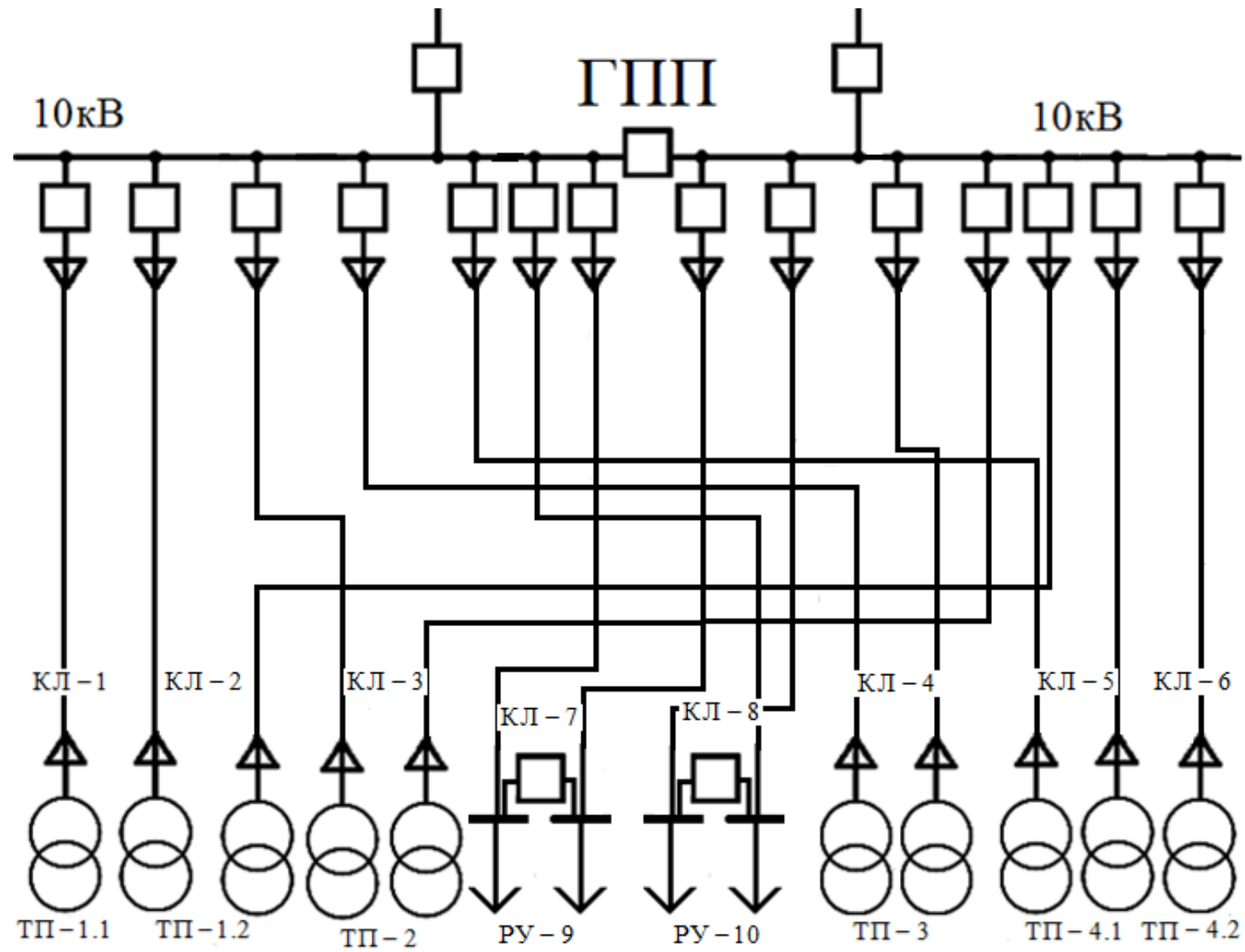
Приложение 3

№ по ген. плану	Наименование цеха	Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузки		
		F, м2	Руд.о,Вт/м2	Рн.о,кВт	Кс.о	Рро, кВт	Рр + Рро,кВт	Qр,кВар	Sp,кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Потребители электроэнергии 0,38 кВ									
1	Механический	1201	16	19,216	0,85	16,3336	646,3336	472,5	800,6268622
2	Термический	1232	13	16,016	0,95	15,2152	735,2152	633,6	970,5618735
3	Заготовочный	1755,7	17	29,8469	0,85	25,369865	200,369865	131,25	239,5300509
4	Инструментальный	1508	16	24,128	0,85	20,5088	1063,5088	782,25	1320,214388
5	Кузнечный	665	16	10,64	0,95	10,108	346,108	252	428,1293586
6	Котельная	1110	14	15,54	0,85	13,209	313,209	264	409,6289512
7	Электроцех	1110	16	17,76	0,85	15,096	267,096	257,04	370,6883257
8	Экспериментальный	565,5	16	9,048	0,85	7,6908	155,6908	130,24	202,9829619
9	Компресссионная	1201	16	19,216	0,85	16,3336	61,3336	33,75	70,00623536
10	Насосная	460,8	16	7,3728	0,85	6,26688	268,76688	196,875	333,1597236
11	Лаборатория	1329	21	27,909	0,8	22,3272	82,3272	52,8	97,80392559
12	Ремонтно-механический	1016,5	16	16,264	0,85	13,8244	198,5244	163,4	257,1215615
Территория завода		60545	0,16	9,6872	1	9,6872	9,6872	12,88398	16,11951244
Итого по 0,38 кВ:		13154,5	-	-	-	191,97055	4348,170545	3382,589	5516,57373
Потребители электроэнергии 10 кВ									
1	Компресссионная	-	-	-	-	-	1350	0	1350
2	Насосная	-	-	-	-	-	1200	0	1200
Итого по 10 кВ:		-	-	-	-	-	2550	0	2550
Итого по заводу:		-	-	-	-	-	6898,170545	3382,589	8066,57373

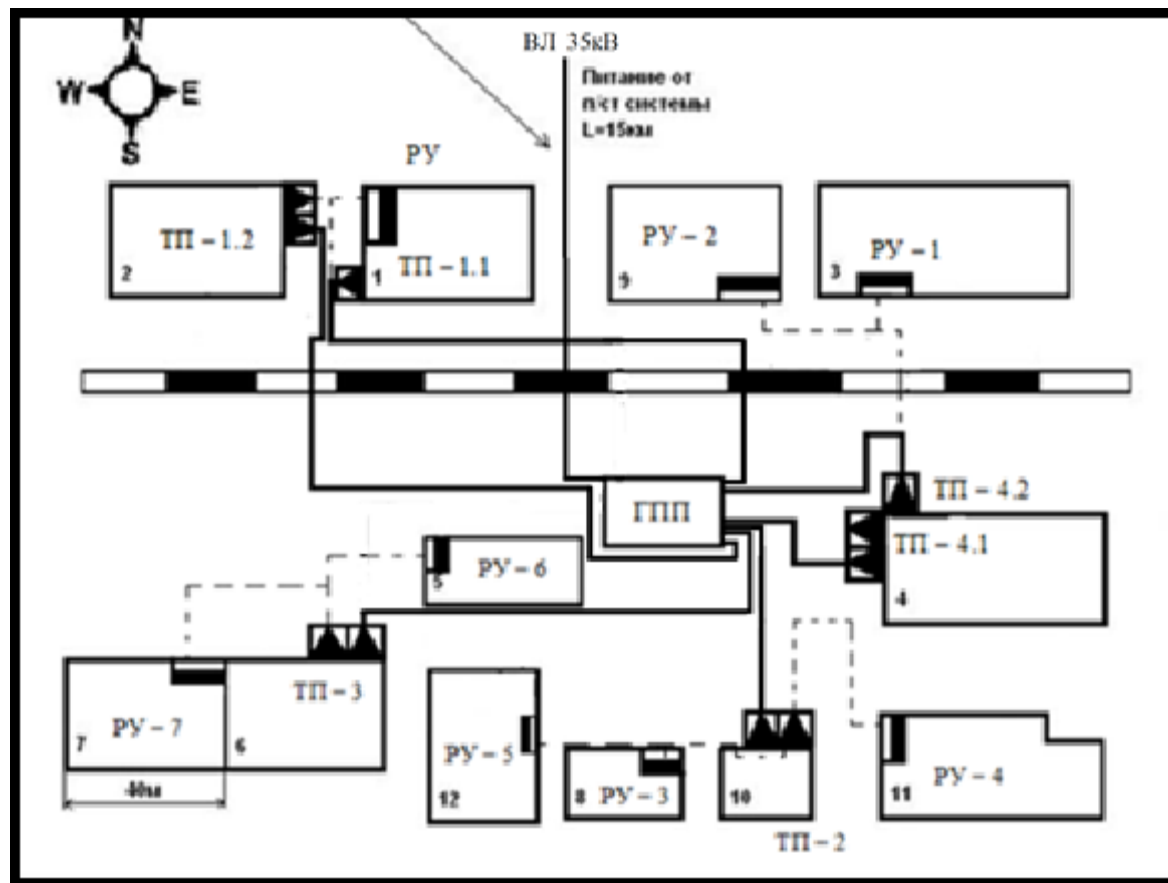
Приложение 4



Приложение 5



Приложение 6



Условные обозначения :

-  - Трансформатор 400КВА
-  - Распределительное устройство до 1000В
-  - напряжение 10кВ
-  - напряжение 0.4кВ

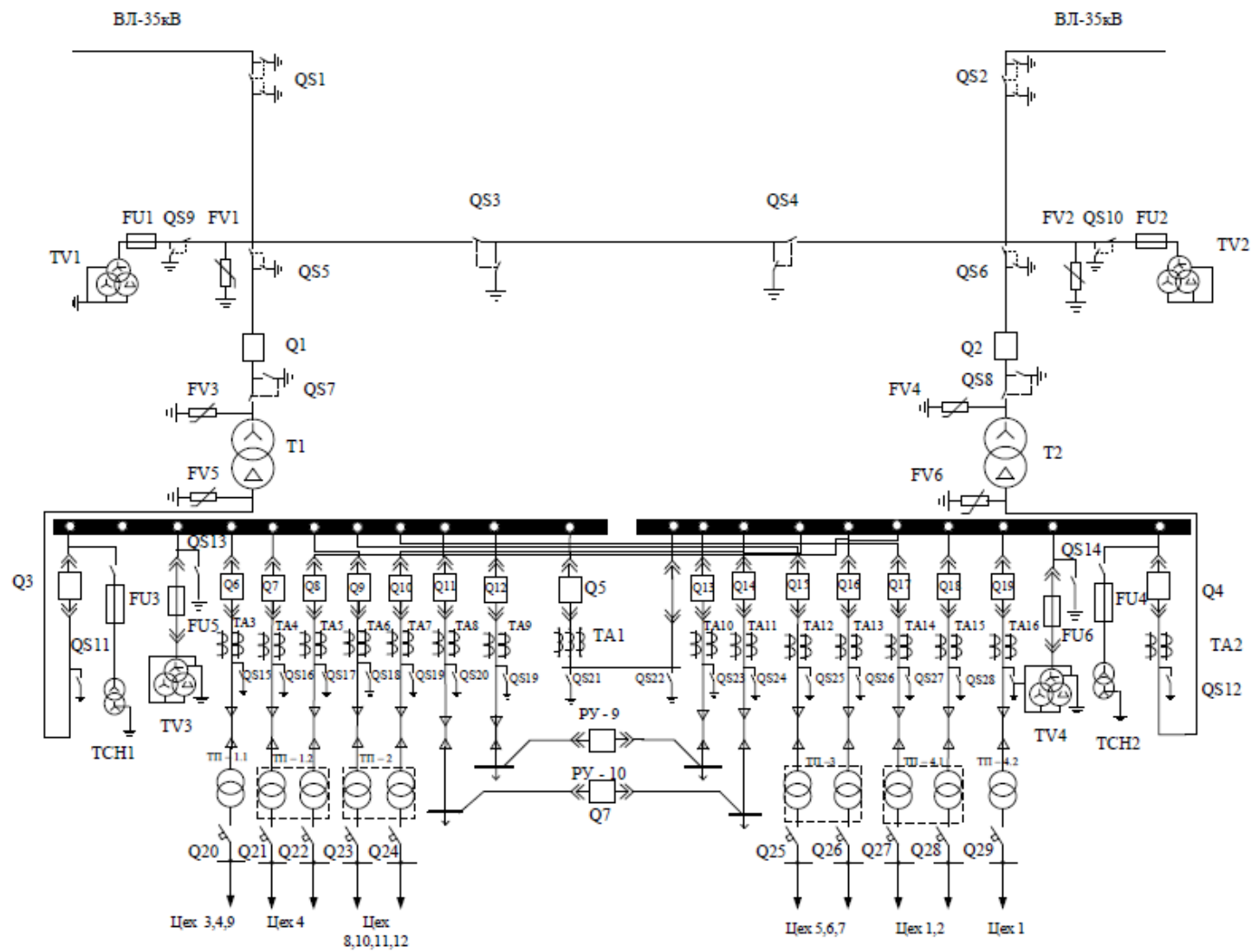
Приложение 7

№ п/п	Наименование потребителя	Выбранный ИП	$Q_{\text{max.тр}},$ кВАр	Qф, кВар	$P_{\text{р гр}},$ кВт	$Q_{\text{р гр}},$ кВАр	Батареи	$Q_{\text{бат нн}},$ кВАр	$\beta_{\text{тр н}}$
1	Механический	1х630 От 2	42,1	22,38	420	322,38	3хУКМ58-04-100-33,3У3	300	0,67
2	Термический	2х630	129,27	83,71	961,55	783,71	7 хУКМ58-04-100-33,3У3	700	0,77
3	Заготовочный	От 4.1	-	-	-	-	-	-	-
4	Инструментальный	1х630	43,19	0,04	445,21	300,04	3хУКМ58-04-100-33,3У3	300	0,71
		2х630	59,36	47,21	880	647,21	6хУКМ58-04-100-33,3У3	600	0,7
5	Кузнечный	от 6	-	-	-	-	-	-	-
6	Котельная	2х630	105,49	73,04	926,413	773,04	7хУКМ58-04-100-33,3У3	700	0,71
7	Электроцех	от 6	-	-	-	-	-	-	-
8	Экспериментальный	от 10	-	-	-	-	-	-	-
9	Компрессионная	От 4.1	-	-	-	-	-	-	-
10	Насосная	2х630	20,23	43,32	705,30928	543,315	5хУКМ58-04-100-33,3У3	500	0,56
11	Лаборатория	от 10	-	-	-	-	-	-	-
12	Ремонтно-механический	от 10	-	-	-	-	-	-	-
Σ		10х630	399,64	267,7	4338,4845	3206,3	31хУКМ58-04-100-33,3У3	3100	-

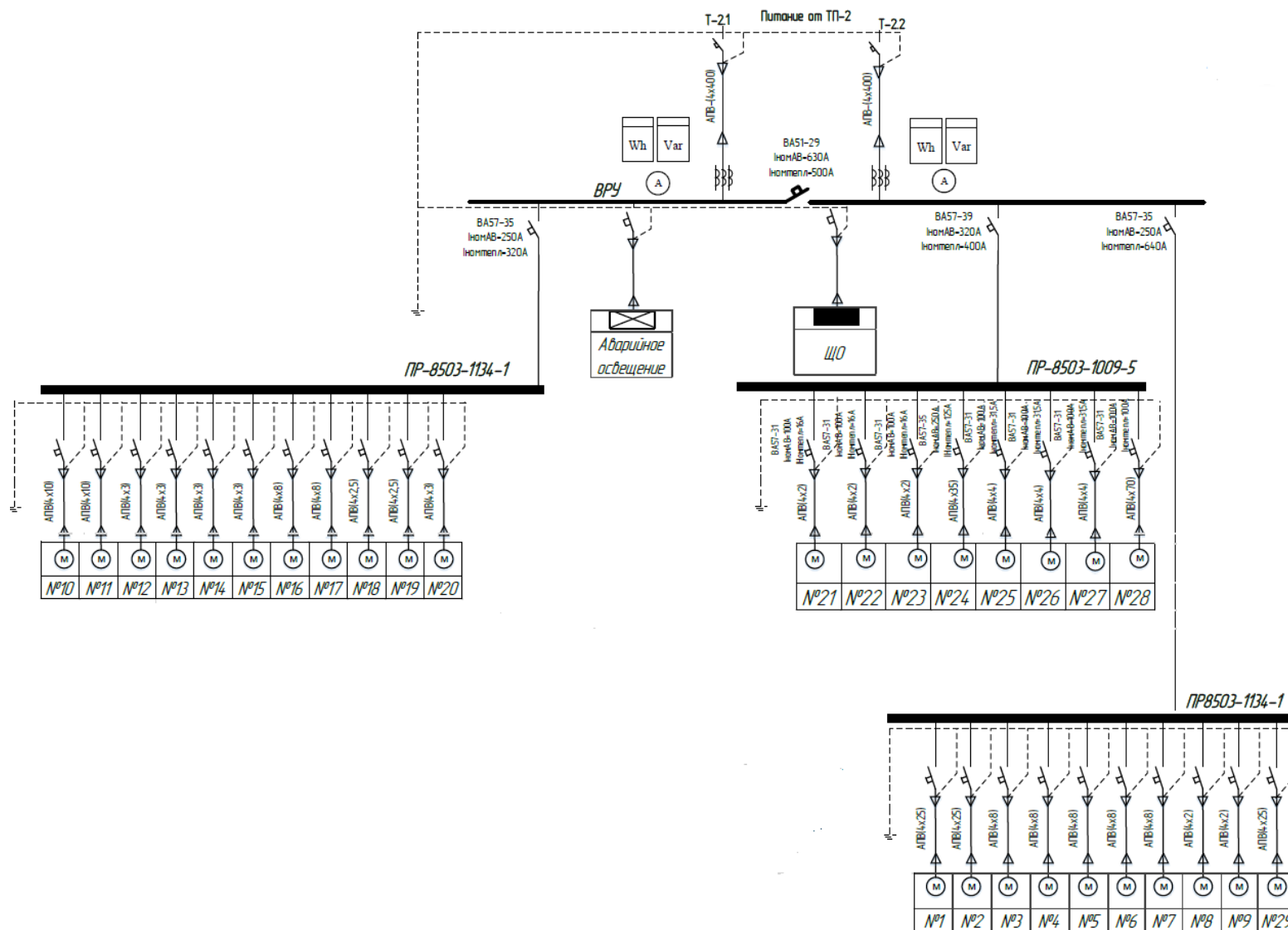
Приложение 8

Номер линии	Назначение линии	Количество линий	Расчетная нагрузка на один кабель		длина линии L, км	Способ прокладки	Fэк, мм ²	Допустимая нагрузка на один кабель		Проверка по нагреву		Марка и сечение кабеля, выбранного по условию допустимого нагрева	R0, Ом/км [1, табл П 6.2]	X0, Ом/км [1, табл П 6.3]	R, Ом	X, Ом
			Норм. режим I _p , А	П.авр. режим I _{п.ав} , А				Норм. режим I _{доп} , А	П.авр. режим I _{п.ав} , А	$\frac{I_p}{K_1 \cdot K}$	$\frac{I_{пас}}{K_1 \cdot K_2}$					
КЛ - 1	ГПП - ТП-1.1	1	36,4162	-	0,126	канал	26,01	105	-	36,4 2	-	ААШв - 3х35	0,84	0,095	0,10584	0,01197
КЛ - 2	ГПП - ТП-1.2	2	36,4162	72,83	0,141	канал	26,01	105	136,5	40,4 6	80,92	ААШв - 2(3х35)	0,84	0,095	0,11844	0,0134
КЛ - 3	ГПП - ТП-2	2	36,4162	72,83	0,052	канал	26,01	105	136,5	40,4 6	80,92	ААШв - 2(3х35)	0,84	0,095	0,04368	0,00494
КЛ - 4	ГПП - ТП-3	2	36,4162	72,83	0,089	канал	26,01	105	136,5	40,4 6	80,92	ААШв - 2(3х35)	0,84	0,095	0,07476	0,00846
КЛ - 5	ГПП - ТП 4.1	2	36,4162	72,83	0,044	канал	26,01	105	136,5	40,4 6	80,92	ААШв - 2(3х35)	0,84	0,095	0,03696	0,00418
КЛ - 6	ГПП - ТП 4.2	1	36,4162	-	0,074	канал	26,01	105	-	36,4 2	-	ААШв - 3х35	0,84	0,095	0,06216	0,00703
КЛ - 7	ГПП - РУ 9	2	78,0347	156,07	0,044	канал	55,74	165	214,5	86,7 1	173,41	ААШв - 2(3х70)	0,42	0,086	0,01848	0,00378
КЛ - 8	ГПП - РУ 10	2	69,3642	138,73	0,052	канал	49,55	135	175,5	77,0 7	154,14	ААШв - 2(3х50)	0,59	0,09	0,03068	0,00468

Приложение 9



Приложение 10



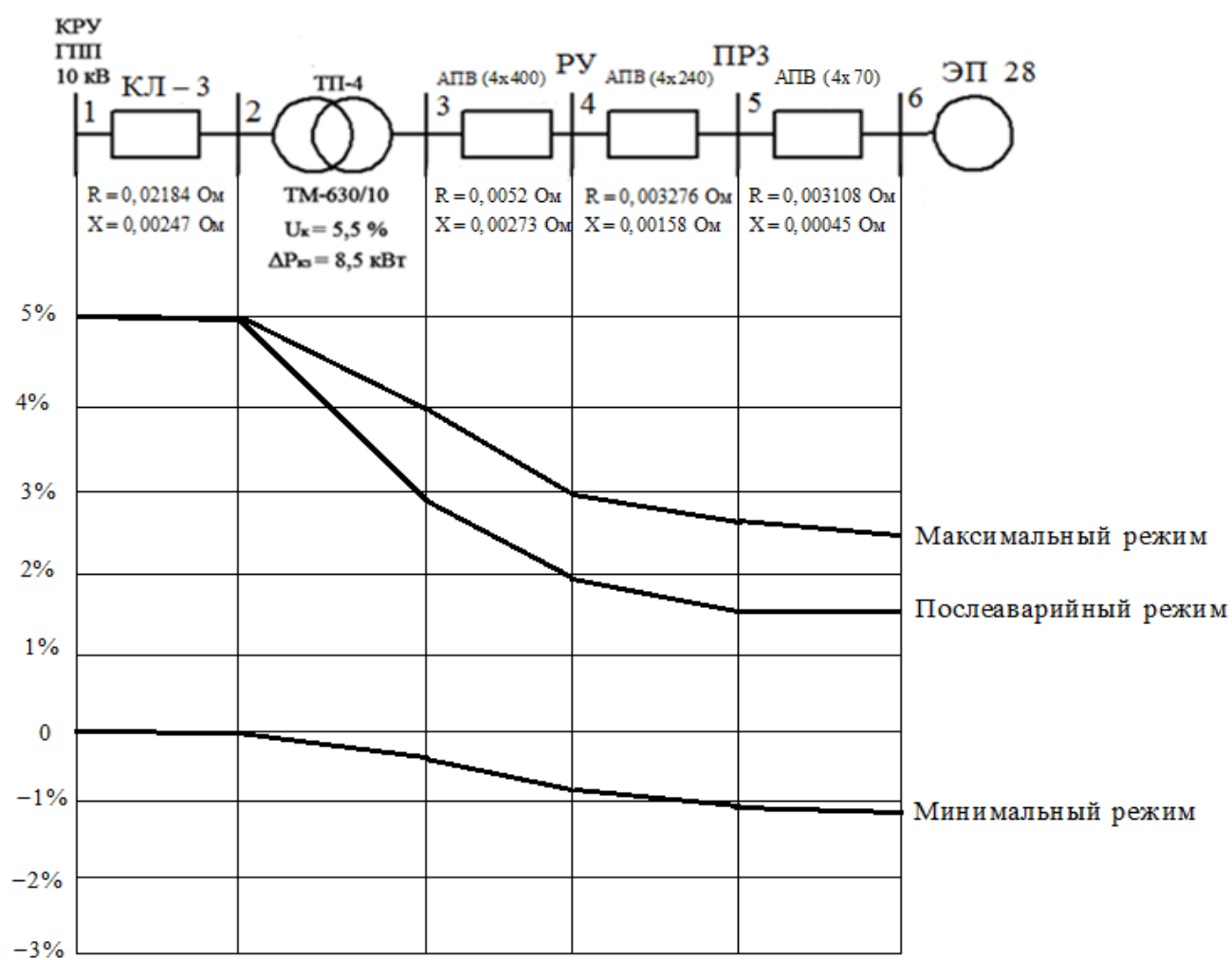
Приложение 11

№ п/п	Параметры ЭП									Автоматический выключатель				
	Наименование ЭП	Рном, кВт	Руст, кВт	cos φ	η	Іном, А	1,15Іном, А	Іпуск, А	1,5Іпуск А	Тип	Іном, А	Іном.тепл А	Ккз	Іэмп А
1,2	Шлифовальный полуавтомат	21	21	0,65	0,8	61,430	70,6454330	307,15	460,7310	ВА57-31	100	80	14	1120
3-7	Поперечно- строгальный станок	10	10	0,6	0,75	33,803	38,8736774	169,01	253,5239	ВА51-31	100	40	14	560
8,9	Универсально заточный станок	3	3	0,6	0,95	8,0060	9,20692360	40,030	60,04515	ВА51-31	100	16	14	224
10,11	Вертикально- фрезерный станок	12	12	0,6	0,75	40,563	46,6484129	202,81	304,2287	ВА51-31	100	50	14	700
12-15	Токарно-винторезный станок	4,5	4,5	0,6	0,75	15,211	17,4931548	76,057	114,0857	ВА51-31	100	25	14	350
16,17	Плоскошлифовальный станок	9,8	9,8	0,6	0,95	26,153	30,0759504	130,76	196,1475	ВА51-31	100	31,5	14	441
18,19	Гальваническая ванна	1,7	1,7	0,95	0,93	2,9269	3,36597207	14,634	21,95199	ВА51-31	100	16	14	224
20	Гидравлический пресс	7	7	0,8	0,95	14,010	16,1121163	70,052	105,0790	ВА51-31	100	25	14	350
21-23	Горизонтально- фрезерный станок	3	3	0,6	0,75	10,140	11,6621032	50,704	76,05719	ВА13-25	100	16	14	224
24	Плоскошлифовальный станок	28	28	0,6	0,8	88,733	102,043403	443,66	665,5004	ВА57-35	250	125	6	750
25-27	Радиально- сверлильный станок	7	7	0,6	0,8	22,183	25,5108508	110,91	166,3751	ВА51-31	100	31,5	14	441
28	Вентилятор	55	55	0,8	0,7	149,39	171,807770	746,99	1120,485	ВА57-35	250	200	6	1200
29	Кран-балка ПВ=25%	25	25	0,5	0,9	84,507	97,1841936	422,54	633,8099	ВА51-31	100	100	14	1400

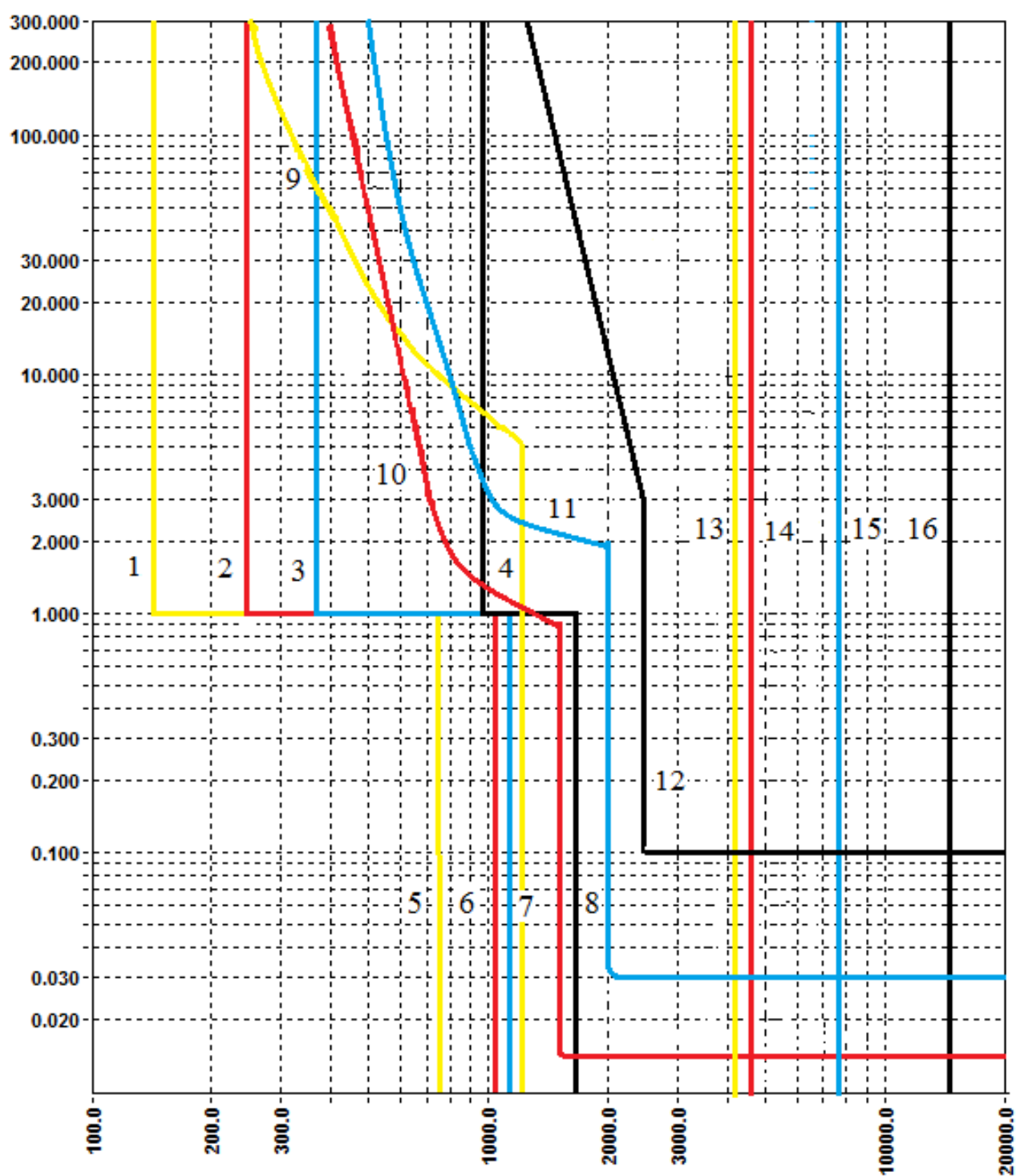
Приложение 12

№	Наименование ЭП	И _{расч} , А	Тип	Ин.расц, А	Марка кабеля, мм2	Идоп, А	Кпрокл	$\frac{I_{расч}}{K_{прокл}}$	$\frac{K_{защ} \cdot I_{защ}}{K_{прокл}}$
1,2	Шлифовальный полуавтомат	61,43	ВА57-31	80	АПВ(4х25)	105	1	61,43	80
3-7	Поперечно-строгальный станок	33,803	ВА51-31	40	АПВ(4х8)	46	1	33,803	40
8,9	Универсально заточный станок	8,006	ВА51-31	16	АПВ(4х2)	21	1	8,006	16
10,11	Вертикально-фрезерный станок	40,563	ВА51-31	50	АПВ(4х10)	60	1	40,563	50
12-15	Токарно-винторезный станок	15,211	ВА51-31	25	АПВ(4х3)	27	1	15,211	25
16,17	Плоскошлифовальный станок	26,153	ВА51-31	31,5	АПВ(4х8)	32	1	26,153	31,5
18,19	Гальваническая ванна	2,9269	ВА51-31	16	АПВ(4х2,5)	16	1	2,9269	16
20	Гидравлический пресс	14,01	ВА51-31	25	АПВ(4х3)	27	1	14,01	25
21-23	Горизонтально-фрезерный станок	10,14	ВА13-25	16	АПВ(4х2)	21	1	10,14	16
24	Плоскошлифовальный станок	88,733	ВА57-35	125	АПВ(4х35)	130	1	88,733	125
25-27	Радиально-сверлильный станок	22,183	ВА51-31	31,5	АПВ(4х4)	32	1	22,183	31,5
28	Вентилятор	149,39	ВА57-35	200	АПВ(4х70)	210	1	149,39	200
29	Кран-балка ПВ=25%	84,507	ВА51-31	100	АПВ(4х25)	105	1	84,507	100
-	РУ-ПР1	55,73	ВА57-31	200	АПВ(4х70)	210	1	55,73	200
-	РУ-ПР2	66,85	ВА57-31	200	АПВ(4х70)	210	1	66,85	200
-	РУ-ПР3	249	ВА57-39	400	АПВ (4х240)	465	1	249	400
-	ТП2-ВРУ	371,6	ВА51-29	630	АПВ (4х400)	645	1	371,6	630

Приложение 13



Приложение 14



Приложение 15

№	Вид работы	Исполнители	Ткi (кал. дн.)	Продолжительность выполнения работ									
				Февраль		Март			Апрель			Май	
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Составление и утверждение технического задания (схем моделирования, проектирования)	Руководитель	6										
2	Подбор и изучение материалов по теме, примерный план работ	Руководитель	9										
3	Выбор направления оптимизационной задачи	Инженер	4										
4	Календарное планирование работ	Руководитель	2										
5	Разработка вариантов проектирования	Инженер	10										
6	Выбор программного обеспечения для расчетов	Инженер	4										
7	Сравнение возможных вариантов по ряду критериев	Инженер	6										
8	Расчет основных и аварийных принципов функционирования	Инженер	26										
9	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	9										
10	Оценка надежности полученных результатов	Руководитель	9										
11	Вопросы безопасности и экологичности проекта	Инженер	5										
12	Составление пояснительной записки по проекту	Инженер	9										