

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 газового промысла «Газпром добыча Ямбург»

УДК 621.31.031:669.013

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Лихачёв В.В.		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев И.О.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н.В.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ЭПП	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
 _____ Сурков М.А.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ
 на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Лихачёву Виктору Владимировичу

Тема работы:

Проектирование системы электроснабжения газового промысла «Газпром добыча Ямбург»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.03.2017, 1957/с

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 цех регенерации дельта-метанола УКПГ. В качестве исходных данных представлены: - генеральный план завода; - план ЦРДМ; - сведения об электрических нагрузках завода; - сведения об электрических ЦРДМ
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов (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).	- 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	-картограмма электрических нагрузок предприятия; - план внутризаводского электроснабжения; - однолинейная схема инструментального цеха.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Потехина Нина Васильевна
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Муравлев И.О.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Лихачёв В.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Лихачёву Виктору Владимировичу

Институт	Энергетический	Кафедра	ЭПП
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 – 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	Материальные затраты. Оклад руководителя и инженера.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Премимальный коэффициент 30%; Коэффициент доплат и надбавок 15%; Коэффициент дополнительной заработной платы 13%; Накладные расходы 16%; Районный коэффициент 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 27,1 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	QuaD- и SWOT-анализ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Формирование плана и графика проекта: - Определение структур работ; - Определение трудоемкости работ; - Разработка диаграммы Ганта. Формирование бюджета затрат проекта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Оценочная карта QuaD-анализа электроэнергетической системы УКПГ
- Матрица SWOT
- Календарный план-график
- Смета затрат технического проекта

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Потехина Н.В.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Лихачёв В.В.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5А3Д	Лихачёву Виктору Владимировичу

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места.	Помещение закрытого типа с естественной вентиляцией воздуха. Помещение имеет как искусственный, так и естественный источник освещения.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 12.0.003-74, ГОСТ 12.1.003-83, СанПиН 2.2.2/2.4.1340-0, СНиП 2.01.28-85

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Анализ вредных факторов, проектируемой производственной среды в следующей последовательности:	Вредные факторы: 1.Шум; 2.Вибрации; 3.Недостаточная освещенность рабочих мест;
2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности	– Установлены удлинители, при этом электрическая сеть перегружена – Физически опасные факторы: электрический ток
3. Охрана окружающей среды:	– Бытовые отходы
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	– Возможные ЧС: пожар. – Соблюдения техники безопасности – Следовать плану эвакуации, вызвать пожарных.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:	– Право на условие труда, отвечающие требованиям безопасности и гигиены. – Использовать оборудования и мебель согласно антрометрическим данным.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5А3Д	Лихачёв В.В.		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 130 с., 27 рис., 53 табл., 23 источника, 1 приложение.

Ключевые слова: метод коэффициента расчетной мощности, установка комплексной подготовки газа, выбор числа и мощности трансформаторов, компенсация реактивной мощности, электроснабжение цеха регенерации дельта-метанола, цеховая однолинейная схема, ресурсоэффективность, социальная ответственность.

Объектом исследования является цех регенерации дельта-метанола (ЦРДМ) установки комплексной подготовки газа (УКПГ)

Цель работы – проектирование системы электроснабжения установки комплексной подготовки газа.

В процессе исследования произведен расчет нагрузок ЦРДМ и УКПГ в соответствии с особенностями эксплуатации и свойствами технологического процесса. На основе исходных данных и полученных расчетных результатов произведен выбор электрооборудования, проведена его проверка в соответствии с нормами ГОСТ, ПУЭ при всех режимах работы.

В результате исследования спроектирована модель электроснабжения газового промысла по подготовке и транспортировки природного газа, представлен всесторонний анализ потенциала и перспектив развития производства и определены все аспекты социальной ответственности предприятия в целом безопасность для окружающей среды.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: исследуемая база состоит из двадцати восьми цехов, из которых два относятся к третьей, а один ко второй, а все остальные к первой категории по степени надежности электроснабжения, напряжение линии, питающей ГПП составляет 110 кВ, распределительная сеть по предприятию составляет 6 кВ, а рабочее напряжение внутри цехов 0,4 кВ.

Область применения: предприятие газодобычи, переработки и транспортировки.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

УКПГ – установка комплексной подготовки газа

ГП – газовый промысел

ЦРДМ – цех регенерации дельта-метанола

УОК - блок-бокс узла отключающих кранов

ЗПА - здание переключения арматуры

АВОГ-1 - аппарат воздушного охлаждения газа

ЦПГИК-1 - здание цеха подготовки газа

УЗПП - здание закачки промстоков в пласт

ЦРДМ - здание цеха регенерации метанола, ДЭГ

УПТ - установка пожаротушения

ПОРМ - здание печи огневой регенерации метанола

БППП - здание блока подсобно-производственных помещений

ПСНК - пункт сепарации насосной конденсата

ПСПК - пункт сепарации пластового газа

АВОГ-2 - аппарат воздушного охлаждения газа

ЦПГИК-2 - здание цеха подготовки газа

УОГ - установка отчистки газа и узел подключения дожимной компрессорной станции

АВОГ-3 - аппарат воздушного охлаждения газа

АВОГ-4 - аппарат воздушного охлаждения газа

УПТПГ - установка подготовки топливного и пускового газа

ГПА - газоперекачивающий агрегат

ПЭБ ДКС - производственно-энергетический блок дожимной компрессорной станции

Оглавление

Введение.....	11
1.Объект и методы исследования	12
2.Расчеты и аналитика	21
2.1.Выбор схемы и расчет электрических нагрузок цеха	21
2.2.Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом.....	22
2.3.Построение картограммы и определение условного ЦЭН	26
2.4.Определение числа и мощности трансформаторов ГПП.....	31
2.5.Выбор и проверка питающих линий ГПП.....	32
2.6.Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности	35
2.7.Выбор и проверка внутризаводских линий распределительной сети	43
2.8.Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В	45
2.9Выбор оборудования ГПП	48
2.10.Электроснабжение ЦРДМ	62
2.11.Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения.....	67
2.12.Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	74
2.13.Построение карты селективности действия аппаратов защиты.....	79
2.14.Автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).....	81
3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	90
3.1.1.Технология QuaD	91
3.1.2.SWOT-анализ электроснабжения ЦРДМ УКПГ	92

3.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	94
3.3. Составление сметы затрат на разработку технического проекта	99
3.3.1. Расчет материальных затрат	99
3.3.2. Амортизация	100
3.3.3. Расчет полной заработной платы исполнителей темы.....	100
3.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	103
3.3.5. Накладные расходы.....	104
3.3.6. Формирование сметы технического проекта	104
3.4. Оценка ресурсоэффективности проекта	105
4. Социальная ответственность.....	108
4.1. Производственная безопасность.....	109
4.2. Анализ вредных факторов производственной среды	111
4.3. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды....	114
4.4. Охрана окружающей среды	116
4.5. Защита при чрезвычайных ситуациях.....	118
4.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	122
Заключение	125
Список литературы:	128
Приложение А – Однолинейная схема электроснабжения ЦРДМ	130

Введение

Природный газ - один из часто используемых углеводородов в народном хозяйстве, т.к. является лучшим видом топлива. Важными свойствами были и остаются сгорание без образования дыма, копоти, а также отсутствие после сгорания золы, легковоспламеняемость и упрощенное регулирование процесса горения.

На сегодняшний день добыча природного газа является важной и неотъемлемой составной частью экономики нашей страны. Россия занимает первое место в мире как по запасам газа, так и по его продажам.

Процесс добычи представляет собой первоначально извлечение из газовых месторождений природных газов, содержащих наряду с углеводородами различные газовые и механические примеси, дальнейшее отделение природного газа - переработка и его транспортировка.

Цель работы заключается в расчете и проектировании энергоснабжения УКПГ. Данная установка позволяет производить первичный сбор газа, его переработку и нагнетание до необходимого давления, необходимого для его дальнейшей транспортировки.

Объектом же исследования является обеспечения энергоснабжения УКПГ, в частности одного из цехов – ЦРДМ.

Предметом исследования является расчет и проектирование системы энергоснабжения предприятия.

Проектирование и ввод в работу различных УКПГ по всему миру производится многие десятилетия. Как бы то ни было, но каждый проект в зависимости от множества факторов имеет свои ключевые особенности, создающих ряд новых задач, которые до этого не решались.

В итоге, после проведения проектирования и расчетов, мы сможем обеспечить УКПГ бесперебойной электрической энергией, отвечающей требованиям качества и надежности.

1. Объект и методы исследования

Объектом исследования является установка комплексной подготовки газа (УКПГ) в целом и входящий в его состав цех регенерации дельта-метанола (ЦРДМ) в частности.

Исходные данные:

- генплан УКПГ (рисунок 1),
- сведения об электрических нагрузках (таблица 1),
- генплан и сведения об электрических нагрузках ЦРДМ (рисунок 2, таблица 2 соответственно).

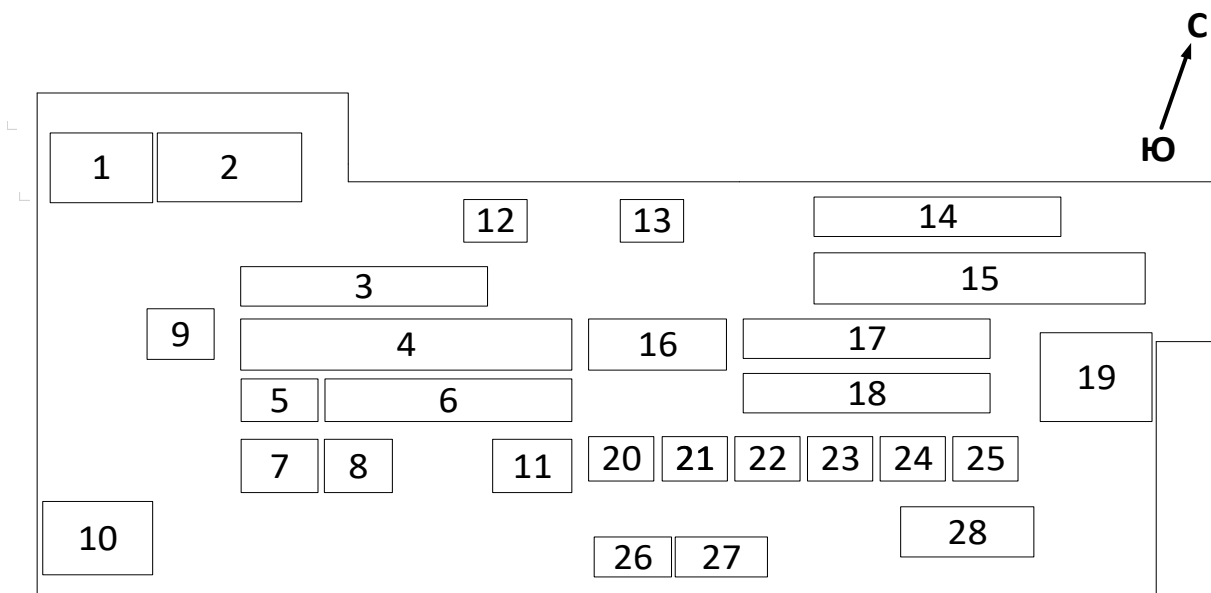


Рисунок 1 - Генплан предприятия

Таблица 1 - Сведения об электроприемниках

№	Наименование	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$	№	Наименование	$P_{\text{ном}}, \text{кВт}$
1	Эл. Задвижка	45	12	Насос	24
2	Эл. Задвижка	45	13	Насос	55
3	Эл. Задвижка	22	14	Насос	56
4	Эл. Задвижка	22	15	Насос	22
5	Эл. Задвижка	22	16	Насос	45
6	Приточ.вент	22	17	Насос	45
7	Приточ.вент	18,5	18	Насос	22
8	Приточ.вент	18,5	19	Насос	22
9	Приточ.вент	18,5	20	Насос	22
10	Приточ.вент	22	21	Насос	22
11	Вытяж.вент-р	23	22	Насос	22

Таблица 2 - Сведения об электроприемниках

23	Насос	15	62	АВО газа	82
24	Насос	15	63	АВО газа	82
25	Насос	15	64	АВО газа	82
26	Приточ.вент	3	65	АВО газа	82
27	Приточ.вент	3	66	АВО газа	82
28	Приточ.вент	3	67	АВО газа	82
29	-		68	АВО газа	82
30	Насос	5,5	69	АВО газа	82
31	Насос	1,6	70	АВО газа	82
32	Насос	2,8	71	АВО газа	6,9
33	Насос	2,1	72	АВО газа	6,9
34	Насос	4,6	73	Насос	29
35	Насос	1,1	74	Насос	29
36	Насос	5,5	75	Насос	107
37	Насос	5,5	76	Насос	107
38	Насос	18,5	77	Насос	107
39	Насос	5,5	78	Насос	107
40	Насос	5,5	81	Насос	107
41	Насос	15	82	Насос	107
42	Насос	6,9	83	Насос	55
43	Насос	6,9	84	Насос	55
44	Насос	11,2	85	Насос	55
45	Насос	6,9	86	Насос	55
46	Авар.вент.	6,9	87	Насос	55
47	Насос	29	88	АВО газа	3
48	Насос	29	89	Насос	3
49	Компрессор	146	90	Насос	30
50	Компрессор	146	91	Насос	30
51	Компрессор	146	92	Насос	30
52	Калорифер		93	Насос	4
53	Приточ.вент	43	94	Авар.вент.	3
54	Приточ.вент	43	95	Насос	5,5
55	Приточ.вент	23	96	Насос	4
56	Приточ.вент	23	97	Насос	15
57	Приточ.вент	23	98	Насос	15
58	Вытяжн.вент-р	25	99	Насос	15
59	Приточ.вент	23			
60	Приточ.вент	25			
61	АВО газа	82			

Таблица 3 - Сведения об электрических нагрузках цехов УКПГ

№ п/п	Наименование цеха	Категории	Число смен	P_H , кВт	K_C	$\cos \varphi$
1	УОК	I	2	350	0,7	0,75
2	ЗПА	I	2	700	0,6	0,7
3	АВОГ-1	I	2	210	0,7	0,75
4	ЦПГИК-1	I	2	355	0,49	0,7
5	УЗПП	I	2	225	0,91	0,75
6	ЦРДМ	I	2	-	0,88	-
7	УПТ	I	2	765	0,84	0,75
8	Насосная	I	2	150	0,7	0,8
9	ПОРМ	I	2	850	0,56	0,8
10	Производственных цех	II	2	205	0,98	0,75
11	БППП	I	2	110	0,7	0,8
12	ПСНК	I	2	55	0,56	0,8
13	ПСПК	I	2	75	0,42	0,8
14	АВОГ-2	I	2	210	0,98	0,75
15	ЦПГИК-2	I	2	355	0,84	0,75
16	УОГ	I	2	550	0,63	0,8
17	АВОГ-3	I	2	210	0,42	0,8
18	АВОГ-4	I	2	210	0,7	0,8
19	УПТПГ	I	2	455	1,12	0,75
20	ГПА-111	I	2	700	0,75	0,65
21	ГПА-112	I	2	700	0,49	0,75
22	ГПА-113	I	2	700	0,49	0,7
23	ГПА-114	I	2	700	0,49	0,7
24	ГПА-115	I	2	700	0,7	0,8
25	ГПА-116	I	2	700	0,28	0,8
26	Склад	III	1	43	0,56	0,65
27	Столовая	II	1	28	1,12	0,7
28	ПЭБ ДКС	I	2	840	0,98	0,8

Таблица 4 - Характеристика потребителей по категории надежности электроснабжения

№	Наименование цеха	Характеристика производственных помещений	Категории ЭП по бесперебойности питания
1	УОК	А	I
2	ЗПА	А	I
3	АВОГ-1	А	I
4	ЦПГИК-1	А	I
5	УЗПП	А	I
6	ЦРДМ	А	I
7	УПТ	Г	I
8	Насосная	А	I
9	ПОРМ	А	I
10	Производственных цех	А	II
11	БППП	В	I
12	ПСНК	А	I
13	ПСПК	А	I
14	АВОГ-2	А	I
15	ЦПГИК-2	А	I
16	УОГ	А	I
17	АВОГ-3	А	I
18	АВОГ-4	А	I
19	УПТПГ	А	I
20	ГПА-111	А	I
21	ГПА-112	А	I
22	ГПА-113	А	I
23	ГПА-114	А	I
24	ГПА-115	А	I
25	ГПА-116	А	I
26	Склад	В	III
27	Столовая	А	III
28	ПЭБ ДКС	А	I

Общая информация о ГП

Газовый промысел представляет сложный технологический комплекс, предназначенный для добычи и сбора газа (смеси углеводородов метанового

ряда и не углеводородов) с площади газоконденсатного месторождения (110 скважин, сгруппированных в 30 «кустов» с давлением в устье скважин 9,5-17 МПа), а также обработки газа и конденсата (смесь жидких углеводородов) с целью подготовки их к дальнейшему транспортированию на дальние расстояния.

Сооружения и коммуникации газового промысла условно разделяют на:

1. Основные. В их состав входят скважины разных назначений (эксплуатационные, наблюдательные и разведочные), газосборные коллекторы, УКПГ с оборудованием по подготовке газа и газоконденсата.
2. Вспомогательные. Необходимы для полноценного функционирования предприятия. Сюда входят обеспечение для проживания большого количества работников тепло- и водоснабжения, канализации. Помимо этого, мастерские, склады и прочее.

Подготовка газа и конденсата на газовых промыслах к транспортировке производится по децентрализованной схеме. На данном предприятии перед подачей газа в магистральный газопровод осуществляется его обработка на УКПГ (установка комплексной подготовки газа).

Производственные характеристики ГП

Проектная производительность данного ГП составляет 21 млрд. м³/год газа. Фактическая максимальная производительность ГП – 16,5 млрд. м³/год газа. Отбор нестабильного газового конденсата при этом составляет ~ 1758 тыс.т./год. При этом производительность оборудования составляет 6,2÷10,0 млн. м³/сутки.

Технологический процесс ГП

На газовый промысел с «кустов» по шлейфам поступает смесь, состоящая из: природного газа, механических примесей и пластовой воды. Целью промысловой подготовки газа является сушка и отчистка природного газа, который должен соответствовать требованиям СТО-089-2010.

Подготовка газа включает первичное отделение пластовой жидкости в емкостях-пробкоуловителях (улавливание жидкостных пробок), сепарацию пластового газа (дальнейшее разделение газа от конденсата, пластовой воды и механических примесей), компремирование (повышение давления газа с помощью компрессора) и охлаждение сырого газа в аппаратах воздушного охлаждения сырого газа на ДКС, охлаждение газа в турбодетандерных агрегатах (в летний период) до температуры $-32\div-28^{\circ}\text{C}$ с последующей абсорбцией углеводородов охлажденным конденсатом и подогревом газа до температуры $-2\div5^{\circ}\text{C}$ в теплообменниках "газ-газ" для обеспечения режима транспорта по подземным межпромысловым коллекторам (предотвращая тем самым растепления вечномерзлых грунтов).

Технологический процесс цеха регенерации метанола (ЦРДМ)

Метанол необходим в ходе добычи газа как ингибитор гидраобразования. Другими словами, он позволяет обеспечить стабильный рабочий процесс в широком диапазоне температур и давлений, предотвращая гидратообразования в газопроводах-шлейфах, технологических трубопроводах и аппаратах в схеме подготовки газа. Также используется в виде абсорбента водометанольного раствора (ВМР).

Установки регенерации метанола предназначены для восстановления высококонцентрированного метанола (95 % масс.) из водо-метанольного раствора (ВМР). Относительно высокая стоимость метанола в местах его потреблений обуславливает экономическую эффективность установок регенерации.

Насыщенный водометанольный раствор (ВМР) из абсорберов с концентрацией $10\div75\%$ (масс.), а в зимнее время, пластовая вода с содержанием метанола $5\div30\%$ из разделителей установки подготовки газа через дроссельные шайбы по коллектору насыщенного ВМР поступает в разделители насыщенного метанола, где дросселируясь до давления 0,7 МПа, происходит отделение насыщенного метанола от конденсата и частичная

дегазация жидкой фазы. Конденсат периодически сбрасывается на установку технологических емкостей конденсата и метанола.

Электроснабжение газового промысла

Основное и резервное электроснабжение ГП осуществляется от двух независимых источников электроснабжения по ВЛЭП-110 кВ: от ПС-Ямбург и ПС-ЯГТЭС. Преобразованное напряжение 6 кВ, через закрытые распределительные устройства по радиальной схеме электроснабжения, распределяется по внутиплощадочным комплектным трансформаторным подстанциям (КТП).

На УКПГ установлены понижающие трансформаторные подстанции 6/0,4 кВ:

Для обеспечения жизнедеятельности УКПГ и ДКС, при отключении внешних источников электроснабжения, используются автономные электростанции ПАЭС (3 шт.) мощностью 2,5 МВт. На ДКС также используется блочная аварийная дизельная электростанция и две аварийные.

Потребителями постоянного тока:

- средства КИПиА
- АСУ ТП
- установки пожарной и охранной сигнализации
- аварийное освещение

В качестве источников постоянного тока приняты свинцово-кислотные аккумуляторы. Емкость батарей достаточна для обеспечения потребителей электроэнергией в течение 30 минут при полном исчезновении напряжения.

Согласно требованиям ПУЭ, а также исходя из требований обеспечения промышленной безопасности данного технологического объекта и оценки последствий для производственного процесса от перерывов в электроснабжении, основные технологические нагрузки ГП относятся к первой категории.. Электроприемники особой группы первой категории являются системы АСУ ТП, КИП и А.

Электроснабжение выполнено по радиальной схеме от ЗРУ по кабельными линиями, проложенными по эстакадам.

Характеристики основных ЭП цеха регенерации метанола (ЦРДМ)

Суммарное число электроприемников составляет 90 шт. В зависимости от технологического процесса их можно разделить на 3 типа: насосы, АВОгаза, вентиляция. При этом электропривод каждого ЭП состоит из АД с КЗ ротором. Питание производится переменным синусоидальным трехфазным напряжением частотой 50 Гц.

95% ЭП цеха относятся к первой категории по бесперебойности электроснабжения. Обоснованием выбранной категории является длительный бесперебойный режим работы вследствие необходимости безаварийного останова производства. В данном случае – перекачки взрывоопасного природного газа, газового конденсата и метана.

2. Расчеты и аналитика

2.1. Выбор схемы и расчет электрических нагрузок цеха

2.1.1. Выбор схемы электроснабжения цеха

Цех представляет собой двухэтажное помещение с размерами 120х18,5м. Расположенное в климатических условиях заполярья.

Основным продуктом, получаемым в расчетном цехе регенерации метанола, является метанол. Исходя из его свойств: взрывоопасность и отравляющее действие на организм человека – основное помещение технологического процесса относится к взрывоопасному - класс В-1а и токсичному – 3 класс опасности согласно ГОСТ 12.1.007-76. Вспомогательные отдельные помещения имеют более низкий класс соответственно: венткамера (В-4), помещение АСУ и электрощитовая (В-3).

Параметры проектируемого цеха:

- 95% ЭП относятся к первой группе по бесперебойности электроснабжения
- по непрерывному технологическому процессу ЭП работают в длительном режиме
- цех является токсичным, пожаро- и взрывоопасным

Исходя из вышеперечисленных условий выбираем радиальную схему электроснабжения цеха. Основное электрооборудование будет выделено в отдельные помещения АСУ и электрощитовую. Питание ЭП будет осуществляться кабелями в кабельных каналах, расположенных в полу цеха (тоннелях). При этом будет обеспечен оперативный доступ к кабельным линиям при помощи съемных крышек лотков.

ЭП будут разделены по одинаковой расчетной мощности на две секции шин, питающих ЩП (щиты управления приточной системой). Питание будет осуществляться от разных шин ГПП.

2.1.2. Расчет электрических нагрузок цеха.

Расчет ЭП напряжением до 1 кВ будет осуществляться методом коэффициента расчетной мощности согласно форме Ф636-92 [8, стр. 8].

Принимая во внимание высокое значение коэффициента использования абсолютно для всех ЭП $0,8 \leq k_u \leq 0,95$ (постоянный режим работы в соответствии с технологическим процессом) следует, что они работают при номинальных параметрах в длительном режиме.

Исходя из этого, активная и реактивная мощности цеха будут находиться как сумма мощностей отдельных ЭП. Результаты расчетов представлены в таблице 5. При этом величина $\cos \varphi = \frac{P_n}{S_n} = \frac{2335}{2665} = 0,88$.

Таблица 5 - Расчетные значения электрических нагрузок цеха

	P_n , кВт	Q_n , кВар	S , кВА
1ЩП	1135	927,6	1406,8
2ЩП	1200	1089,14	1651,8
Σ	2335	1284,7	2665

2.2. Определение расчетных электрических нагрузок по цехам и по заводу в целом

При определении величины расчетных электрических активных и реактивных нагрузок будут учитываться освещение цехов, силовая нагрузка электрооборудования, необходимая по технологическому процессу, потери мощности как в трансформаторах на всех этапах трансформации, так и в линиях, начиная от линии, питающей цех, до линии, питающей ГПП.

При этом в данном проекте отсутствует высоковольтная нагрузка.

Произведем расчёты в следующем порядке:

1. Рассчитаем расчетные активную и реактивную мощности (силовую нагрузку) для цеха №5 «УЗПП» по известным значениям с использованием коэффициента спроса:

$$P_{p5} = K_{c5} \cdot P_{n5} = 0,91 \cdot 225 = 205 \text{ кВт}$$

$$Q_{p5} = P_{p5} \cdot \operatorname{tg} \varphi_5 = 225 \cdot 0,88 = 181 \text{ кВАр}$$

где K_c – коэффициент спроса, P_n – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха (таблица 5), $\cos\varphi$ – коэффициент мощности

2. Осветительная нагрузка цеха.

Пренебрегаем в расчетах потребляемой реактивной мощностью от ламп освещения, считая при этом, что в целом по заводу установлены люминисцентные лампы. При этом $\cos\varphi \approx 1$.

Тогда активная мощность осветительной нагрузки составит:

$$P_{но5} = p_{уд5} \cdot F = 180 \cdot 15 = 2,7 \text{ кВт},$$

где $p_{уд}$ – удельная мощность осветительной нагрузки, F – площадь цеха

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха:

$$P_{ро5} = K_{co} \cdot P_{но5} = 0,85 \cdot 2,7 = 2 \text{ кВт},$$

где K_{co} – коэффициент спроса осветительных нагрузок

Результаты расчетов величин, найденных в первых трех пунктах по примеру цеха №5 «УЗПП», для других цехов представлены в таблице 6 и таблице 7 соответственно.

3. Приблизенно, при помощи справочных коэффициентов, произведем учет потерь в трансформаторах цеховых подстанций и высоковольтной сети исходя из величины суммарной низковольтной максимально расчетной мощности:

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot S_{p+po}^H = 0,02 \cdot 12439 = 249 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot S_{p+po}^H = 0,1 \cdot 12439 = 1244 \text{ кВАр}$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_{p+po}^H = 0,03 \cdot 12439 = 373 \text{ кВт}$$

4. Определим суммарные расчетные активную, реактивную и полную мощности, отнесённые к шинам 6 кВ ГПП

$$\begin{aligned} P_{p\Sigma} &= \Sigma P_p^H \cdot K_{p.m.} + P_{p.o.} + \Delta P_m + \Delta P_{\text{л}} = \\ &= 9523 \cdot 0,95 + 258 + 249 + 373 = 9927 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$Q_{p\Sigma} = \Sigma Q_p^H \cdot K_{p.m.} + \Delta Q_m =$$

$$= 7685 \cdot 0,9 + 1244 = 8545 \text{ кВАр}$$

где $K_{p.m.}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп ЭП

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{9927^2 + 8545^2} = 13098 \text{ кВА}$$

5. Потери мощности в трансформаторах ГПП (аналогично пункту №3)

$$\Delta P_{m.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 13098 = 262 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{m.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 13098 = 1310 \text{ кВАр}$$

6. Итоговая полная расчетная мощность УКПГ на стороне ВН ГПП:

$$S_{pГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{mГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{mГПП} - Q_{ку})^2} =$$

$$= \sqrt{(9927 + 262)^2 + (8545 + 1310 - 5666)^2} =$$

$$= \sqrt{10189^2 + 4189^2} = 11016 \text{ кВА}$$

где Q_c - величина бесплатной реактивной мощности из энергосистемы в сеть предприятия при наибольшей величине потребления активной мощности, $Q_{ку}$ - суммарная реактивная мощность устройств компенсации.

Для нахождения доли реактивной мощности, передаваемой от системы, найдем расчетный коэффициент α [1, стр. 85], который в свою очередь зависит от величины напряжения питающей сети. Величину напряжения можно оценить по потребляемой активной мощности предприятия, которая составляет $P_{p+po} = 9781 \text{ кВт}$, поэтому, согласно [1], считаем что $U_{nom} = 110 \text{ кВ}$. Тогда $\alpha = 0,29$.

$$Q_c = \alpha \cdot P_{p\Sigma} = 0,29 \cdot 9927 = 2879 \text{ кВАр}$$

$$Q_{ку} = Q_{p\Sigma} - Q_c = 8545 - 2879 = 5666 \text{ кВАр}$$

Таблица 6 - Расчетная силовая нагрузка по цехам предприятия

№	Наименование потребителей	Силовая нагрузка					
		P_H , кВт	K_C	$\cos \varphi$	$tg\varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВар
1	УОК	350	0,7	0,75	0,88	245	216
2	ЗПА	700	0,6	0,7	1,02	420	428
3	АВОГ-1	210	0,7	0,75	0,88	147	130
4	ЦПГИК-1	355	0,49	0,7	1,02	174	177
5	УЗПП	225	0,91	0,75	0,88	205	181
6	ЦРДМ	2335	0,88	0,88	0,55	2055	1131
7	УПТ	765	0,84	0,75	0,88	643	567
8	Насосная	150	0,7	0,8	0,75	105	79
9	ПОРМ	850	0,56	0,8	0,75	476	357
10	Произв цех	205	0,98	0,75	0,88	201	177
11	БППП	110	0,7	0,8	0,75	77	58
12	ПСНК	55	0,56	0,8	0,75	31	23
13	ПСПК	75	0,42	0,8	0,75	32	24
14	АВОГ-2	210	0,98	0,75	0,88	206	181
15	ЦПГИК-2	355	0,84	0,75	0,88	298	263
16	УОГ	550	0,63	0,8	0,75	347	260
17	АВОГ-3	210	0,42	0,8	0,75	88	66
18	АВОГ-4	210	0,7	0,8	0,75	147	110
19	УПТПГ	455	1,12	0,75	0,88	510	449
20	ГПА-111	700	0,75	0,65	1,17	525	614
21	ГПА-112	700	0,49	0,75	0,88	343	302
22	ГПА-113	700	0,49	0,7	1,02	343	350
23	ГПА-114	700	0,49	0,7	1,02	343	350
24	ГПА-115	700	0,7	0,8	0,75	490	368
25	ГПА-116	700	0,28	0,8	0,75	196	147
26	Склад	43	0,56	0,65	1,17	24	28
27	Столовая	28	1,12	0,7	1,02	31	32
28	ПЭБ ДКС	840	0,98	0,8	0,75	823	617
	Итого по 0,38 кВ	13486				9523	7685
						$S_p'' = 12237,5$ кВА	

Таблица 7 - Расчетная осветительная нагрузка по цехам предприятия

№	Наим. цеха	Осветительная нагрузка					Силовая и осветительная нагрузки		
		F , м ²	$P_{уд.о.}$, Вт/м ²	$P_{н.о.}$, кВт	K_{CO}	P_{PO} , кВт	$P_p + P_{PO}$, кВт	Q_p , кВар	S_p , кВА
1	УОК	96	15	1,4	0,95	1	246	216	328
2	ЗПА	696	17	11,8	0,8	9	429	428	607
3	АВОГ-1	704	18	12,7	0,85	11	158	130	204
4	ЦПГИК-1	2448	16	39,2	0,8	31	205	177	271
5	УЗПП	180	15	2,7	0,85	2	207	181	275
6	ЦРДМ	1800	18	32,4	0,95	31	2086	1131	2372
7	УПТ	288	14	4,0	0,8	3	646	567	859
8	Насосная	288	16	4,6	0,8	4	109	79	134
9	ПОРМ	456	17	7,8	0,85	7	483	357	600
10	Произ. цех	800	15	12,0	0,8	10	211	177	275

Продолжение таблицы 7

11	БППП	216	18	3,9	0,85	3	80	58	99
12	ПСНК	648	16	10,4	0,95	10	41	23	47
13	ПСПК	432	17	7,3	0,8	6	37	24	44
14	АВОГ-2	576	19	10,9	0,8	9	215	181	281
15	ЦПГИК-2	3600	19	68,4	0,85	58	356	263	443
1	УОГ	756	18	13,6	0,8	11	357	260	442
17	АВОГ-3	576	17	9,8	0,85	8	97	66	117
18	АВОГ-4	576	17	9,8	0,95	9	156	110	191
19	УПТПГ	240	15	3,6	0,8	3	512	449	682
20	ГПА-111	216	10	2,2	0,8	2	527	614	809
21	ГПА-112	216	10	2,2	0,8	2	345	302	459
22	ГПА-113	216	10	2,2	0,8	2	345	350	491
23	ГПА-114	216	10	2,2	0,8	2	345	350	491
24	ГПА-115	216	10	2,2	0,8	2	492	368	614
25	ГПА-116	216	10	2,2	0,8	2	198	147	246
26	Склад	650	6	3,9	0,6	2	26	28	39
27	Столовая	36	10	0,4	0,8	0	32	32	45
28	ПЭБ ДКС	40	15	0,6	0,85	1	824	617	1029
Осв. территории		112074	0,16	17,9	1	18	18	-	-
Итого по заводу						258	9781	7685	12439

2.3. Построение картограммы и определение условного ЦЭН

2.3.1. Построение картограммы электрических нагрузок

Картограмма нагрузок - это генплан предприятия, на котором при помощи окружностей определенного масштаба иллюстрируется расчетная силовая и осветительная нагрузкам цехов в виде секторов круга. При этом угол сектора соответствует соотношению осветительных и расчетных нагрузок цехов.

Картограмма нагрузок дает возможность наглядно увидеть распределение электрических нагрузок по территории предприятия и правильно провести ее анализ.

Произведем расчёты в следующем порядке и все данные представим в таблице 8:

1. Определим радиус окружности для цеха №5 «УЗПП»:

$$r_5 = \sqrt{\frac{P_{p5} + P_{po5}}{\pi m}} = \sqrt{\frac{205 + 2,3}{\pi \cdot 3,7}} = 17 \text{ о.е.}$$

Где m - масштаб для определения площади круга предприятия, $P_{p5} + P_{po5}$

- расчетная силовая и осветительная нагрузки 5-ого цеха «УЗПП».

2. Рассчитаем величину сектора осветительной нагрузки. Другими словами, ее долю в потребляемой активной мощности цеха:

$$\alpha_5 = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o.5}}{P_{p5} + P_{po5}} = \frac{360^\circ \cdot 2,3}{205 + 2,3} = 4^\circ$$

Результаты расчетов величин, найденных в первых двух пунктах по примеру цеха №5 «УЗПП», представлены в таблице 8 вместе с остальными цехами и с суммарными значениями основных величин.

3. Найдем координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) с целью определить место ГПП:

$$x_0 = \frac{\Sigma(P_{pi} + P_{poi}) \cdot x_i}{\Sigma(P_{pi} + P_{poi})} = \frac{2426390}{9763} = 248,5 \text{ м}$$

$$y_0 = \frac{\Sigma(P_{pi} + P_{poi}) \cdot y_i}{\Sigma(P_{pi} + P_{poi})} = \frac{914695}{9763} = 93,7 \text{ м}$$

где x_i, y_i - координаты i -ого цеха: определены по рис. 3 и представлены в таблице 8.

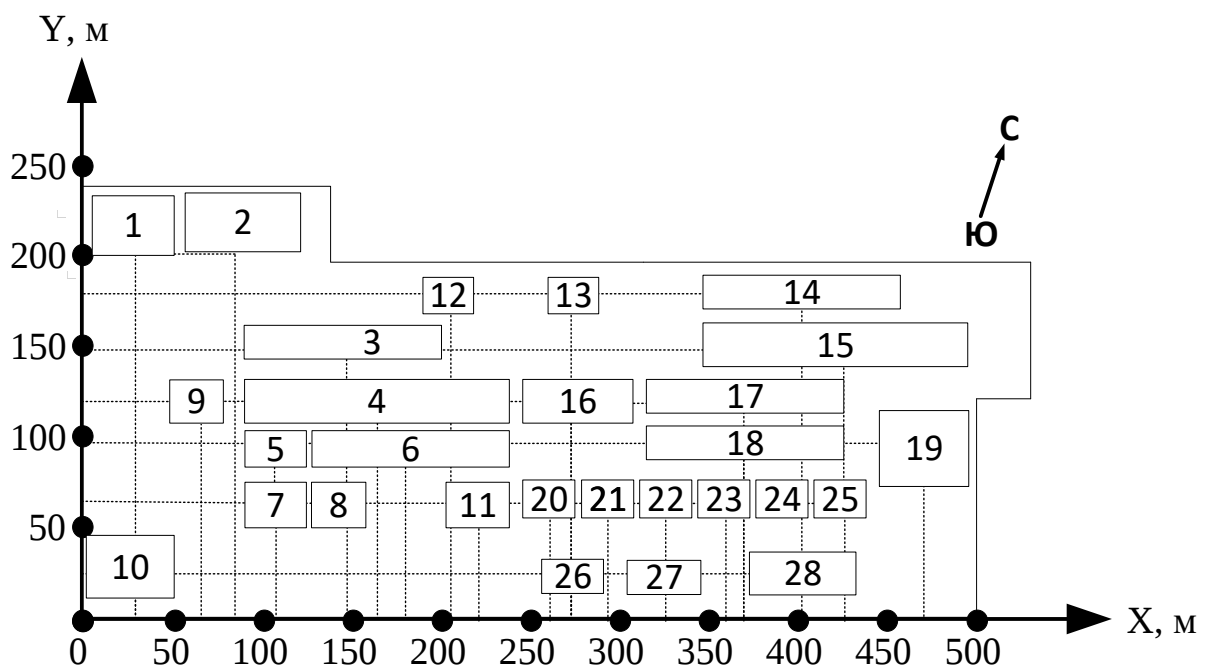


Рисунок 3 - Координаты расположения цехов на генеральном плане предприятия

Таблица 8 - Рассчитанные величины, необходимые для построения картограммы нагрузок

№	Наим. цеха	$P_{p,i}$, кВт	P_{po} , кВт	$P_p + P_{po}$, кВт	r , м	α , °	x_i , м	y_i , м	$P_{p,i}x_i$, кВт·м	$P_{p,i}y_i$, кВт·м
1	УОК	245	1,4	246	17,0	2,0	25	200	6159,2	49273,6
2	ЗПА	420	9,5	429	22,5	7,9	80	200	34357,2	85893,1
3	АВОГ-1	147	10,8	158	13,6	24	150	150	23665,7	23665,7
4	ЦПГИК-1	174	31,3	205	15,5	55	165	120	33871,9	24634,1
5	УЗПП	205	2,3	207	15,6	4,0	105	100	21739,7	20704,5
6	ЦРДМ	2055	30,8	2086	49,6	5,3	180	100	375404,4	208558
7	УПТ	643	3,2	646	27,6	1,8	105	65	67811,7	41978,7
8	Насосная	105	3,7	109	11,3	12	150	65	16303,0	7064,6
9	ПОРМ	476	6,6	483	23,8	4,9	60	120	28955,4	57910,7
10	Произв.цех	201	9,6	211	15,7	16	25	25	5262,5	5262,5
11	БППП	77	3,3	80	9,7	14	220	65	17667,1	5219,8
12	ПСНК	31	9,8	41	6,9	87	205	180	8333,2	7316,9
13	ПСПК	32	5,9	37	6,6	56	270	180	10091,3	6727,5
14	АВОГ-2	206	8,8	215	15,9	14	400	180	85822,1	38619,9
15	ЦПГИК-2	298	58,1	356	20,5	58	425	150	151444,5	53451,0
16	УОГ	347	10,9	357	20,5	11	275	120	98281,3	42886,4
17	АВОГ-3	88	8,3	97	10,7	31	365	120	35231,0	11582,8
18	АВОГ-4	147	9,3	156	13,6	21	365	100	57050,4	15630,2
19	УПТПГ	510	2,9	512	24,6	2,0	475	100	243428,0	51248,0
20	ГПА-111	525	1,7	527	24,9	1,2	270	60	142216,6	31603,7
21	ГПА-112	343	1,7	345	20,1	1,8	300	60	103418,4	20683,7
22	ГПА-113	343	1,7	345	20,1	1,8	330	60	113760,2	20683,7
23	ГПА-114	343	1,7	345	20,1	1,8	360	60	124102,1	20683,7
24	ГПА-115	490	1,7	492	24,1	1,3	390	60	191773,9	29503,7
25	ГПА-116	196	1,7	198	15,3	3,1	420	60	83045,8	11863,7
26	Склад	24	2,3	26	5,6	31	275	25	7265,5	660,5
27	Столовая	31	0,3	32	6,1	3,3	330	25	10443,8	791,2
28	ПЭБ ДКС	823	0,5	824	31,1	0,2	400	25	329484,0	20592,8
Итого		9523	240	9763					2426390	914695

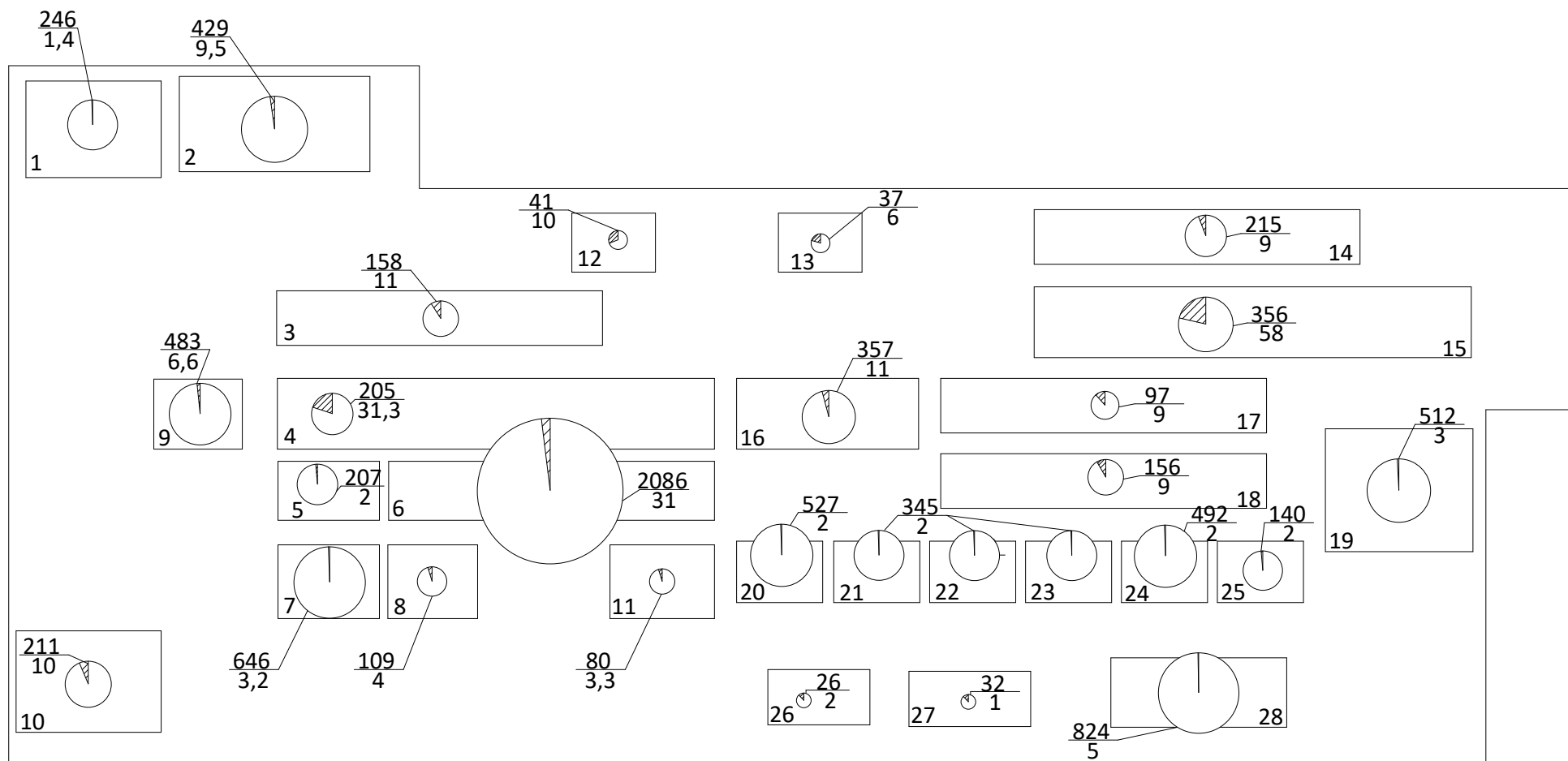


Рисунок 4 - Картограмма нагрузок УКПГ

2.3.2. Определение условного ЦЭН

В действительности положение ЦЭН не является постоянным на плане предприятия, он постоянно смещается по территории, описывая некоторую фигуру, в общем случае достаточно сложной формы, но используя закон нормального распределения, ее можно упростить до эллипсоида.

С вероятностью 95% или 2σ трехмерную модель эллипсоида мы заменяем на эллипс, получаемый сечением поверхности нормального распределения – зону рассеяния ЦЭН.

Для построения эллипса с центром в точке ЦЭН определим величины его полуосей:

1. Рассчитаем эмпирическую вероятность цеха №1 «УОК». Для остальных цехов расчет приведен аналогичным образом.

$$P(X_i) = P(Y_i) = \frac{P_{p1} + P_{po1}}{\Sigma(P_{pi} + P_{poi})} = \frac{176,4}{6874,1} = 0,025$$

2. Определим дисперсии

$$\sigma_X^2 = \sum_{i=1}^n P(X_i) \cdot (X_i - m_X)^2 = 15703$$

$$\sigma_X = 125$$

$$\sigma_Y^2 = \sum_{i=1}^n P(Y_i) \cdot (X_i - m_Y)^2 = 1727$$

$$\sigma_Y = 42$$

где X_i, Y_i - координаты i -ого цеха, m_X, m_Y - координаты ЦЭН

3. Точности случайных величин

$$h_X = \frac{1}{\sigma_X \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{125 \cdot \sqrt{2}} = 0,006$$

$$h_Y = \frac{1}{\sigma_Y \cdot \sqrt{2}} = \frac{1}{42 \cdot \sqrt{2}} = 0,017$$

4. Тогда размеры осей эллипса рассеяния составят

$$R_X = \frac{\sqrt{3}}{h_X} = \frac{\sqrt{3}}{0,006} = 307 \text{ м}$$

$$R_Y = \frac{\sqrt{3}}{h_Y} = \frac{\sqrt{3}}{0,017} = 102 \text{ м}$$

Анализируя полученную картограмму нагрузок (рисунок 4) можно сделать вывод, что ГПП не будет совпадать с ЦЭН по причине близкого

взаиморасположения цехов. Месторасположение ГПП будет смещено в сторону питающей линии на свободную территорию (рисунок 5).

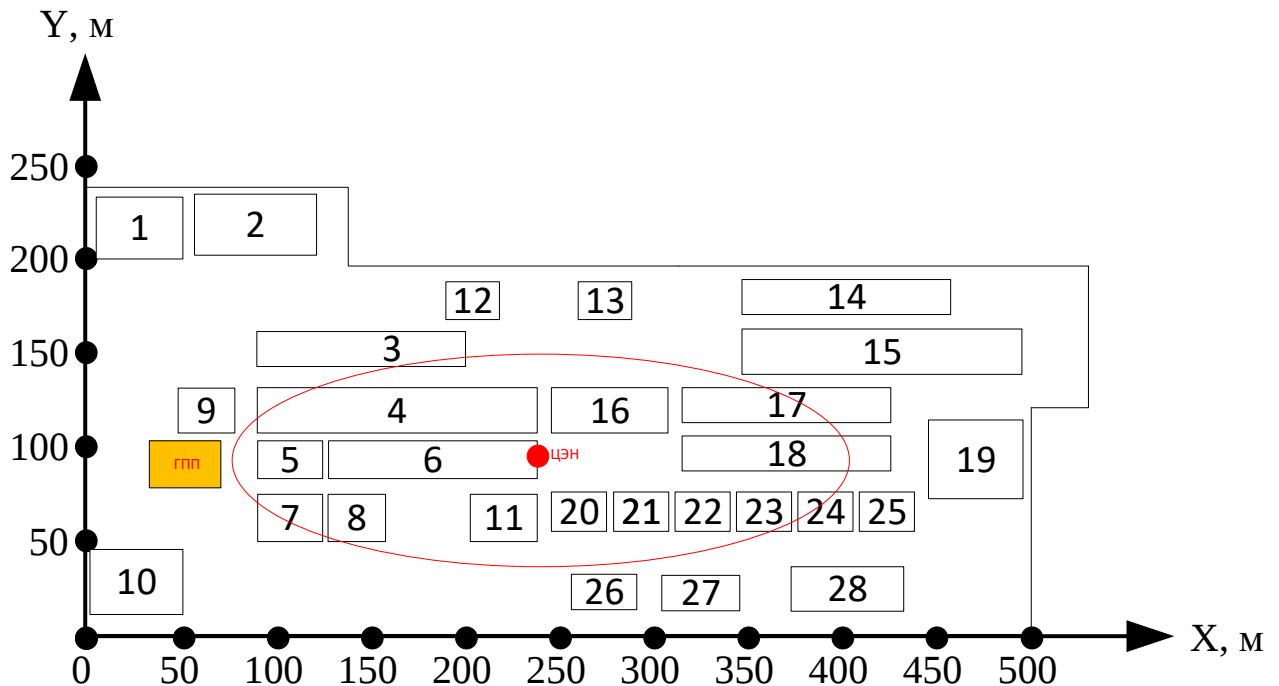


Рисунок 5 - Условный ЦЭН и месторасположение ГПП на генплане завода

2.4. Определение числа и мощности трансформаторов ГПП

Величина мощности тр-ров ГПП:

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{р.ГПП}}{N_{тр} \cdot \beta_m} = \frac{10189}{2 \cdot 0,5} = 10189 \text{ кВА}$$

где $S_{р.ГПП}$ – полная расчётная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП

$\beta_t = 0,5$ – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП.

Полученное значение $S_{н.тр.}$ необходимо округлить до ближайшего стандартного значения величины мощности трансформатора.

Выбираем трансформаторы ТДЦ-10000/110 по таблице 7.3. [3, с. 160].

Паспортные данные трансформатора представлены в таблице 9.

Таблица 9 - Параметры трансформатора ТДН-10000/110

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном обмоток}$, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		$U_{кз}$ %	$I_{хх}$ %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТДН-10000/110	10	115	6,6	Y ₀ /Δ - 11	14	58	10,5	0,9

2.5. Выбор и проверка питающих линий ГПП

2.5.1. Построение суточного и годового графика нагрузки предприятия

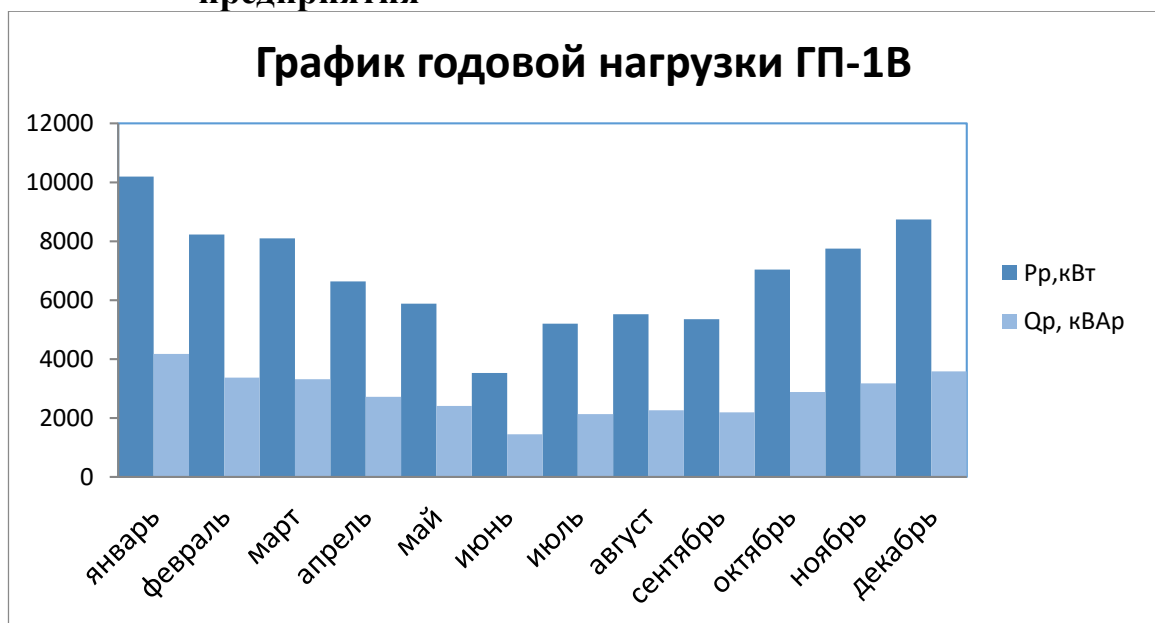


Рисунок 6 - Годовой график нагрузки предприятия

Анализируя годовой график нагрузки видно, что потребляемая мощность напрямую зависит от времени года. Зимой это связано в первую очередь с малой продолжительностью светового дня в условиях заполярья. Во-вторых, из-за особенности технологического процесса. При этом велико потребление реактивной мощности, что объясняется основным типом электроприемников на ГП – АД с КЗ ротором.

В течение месяца величина нагрузки неизменна.

В течение дня нагрузку считаем постоянной.

Время максимальной нагрузки (рис.6) составит $T_{max} = 5866$ ч.

2.5.2. Выбор и проверка питающих линий

Расчетная активная мощность предприятия на шинах ГПП составляет $P_{p.ГПП} = 10189$ кВт.

Найдем напряжение питающей линии, используя формулу Илларионова:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{23} + \frac{2500}{10189}}} = 61,16 \text{ кВ}$$

Определяем приближением в большую сторону, что напряжение ВЛ, питающей предприятие составит $U_{\text{эк}} = 61,16$ кВ.

Расчетный ток линии:

$$I_p = \frac{S_{\text{ном.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48 \text{ А}$$

Выбираем сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} \quad (1)$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{52,48}{1} = 52,48 \text{ мм}^2$$

где при $T_{\text{max}} = 5866$ ч $j_{\text{эк}} = 1 \text{ А/мм}^2$

Принимаем ближайшее стандартное $F_{\text{эк}} = 50 \text{ мм}^2$

Для ВЛ АС 50/8 по табл.1.3.29 [5] $I_{\text{дон}} = 210 \text{ А}$.

Проведем проверку выбранного сечения по следующему ряду показателей:

1. По условию механической прочности: двухцепные воздушные линии $U \geq 110$ кВ должны использоваться провода АС с сечением не менее 120/11.

Соответственно произведем изменение сечения ВЛ: АС120/19 $I_{\text{дон}} = 390 \text{ А}$.

2. По нагреву при номинальной токовой нагрузке и по перегрузочной способности (во время ремонтного или послеаварийного режима)

$$I_p = 52,48 \text{ A} \leq I_{\text{дон}} = 390 \text{ A}$$

$$1,3 \cdot I_{\text{дон}} = 1,3 \cdot 390 = 507 \geq I_{\text{н.а.}} = 2 \cdot 52,48 = 104,96 \text{ A}$$

где $I_{\text{дон}}$ - допустимый ток для выбранного сечения, I_p - расчетный ток в нормальном режиме, $I_{\text{н.а.}} = 2 \cdot I_p$ - расчетный ток в послеаварийном режиме.

3. По допустимой величине потерь напряжения:

Максимальная величина длины питающей линии составит:

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

$$k_z = \frac{I_{\text{дон}}}{I_p} = \frac{390}{52,48} = 7,5$$

$$L_{\text{дон}} = l_{\Delta U\%} \cdot \Delta U_{\text{дон}\%} \cdot k_z = 6,4 \cdot 5 \cdot 7,5 = 240 \text{ км} > 23 \text{ км}$$

где $l_{\Delta U\%}$ - длина линии при номинальном режиме, потери напряжения на которой составят 1 % по табл. П.5.1 [1], $\Delta U_{\text{дон}\%}$ - допустимая потеря напряжения (для нормального режима $\Delta U_{\text{дон}\%} = 5\%$, для послеаварийного $\Delta U_{\text{дон}\%} = 10\%$), k_z - коэффициент загрузки, L - фактическая длина линии, $L_{\text{дон}}$ - допустимая длина линии.

4. По условиям коронирования проводов. Проверке подлежат линии напряжением $U_{\text{н}} \geq 110 \text{ кВ}$. Минимальное сечение для напряжения 110 кВ АС 70/11.

Таким образом, питающая линия от системы к ГПП выполняется сталеалюминевым проводом марки АС 120/19. По табл.3.29 [4, стр. 87] $r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$.

2.6. Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций с учетом компенсации реактивной мощности

2.6.1. Выбор мощности и количества цеховых трансформаторов

Исходя из I группы по надежности электроснабжения 95% процентов цехов предприятия, следует, что на каждой ТП устанавливаются по два трансформатора, запитанные от разных секций шин ГПП.

Рассчитаем величину удельной плотности нагрузки с целью дальнейшего определения рекомендуемой мощности цеховых трансформаторов:

$$\sigma = \frac{S_{p+po}^H}{\sum F_u} = \frac{12439}{17398} = 0,71 \text{ кВА/м}^2$$

где $\sum F_u$ - суммарная площадь всех цехов предприятия

Согласно таблице 5.1 [1, стр.107] определяем рекомендуемые номинальные мощности трансформаторов $S_{ном.тр}^{рек.} = 2500 \text{ кВА}$.

Тогда минимальное необходимое число трансформаторов составит:

$$N_{\min} = \frac{P_p^H + P_{po}^H}{\beta_{тр} \cdot S_{ном.тр.}^{рек.}} = \frac{9781}{0,5 \cdot 2500} = 7,82 \approx 8 \text{ шт}$$

Где $P_p^H + P_{po}^H$ - суммарная расчетная активная нагрузка с учетом освещения с НН цеховых трансформаторов, $\beta_{тр}$ - коэффициент загрузки трансформатора.

Малый коэффициент загрузки трансформатора был выбран так как в случае аварии и отключении одного из трансформаторов второй должен выдерживать полную нагрузку газового промысла, так как все ЭП являются приоритетными по электроснабжению в соответствии с технологическим процессом. К тому же простой в работе ГП приведет к огромному экономическому ущербу для предприятия.

Тогда упрощенная электрическая схема предприятия будет иметь вид (рис. 7).

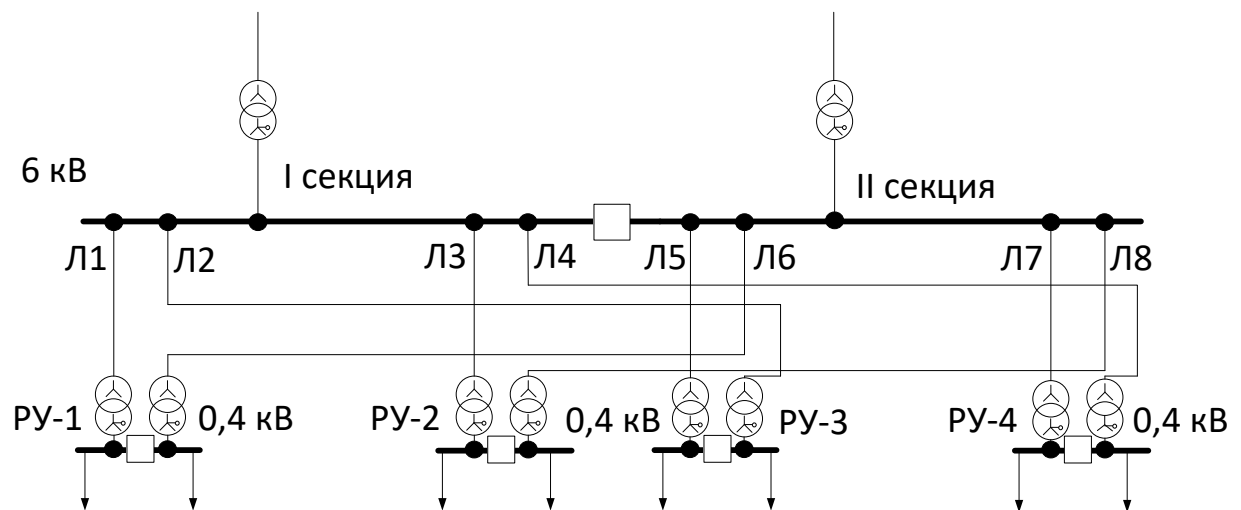


Рисунок 7 - Упрощенная электрическая схема предприятия

Напряжение внутриводской сети составляет 6 кВ. Всего 4 цеховых ТП по 2 трансформатора мощностью 2500 кВА по таблице 7.3. [3, с. 160], номинальные параметры которых приведены в таблице 10:

Таблица 10 - Параметры трансформатора ТНЗ-2500/10

Тип	$S_{ном}$, МВА	$U_{ном.обмоток}$, кВ		Схема и группа соединения обмоток	Потери, кВт		$U_{кз}$ %	$I_{хх}$ %
		ВН	НН		ХХ	КЗ		
ТНЗ – 2500/10	2,5	6	0,4	Y/ Y ₀	3,75	24	6	0,8

2.6.2. Компенсация реактивной мощности

Согласно разделу №2 необходима установка компенсирующих устройств мощностью $Q_{ку} = 5666$ кВАр.

Рассчитаем наибольшую реактивную мощность, которая может быть передана из сети 10 кВ в сеть до 1000 В без увеличения числа или мощности трансформаторов:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{\min 2500} \cdot \beta_{mp} \cdot S_{ном.тр.2500})^2 - P_{p+po}^2} =$$

$$= \sqrt{(8 \cdot 0,5 \cdot 2500)^2 - 9781^2} = 2081 \text{ кВАр}$$

Полученные результаты представим на рис 6.

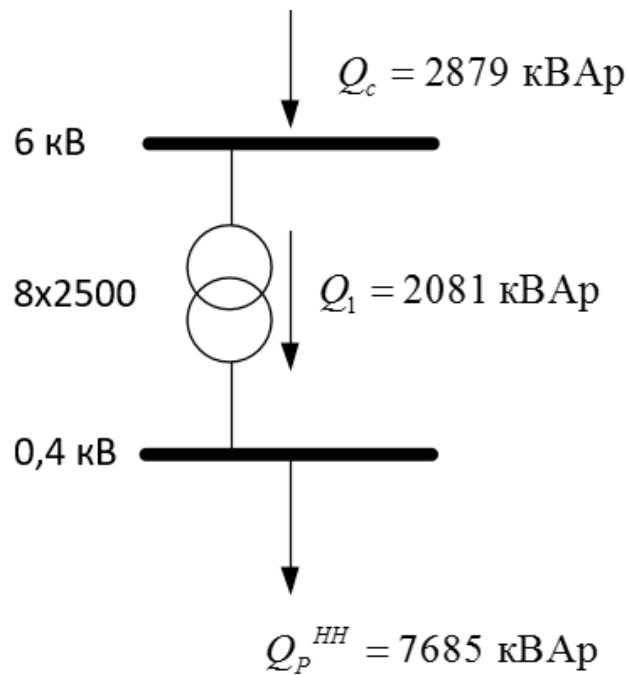


Рисунок 8 - Параметры реактивной мощности на ступенях трансформации

Для решения задачи компенсации реактивной мощности необходимо сравнить расчетные затраты для двух вариантов: первый - с минимальным числом трансформаторов и КБ (НН), второй - с числом трансформаторов, увеличенным на два и КБ (как ВН, так и НН).

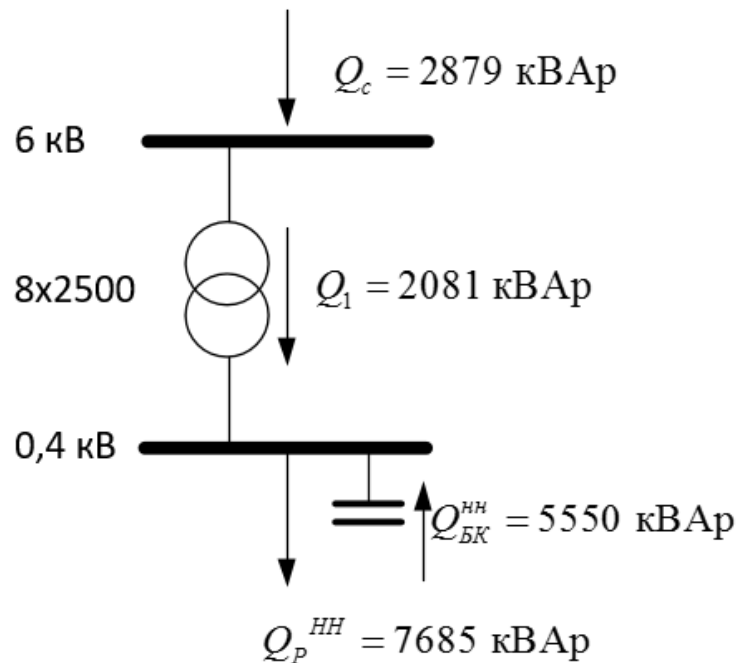


Рисунок 9 - Схема компенсации РМ. Вариант №1.

Вариант №1

$$Q_{БК_{необх.}}^{HH} = Q_P^{HH} - Q_1 = 7685 - 2081 = 5604 \text{ кВАр}$$

Принимаем к установке конденсаторные установки типа УКБН-0,38-200-50У3 по таблице П.6.2. [2, с.167].

Таблица 11 - Технические данные УКБН-0,38-200-50У3

Тип	Мощность, кВАр	Кол-во ступеней	Удельные потери, кВт/кВАр	Удельная стоимость у.е./кВАр	Приведенные затраты у.е./кВАр, в год
УКБН-0,38-150У3	150	-	0,0045	6,2	1,36

Суммарная скомпенсированная мощность 37 БК составит $Q_{БК_{уст}}^{HH} = 5550 \text{ кВАр}$, что удовлетворяет необходимой величине потребляемой реактивной мощности.

Затраты на компенсацию реактивной мощности стороне высокого напряжения составят:

$$Z_{БК ВН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2, \text{ у.е.}$$

где Z_0 - затраты, не зависящие от генерируемой мощности, у.е./кВАр, Z_1 , Z_2 - удельные затраты на 1 кВАр генерируемой мощности, у.е./кВАр, Q - реактивная мощность конденсаторных батарей.

Рассчитаем величину затрат на установку УКБН-0,38-200-50У:

$$Z_0 = E \cdot K_0 = 0,223 \cdot 0 = 0 \text{ о.е.}$$

где E - суммарные ежегодные отчисления от капитальных вложений, K_0 - стоимость вводного устройства (НН)

$$\begin{aligned}
 Z_1 &= E \cdot K_y \cdot \left(\frac{\bar{U}_{БК}}{\bar{U}} \right)^2 + C_0 \cdot \Delta P_{БК} = \\
 &= 0,223 \cdot 6,2 \cdot \left(\frac{1}{1} \right)^2 + 85 \cdot 4,5 \cdot 10^{-3} = 1,765 \text{ у.е./кВАр}
 \end{aligned}$$

где $C_0 = 0,85$ у.е./кВАр - удельная стоимость потерь на активную мощность в Сибири по таблице 5.2 [1, с.113], K_y - удельная стоимость КБ (таблица 9), $\Delta P_{БК}$ - удельные потери активной мощности в КБ, $\bar{U}_{БК}$ - отношение номинального напряжения конденсаторов к номинальному напряжению сети, для БК напряжением до 1000В $\bar{U}_{БК} = 1$, $\bar{U}$ - относительная величина напряжения сети в месте присоединения БК.

Суммарные приведенные затраты на БК ВН:

$$Z_{БК ВН} = Z_0 + Z_1 \cdot Q + Z_2 \cdot Q^2 = 0 + 1,765 \cdot 5550 + 0 = 9796 \text{ у.е.}$$

Вариант №2.

Увеличиваем число установленных трансформаторов на 2 (т.к. большая часть ЭП I категории). Затраты на установку двух трансформаторной подстанции мощностью по 2500 кВА:

$$Z_{mp} = n_{mp} \cdot E \cdot K_{mp} = 2 \cdot 0,223 \cdot 27000 = 12042 \text{ о.е.}$$

Не имеет смысла вести дальнейшие расчеты, т.к. этот вариант уже заведомо дороже варианта №1.

2.6.3. Определение места расположения цеховых трансформаторов

Произведем распределение активных нагрузок цехов равномерно между ТП. При этом активная нагрузка одного цехового трансформатора равна:

$$P_1 = \frac{\sum P_p'' + P_{po}''}{N} = \frac{9763}{8} = 1220,4 \text{ кВт}$$

Определим число трансформаторов N_i , которое следует установить, например, в цехе №5 «УЗПП»:

$$N_5 = \frac{P_{p5}'' + P_{po5}''}{P_1} = \frac{207}{9763} = 0,021$$

Столь низкое значение N_5 показывает, что не рентабельно устанавливать ТП внутри или рядом с цехов в виду его малой потребляемой активной мощности. Остальные расчёты приведены в таблице 12.

Таблица 12 - Число трансформаторов на каждый цех

№ п/п	Наименование цеха	$P_p'' + P_{po}''$	$N_{тр.}$	№ п/п	Наименование цеха	$P_p'' + P_{po}''$	$N_{тр.}$
1	УОК	246	0,025	15	ЦПГИК-2	356	0,036
2	ЗПА	429	0,044	16	УОГ	357	0,037
3	АВОГ-1	158	0,016	17	АВОГ-3	97	0,010
4	ЦПГИК-1	205	0,021	18	АВОГ-4	156	0,016
5	УЗПП	207	0,021	19	УПТПГ	512	0,052
6	ЦРДМ	2086	0,214	20	ГПА-111	527	0,054
7	УПТ	646	0,066	21	ГПА-112	345	0,035
8	Насосная	109	0,011	22	ГПА-113	345	0,035
9	ПОРМ	483	0,049	23	ГПА-114	345	0,035
10	Произв. цех	211	0,022	24	ГПА-115	492	0,050
11	БППП	80	0,008	25	ГПА-116	198	0,020
12	ПСНК	41	0,004	26	Склад	26	0,003
13	ПСПК	37	0,004	27	Столовая	32	0,003
14	АВОГ-2	215	0,022	28	ПЭБ ДКС	824	0,084

Анализируя полученные результаты видно, что необходимо объединять малонагруженные цеха. С другой стороны, можно определить наиболее целесообразные места установки КТП – вблизи наиболее нагруженных цехов. В данном случае: ЦРДМ ($N_{тр.} = 0,214$), ПЭБ ДКС ($N_{тр.} = 0,084$), УПТ ($N_{тр.} = 0,066$), УПТПГ ($N_{тр.} = 0,052$). Соответственно вблизи данных цехов произведем установку ТП. Подключение цехов осуществим как представлено в таблице 11.

Распределим БК по ТП в соответствии с необходимым коэффициентом загрузки $\beta = 0,5$ по следующей формуле:

$$Q_{БК\ ТП,необ.}^{nn} = Q_p - \sqrt{(\beta_{0,5} \cdot n \cdot S_{ном.тр})^2 - P_p^2}$$

Таблица 13 - Распределение электрических нагрузок по ТП

№ ТП	Потребители электроэнергии	Потребляемая мощность			Кол-во и мощность тр-ров, кВА
		P , кВт	Q , кВАр	S , кВА	
1	4,6,8,12,13	2478	1433	2862	2x2500
2	1-3,5,7,9,10,11	2460	2113	3243	2x2500
3	20-23,26-28	2443	2294	3351	2x2500
4	14-19,24,25	2383	1845	3014	2x2500

Далее произведём обратные вычисления с дискретными значениями (в соответствии с мощностью БК) РМ:

$$\beta_{\text{т.факт.}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{\text{БК ТП1 факт.}}^{\text{нн}})^2}}{n \cdot S_{\text{ном.тр}}}$$

Результаты представлены в таблице 12.

Таблица 14 - Распределение БК по ТП и действительный β

№ ТП	Потребляемая мощность		$N_{\text{КБ}}$	$Q_{\text{комп.}}$	$Q_{\text{КБ}}$	$\beta_{\text{факт.}}$	Кол-во и мощность тр-ров
	P , кВт	Q , кВАр					
1	2478	1433	7	1102	1050	0,501	2х2500
2	2460	2113	11	1667	1650	0,501	2х1600
3	2443	2294	11	1763	1650	0,505	2х2500
4	2383	1845	7	1089	1050	0,502	2х1600
Итого	9763	7685	36	5621	5400		

Анализируя результаты, полученные в таблице 14 можно сделать вывод, что при помощи БК была скомпенсирована РМ до необходимых значений коэффициентов загрузки цеховых трансформаторов. При этом количество БК понадобилось на 1 шт меньше (150 кВАр) по сравнению с расчетной. Причиной этому является распределенная нехватка реактивной мощности по четырем ТП равная $Q_{\text{нехв}} = Q_{\text{комп.}} - Q_{\text{КБ}} = 5621 - 5400 = 221$ кВАр, которая приблизительно равна мощности одной конденсаторной батареи $Q_{\text{КБ}} = 150$ кВАр. При этом, несмотря на нехватку РМ $\beta_{\text{факт.}} > 0,5$. Это связано с дискретным распределением активной мощности по ТП в зависимости от мощности цехов.

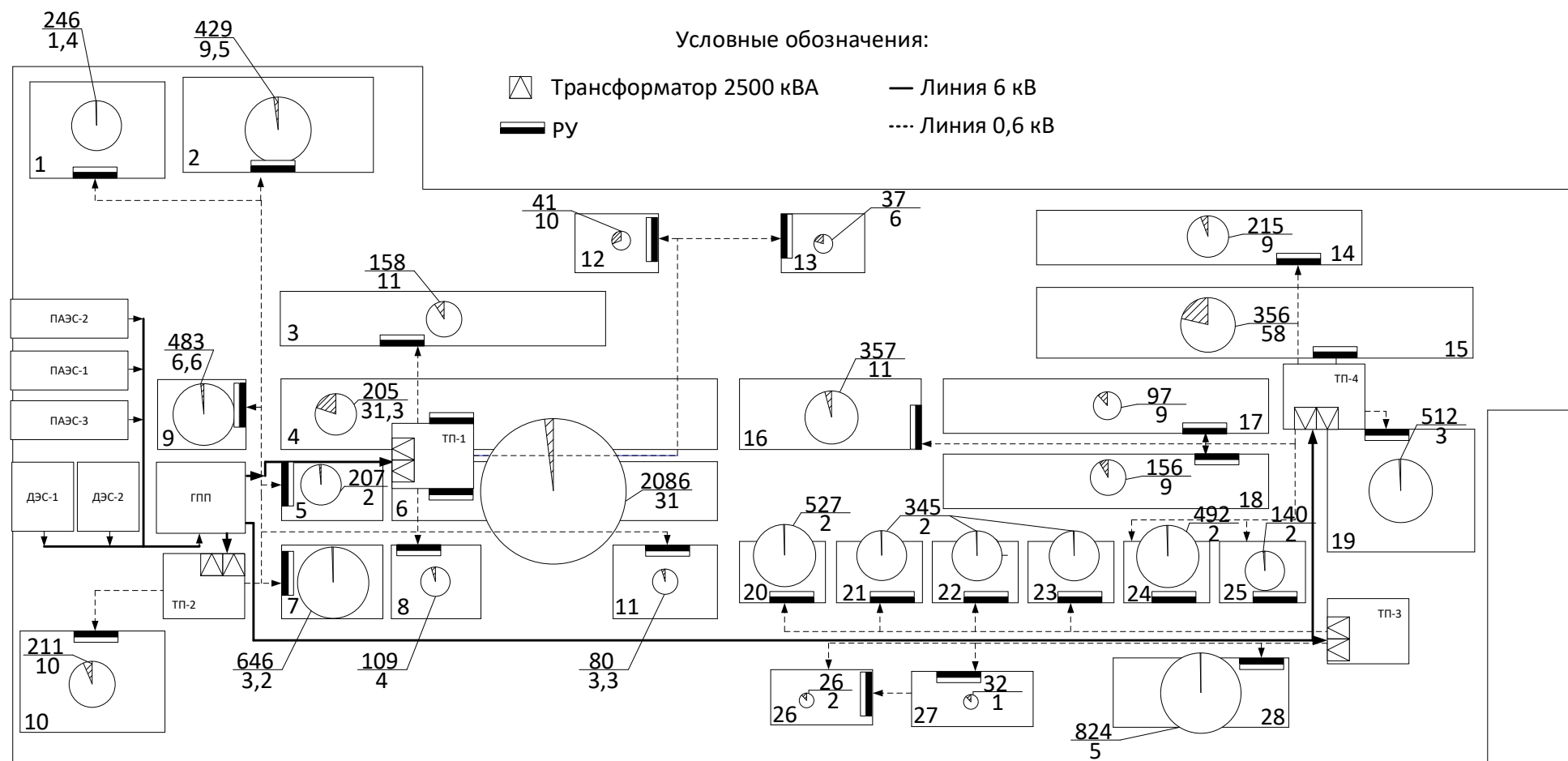


Рисунок 10 - Схема силовой сети ГП

2.7. Выбор и проверка внутризаводских линий распределительной сети

Расчетный ток КЛ определяется мощностью трансформатора, который линия питает.

Величина сечения кабельной линии определяется [4] по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение F , мм², определяется из выражения (1).

Произведем выбор КЛ:

1. Расчетный ток линии:

$$I_p = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{n_{тр.} \cdot S_{ном.тр.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{лин.}} = \frac{2 \cdot 2500}{\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 2} = 240 \text{ А}$$

где $n_{тр.}$ - величина тр-ров нормального режима, $n_{лин.}$ - число питающих линий, в нормальном режиме (соответствует $n_{тр.}$)

2. Сечение и погонные параметры КЛ:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{240}{1} = 240 \text{ мм}^2$$

где при $T_{max} = 5866 \text{ ч}$ для кабелей с ПВХ изоляцией и Al жилами $j_{эк} = 1 \text{ А/мм}^2$

Принимаем ближайшее стандартное $F_{эк} = 240 \text{ мм}^2$ кабеля марки ААШв.

Для КЛ 240 по табл.3.29 [4, стр.105] $r_0 = 0,129 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,071 \text{ Ом/км}$, $b_0 = 13 \text{ кВар/км}$. Допустимая температура жилы кабеля 6 кВ равна $+65^\circ\text{C}$ [5, стр.29]. По таблице 1.3.18 [5, стр.31] $I_{дон} = 390 \text{ А}$.

Выбранное сечение должно быть проверено по ряду условий:

1. По нагреву рабочим током (максимальным)

Значение допустимого тока кабеля $I_{дон}$ должно быть больше по величине максимального расчетного тока, чтобы обеспечить прохождение линии по тепловому нагреву:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_p}{K_1 \cdot K_2} \quad (2)$$

где K_1 и K_2 - первый коэффициент учитывает влияние температуры среды, второй – влияние нагрев друг друга рядом проложенных кабельных линий.

Будем считать температуру окружающего воздуха равной $+15^\circ\text{C}$ и температуру жил $+60^\circ\text{C}$.

Тогда по таблице 1.3.3. [5, стр. 24] $K_1 = 1,18$. Взят при температуре окружающей среды $+15^\circ\text{C}$.

Поправочный коэффициент на 5 работающих кабелей, проложенных на одном уровне в кабельных эстакадах. Определили по таблице 1.3.26. [5, стр. 34] $K_2 = 0,92$.

Тогда, согласно (2) проверка по длительному нагреву максимальным рабочим током:

$$I_{\text{дон}} = 390 \text{ A} \geq \frac{246,17}{1,18 \cdot 0,92} = 226 \text{ A} - \text{условие выполняется}$$

2. Выполним проверку по длительному току в послеаварийном режиме.

$$I_{\text{н.ав.}} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 246,17 = 492,3 \text{ A}$$

Определим по таблице 1.3.2. [10] при длительности 6 часов значение коэффициента перегрузки $K_{\text{пер}} = 1,35$.

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

$$1,35 \cdot 390 = 527 \text{ A} \geq \frac{492,3}{1,18 \cdot 0,92} = 453 \text{ A} - \text{условие выполняется}$$

Тогда в соответствии с длиной линий, удельной величиной сопротивления кабеля ААШв $S = 240 \text{ мм}^2$ полные величины КЛ представлены в таблице 15.

Таблица 15 - Длина КЛ 0,6 кВ от ТП до ГПП

КМ/Ом	L_1	L_6	L_3	L_8	L_2	L_5	L_7	L_8
	0,04		0,003		0,4		0,475	
$R_{\text{КЛ}}$	0,05		$0,3 \cdot 10^{-3}$		0,05		0,061	
$X_{\text{КЛ}}$	$2,8 \cdot 10^{-3}$		$0,2 \cdot 10^{-3}$		0,028		0,033	

2.8. Расчет токов короткого замыкания в сетях выше 1000 В

Расчет токов КЗ проводится в целях проверки элементов электроустановок и выбора аппаратуры на электродинамическую и термическую стойкость, а также уставок срабатывания защит и проверки их на чувствительность.

При расчете токов КЗ принимают следующие допущения, которые не дают существенных погрешностей:

- Трехфазная сеть принимается симметричной
- Не учитываются токи нагрузки
- Не учитываются емкостные токи в ВЛ и КЛ
- Не учитывается насыщение магнитных цепей
- Не учитываются токи намагничивания трансформаторов.

Расчёт токов КЗ будем проводить для участка распределительной сети 6кВ от ГПП до ТП-3. Намечаем на схеме расчетные точки. Составляем расчетную схему:

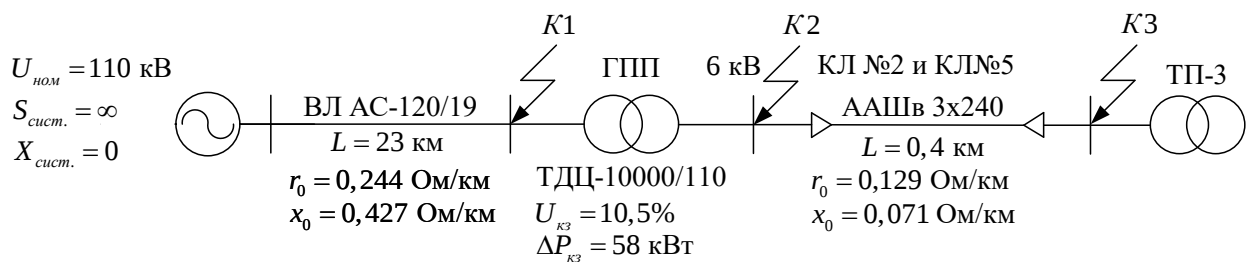


Рисунок 11 - Однолинейная расчетная схема для ГПП – ТП-3

Расчет ведем в относительных единицах. Для этого все расчётные данные приведем к базисному напряжению и базисной мощности. Величина базисного напряжения превышает номинальное на 5%. Следовательно, используя стандартный ряд базисных напряжений, принимаем $U_{б1} = 115 \text{ кВ}$, $U_{б2} = 6,3 \text{ кВ}$ [Сумарокова, стр. 147]. За базисную мощность $S_{б} = 100 \text{ МВА}$. Принимаем, что источник энергосистемы бесконечной мощности $S_{сист.} = \infty$ и соответственно индуктивное сопротивление $X_{сист.} = 0 \text{ Ом}$.

Расчет параметров:

1. Сопротивления воздушной линии 110 кВ:

$$R_{БЛ} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0,244 \cdot 23 \cdot 100}{115^2} = 0,042 \text{ о.е.}$$

$$X_{БЛ} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 1}^2} = \frac{0,427 \cdot 23 \cdot 100}{115^2} = 0,074 \text{ о.е.}$$

2. Сопротивление трансформатора ГПП

$$X_{mp} = \frac{U_{кз}}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{н.тр.}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ о.е.}$$

Активным сопротивлением пренебрегаем, т.к. ВН 110 кВ.

3. Сопротивление кабельной линии КЛ

$$R_{кл} = \frac{r_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = \frac{0,129 \cdot 0,4 \cdot 100}{6,3^2} = 0,13 \text{ о.е.}$$

$$X_{кл} = \frac{x_0 \cdot l \cdot S_{\sigma}}{U_{\sigma 2}^2} = \frac{0,071 \cdot 0,4 \cdot 100}{6,3^2} = 0,071 \text{ о.е.}$$

Схема замещения с рассчитанными параметрами изображена на рис.12

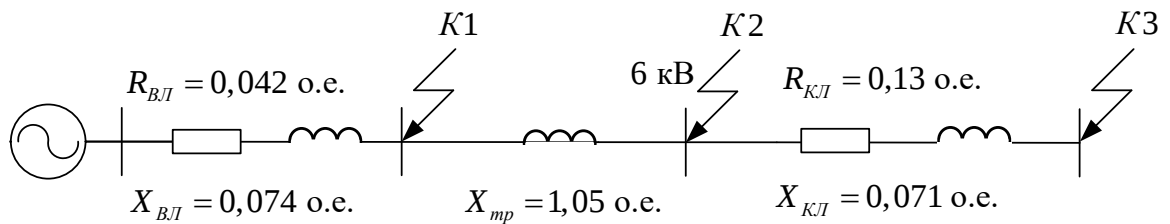


Рисунок 12 - Однолинейная схема замещения

Точка К1

Базовый ток

$$I_{\sigma 1} = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{\sigma 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,5 \text{ кА}$$

Результирующее сопротивление

$$Z_{БЛ} = \sqrt{R_{БЛ}^2 + X_{БЛ}^2} = \sqrt{0,042^2 + 0,074^2} = 0,08 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей тока $I_{кз}^{(3)}$

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{I_{\sigma 1}}{Z_{БЛ}} = \frac{0,5}{0,08} = 6,25 \text{ кА}$$

$$I_{кз}^{(2)} = 0,87 \cdot I_{кз}^{(3)} = 0,87 \cdot 6,25 = 5,43 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{\kappa 3}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,994 \cdot 6,25 = 17,62 \text{ кА}$$

где $k_{y\partial}$ - ударный коэффициент

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/1,76} = 1,994$$

$$T_a = \frac{X_{БЛ}}{R_{БЛ}} = \frac{0,074}{0,042} = 1,76 \text{ с}$$

Для остальных точек расчет ведется аналогичным образом, все данные сведены в таблице 16.

Таблица 16 - Сводная ведомость токов КЗ

Расчетные точки КЗ		К1	К2	К3
ТКЗ, кА	$I_{\kappa 3}^{(3)}$	6,25	8,15	8,1
	$I_{\kappa 3}^{(2)}$	5,43	7,1	7,05
	$I_{y\partial}$	17,62	23,04	22,8

Проверка КЛ будет проводится по токам КЗ в точке К2, т.к. по результатам расчета токи короткого замыкания в этой точке выше чем в конце линии.

1. Проверка на термическую стойкость к ТКЗ

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T}$$

где C_T - коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника, для нашего случая $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2}/\text{мм}^2$ по таблице 6.2 [1, стр.139], B_k - тепловой импульс тока КЗ.

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле:

$$B_k = I_{\text{ПО}}^2 \cdot (t_{np} + T_a) \quad (3)$$

где t_{np} - приведенное (расчетное) время отключения тока КЗ, T_a - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока короткого замыкания.

$$t_{np} = t_{p.з.} + t_{откл.} = 0,5 + 0,025 = 0,525 \text{ с}$$

где $t_{p.з.}$ - время действия второй ступени релейной защиты, $t_{откл.}$ - полное время отключения вакуумного выключателя.

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R} = \frac{X_{БЛ} + X_{мр.}}{\omega \cdot R_{БЛ}} = \frac{0,074 + 1,05}{314 \cdot 0,042} = 0,085 \text{ с}$$

$$\text{Тогда согласно (3) } B_k = 8,15^2 \cdot (0,525 + 0,085) = 40,5 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$$

Определим минимальное допустимое сечение КЛ:

$$F_{\min} \geq \frac{\sqrt{B_k}}{C_T} = \frac{\sqrt{40,5 \cdot 10^6}}{90} = 70,7 \text{ мм}^2$$

Условие выполнено. Выбранный для КЛ кабель марки ААШв 3х240 проходит по термической стойкости к току КЗ.

2. Проверка по потере напряжения:

$$\Delta U_{кл} = \frac{P \cdot R_{кл} + Q \cdot X_{кл}}{10 \cdot U_n^2} = \frac{2453 \cdot 0,05 + 701,5 \cdot 0,028}{10 \cdot 6,3^2} = 0,358 \text{ кВ}$$

Относительные потери напряжения считают приемлемыми, если они в послеаварийных режимах работы не превышают в сетях высокого напряжения – 10%. В нашем случае выбранный кабель ААШв 3х240 прошел все этапы проверки и удовлетворяет всем требованиям.

2.9. Выбор оборудования ГПП

В качестве схемы внешнего электроснабжения выбираем схему 5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Все виды аппаратов должны выбираться в соответствии с вычисленными максимальными расчетными величинами для нормального режима и короткого замыкания. Для их выбора производится сравнение указанных расчетных величин с допускаемыми значениями высоковольтного оборудования. Составляется таблица сравнения указанных расчетных и допустимых величин. При этом для обеспечения надежной безаварийной работы расчетные величины должны быть меньше допустимых. Высоковольтное оборудование выбирается в соответствии со схемой ГПП.

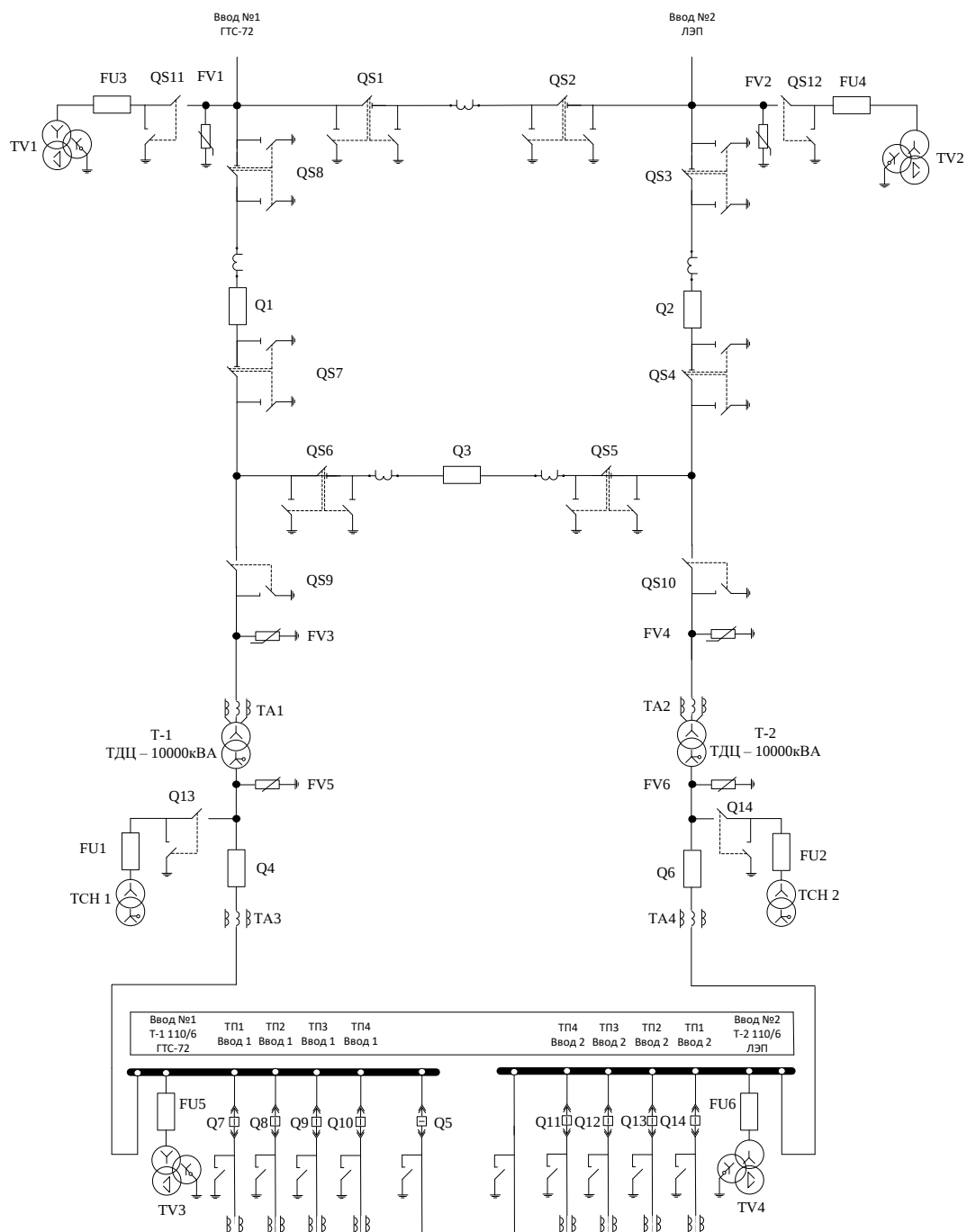


Рисунок 13 - Схема ГПП для выбора высоковольтного оборудования

1. Номинальный ток трансформатора ГПП:

$$I_{ном}^{BH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52,48 \text{ A}$$

$$I_{ном}^{HH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{HH}} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 916 \text{ A}$$

Нормальный режим:

$$I_{расч} = I_{ном}^{BH} = 52,48 \text{ А}$$

Аварийный режим (вся нагрузка на одной линии):

$$I_{п.ав.} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 52,48 = 105 \text{ А}$$

2. Номинальный ток цехового трансформатора:

$$I_{ном}^{BH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 235 \text{ А}$$

Нормальный режим:

$$I_{расч} = I_{ном}^{BH} = 235 \text{ А}$$

Аварийный режим (вся нагрузка на одной линии):

$$I_{п.ав.} = 2 \cdot I_{расч} = 2 \cdot 235 = 470 \text{ А}$$

2.9.1. Выбор трансформаторов собственных нужд

Рассчитаем номинальную мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{с.н.} = 0,05 \cdot S_{тр.ном} = 0,05 \cdot 10000 = 500 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора ТМ - 630/10 по таблице 7.3. [3, стр. 157].

Таблица 17 - Выбор контрольно-измерительных приборов

Цепь установки приборов	Место установки приборов	Перечень приборов
Двухобмоточный трансформатор	ВН (110 кВ) НН (6 кВ)	Амперметр, вольтметр. Амперметр, вольтметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии
Сборные шины 6 кВ	На каждой секции шин	Вольтметр, вольтметр, амперметр, ваттметр

1. Выбор трансформаторов напряжения.

1.1. ТН 110 кВ

Выбираем трансформаторы напряжения на напряжение 110 кВ (TV1-TV2) типа НКФ 110-57-У1 по таблице 7.17. [3 с. 188], каталожные данные представлены в таблице 18.

Таблица 18 - Каталожные данные ТН НКФ 110-57-У

Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
Обмотка ВН	Обмотки НН			
	основная	дополнительная	0,5	
100 / $\sqrt{3}$	0,1/ $\sqrt{3}$	0,1	400	2000

1.2. ТН 6 кВ

Выбираем трансформаторы напряжения на напряжение 6 кВ (ТВЗ-ТВ4) типа НКФ НТМИ-10-66 У3 по таблице 7.17. [3 стр. 188], каталожные данные представлены в таблице 19.

Таблица 19 - Каталожные данные НТМИ-10-66 У3

Номинальные напряжения обмоток, кВ			Номинальная мощность в классе точности, ВА	Предельная мощность, ВА
Обмотка ВН	Обмотки НН			
	основная	дополнительная	0,5	
1	1	0,1/ $\sqrt{3}$	120	1000

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения представлена в таблице 20.

Таблица 20 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	$P_{потр.}$ Вт	$Q_{потр.}$ Вар	$P_{сум.}$ Вт	$Q_{сум.}$ Вар
Вольтметр	Э-350	1	7	2	-	14	
Ваттметр	Д-304	3	1	2	1,5	6	4,5
Счетчик активной/реактивной энергии	СА3681	2	1	3	2,25	6	4,5
	СР3682	2	1	3	2,25	6	4,5
Итого						32	13,5

2. Определим расчетную нагрузку трансформатора напряжения:

$$S_{2сум.} = \sqrt{P_{сум.}^2 + Q_{сум.}^2} = \sqrt{32^2 + 13,5^2} = 34,73 \text{ ВА}$$

Номинальная мощность основной вторичной обмотки в классе точности 0,5 составляет 120 ВА, следовательно, ТН удовлетворяет условиям проверки.

2.9.2. Выбор высоковольтных выключателей Q₁, Q₂ и Q₃ на стороне ВН ГПП

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБН-110Ш-31,5/2000 УХЛ-1, предназначенный для установки в открытых (-60-+40⁰С) и закрытых распределительных устройствах, и коммутации электрических цепей 110 кВ при нормальных и аварийных режимах в сетях трехфазного переменного тока частотой 50 (60) Гц [6].

Таблица 21 - Паспортные данные выключателя ВБН-110Ш-31,5/2000 УХЛ-1

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
ток термической стойкости, кА	31,5
время протекания тока терм. стойкости, с	3
Полное время отключения, мс, не более	50

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$52,48 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

$$I_{п.ав.} \leq I_{ном}$$

$$82,84 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П, \tau} \leq I_{откл. ном}$$

$$6,25 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$17,62 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

5. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{\text{ПО(КЗ)}}^2 \cdot (t_{\text{нр.}} + T_a) = 6,25^2 \cdot (0,15 + 0,005) = 6,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R} = \frac{X_{\text{БЛ}}}{\omega \cdot R_{\text{БЛ}}} = \frac{0,074}{314 \cdot 0,042} = 0,005 \text{ с}$$

и приведенное время отключения тока КЗ

$$t_{\text{нр}} = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{откл.}} = 0,1 + 0,05 = 0,15 \text{ с}$$

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 6,05 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 22 - Результаты проверки ВБН-110Ш-31,5/2000 УХЛ-1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
110	110	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$, кВ
52,48	2000	$I_{\text{ном}} \leq I_{\text{ном}}$, А
6,25	31,5	$I_{\text{П,т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$, кА
17,62	80	$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$, кА
6,05	2976	$B_k \leq I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}}$, кА ² · с

2.9.3. Выбор низковольтных выключателей Q₄, Q₅ и Q₆ на стороне НН ГПП

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ-1.

Таблица 23 - Паспортные данные выключателя ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	2000
Номинальный ток отключения, кА	31,5
Ток электродинамической стойкости, кА	80
ток термической стойкости, кА	31,5
время протекания тока терм. стойкости, с	3
Полное время отключения, мс, не более	40

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По длительному току:

$$I_{норм} \leq I_{ном}$$

$$916 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

$$I_{п.ав.} \leq I_{ном}$$

$$1832 \text{ А} \leq 2000 \text{ А}$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П, \tau} \leq I_{откл. ном}$$

$$8,15 \text{ кА} \leq 31,5 \text{ кА}$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$23,04 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

5. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot (t_{пр.} + T_a) = 8,15^2 \cdot (0,14 + 26,76) = 1786 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R} = \frac{X_{ВЛ} + X_{тр.}}{\omega \cdot R_{ВЛ}} = \frac{0,074 + 1,05}{314 \cdot 0,042} = 26,76 \text{ с}$$

и приведенное время отключения тока КЗ

$$t_{пр} = t_{р.з.} + t_{откл.} = 0,1 + 0,04 = 0,14 \text{ с}$$

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 1786 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 24 - Результаты проверки ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ-1

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
6	10	$U_{уст} \leq U_{ном}$, кВ
916	2000	$I_{ном} \leq I_{ном}$, А
8,15	31,5	$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}$, кА
23,04	80	$i_{уд} \leq i_{дин}$, кА
1786	2976	$B_k \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}$, кА ² · с

2.9.4. Выбор высоковольтных выключателей Q₇ – Q₁₄ на стороне ВН ТНЗ-2500/10

Предварительно выбираем вакуумный (трехполюсный) выключатель типа ВБХ-10-20/630 УХЛ-1.

Таблица 25 - Паспортные данные выключателя ВБХ-10-20/630 УХЛ1

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	630
Номинальный ток отключения, кА	20
Ток электродинамической стойкости, кА	51
ток термической стойкости, кА	20
время протекания тока терм. стойкости, с	3
Полное время отключения, мс, не более	60

Выполняем проверку выбора выключателя по следующим параметрам:

1. По напряжению установки:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По длительному току:

$$I_{ном} \leq I_{ном}$$

$$235 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

$$I_{п.ав.} \leq I_{ном}$$

$$470 \text{ А} \leq 630 \text{ А}$$

3. По отключающей способности:

$$I_{П,τ} \leq I_{откл.ном}$$

$$8,1 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$$

4. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$22,8 \text{ кА} \leq 51 \text{ кА}$$

5. Тепловой импульс тока КЗ:

$$B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot (t_{пр.} + T_a) = 8,1^2 \cdot (0,16 + 0,022) = 11,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где постоянная времени затухания апериодической составляющей ТКЗ

$$T_a = \frac{X}{\omega \cdot R} = \frac{X_{БЛ} + X_{тр.} + X_{КЛ}}{\omega \cdot (R_{БЛ} + R_{КЛ})} = \frac{0,074 + 1,05 + 0,071}{314 \cdot (0,042 + 0,13)} = 0,022 \text{ с}$$

и приведенное время отключения тока КЗ

$$t_{пр} = t_{р.з.} + t_{откл.} = 0,1 + 0,06 = 0,16 \text{ с}$$

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = 20^2 \cdot 3 = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 11,94 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный выключатель проходит проверку.

Таблица 26 - Результаты проверки ВБХ-10-20/630 УХЛ-1.

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
6	10	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$
235	630	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{ А}$
8,1	20	$I_{П, \tau} \leq I_{откл. ном}, \text{ кА}$
22,8	51	$i_{уд} \leq i_{дин}, \text{ кА}$
11,94	1200	$B_k \leq I_{терм.}^2 \cdot t_{терм.}, \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2.9.5. Выбор трансформаторов тока

1. Выбираем трансформатор тока на напряжение 110 кВ (ТА1-ТА2).

Марку выбираем по номинальному току первичной обмотки трансформатора ТДН-10000/110.

$$I_{ном}^{TT} \geq I_{ном}^{BH} = 52,48 \text{ А}$$

Будем использовать встроенный трансформатор тока ТВТ-110-10Р-20 100/5.

2. Выбираем трансформатор тока на напряжение 6 кВ (ТАЗ-ТА4).

Марку выбираем по номинальному току вторичной обмотки трансформатора ТДН 10000/110-У1.

$$I_{ном}^{TT} \geq I_{ном}^{HH} = 916 \text{ А}$$

Выбираем трансформатор тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-1000/5-У с номинальным током первичной обмотки $I_{ном}^1 = 1000 \text{ А}$, характеристики трансформатора тока представлены в таблице 27.

Таблица 27 - Технические характеристики трансформатора тока ТЛМ-10-1-0,5/10Р-10-1000/5-У3

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный первичный ток, А	1000
Номинальный вторичный ток, А	5
Номинальный коэффициент трансформации	200
Номинальная вторичная нагрузка	15
Класс точности	0,5
Ток термической стойкости, кА	33
Ток электродинамической стойкости, кА	125
Время термической стойкости, с	3

Вторичная нагрузка трансформатора тока представлена в таблице 28.

Таблица 28 - Вторичная нагрузка трансформатора тока

Прибор	Тип	Число обмоток	Кол-во	Потребляемая мощность, ВА
Амперметр	Э-350	1	1	0,5
Ваттметр	Д-304	2	1	0,5
Счетчик активной энергии	И680	2	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	И673	2	1	2,5
Итого				6

Определим мощность, потребляемую приборами:

$$S_{приб} = 6 \text{ ВА}$$

Рассчитаем суммарное сопротивление приборов:

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

Сопротивление контактов принимаем равным $R_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом}$

Принимаем контрольный кабель АКРВГ, по условию прочности принимаем сечение жил 4 мм^2 , расчетная длина $l = 5 \text{ м}$

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,04 \text{ Ом}$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока будет равна:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{конт}} = 0,26 + 0,1 + 0,04 = 0,4 \text{ Ом}$$

Номинальная нагрузка трансформатора тока:

$$Z_{2\text{ном}} = \frac{S_{2\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}^2} = \frac{15}{5^2} = 0,6 \text{ Ом}$$

Выполним проверки:

1. По напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По току:

$$I_{\text{раб. max}} \leq I_{\text{ном}}$$

$$916 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$$

$$23,04 \text{ кА} \leq 125 \text{ кА}$$

4. по термической стойкости

$$I_{\text{терм.}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 33^2 \cdot 3 = 3267 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = I_{\text{ПО(КЗ)}}^2 \cdot t_{\text{пр.}} = 6,25^2 \cdot 3 = 117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

5. По вторичной нагрузке

$$Z_{2\text{ном}} = 0,6 \text{ Ом} \geq r_2 = 0,4 \text{ Ом}$$

Выбранный трансформатор тока проходит проверку.

2.9.6. Разъединители

1. Разъединители $QS_1 - QS_8$ выбираем по току линии в послеаварийном режиме:

$$I_{ном} \geq I_{п.ав.} = 105 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-2-110/1000-У1, данные представлены в таблице 29.

Таблица 29 - Паспортные данные разъединителя РНДЗ-2-110/1000-У1

Номинальное напряжение, кВ	110
Номинальный ток, А	1000
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	80
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время термической стойкости, с	3

Так как время релейной защиты не известно, делаем проверку по максимальному времени $t_{пр} = t_{терм}$.

Выполним проверки:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2. По току:

$$I_{раб.мах} \leq I_{ном}$$

$$105 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{уд} \leq i_{дин}$$

$$17,62 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

4. по термической стойкости

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot t_{пр.} = 6,25^2 \cdot 3 = 117 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель проходит проверку.

2. Разъединители $QS_9 - QS_{10}$ выбираем по току линии в нормальном режиме:

$$I_{ном} \geq I_{расч} = 52,48 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РНДЗ-1-110/1000-У1. Проверяются аналогично $QS_9 - QS_{10}$ и пройдут проверку, т.к. в отличие от $QS_9 - QS_{10}$ они работают в нормальном режиме.

3. Разъединители $QS_{11} - QS_{12}$ для трансформаторов напряжения ТН 110 кВ по отключающей способности, так как номинальный ток в первичной обмотке небольшой ($S_{max} = 2000 \text{ ВА}$). РНДЗ 1 110/1000 У1

$$I_{ном}^{TH} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10^3} = 0,01 \text{ А}$$

4. Разъединители $QS_{13} - QS_{14}$ на стороне напряжения 6 кВ для трансформаторов собственных нужд ТМ-630/10.

$$I_{ном}^{TCH} = \frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 6} = 60,62 \text{ А}$$

Выбираем разъединитель РЛНД-1-10/400-У1, данные которого представлены в таблице 30.

Таблица 30 - Технические данные разъединителя РЛНД-1-10/400-У1

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток, А	400
Амплитуда предельного сквозного тока, кА	25
Ток термической стойкости, кА	12,5
Время термической стойкости, с	4

Выполним проверки:

1. По напряжению:

$$U_{уст} \leq U_{ном}$$

$$6 \text{ кВ} \leq 10 \text{ кВ}$$

2. По току:

$$I_{раб. max} \leq I_{ном}$$

$$36,37 \text{ A} \leq 400 \text{ A}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$i_{yd} \leq i_{дин}$$

$$23,04 \text{ кА} \leq 25 \text{ кА}$$

4. по термической стойкости

$$I_{терм.}^2 \cdot t_{терм} = 12,5^2 \cdot 4 = 625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq B_k = I_{ПО(КЗ)}^2 \cdot t_{пр.} = 8,15^2 \cdot 4 = 265 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Выбранный разъединитель проходит проверку.

2.9.7. Предохранители

Выбираем предохранители FU1, FU2 для защиты трансформаторов собственных нужд.

Номинальный ток первичной обмотки, как было определено выше, равен $I_{ном}^{ТСН} = 60,62 \text{ A}$. Выбираем предохранитель ПКТ102-10-40-31,5-У3. В таблице 31 представлены результаты выбора и условия проверки.

Таблица 31 - Результаты выбора и условия проверки предохранителя ПКТ102-10-80-20-У3

Расчетный параметр защищаемой цепи	Паспортные данные аппаратов	Условия выбора и проверки
6	10	$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$
60,62	80	$I_{ном} \leq I_{ном}, \text{ А}$
8,15	20	$I_{п,т} \leq I_{откл.ном}, \text{ кА}$

Выбранный предохранитель проходит проверку.

Для защиты трансформаторов напряжения 6 кВ НТМИ-10-66 используем предохранители марки ПКН 001-10 У1 (FU5, FU6). Для защиты трансформаторов напряжения 110 кВ НКФ-110-57-У1 используем предохранители марки ПКН 001-110 У3 (FU3, FU4).

2.9.8. Ограничители перенапряжения

1. Выбор ОПН (FV1-FV4) для защиты силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения со стороны 110 кВ.

Выбор производится по напряжению установки. Выбираем ОПН типа ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1.

2. Выбор ОПН (FV5, FV6) для защиты силовых трансформаторов со стороны 10 кВ и трансформаторов собственных нужд выбираем

Выбор производится по напряжению установки. Выбираем ОПН типа ОПН-П110П УХЛ1.

2.9.9. Перечень оборудования ГПП

Таблица 32 - Перечень оборудования ГПП

Обозначение	Наименование	Тип
TCH 1, TCH 2	Трансформаторы собственных нужд	ТМ 630/10
TV1, TV2	Трансформатор напряжения	НКФ 110-57-У1
TV3, TV4		НТМИ-10-У3
Q1 – Q3	Выключатели вакуумные	ВБН-110П-31,5/2000 УХЛ-1
Q4 – Q6		ВБЭ-10-31,5/2000 УХЛ-1
Q7 – Q14		ВБХ-10-20/630 УХЛ-1
TA1, TA2	Трансформатор тока	ТВТ 110 10Р 20 100/5 У3
TA3, TA4		ТЛМ 10 1 0,5/10Р 10 600/5 У
QS1 - QS8	Разъединители	РНДЗ 2 110/1000 У1
QS9- QS12		РНДЗ 1 110/1000 У1
QS13- QS14		РЛНД 1 10/400 У1
FU1, FU2	Предохранители	ПКТ102 10 40 31,5 У3
FU3, FU4		ПKN 001-110 У3
FU5, FU6		ПKN 001-10 У1
FV1-FV4	Ограничители перенапряжения	ОПН-П1-110/77/10/2 УХЛ1
FV5, FV6		ОПН-П110П УХЛ1.

2.10. Электроснабжение ЦРДМ

2.10.1. Выбор и проверка аппаратов защиты

Аппараты защиты выбираются для защиты ЭП от ТКЗ и перегрузок.

Токи КЗ могут достигать значений в десятки раз превышающих номинальные токи присоединенных ЭП и допустимые токи проводников $I_{доп}$. Для предотвращения чрезмерного нагрева проводников и электрооборудования каждый участок сети должен быть снабжен защитным аппаратом, отключающим поврежденный элемент сети с наименьшим временем действия.

Перегрузки, сопровождающие прохождение по проводникам, обмоткам электродвигателей и трансформаторов повышенных токов, вызывающих их нагревание сверх допустимых пределов.

Согласно ПУЭ от ТКЗ необходимо защищать любое оборудование, а от перегрузок регламентируются сети взрывоопасных помещений или взрывоопасных наружных установок независимо от условий технологического процесса или режима работы сети. К данному определению подходит рассчитываемых цех РДМ.

Исходя из этого будет производится выбор АВ.

Пример выбора АВ для ЭП №6 – «Приточная вентиляция», с АД $P_{ном} = 45$ кВт и $I_{ном} = 87$ А.

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 87 = 100,05 \text{ А}$$

$$I_{ном.тепл.} \geq K_{зап} \cdot I_{ном} = 1,15 \cdot 87 = 100,05 \text{ А}$$

где $K_{зап}$ - нерегулируемая характеристика выключателей серии ВА с комбинированными расцепителями

Выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35 с $I_{ном.АВ} = 250$ А и тепловым расцепителем $I_{ном.тепл.} = 100$ А.

Определяем необходимую уставу срабатывания в зоне КЗ:

$$I_{пуск} = K_{пуск} \cdot I_{ном} = 7 \cdot 87 = 609 \text{ А}$$

$$I_{ном.э.о.} \geq 1,5 \cdot I_{пуск} = 1,5 \cdot 609 = 913,5 \text{ А}$$

Величины уставок срабатывания имеют дискретные значения, для удобства определим $K_{кз} \geq \frac{I_{ном.э.о.}}{I_{ном.тепл.}} = \frac{913,5}{100} = 9,1$. Тогда $K_{кз} = 10$ и

$I_{ном.э.о.} = K_{кз} \cdot I_{ном.тепл.} = 10 \cdot 1000 = 1000$ А. Остальные ВА представлены в таблице 33.

Таблица 33 - Аппараты защиты (ВА) для ЭП ЦРДМ

Тип	$P_{ном},$ кВт	$I_{ном},$ А	$I_{ном.АВ},$ А	$I_{ном.тепл.},$ А	$K_{пуск}$	$I_{пуск},$ А	$1,5 \cdot I_{пуск},$ А	$K_{кз}$	$I_{ном.э.о.},$ А
ВА57 -35	75	146	160	160	7,5	1095	1598	10	1600
	55	107	123	125	7,5	802	1204	10	1250
	45	87	100	100	7	609	913,5	10	1000
ВА13-29	22	43	50	50	7,5	322,5	483,7	12	600
	18,5	36	41,4	50	7,5	270	405	12	600
	15	29	33	40	7	203	305	12	480
	5,5	10,9	12,5	12,5	6,5	71	106	12	150
	3	6,9	8	8	5,5	39	58	12	96
	1,1	2,8	3,2	4	5	14	21	6	24

Произведем выбор ВА для ШРА-1, ШРА-2 и секционного выключателя.

При этом выбор будем производить по мощности цехового трансформатора:

$$I_{ном}^{HH} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{HH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3608 \text{ А}$$

$$I_{ном.АВ} \geq K_{зан} \cdot I_{ном} = 1,05 \cdot 3608 = 3788,4 \text{ А}$$

$$I_{пик} = \sum I_{ШР1} + (I_{пуск}^{ном} - I_{макс}^{ном}) = 2140 + (1095 - 146) = 3089 \text{ А}$$

Выбираем Э40С-04 [7, стр. 264] со следующими параметрами

Тип выключателя	Тип исполнения	$I_n, \text{ А}$	$\frac{I_{ном расч.}}{I_{расч.выкл.}}$	При перегрузке, кратный $I_{расч.выкл.}$
Э40	Стационарный Э40С-04	4000	3,4,5	1,25

$$I_{ном.тепл.} = 1,25 \cdot I_{ном.} = 1,25 \cdot 4000 = 5000 \text{ А}$$

$$I_{ном.э.о.} = 3 \cdot I_{ном.} = 3 \cdot 4000 = 12000 \text{ А}$$

2.10.2. Выбор и проверка комплектного шинпровода

Выбор произведем по номинальному расчетному току:

$$I_{ном} \geq I_{расч} = \frac{S_{тр.ном.}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{HH}} = \frac{2500}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 3608 \text{ А}$$

Предварительно выбираем шинопровод (ШРА) распределительный. В таблице 34 представлены технические данные. $L_{ШРА} = 0,02$ км, $r_0^{ШРА} = 0,2$ Ом/км, $\chi_0^{ШРА} = 0,1$ Ом/км.

Таблица 34 - Технические данные распределительного шинопровода ШЗК-1,2-4000-81

Номинальное напряжение, кВ	0,38
Номинальный ток, А	4000
Ток электродинамической стойкости, кА	81
Ток термической стойкости, кА	31,5
Время протекания тока терм. стойкости, с	0,5
Удельные потери при $I_{ном}$, Вт/пог.м.	306

2.10.3. Выбор распределительных шкафов

Распределительные шкафы ЦРДМ вынесены в отдельную комнату и выполнены в напольном. Оболочка ШР сделана из металла. Внутри встроены аппараты защиты ЭП, измерительные приборы, а также сборные шины.

Таблица 35 - Расчетные токи шкафов и число присоединений (ЭП)

Шина	Шкафы	$I_{расч}$, А	$N_{эп}$, шт	Шина	Шкафы	$I_{расч}$, А	$N_{эп}$, шт
1ЩП	ЩП1	351	8	2ЩП	ЩП1	249	8
	ЩП2	397	7		ЩП2	282	8
	ЩП3	332	8		ЩП3	226	6
	ЩП4	305	8		ЩП4	282	5
	ЩП5	235	8		ЩП5	235	6
	ЩП6	321	6		ЩП6	263	6
	ЩП7	199	8		ЩП7	313	8
Итого		2140	53			1913	47

Выбираем ШР 11-735-012-22-У3 по таблице П. 8.5 [Сумарокова стр. 265] для всех шкафов, исходя из принципа однотипности, удобства эксплуатации, резерва и вероятного дальнейшего роста числа подключаемых ЭП. Технические данные шкафа следующие: $I_{ном}^{ШК} = 400$ А, $N_{отход.}^{ШК} = 8$ шт.

Выбранный шкаф прошел проверку.

2.10.4. Выбор сечений цеховых электрических сетей

Величина сечения проводников производится определяется нагревом длительно протекающим максимальным током нагрузки. Помимо этого, допустимой потери напряжения, по условию соответствия выбранному аппарату защиты. Среда цеха взрывоопасная (соответственно согласно [ПУЭ, 4.8.1] $S_{\min}^{AL} \geq 2,5 \text{ мм}^2$), относительная влажность составляет величину $<60 \%$ при температуре окружающей среды $+20^\circ\text{C}$. В итоге воздействие среды помещения никак не влияет на работу внутрицехового оборудования. Ниже представлен пример выбора сечения питающей линии от ШР1 до ЭП №7 $P_{\text{ном}}=45 \text{ кВт}$ (приточная вентиляция).

Допустимый длительный ток четырехжильных кабелей с пластмассовой изоляцией, согласно таблице 1.3.7 [ПУЭ], берется при расчетах с $k = 0,92$. Также при выборе учитывается прокладка кабеля в земле. Причиной тому служат низкая температура окружающей среды.

Предварительно выбираем кабель ВВГ – 3х70 и производим следующие проверки:

1. По условию нагрева длительным расчетным током во взрывоопасных зонах:

$$I_{\text{доп}} \cdot k \geq 1,25 \cdot I_{\text{ном}}$$

$$210 \cdot 0,92 = 193,2 \text{ А} \geq 1,25 \cdot 87 = 108,75 \text{ А}$$

2. По условию соответствия выбранному аппарату максимальной токовой защиты:

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

$$K_{\text{прокл}} = K_1 \cdot K_2 = 1 \cdot 0,6 = 0,6$$

где K_1 -коэффициент, учитывающий влияние температуры окружающей среды [ПУЭ, табл. 1.3.3]. Температура нормальная $+20^\circ\text{C}$, K_2 - учитывает влияние рядом проложенных кабельных линий [ПУЭ, табл. 1.3.12].Способ

прокладки – однослойно, $K_u > 0,7$, $K_{защ}$ - кратность длительного тока для кабеля.

$$193,2 \text{ А} \geq \frac{1,25 \cdot 100}{0,7} = 179 \text{ А}$$

3. По условию перегрузки – таких кабелей нет (радиальная схема электроснабжения)

Принимаем кабель марки ВВГ - (3х50): $I_{доп} = 190 \text{ А}$.

Остальные выбранные питающие линии к ЭП представлены в таблице 36.

Таблица 36 - Выбор сечений кабельных линий цеха

$P_{ном}$, кВт	$I_{ном}$, А	$1,25 \cdot I_{ном}$, А	$I_{ном.тепл.}$, А	$\frac{1,25 \cdot I_{ном.тепл.}}{0,7}$, А	Выбранный кабель	$I_{доп}$, А
75	146	183	160	286	ВВГ – 4х150	308
55	107	134	125	223	ВВГ – 4х95	235
45	87	109	100	179	ВВГ – 4х70	190
22	43	54	50	89	ВВГ – 4х16	87
18,5	36	45	50	89	ВВГ – 4х16	87
15	29	36	40	71	ВВГ – 4х16	87
5,5	10,9	14	12,5	22	ВВГ – 4х2,5	28
3	6,9	9	8	14	ВВГ – 4х2,5	28
1,1	2,8	4	4	7	ВВГ – 4х2,5	28

*Суммарное число ЭП цеха 100 шт. При этом в таблице представлены все типы ЭП. Они в свою очередь запитаны по радиальной схеме питания.

2.11. Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построения эпюры отклонений напряжения

Для силовых сетей величина отклонения напряжений от номинального не может быть более, чем на $\pm 5\% U_n$. Для осветительных сетей эта величина немного иного порядка. Она находится в диапазоне от $+5\%$ до $-2,5\% U_n$. Одновременно самым удаленным и мощным потребителем электрической энергии в ЦРДМ является вытяжной вентилятор (ЭП №7). Схема замещения расчета цеховой сети представлена на рис.14.

При этом необходимо учесть, что подстанция ТП-1 (от которой происходит питание цеха) – двухтрансформаторная. По этой причине необходимо рассмотреть несколько режимов работы электрической сети, а именно максимальный, минимальный и послеаварийный.

При расчетах пренебрегаем потерями напряжения на ШРА в виду малых значения удельных сопротивлений $r_0 = 0,03 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,015 \text{ Ом/км}$ и его протяженности $L_{ШРА} = 0,02 \text{ км}$.

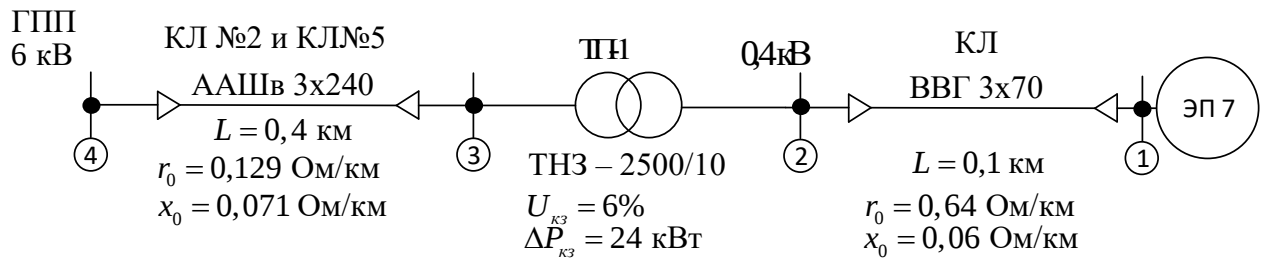


Рисунок 14 - Схема для построения эюр напряжения

Нагрузки послеаварийного режима:

Узел №1 (ЭП): $P_{расч}^{№1} = 45 \text{ кВт}$, $Q_{расч}^{№1} = 30 \text{ кВар}$, $S_{расч}^{№1} = 54 \text{ кВА}$

Узел №2 (РУНН): $P_{расч}^{№2} = 2335 \text{ кВт}$, $Q_{расч}^{№2} = 1284,7 \text{ кВар}$, из них $Q_{кб} = 1050 \text{ кВар}$

$S_{расч}^{№2} = 2346 \text{ кВА}$

Определим потери в трансформаторе ТНЗ – 2500/10:

1. Потери активной мощности:

$$\begin{aligned} \Delta P_{тр} &= \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \beta^2 = \Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot \left(\frac{S_{расч}^{№2}}{n_{тр} \cdot S_{ном}^{тр}} \right)^2 = \\ &= 3,75 + 24 \cdot \left(\frac{2346}{1 \cdot 2500} \right)^2 = 24,88 \text{ кВт} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{тр} &= \Delta Q_{xx} + \Delta Q_{кз} \cdot \beta^2 = S_{ном}^{тр} \cdot \frac{I_{xx}}{100} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot \left(\frac{S_{расч}^{№2}}{n_{тр} \cdot S_{ном}^{тр}} \right)^2 = \\ &= 2500 \cdot \frac{0,8}{100} + \frac{6}{100} \cdot \left(\frac{2346}{1 \cdot 2500} \right)^2 = 200 \text{ кВар} \end{aligned}$$

Тогда расчетная нагрузка в узле 3:

$$P_{расч}^{№3} = P_{расч}^{№2} + \Delta P_{тр} = 2335 + 24,88 = 2360 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч}^{№3} = Q_{расч}^{№2} + \Delta Q_{тр} = 234,7 + 200 = 435 \text{ кВар}$$

$$S_{расч}^{№3} = \sqrt{(P_{расч}^{№3})^2 + (Q_{расч}^{№3})^2} = \sqrt{2360^2 + 435^2} = 2400 \text{ кВА}$$

Потери напряжения для послеаварийного режима

Участок 4-3

Потери напряжения на данном участке определим по выражению:

$$\Delta U_{4-3} = \frac{P_{4-3} \cdot R_{4-3} + Q_{4-3} \cdot X_{4-3}}{10 \cdot U_1^2}$$

где R_{4-3} и X_{4-3} активное и индуктивное сопротивления КЛ, питающей ТП1, U_1 - напряжение на шинах РУ НН ГПП (величину напряжения в начале участка в максимальном режиме принимаем равным $U_1 = 6,3 \text{ кВ}$).

$$\Delta U_{4-3\%} = \frac{P_{4-3} \cdot R_{4-3} + Q_{4-3} \cdot X_{4-3}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{2360 \cdot 0,05 + 435 \cdot 0,028}{10 \cdot 6,3^2} = 0,328 \%$$

$$\Delta U_{4-3} = \Delta U_{4-3\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,328 \cdot \frac{6300}{100} = 20 \text{ В}$$

Тогда напряжение в узле 3:

$$U_3 = U_4 - \Delta U_{4-3} = 6300 - 20 = 6280 \text{ В}$$

Участок 2-3

Потери напряжения на участке 2 – 3 определяются потерей напряжения на цеховом трансформаторе:

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

где U_a , U_p - активная и реактивная составляющие напряжения КЗ, $\sin \varphi_2$ и $\cos \varphi_2$ - коэффициенты мощности тр-ра с учетом БК.

Составляющие падения напряжения КЗ:

$$U_{a\%} = \frac{\Delta P_{\kappa} \cdot 100}{S_{ном.тр.}} = \frac{6 \cdot 100}{2500} = 0,24\%$$

$$U_{p\%} = \sqrt{U_{\kappa 3}^2 - U_{a\%}^2} = \sqrt{6^2 - 0,24^2} = 5,99\%$$

Коэффициенты мощности будут равны:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{3-2}}{\sqrt{P_{3-2}^2 + Q_{3-2}^2}} = \frac{2360}{\sqrt{2360^2 + 435^2}} = 0,983$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{3-2}}{\sqrt{P_{3-2}^2 + Q_{3-2}^2}} = \frac{435}{\sqrt{2360^2 + 435^2}} = 0,181$$

$$\beta_m = 0,94$$

В итоге

$$\begin{aligned} \Delta U_m &= \beta_m \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,94 \cdot (0,24 \cdot 0,983 + 5,99 \cdot 0,181) + \frac{0,94^2}{200} \cdot (0,24 \cdot 0,181 - 5,99 \cdot 0,983)^2 = 1,4\% \end{aligned}$$

$$\Delta U_{3-2} = \Delta U_m \cdot \frac{U_3}{100} = 1,4 \cdot \frac{6280}{100} = 87,9 \text{ В}$$

Величина напряжения в узле 2:

$$U_2 = (U_3 - \Delta U_{3-2}) \cdot \frac{U_{ин}}{U_{вн}} = (6280 - 87,9) \cdot \frac{400}{6300} = 393 \text{ В}$$

Участок 1-2

$$\Delta U_{1-2\%} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{45 \cdot 0,065 + 30,2 \cdot 0,006}{10 \cdot 393^2} = 0,02 \%$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{1-2\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 0,02 \cdot \frac{393}{100} = 0,08 \text{ В}$$

Вузле 1:

$$U_1 = U_2 - \Delta U_{1-2} = 393 - 0,08 = 392,92 \text{ В}$$

Нагрузки и потери напряжения минимального режима:

Значение напряжения в начале участка принимаем равным $U_1 = 6 \text{ кВ}$.

Нагрузка ЭП №7 остается постоянной (во всех режимах).

Поток мощности минимального режима нашем случае составит

$$P_{\min} = 0,8 \cdot P_{\max} \text{ и } Q_{\min} = 0,85 \cdot Q_{\max}.$$

Тогда для узла №2: $P_{\text{расч}}^{\text{№2}} = 934 \text{ кВт}$, $Q_{\text{расч}}^{\text{№2}} = 578 \text{ кВар}$, $S_{\text{расч}}^{\text{№2}} = 1100 \text{ кВА}$.

Участок 3-4:

$$\Delta U_{4-3\%} = \frac{P_{4-3} \cdot R_{4-3} + Q_{4-3} \cdot X_{4-3}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{934 \cdot 0,05 + 578 \cdot 0,028}{10 \cdot 6^2} = 0,175 \%$$

В вольтах:

$$\Delta U_{4-3} = \Delta U_{4-3\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,175 \cdot \frac{6000}{100} = 10,5 \text{ В}$$

Тогда напряжение в узле 3:

$$U_3 = U_4 - \Delta U_{4-3} = 6000 - 10,5 = 5989,5 \text{ В}$$

Участок 2-3

Напряжение в узле 2 находим аналогично предыдущему пункту:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{3-2}}{\sqrt{P_{3-2}^2 + Q_{3-2}^2}} = \frac{934}{\sqrt{934^2 + 578^2}} = 0,85$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{3-2}}{\sqrt{P_{3-2}^2 + Q_{3-2}^2}} = \frac{578}{\sqrt{934^2 + 578^2}} = 0,526$$

$$\begin{aligned} \Delta U_m &= \beta_m \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,22 \cdot (0,24 \cdot 0,85 + 5,99 \cdot 0,526) + \frac{0,22^2}{200} \cdot (0,24 \cdot 0,526 - 5,99 \cdot 0,85)^2 = 0,75\% \end{aligned}$$

В вольтах:

$$\Delta U_{3-2} = \Delta U_m \cdot \frac{U_3}{100} = 0,75 \cdot \frac{5989,5}{100} = 45 \text{ В}$$

Величина напряжения. Узел №2:

$$U_2 = (U_3 - \Delta U_{3-2}) \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = (5989,5 - 45) \cdot \frac{400}{6300} = 377 \text{ В}$$

Участок 1-2

$$\Delta U_{1-2\%} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{45 \cdot 0,065 + 30,2 \cdot 0,006}{10 \cdot 377^2} = 0,02 \%$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{1-2\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 0,02 \cdot \frac{377}{100} = 0,075 \text{ В}$$

В узле 1:

$$U_1 = U_2 - \Delta U_{1-2} = 377 - 0,0754 = 376,9 \text{ В}$$

Нагрузки максимального режима:

В узлах 1 величина нагрузки не изменяется по отношению к режиму максимальных нагрузок.

$$\text{В узле 2} - P_{расч}^{№2} = 1167 \text{ кВт}, Q_{расч}^{№2} = 117,35 \text{ кВар}, S_{расч}^{№2} = 1172 \text{ кВА}$$

В узле 3 – изменяется, причиной тому служит снижение потерь в цеховом трансформаторе, т.к. уменьшается коэффициент загрузки трансформатора ($n_{тр} = 2$). Тогда $\Delta P_{тр} = 9 \text{ кВт}$, $\Delta Q_{тр} = 20 \text{ кВар}$.

Тогда расчетная нагрузка в узле 3:

$$P_{расч}^{№3} = P_{расч}^{№2} + \Delta P_{тр} = 1167 + 9 = 1176 \text{ кВт}$$

$$Q_{расч}^{№3} = Q_{расч}^{№2} + \Delta Q_{тр} = 117,35 + 20 = 137,35 \text{ кВар}$$

$$S_{расч}^{№3} = \sqrt{(P_{расч}^{№3})^2 + (Q_{расч}^{№3})^2} = \sqrt{1176^2 + 137,35^2} = 1184 \text{ кВА}$$

Первоначально, когда величина потерь была рассчитана приближенно, были получены следующие значения $P = 2478 \text{ кВт}$, $Q = 383 \text{ кВар}$ $S = 2507 \text{ кВА}$. Данные значения свидетельствуют о завышении величины потерь приближенными методами.

Потери напряжения для максимального режима

Участок 4-3

$$\Delta U_{4-3\%} = \frac{P_{4-3} \cdot R_{4-3} + Q_{4-3} \cdot X_{4-3}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{1176 \cdot 0,05 + 137,35 \cdot 0,028}{10 \cdot 6,3^2} = 0,158 \%$$

$$\Delta U_{4-3} = \Delta U_{4-3\%} \cdot \frac{U_1}{100} = 0,158 \cdot \frac{6300}{100} = 10 \text{ В}$$

Узел 3:

$$U_3 = U_4 - \Delta U_{4-3} = 6300 - 10 = 6290 \text{ В}$$

Участок 2-3

Напряжение в узле 2 находим аналогично предыдущему пункту:

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_{3-2}}{\sqrt{P_{3-2}^2 + Q_{3-2}^2}} = \frac{1176}{\sqrt{1176^2 + 137^2}} = 0,993$$

$$\sin \varphi_2 = \frac{Q_{3-2}}{\sqrt{P_{3-2}^2 + Q_{3-2}^2}} = \frac{578}{\sqrt{934^2 + 578^2}} = 0,116$$

$$\begin{aligned} \Delta U_m &= \beta_m \cdot (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \cdot \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2)^2 = \\ &= 0,501 \cdot (0,24 \cdot 0,993 + 5,99 \cdot 0,116) + \frac{0,501^2}{200} \cdot (0,24 \cdot 0,116 - 5,99 \cdot 0,993)^2 = \\ &= 0,51\% \end{aligned}$$

В вольтах:

$$\Delta U_{3-2} = \Delta U_m \cdot \frac{U_3}{100} = 0,51 \cdot \frac{6290}{100} = 32 \text{ В}$$

Величина напряжения в узле 2 составит:

$$U_2 = (U_3 - \Delta U_{3-2}) \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}} = (6290 - 32) \cdot \frac{400}{6300} = 397 \text{ В}$$

Участок 1-2

$$\Delta U_{1-2\%} = \frac{P_{1-2} \cdot R_{1-2} + Q_{1-2} \cdot X_{1-2}}{10 \cdot U_3^2} = \frac{45 \cdot 0,065 + 30,2 \cdot 0,006}{10 \cdot 397^2} = 0,019 \%$$

$$\Delta U_{1-2} = \Delta U_{1-2\%} \cdot \frac{U_2}{100} = 0,019 \cdot \frac{397}{100} = 0,075 \text{ В}$$

В итоге напряжение в узле 1 равно:

$$U_1 = U_2 - \Delta U_{1-2} = 397 - 0,075 = 396,92 \text{ В}$$

Таблица 37 - Результаты расчета режимов

Участок	3-4	2-3	1-2
Марка кабеля	ААШв (3х240)	ТНЗ – 2500/10	ВВГ (3х50)
R, Ом	0,05	$U_{кз} = 6\%$	0,065
X, Ом	0,03	$\Delta P_{кз} = 24 \text{ кВт}$	0,006
Послеаварийный			
P, кВт	2360	2335	45
Q, кВар	435	234,7	30
ΔU , %	0,33	1,4	0,02
ΔU , В	20	88	0,08
Минимальный			
P, кВт	934		45
Q, кВар	578		30
ΔU , %	0,175	0,75	0,02
ΔU , В	10,5	45	0,075

Продолжение таблицы 37

Максимальный			
P , кВт	1176	1185	45
Q , кВар	137	157	30
ΔU , %	0,158	0,51	0,019
ΔU , В	10	32	0,075

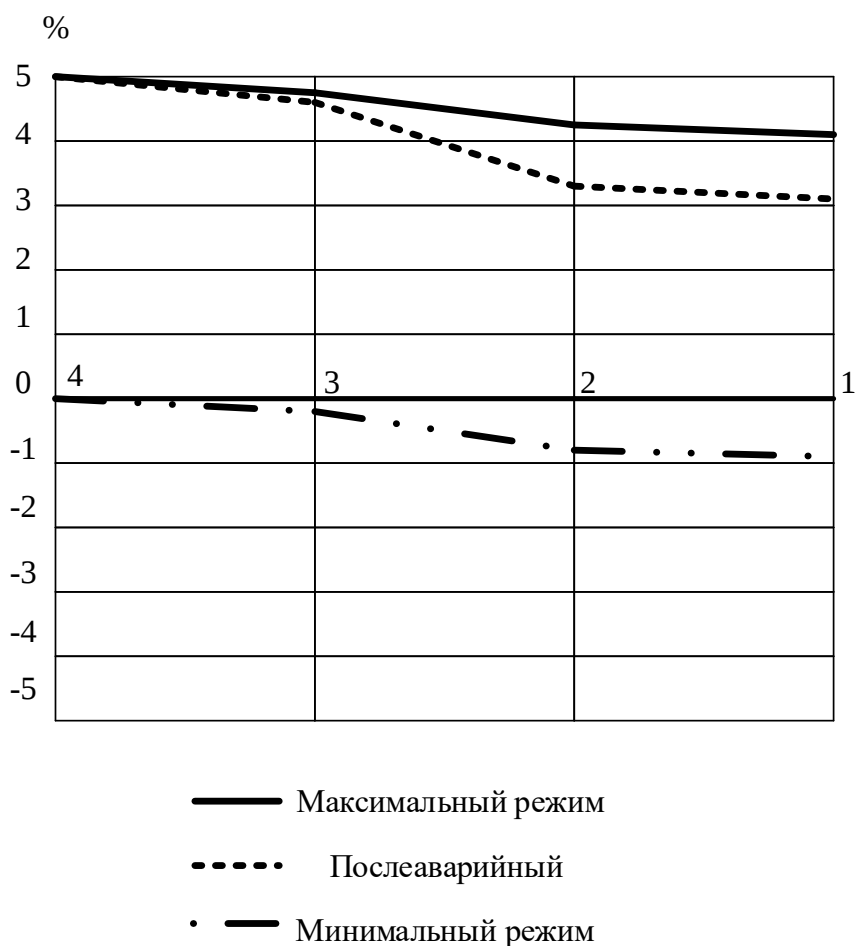


Рисунок 15 - Эпюры отклонений напряжения

2.12. Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В

При расчете токов КЗ в сетях до 1 кВ принимаются следующие условия:

- 1) величина полной мощности системы ($S_{сист}$) считается равной бесконечности. Из-за этого значение напряжения на НН цеховых ТП неизменно.
- 2) обязательно учитываются R и X величины сопротивлений всех элементов электрической сети вплоть до точки КЗ

Расчеты будем производить в именованных единицах. При этом напряжение сети составит $U = 1,05 \cdot U_{ном.сети} = 1,05 \cdot 380 = 400$ В

Расчет трехфазных ТКЗ:

Ток трехфазного КЗ

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{ср.ном.}}{\sqrt{3} \cdot Z_{рез}} \quad (4)$$

Где $Z_{рез}$ – полное сопротивление до точки КЗ

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot k_{y\partial} \cdot I_{K3}^{(3)} \quad (5)$$

$k_{y\partial}$ - ударный коэффициент тока КЗ

$$k_{y\partial} = 1 + e^{-0,01/T_a} \quad (6)$$

Постоянная времени находится по формуле:

$$T_a = \frac{X}{R} \quad (7)$$

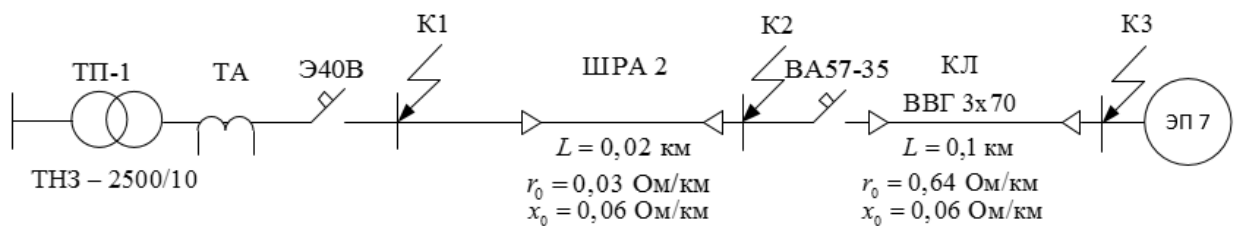


Рисунок 16 - Расчетная электрическая схема

Рассчитаем значения сопротивлений элементов схемы замещения, изображенной на рис.16. При этом используем справочные данные [1]:

1. Сопротивление трансформатора:

$$R_m = \frac{\Delta P_{K3} \cdot U_{ном}^2}{S_{н.тр.}^2} = \frac{24 \cdot 400^2}{2500^2} = 0,6 \text{ мОм}$$

$$X_m = \frac{U_{ном}^2}{S_{н.тр.}^2} \cdot \sqrt{\left(\frac{U_{K3}}{100}\right)^2 + \left(\frac{\Delta P_{K3}}{S_{н.тр.}}\right)^2} = \frac{400^2}{2500^2} \cdot \sqrt{\left(\frac{6}{100}\right)^2 + \left(\frac{24}{2500}\right)^2} = 1,5 \text{ мОм}$$

Малые величины сопротивления трансформатора объясняются его большой номинальной мощностью.

2. Сопротивление первичной обмотки трансформатора тока ТТ:

$$R_{mm} = 0,11 \text{ мОм}, X_{mm} = 0,17 \text{ мОм}$$

3. Сопротивления автоматического выключателя QF1:

$$R_{QF1} = 0,15 \text{ мОм}, X_{QF1} = 0,1 \text{ мОм}, R_{kQF1} = 0,4 \text{ мОм}$$

4. Сопротивление шинпровода ШРА2:

$$R_{ШРА} = r_0^{ШРА} \cdot L_{ШРА} = 0,03 \cdot 0,02 = 6 \text{ мОм}$$

$$X_{ШРА} = x_0^{ШРА} \cdot L_{ШРА} = 0,015 \cdot 0,02 = 0,3 \text{ мОм}$$

5. Сопротивления автоматического выключателя QF2:

$$R_{QF2} = 0,3 \text{ мОм}, X_{QF2} = 0,24 \text{ мОм}, R_{kQF2} = 0,55 \text{ мОм}$$

6. Сопротивления кабельной линии КЛ:

$$R_{кл} = r_0 \cdot L = 0,64 \cdot 0,1 = 64 \text{ мОм}$$

$$X_{кл} = x_0 \cdot L = 0,06 \cdot 0,1 = 6 \text{ мОм}$$

7. Активные переходные сопротивления неподвижных контактных соединений:

$$R_{кШРА} = 0,009 \text{ мОм}, R_{ккл} = 0,021 \text{ мОм}$$

8. Переходные сопротивления ступеней распределения:

$$R_{рунн} = 15 \text{ мОм}, R_{ур} = 20 \text{ мОм}$$

Определяем эквивалентные сопротивления до точек КЗ:

$$R_1 = R_{тр} + R_{тт} + R_{рунн} = 0,6 + 0,11 + 15 = 15,71 \text{ мОм}$$

$$X_1 = X_{тр} + X_{тт} = 0,5 + 0,17 = 0,67 \text{ Ом}$$

$$\begin{aligned} R_2 &= R_1 + R_{QF1} + R_{kQF1} + R_{ШРА2} + R_{кШРА} + R_{ур} = \\ &= 15,71 + 0,15 + 0,4 + 6 + 0,009 + 20 = 22,3 \text{ мОм} \end{aligned}$$

$$X_2 = X_1 + X_{QF1} + X_{ШРА2} = 0,67 + 0,1 + 0,3 = 1,07 \text{ мОм}$$

$$R_3 = R_2 + R_{QF2} + R_{kQF2} + R_{кл} + R_{ккл} = 22,3 + 0,3 + 0,55 + 64 + 0,021 = 107,17 \text{ мОм}$$

$$X_3 = X_2 + X_{QF2} + X_{кл} = 1,07 + 0,24 + 6 = 7,31 \text{ мОм}$$

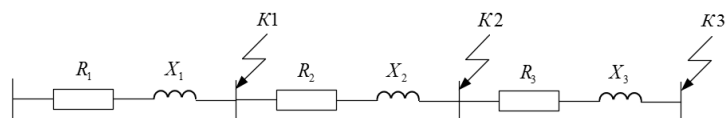


Рисунок 17 - Упрощенная схема замещения цеховой сети

$$Z_{K1} = \sqrt{R_1^2 + X_1^2} = \sqrt{15,71^2 + 0,67^2} = 15,72 \text{ мОм}$$

Согласно формулам (4), (5), (6), (7) произведем расчеты $I_{K1}^{(3)}$

$$I_{K1}^{(3)} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{15,72} = 14,687 \text{ кА}$$

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot k_{y0} \cdot I_{K1}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,79 \cdot 15,724 = 37,2 \text{ кА}$$

$$k_{y0} = 1 + e^{-0,01/T_a} = 1 + e^{-0,01/0,043} = 1,79$$

$$T_a = \frac{X}{R} = \frac{0,67}{15,71} = 43 \text{ мс}$$

Расчет двухфазных ТКЗ

$$I_{K3}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{K3}^{(3)}$$

Пример расчета для точки K_1 :

$$I_{K1}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 14,687 = 12,72 \text{ А}$$

Расчет однофазных ТКЗ

Ток однофазного КЗ определяется по формуле:

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

Где U_{ϕ} - фазное напряжение в точке КЗ, $Z_{\phi-0}$ - полное сопротивление петли «фаза нуль» до точки КЗ, $Z_{mp}^{(1)}$ - сопротивление тр-ра при $I_{K3}^{(1)}$.

Схема замещения для расчетов однофазного КЗ не изменится, однако необходимо добавить сопротивления нулевых проводников.

Сопротивления нулевой жилы кабельной линии и шинпровода:

$$R_0^{KL} = R_{KL} = 64 \text{ мОм}$$

$$R_0^{ШПА} = R_{ШПА} = 6 \text{ мОм}$$

Индуктивные сопротивления кабельной линии и шинпровода

$$X_0^{KL} = X_{KL} = 6 \text{ мОм}$$

$$X_0^{ШРА} = X_{ШРА} = 0,3 \text{ мОм}$$

Сопротивления трансформатора:

$$\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} = 3,6 \text{ мОм}$$

Расчет для точки K_2

$$Z_{\phi-0} = \sqrt{(R_2 + R_0^{ШРА})^2 + (X_2 + X_0^{ШРА})^2} = \sqrt{(42,3 + 6)^2 + (1,07 + 0,3)^2} = 48,3 \text{ Ом}$$

$$I_{кз}^{(1)} = \frac{U_{\phi}}{\frac{Z_{mp}^{(1)}}{3} + Z_{\phi-0}} = \frac{230}{\frac{3,6}{3} + 48,3} = 4,43 \text{ кА}$$

Аналогичным способом находим величины ТКЗ для точек K_1 , K_2 и K_3 .

Результаты представлены в таблице 38.

Таблица 38 - Полученные значения ТКЗ

Расчетные точки		K_1	K_2	K_3
ТКЗ, кА	$I_{K1}^{(1)}$	11,90	8,32	1,27
	$I_{K1}^{(2)}$	12,72	9,12	1,86
	$I_{K1}^{(3)}$	14,69	10,54	2,15
	$i_{y\phi}$	37,20	30,24	5,66

Произведем проверку отключения защитными аппаратами однофазного КЗ.

ВА51-33 – автоматический выключатель с обратного от тока характеристикой, установлен в отдельном помещении, где среда считается нормальной. Должно соблюдаться следующее условие:

$$I_{кз}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{ном. расц.}$$

$$1,27 \text{ кА} \geq 3 \cdot 100 = 300 \text{ А}$$

Э40В – автомат с электромагнитным расцепителем без зависимой части характеристики. Для ШРА-2, вынесенного в отдельное помещение, среду считаем нормальной, тогда

$$8,32 \text{ кА} \geq 1,25 \cdot 4000 = 5 \text{ кА}$$

Выключатели проходят проверку.

2.13. Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности представляет собой средство, при помощи которого визуально можно отследить срабатывание аппаратов защиты. Это необходимо для проверки правильности выбранных аппаратов защиты. Из-за большого разброса времятоковых характеристик автоматических выключателей на разных ступенях карта строится в логарифмическом масштабе. Карта селективности несет в себе информацию о:

- 1) $I_{ном}$ и $I_{пуск}$ токов ЭП
- 2) $I_{расч.}$ и $I_{ник}$ токи ШРА
- 3) $I_{расч.}$ и $I_{ник}$ токи трансформаторной подстанции
- 4) характеристики автоматических выключателей
- 5) величины ТКЗ в сети 0,4 кВ

Карта селективности будет построена для низковольтной сети схемы, изображённой на рис. 18. При этом ЭП №7 расположен дальше всех ЭП от электрощитовой. Значение его активной потребляемой мощности почти максимально, относительно всех ЭП.

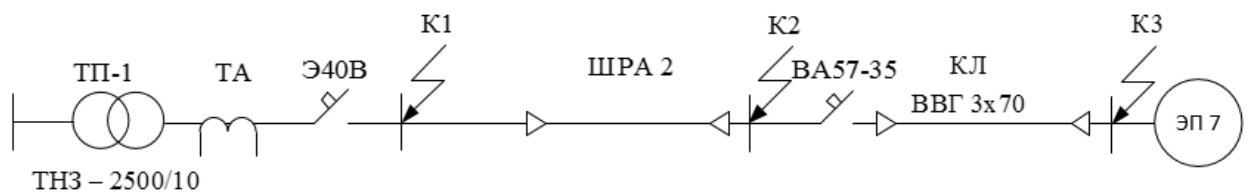


Рисунок 18 - Расчетная схема для участка цеховой сети ТП1 – ЭП №7

Таблица 39 - Данные для построения карты селективности

	ШРА	ЭП №7	ТКЗ, кА		
			1	2	3
I_p, A	2140	-	11,9	10,54	2,15
$I_{ник}, A$	3089	-			
$I_{ном}, A$	-	87			
$I_{пуск}, A$	-	609			

Таблица 40 - Данные для построения карты селективности

Аппарат защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
Э40В	4000	8000
ВА51-33 (ЭП)	100	1000

Пояснения к рис. 19:

- 1 – номинальный ток ЭП №7
- 2 – расчетный ток ШРА-2
- 3 – пусковой ток ЭП №7
- 4 – пиковый ток ШРА-2
- 5 – ТКЗ в точке $K_1^{(3)}$
- 6 - ТКЗ в точке $K_2^{(3)}$
- 7 - ТКЗ в точке $K_3^{(3)}$
- 8 –характеристика ВА51 - 25 [7, часть 2, стр. 166] (ЭП).
- 9 - характеристика Э40В [7, часть 3, стр. 266] (ШРА)

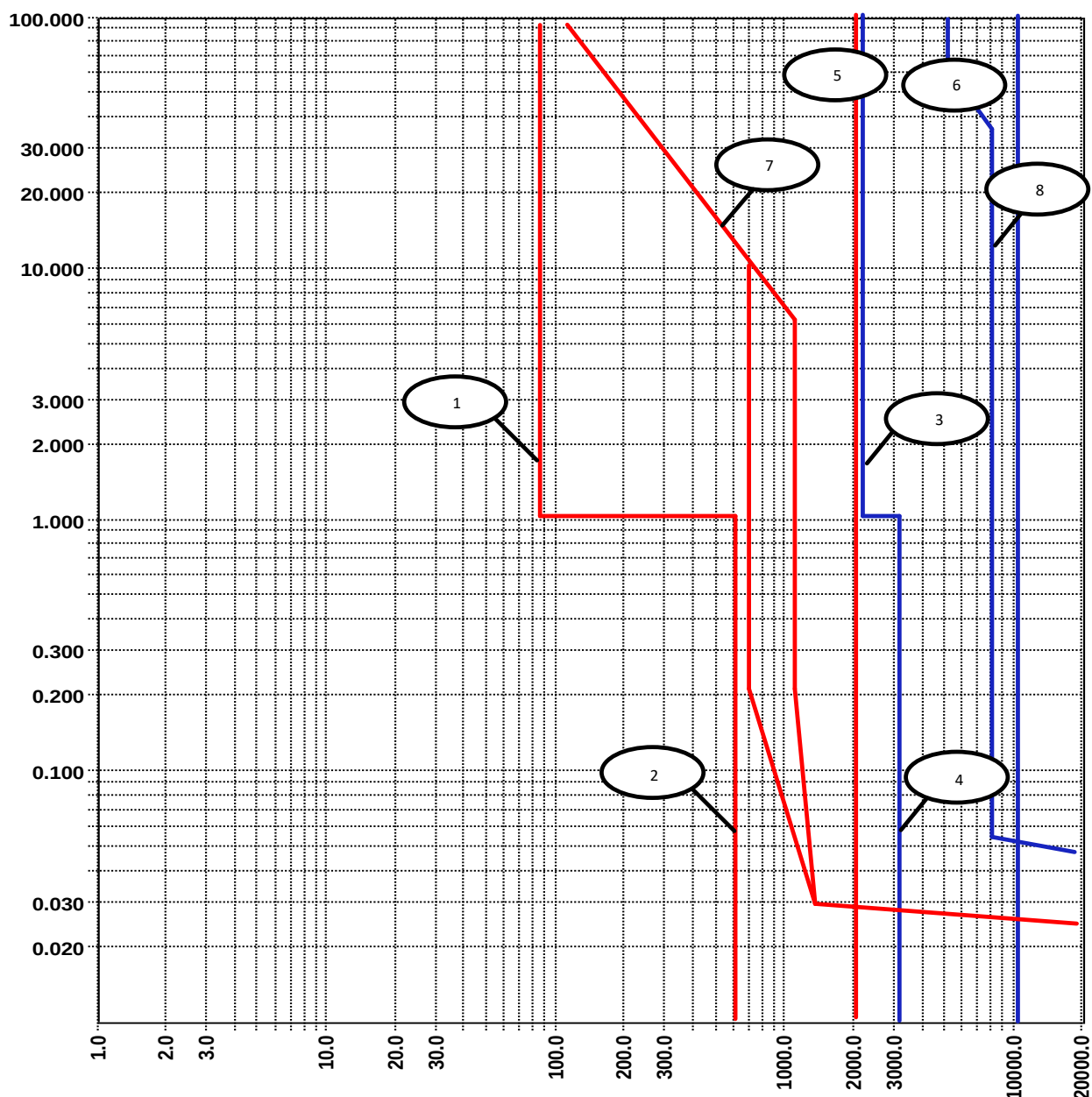


Рисунок 19 - Карта селективности действия защитных аппаратов.

2.14. Автоматизированные системы коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ)

Последние десятилетия цена на электроэнергию в по всему миру стабильно растет. В связи с этим различной специфики предприятия стараются максимально сэкономить путем уменьшения энергопотребления. Одним из способа, который дает возможность этого добиться, является современная система АСКУЭ.

Учёт ЭЭ представляет собой коммерческий процесс. При этом требуется измерение количества потребленной энергии, сбор и хранение полученных данных, дальнейшая их обработка и передача результатов измерений. Все это необходимо для взаиморасчетов между потребителем энергоснабжающей организацией за поставленную ЭЭ.

АСКУЭ в общем состоит из четырех уровней:

№1 - первичные измерительные приборы (ПИП). Их задача – непрерывное измерение параметров энергоучета.

№2 - устройства сбора и подготовки данных (УСПД). Это специальные системы, с помощью которых происходит усреднение полученных данных, сбор с нескольких измерительных приборов. После сохранения, трансформации данных осуществляется их передача на верхние уровни.

№3 - персональный компьютер (ПК) или сервер центра сбора и обработки данных. На данном уровне осуществляется сбор информации с низких уровней, проводится конечная обработка информации. При этом реализуется важная возможность документирования и отображение данных в удобном виде.

№4 - сервер центра сбора и обработки данных. Вся информация с множества подключенных ПК проходит дополнительное агрегирование и структурирование

Другими словами, счетчики учета ЭЭ постоянно связаны с центром сбора данных при помощи: проводной и беспроводной (GSM, спутниковая, радио- и интернет) связью – и опрашиваются в соответствии с заданным расписанием опроса. В качестве компьютера центра сбора данных используется локальная ПЭВМ. На ней же происходит обработка данных и ведение БД.

2.14.1. Схема установки АСКУЭ

Устройства, входящие в систему:

1. Мультиплексор для внутреннего учета
2. УСПД для коммерческого учета;
3. счетчики внутреннего учета – Wh_3 , Wh_4 , Wh_{11} , Wh_{12}

4. счетчики коммерческого учета – $Wh_5, Wh_6, Wh_9, Wh_{10}$
5. счетчики собственных нужд – Wh_7, Wh_8
6. счетчики учета электроэнергии до ПС 110/10 кВ – Wh_1, Wh_2

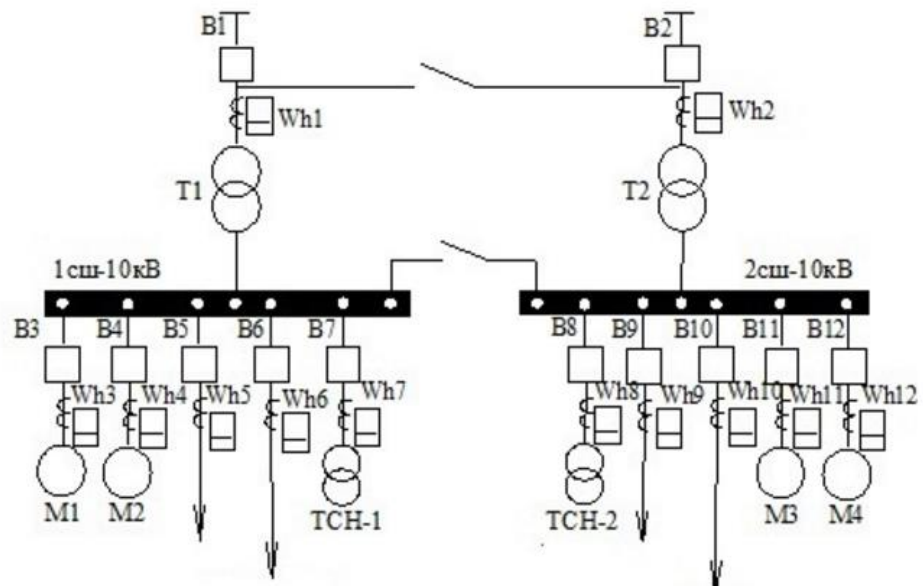


Рисунок 20 - Вариант электрической схемы ТП при внедрении системы энергоучета АСКУЭ

2.14.2. Счетчики АСКУЭ

В настоящий момент в системах АСКУЭ устанавливаются только электронные счётчики.

В электронных счётчиках снятие значений с токопровода и преобразование сигнала в показатели напряжения, расхода, силы тока и др. происходит с использованием твердотельных (электронных) датчиков, в которых отсутствуют подвижные элементы. В датчиках происходит непосредственное преобразование проходящего тока в счётные импульсы. Измерительные элементы создают импульсы, количество которых определяет числовые параметры электросети.

Плюсы электронных счетчиков: высокий класс точности (до 0,2), работа по разным тарифам, функция учета и хранения данных о потреблении разных видов энергии, возможность съема показателей потребления проводным и беспроводным способами.

2.14.3. Виды интерфейсов

Для связи уровней ПИП (счетчики учета ЭЭ), УСПД или центров сбора данных, обычно, используют соединение при помощи стандартных телефонных интерфейсов.

RS - 232 – проводной дуплексный интерфейс (рисунок 20). Метод передачи данных – асинхронный последовательный интерфейс. Сообщения передаются кадрами. При этом уровни сигналов логической 0 и 1 находятся в диапазоне от -15 до 5 В и от +5 до +15 В соответственно.

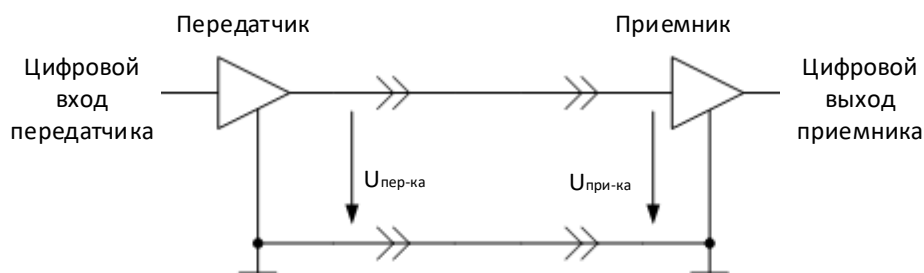


Рисунок 21 - Интерфейс RS-232

Максимальная длина стандартного кабеля 15 метров при скорости передачи 19200 бит/с. При уменьшении скорости передачи длина кабеля может быть существенно увеличена.

Достоинства интерфейса RS-232: большой парк работающего оборудования, использующего этот стандарт; простота и дешевизна соединительного кабеля; простота и доступность программного обеспечения для работы с интерфейсом.

Недостатки интерфейса: невысокая скорость обмена; малая длина соединительного кабеля; невысокая помехоустойчивость; интерфейс предназначен для соединения, как правило, только двух устройств (передатчика и приемника).

ИРПС – интерфейс для радиального подключения устройств с последовательной передачей данных - токовая петля (рисунок 21).

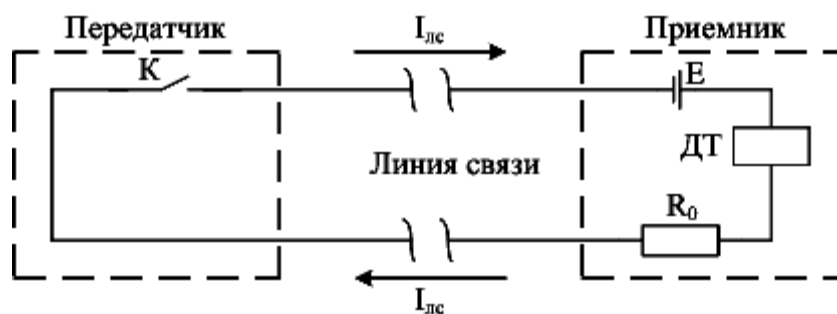


Рисунок 22 - Схема «токовой петли»

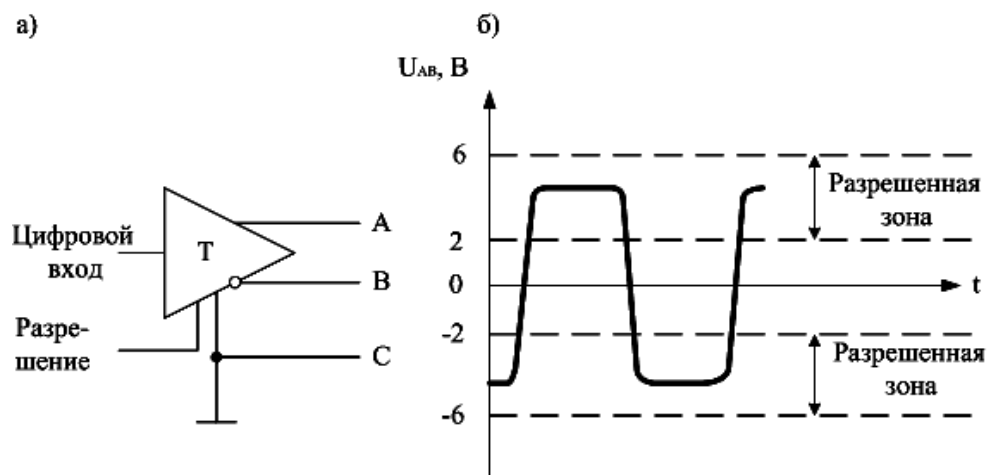
Логической 1 реализуется простым способом – наличием электрического тока в линии связи, а 0 – его отсутствием. Отсутствие и протекание тока регулируется размещенным в передатчике ключом К. В приемнике установлен детектор тока, при помощи которого определяется наличие или отсутствие электрического тока в цепи.

Максимальная длина стандартного кабеля 500 метров при скорости передачи 9600 бит/с. При уменьшении скорости передачи длина кабеля может быть увеличена до нескольких километров.

Достоинства интерфейса ИРПС: высокий показатель помехоустойчивости, относительно большая длина соединительного кабеля. Позволяет одновременно подключать несколько как приемников, так и передатчиков.

Недостатки интерфейса: высокий показатель потребляемой мощности, отсутствие стандартных микросхем, необходимых для реализации интерфейса.

RS-485 полудуплексный обмен данными. Основан на принципе балансной передачи данных. Это значит, что сигнал передается одновременно по двум проводам, скрученным в так называемую «витую пару». Таким образом, полезным сигналом является разность потенциалов А и В проводов соответственно. Другими словами, $U_A - U_B = U_{AB}$.



Передатчик интерфейсов RS-485

а) - условное обозначение; б) - временная диаграмма выходного сигнала U_{AB}

Линейный передатчик интерфейса RS-485 должен обязательно иметь вход управляющего сигнала «Разрешение». Назначение этого сигнала – соединять выходы передатчика с линейными выводами А и В. Если сигнал «Разрешение» находится в состоянии «Выключено» (обычно логический 0), то передатчик будет отсоединен от линии.

Дифференциальный приемник анализирует сигналы из линии связи, поступающие на его входы А и В. Если на входе приемника $U_A - U_B = U_{AB} > 0,2$ В, то это соответствует логическому 0, если $U_A - U_B < -0,2$ В, то это логическая 1. Диапазон $|U_A - U_B| < 0,2$ В является зоной нечувствительности (гистерезисом), защищающей от воздействия помех.

Такой параметр, как скорость передачи данных, зависит в данном случае от следующих факторов: удельных параметров линии связи и, соответственно, ее длины, а также некоторых параметров приемников и передатчиков. Максимальная величина скорости передачи данных на расстояниях до 10 метров равна 10 Мбит/с. Это ограничение связано с непосредственно быстродействием передатчиков. При максимальной длине кабеля, порядка 1200 метров, скорость передачи данных составляет около 100 Кбит/с

Достоинства RS-485: низкая стоимость не только кабельной продукции, но и трансиверов, при этом большая часть современного оборудования

поддерживает такой стандарт связи. Помимо этого, имеется гальваническая развязка, предохраняющая передатчик и приемник.

Недостатки: отсутствие RS-485 в стандартной комплектации микроконтроллеров по причине высокого энергопотребления и относительно низкой скорости передачи информации.

SPI - последовательный синхронный стандарт передачи данных в режиме полного дуплекса (рисунок 22).

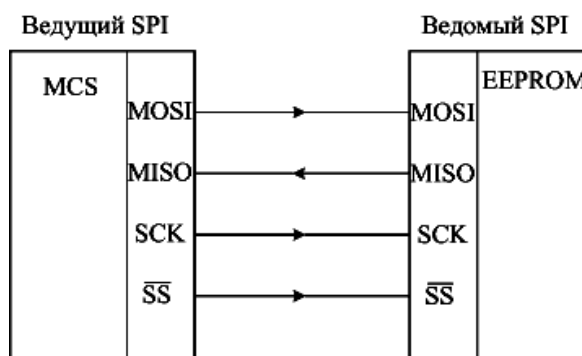


Рисунок 23 - Сопряжение МК с периферийной микросхемой посредством интерфейса SPI

Интерфейс SPI имеет между «ведущим» и «ведомым» три линии связи:

- MOSI (Master Output Slave Input) –от ведущего к ведомому
- MISO (Master Input Slave Output) –от ведомого к ведущему
- SCK (Serial Clock) – линия, служащая для синхронизации данных.
- SS - линия управления, при помощи которой «ведущий» производит выбор «ведомого».

Неоспоримыми плюсами интерфейса SPI являются следующие параметры: высокая надежность и быстродействие (максимум определяется порядком десятков мегагерц), а также простота программирования рабочей программы SPI.

Минусы SPI - небольшая длина линии, порядка десяти сантиметров.

PLC – телекоммуникационная технология, основанная на использовании силовых электросетей для информационного обмена.

Положительные качества этой технологии - это возможность использовать уже существующие коммуникации и/или электрическую сеть для передачи данных.

При этом присутствует ряд недостатков. Существующие электросети не предназначались для передачи данных. На скорость передачи и дальность оказывают негативное влияние качество электропроводки и материалы проводки. Также негативное влияние оказывают ряд помех от различных электроприборов, ламп освещения и импульсных помех. Но, несмотря на это, новые методы шифрования и кодирования данных позволяют обеспечить высокий уровень достоверности и защиты передаваемой информации.

2.14.4. Оборудование АСКУЭ для ГП

Для получения данных о потреблённой электрической энергии производится установка оборудования: счетчиков ЭЭ и концентраторов, присоединённых к ТП 10 кВ\0,4 кВ. При этом оборудование должно быть оснащено PLC-модемами соответствующего типа.

Концентраторы подключаются каждый к своей фазе одной из секций шин. При двухтрансформаторной подстанции для приёма данных с другой секции шин, по средствам объединения одноименных фаз фидеров, применяют фильтр подключения.

Концентраторы выполняют функцию узла доступа в PLC сеть для связи с приборами учёта. Они непрерывно и автоматически осуществляют приём и обработку данных получаемых от электросчётчиков согласно алгоритмам, принятым в сетях PLC-I или PLC-II.

Концентраторы оснащены цифровым интерфейсом RS-485 посредством которого через витую пару они объединяются в единую локальную сеть друг с другом и дополнительными устройствами передачи информации на удалённый компьютер диспетчерского пункта. В данной работе используется GSM-шлюз.

Обработка полученных данных с счётчиков, управление, контроль параметров, обнаружение потерь электроэнергии и другие функции будут выполняться и обрабатываться на ПК.

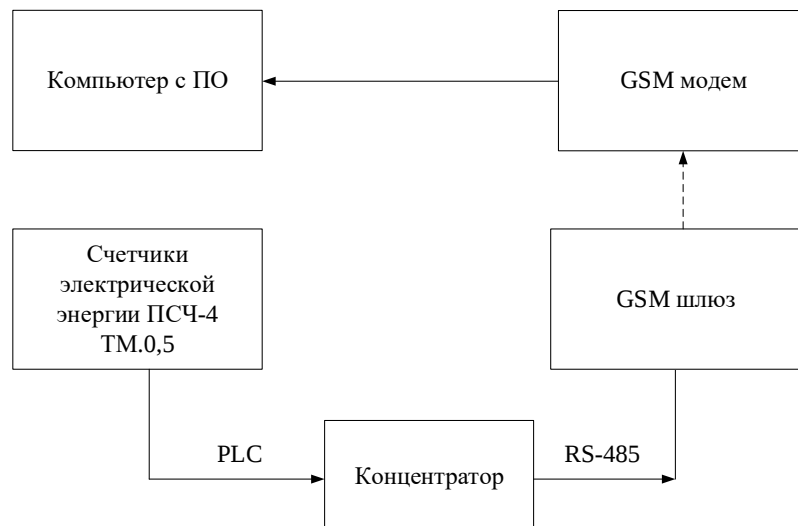


Рисунок 24 - Принципиальная схема системы АСКУЭ для УКПП

2.14.5. Причины использования АСКУЭ

1. Возможность анализа потребления, а впоследствии, управления энергопотреблением с перспективой планомерного роста стоимости ЭЭ в будущем.
2. Система АСКУЭ представляет собой инструмент решения споров с энергоснабжающими организациями.
3. Имея АСКУЭ, предприятие имеет возможность воспользоваться дифференцированными тарифами на оплату электроэнергии.
4. Имеется возможность локализовать потери и хищения энергоносителей при передаче их субабонентам.
5. Наличие АСКУЭ является одним из неперенных условий при выходе предприятия на оптовый рынок электроэнергии (ФОРЭМ, НП "АТС"), где тарифы значительно ниже тарифов, действующих внутри региональных энергосистем.

3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Произведем анализ технического проекта, выполненного в рамках ВКР, с точки зрения ресурсосбережения и ресурсоэффективности. Это необходимо для оценки коммерческой ценности проекта, что необходимо при поиске источников финансов для проведения научного исследования и коммерциализации полученных результатов. Благодаря такой оценке инженер может найти партнера для качественного и скорого проведения научного исследования, а также утверждения и коммерциализации результатов.

Таким образом, цель данного раздела выпускной квалификационной работы является определение конкурентоспособности и перспективности научного исследования, затрат на его выполнение, а также формирование графика работ.

Целевой рынок – газодобывающая отрасль.

Сегменты рынка: электроснабжение предприятий по добыче, переработке и транспортировке природного газа. Сегменты рынка определены по особенностям производственной деятельности, которая напрямую влияет на проектирование системы энергоснабжения.

Основной сегмент, на который ориентирован проект – электроснабжение предприятия по переработке. В их роли выступают установки по комплексной подготовке газа (УКПГ).

В перспективе, для УКПГ нет иных сегментов рынка. Это связано с особенностью производственного оборудования и его месторасположения – преимущественно в районах крайнего севера, далеких от центров производства и больших городов.

Газовая промышленность – одна из многих отраслей экономики, занимающаяся добычей, переработкой, транспортировкой и хранением природного газа.

Газодобывающих компаний в нашей стране не мало, но крупнейшей является ПАО «Газпром». Отличительной особенностью этой компании является владение самой протяжённой газотранспортной системой в России.

3.1.1. Технология QuaD

Произведем анализ спроектированной системы электроснабжения УКПГ, в частности, цеха регенерации дельта-метанола, с точки зрения перспективности разработанной электрической схемы и целесообразности вложения денежных средств в данный проект.

Оценку системы энергоснабжения УКПГ произведем при помощи технологии QuaD. Данная технология позволит описать положительные стороны того или иного варианта проектирования, а также оценить перспективу ее дальнейшего использования.

Исходя из выбранного объекта исследования, с учетом экономических и технических особенностей объекта подбираются показатели оценки качества и перспективности новой разработки, что в дальнейшем позволяет принять решение о целесообразности проекта.

Все показатели определяются при помощи метода оценивания. Оценку проводит дипломник. При этом 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. В сумме веса показателей должны составлять 1.

Оценочная карта приведена в таблице 41

Таблица 41 - Оценочная карта QuaD – анализа ЭС УКПГ

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение	Средне-взвешенное значение, 10 ²
1	2	3	4	5	6
Показатели оценки качества разработки					
1. Надежность	0,05	70	100	0,7	3,5
2. Гибкость схемы	0,05	100	100	1	5
3. Уровень материалоемкости разработки	0,05	10	100	0,1	0,5
4. Безопасность	0,20	80	100	0,8	16
5. Ремонтопригодность	0,2	100	100	1	20
6. Энергоэффективность	0,05	50	100	0,5	2,5
7. Простота обслуживания	0,15	100	100	1	15
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность продукта	0,05	30	100	0,3	1,5
9. Затраты на монтаж	0,05	80	100	0,8	4
10. Инвестиционная привлекательность	0,05	50	100	0,5	2,5
11. Цена	0,1	60	100	0,6	6
Итого	1	730	1100	7,3	76,5

Анализируя полученные результаты, можно сделать вывод, что данный технический проект имеет показатель выше среднего по критерию перспективности инвестирования в текущую разработку (76,5 из 100).

3.1.2. SWOT-анализ электроснабжения ЦРДМ УКПГ

SWOT-анализ является инструментом комплексного исследования проекта.

Применительно к данной схеме электроснабжения установки комплексной подготовки газа, SWOT-анализ наглядно позволяет дать оценку как сильным, так слабым сторонам технического проекта. Также имеется возможность оценить его перспективы развития (возможности) и угрозы.

Для проведения SWOT-анализа составляется матрица SWOT (таблица 42)

Таблица 42 - Матрица SWOT

	Сильные стороны проекта: С1. Высокая энергоэффективность и энергосбережение технологии С2. Надежность электроснабжения С3. Обеспечение необходимого качества электроэнергии С4. Обеспечение бесперебойности электроснабжения	Слабые стороны проекта: Сл1. Трудность монтажа системы электроснабжения Сл2. Высокая стоимость оборудования Сл3. Сложность эксплуатации электрооборудования в сложных климатических условиях Сл4. Использование дефицитного материала - медь
Возможности: В1. Установка дополнительного пускового оборудования В2. Создание автоматизированной системы управления (внутри цеха) В3. Оперативное решение производственных и технических вопросов	С помощью установки пусковых уст-в имеется возможность добиться плавности пуска АД и тем самым продлить срок эксплуатации, повысить надежность и производительность электрооборудования	Появление автоматизированной системы управления приведет к существенному удорожанию проекта в целом. Сюда относится: переобучение персонала, покупка, установка и эксплуатация дорогостоящего оборудования и пр.
Угрозы: У1. Снижение качества электроэнергии У2. Угрозы выхода из строя сложного энергоемкого оборудования У3. Прерывание электроснабжения предприятия	Наличие сложного и энергоемкого оборудования дает необходимость наличия квалифицированного персонала, который, в свою очередь, обеспечит надежную и безотказную установку и эксплуатацию оборудования	Снижение качества поставляемой электрической энергии критично и может привести не только к выходу из строя единичного двигателя, а к остановке всего технологического процесса, что может привести к поломке дорогостоящего оборудования

При этом главная задача данного производства отсутствие аварийных ситуаций. Для этого необходима бесперебойная работа предприятия, которая создается высокой квалификацией персонала. В итоге все сводится к преждевременному обнаружению повреждений оборудования, что позволяет в перспективе к экономии денежных средств.

Анализируя полученные данные следует, что существует ряд недостатков, обусловленных сложностью эксплуатации электрооборудования в районах крайнего севера, сложность поиска места КЗ.

Преимуществами технического проекта являются: концепция энергосбережения, а приоритетом всего производства - безопасность, в связи с

особенность технологического процесса. Все в совокупности создает условия для роста производительности и экономичности технологического процесса.

3.2. Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1. Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках технического проектирования
- определение участников каждой работы
- установление продолжительности работ
- построение графика проведения проектирования

3.2.2. Структура работ в рамках технического проектирования

Выполнение ВКР длительный процесс, в котором задействована рабочая группа. В ее состав входят: научный руководитель, консультанты и дипломник. С целью распределения множества работы по выполнению ВКР во времени составим перечень последовательных рабочих этапов (таблица 43)

Таблица 43 - Перечень этапов работ при проектировании

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление технического задания	Руководитель
Расчеты и проектирование системы электроснабжения ЦРДМ	2	Проведение расчетов электрических нагрузок предприятия	Инженер
	3	Проектирование системы внутризаводского электроснабжения	
	4	Проектирование системы внутрицехового электроснабжения	
Обобщение и оценка результатов	5	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
Оформление отчета по техническому проектированию	6	Составление пояснительной записки	Инженер
	7	Выполнение раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».	
	8	Выполнение раздела «Социальная ответственность»	
Подготовка итогового отчета ВКР	9	Проверка выпускной квалификационной работы	Руководитель
	10	Исправление ошибок	Инженер
Сдача выпускной квалификационной работы	11	Подготовка к защите ВКР	Инженер

3.2.3. Определение трудоемкости выполнения технического проекта и построение графика проведения научного исследования

Время, необходимое для выполнения того или иного этапа ВКР, невозможно точно определить. Это связано со множеством факторов, которые приводят к отклонению от точного графика выполнения работ.

В результате для определения трудоемкости используется следующая формула:

$$t_{ож_1} = \frac{3 \cdot t_{\min_i} + 2 \cdot t_{\max_i}}{5} = \frac{3 \cdot 3 + 2 \cdot 5}{5} = 3,8 \text{ чел.-дн.}$$

где $t_{\min_i}$ - 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.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями.

$$T_{p_1} = \frac{t_{ож_i}}{C_i} = \frac{3,8}{1} = 3,8 \text{ чел.-дн.}$$

где C_i - численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Продолжительность работ в календарных днях:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}$$

где T_{pi} - продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях, $k_{\text{кал}}$ - коэффициент календарности.

На 2017 год, 5 дней рабочая неделя для инженера соответствует:

$$k_{\text{кал1}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 102 - 16} = 1,48;$$

6 дней рабочая неделя для руководителя соответствует:

$$k_{\text{кал2}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 51 - 16} = 1,22.$$

Тогда длительность первой работы в календарных днях:

$$T_{\text{ки}} = T_{\text{pi}} \cdot k_{\text{кал}} = T_{\text{pi}} \cdot k_{\text{кал1}} = 3,8 \cdot 1,22 = 4,6 \approx 5 \text{ (дн)}.$$

Техническая готовность темы. Значение каждой работы в общей продолжительности работ:

$$U_i = \frac{T_{\text{p},i}}{T_{\text{p}}} \cdot 100\% = \frac{3,8}{49} \cdot 100\% = 7,76 \%,$$

где U_i – удельное значение каждой работы в %, $T_{\text{p},i}$ – продолжительность одной работы, раб.дн., T_{p} – суммарная продолжительность темы, раб.дн.

Тогда техническую готовность темы Γ_i , можно рассчитать по формуле:

$$\Gamma_i = \frac{\sum_{i=1} T_{\text{pi}}}{T_{\text{p}}} \cdot 100\% = \frac{3,8}{49} \cdot 100\% = 7,76 \%,$$

где $\sum_{i=1} T_{\text{pi}}$ – нарастающая продолжительность на момент выполнения i -той работы.

Таблица 44 - Временные показатели выполнения курсового проекта

работа	t_{min}	t_{max}	$t_{\text{ож}}$	Исполнители	T_{p}	$T_{\text{к}}$	U_i	Γ_i
№	чел-дн	чел-дн	чел-дн		раб. дн.	кал. дн	%	%
1	3	5	3,8	руководитель	3,8	5	7,76	7,76
2	2	4	2,8	инженер	2,8	4	5,71	12,53
3	3	5	3,8		3,8	6	7,76	20,55
4	4	5	4,4		4,4	6	8,98	29,85
5	3	5	3,8	руководитель	3,8	5	7,76	36,46
6	10	15	12	инженер	12	18	24,49	61,81
7	2	6	3,6		3,6	5	7,35	69,41
8	3	4	3,4		3,4	5	6,94	76,59
9	1	3	1,8	руководитель	1,8	2	3,67	79,72
10	5	7	5,8	инженер	5,8	8	11,84	91,97
11	3	5	3,8		3,8	6	7,76	100,00
Итого	39	64	49	-	49	70	100	-

На основе таблицы 44 построим календарный план-график, который представляет горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ (график Ганта) при помощи программы GanttProject. График строится для ожидаемой по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта с разбивкой по Неделям (7 дней) за период времени дипломирования. При этом представлены два графика: рисунок 20 – диаграмма Ганта, рисунок 21 - занятость исполнителей и проверяющих ВКР.

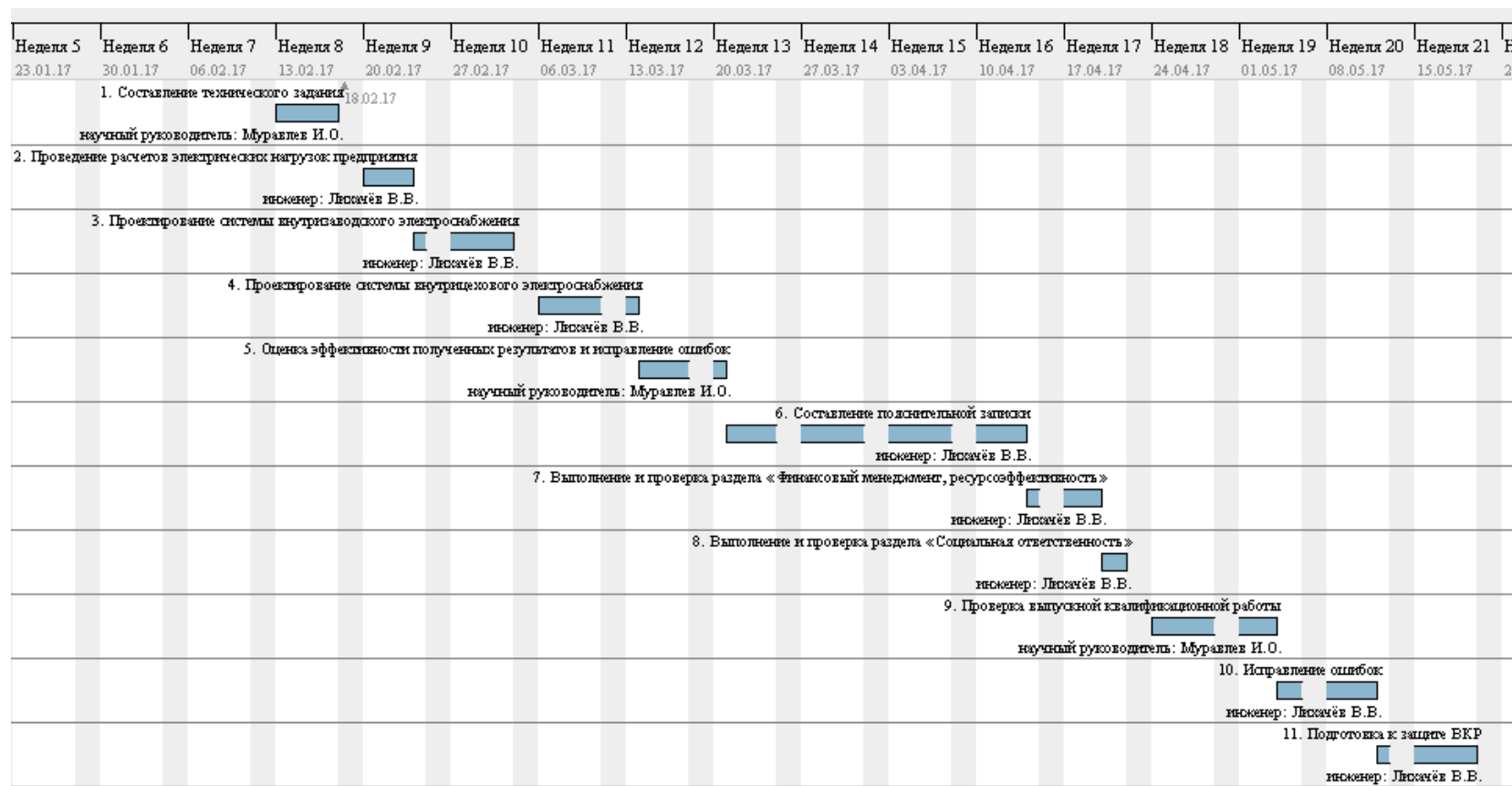


Рисунок 25 - Календарный план-график

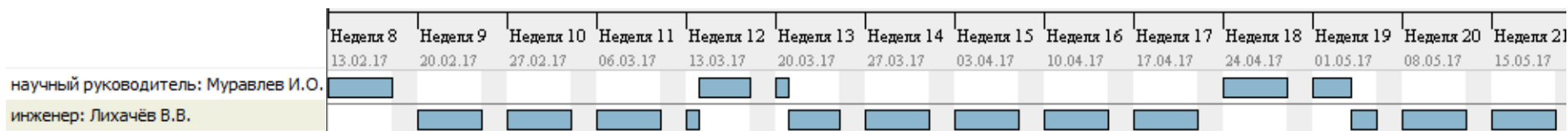


Рисунок 26 - План-график затрачиваемого времени участников проекта

Исходя из составленной диаграммы, можно сделать вывод, что продолжительность выполнения технического проекта составит 95 дней (из них 70 – рабочие дни, 25 – выходные). Исполнители и проверяющие ВКР потратят следующее количество времени:

- 62 дня – инженер
- 18 дней – научный руководитель

3.3. Составление сметы затрат на разработку технического проекта

Смета затрат – полный расчет затрат на создание технического проекта. Она включает в себя:

- Материальные затраты
- Заработную плату исполнителей технического проекта
- Отчисления во внебюджетные фонды
- Амортизация
- Накладные расходы

3.3.1. Расчет материальных затрат

В материальные затраты включаются затраты на канцелярские принадлежности, информационные носители (флеш-карты), картриджи и т.п

Таблица 45 - Материальные затраты

Наименование	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м)
Бумага	1	250	250
Ручка	2	35	70
Папка	1	45	45
Калькулятор	1	525	525
Итого			890

При расчете материальных затрат не учитывались транспортные расходы, т.к. данные канцелярские принадлежности были доставлены на рабочее место самими исполнителями технического проекта.

3.3.2. Амортизация

Рассчитаем амортизацию отчислений. Амортизация рассчитывается для оборудования свыше 40 тыс. руб.

Расчет амортизационных отчислений, на полное восстановление основных средств, производится по нормативам амортизации утвержденном в установленном действующим законодательством порядке, и определенным в зависимости от балансовой стоимости оборудования. При проектировании используем ноутбук фирмы Asus и модели R551L, стоимость которого составляет $C=43000$ руб.

Амортизацию рассчитаем линейным способом. Для этого сначала определим норму амортизации:

$$K = \frac{1}{n} \cdot 100\% = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%,$$

где n – срок эксплуатации, лет

Начисления амортизации определяются как:

$$A = C \cdot K \cdot \frac{T_{исп}}{T_{год}} = 43000 \cdot 0,33 \cdot \frac{62}{365} = 2410 \text{ руб}$$

где C – первоначальная стоимость оборудования, руб (стоимость ПК, на котором выполнялся проект, составляла 43000 руб);

K – норма амортизации.

$T_{исп}$ – время использования оборудования, составляет 62 календарных дня

$T_{год}$ – число использования дней в год, составляет 365 календарных дня

3.3.3. Расчет полной заработной платы исполнителей темы

Основная заработная плата – эта оплата труда всех участников данного исследования.

Определяем расходы за заработную плату опираясь на трудоемкости выполняемых видов работ. Необходимо учесть действующие оклады и тарифные ставки организации.

Основная заработная плата руководителя (сотрудника ТПУ) определяется на основании отраслевой оплаты труда. Отраслевая система оплаты труда в ТПУ предполагает следующий состав заработной платы:

1) оклад – определяется организацией. В ТПУ оклады распределены в соответствии с занимаемыми должностями.

2) стимулирующие выплаты – устанавливаются руководителем подразделений за эффективный труд, выполнение дополнительных обязанностей и т.д.

3) иные выплаты;

4) районный коэффициент.

Заработная тарифная ставка за месяц работы без районного коэффициента составляет:

– руководитель (доцент, к.т.н.) – 26 300 рублей;

– инженер (дипломник) – 17 000 рублей.

Полная заработная плата включает основную и дополнительную заработную плату и определяется как:

$$Z_{полн} = Z_{осн} + Z_{доп},$$

где $Z_{осн}$ – основная заработная плата, $Z_{доп}$ – 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:

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп};$$

где $Z_{доп}$ – дополнительная заработная плата, составляет $0,33 \cdot Z_{осн}$; $Z_{осн}$ – основная заработная плата.

Размер основной заработной платы определяется по формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p;$$

где $Z_{\text{он}}$ – среднедневная заработная плата, T_p – суммарная продолжительность работ, выполняемая научно-техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_D};$$

где Z_M – месячный оклад научно-технического работника, M – количество месяцев работы без отпуска ($M = 11,2$ для пятидневной рабочей недели и отпуске в 28 рабочих дней, $M = 10,4$ для шестидневной рабочей недели и отпуске в 56 рабочих дней), F_D – действительный годовой фонд научно-технического персонала (определяется за вычетом выходных, праздничных и больничных дней).

Месячный оклад научно-технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{np} + k_D) \cdot k_p;$$

где Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, k_{np} – премиальный коэффициент, 0,3, k_D – коэффициент доплат и надбавок, 0,4, k_p – районный коэффициент, для г. Томска составляет 1,3.

Затраты по дополнительной заработной плате участников исследования учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Рассчитаем дополнительную заработную плату по данной формуле:

$$Z_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot Z_{\text{осн}},$$

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,13).

Приведем пример для расчета заработной платы для руководителя (шестидневная рабочая неделя):

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату руководителя:

$$З_{\text{М}} = З_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 58123 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{М}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{58123 \cdot 10,4}{365 - 51 - 16 - 56} = 2497 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 2497 \cdot 9,4 = 23479,5 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 23479,5 = 3522 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{П}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = 23479,5 + 3522 = 27001,5 \text{ руб.}$$

По аналогии рассчитаем заработную плату инженера, только для пятидневной недели:

$$З_{\text{М}} = З_{\text{ТС}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}} = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,4) \cdot 1,3 = 37570 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{М}} \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{37570 \cdot 11,2}{365 - 118 - 28} = 1921,5 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_{\text{р}} = 1921,5 \cdot 39,6 = 76087 \text{ руб.};$$

$$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot З_{\text{осн}} = 0,15 \cdot 76087 = 11413 \text{ руб.}$$

$$З_{\text{П}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} = 76087 + 11413 = 87500 \text{ руб.}$$

Таблица 46 - Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{ТС}}$, руб.	$З_{\text{М}}$, руб.	$З_{\text{дн}}$, руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, руб.	$З_{\text{доп}}$, руб.	$З_{\text{полн}}$, руб.
Руководитель	26300	58123	2497	9,4	23479,5	3522	27001,5
Инженер	17000	37570	1921,5	39,6	76087	11413	87500
Итого				49	99566,5	14935	114501,5

3.3.4. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным 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 $k_{внеб}$ – 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 2016 году вводится пониженная ставка – 27,1 %.

Отчисления во внебюджетные фонды составят:

$$З_{внеб1} = 0,271 \cdot 27001,5 = 7317,5 \text{ руб.}$$

$$З_{внеб2} = 0,271 \cdot 87500 = 23712,5 \text{ руб.}$$

3.3.5. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не включенные в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$\begin{aligned} З_{накл} &= \sum(\text{статей}) \cdot k_{нр} = \\ &= (2410 + 890 + 114501,5 + 31030) \cdot 0,16 = 23813 \text{ руб.} \end{aligned}$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

3.3.6. Формирование сметы технического проекта

Рассчитанная величина затрат технического проекта является основой 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 представлено в таблице 48.

Таблица 47 - Смета затрат технического проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля, %
Амортизация	2410	1,40
Материальные затраты	890	0,52
Затраты по полной заработной плате исполнителей темы	114501,5	66,32
Отчисления во внебюджетные фонды	31030	17,97
Накладные расходы	23813	13,79
Итого	172644,5	100

Смета затрат на разработку технического проекта составляет 172644,5 руб, из которых больше половины (66,32 %) составляют затраты на оплату труда исполнителей проекта. Все результаты проекта оказались ожидаемы и могут быть реализованы.

3.4. Оценка ресурсоэффективности проекта

Конкурентоспособность анализируется на основании сравнения с другими разработками на рынке. При этом используется информация о бюджете разработки и технические характеристики проекта.

Ресурсоэффективность и ресурсосбережение – основные позиции, которые дают возможность проведения оценки с перспективой будущего развития научного проекта. В качестве критериев используются следующие параметры:

1. Надежность. Определяется бесперебойностью и безаварийностью системы электроснабжения.

2. Экономичность. Потребление электрической энергии должно быть минимизировано. Причем это связано не только с величиной потребления ЭП, но и напрямую зависит от организованной системы электроснабжения.

3. Гибкость. По мере развития технологий требуется переоборудование производственных мощностей предприятия. При этом система электроснабжения должна удовлетворять многим параметрам: величиной доступной мощности, качества электрической энергии и пр.

4. Безопасность. С точки зрения воздействия на человека электрический ток является опасным. Соответственно электроэнергетическое оборудование должно удовлетворять всем требованиям безопасной эксплуатации и ремонта.

Критерии ресурсоэффективности и их количественные характеристики приведены в таблице 48.

Таблица 48 - Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	С учетом весового коэффициента показатель ресурсоэффективности
Качество ЭЭ	0,2	4	0,8
Надежность	0,25	5	1,25
Безопасность	0,35	5	1,75
Экономичность	0,1	2,5	0,25
Гибкость	0,1	3	0,3
Итого	1	-	4,35

Позиция оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Значения показателей, определяемые экспертным путем, в сумме равны 1.

Анализ ресурсоэффективности проекта определяется согласно выражению:

$$K = \sum B_i \cdot B_i$$

где K - конкурентоспособность научной разработки, B_i - вес показателя (в долях единицы), B_i - балл i -го показателя.

$$K_{k\Sigma} = 0,2 \cdot 4 + 0,25 \cdot 5 + 0,35 \cdot 5 + 0,1 \cdot 2,5 + 0,1 \cdot 3 = 4,35$$

Показатель конкурентоспособности проекта достаточно высок. В результате можно сделать вывод о том, что реализация данного технического проекта позволяет внедрять технологию производства и увеличивать эффективность как ЦРДМ, так и УКПГ.

В рамках данного раздела выпускной квалификационной работы была сделана оценка конкурентоспособности спроектированного электроснабжения установки по комплексные подготовки газа, в частности, цеха регенерации дельта-метанола.

Показатель ресурсоэффективности имеет довольно высок, что говорит об эффективности использования проекта. Отсюда следует, что применение данной схемы электроснабжения целесообразно, так как будет обеспечиваться надежность и простота эксплуатации.

По результатам расчетов было установлено, что время всей работы над исследованием в календарных днях составляет: для руководителя – 18 дней, а для инженера – 62 день.

Бюджет всех затрат НТИ составляет 172644,5 рубля.

Данный проект представляет собой спроектированную и рассчитанную систему энергоснабжения. В целом его эффективность достигается меньшим числом трансформаторов и сниженной протяженностью высоковольтной кабельной линии. Вследствие чего снижены затраты на приобретение и эксплуатацию соответствующего электротехнического оборудования.

В перспективе результаты технического проекта могут быть использованы при строительстве типовых установок по комплексной подготовке газа.

4. Социальная ответственность

Безопасность жизнедеятельности представляет собой систему законодательных актов и соответствующих им социально - экономических, технических, гигиенических, организационных мероприятий, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Целью данного раздела является оценка условий труда, анализ вредных и опасных факторов, разработка мер защиты от них, рассмотрение вопросов производственной санитарии, техники безопасности, пожарной профилактики, охраны окружающей среды, защиты в ЧС при работе электротехнического (электроэнергетического) персонала, обслуживающего проектируемую систему электроснабжения ЦРДМ УКППГ и на понизительной подстанции 110кВ/6кВ, как части системы электроснабжения.

Для осуществления производственной деятельности по комплексные подготовки газа в данном цехе с целью отделения природного газа от различных примесей (песка, воды и т.д.) установлено следующие основные виды оборудования: насосы, компрессоры, вентиляция (аварийная, приточная, вытяжная). Итого 99 электроприемников в ЦРДМ.

Технологический процесс в данном случае автоматизирован и включает в себя только работу по плановому и аварийному обслуживанию и ремонту электрооборудования: трансформаторов, силовых кабелей и прочее, а также асинхронных двигателей с КЗ ротором, которые являются основной составной частью всего оборудования цеха.

Персонал, обслуживающий электроустановки и оборудование проектируемой системы электроснабжения, работает в условиях возможного воздействия ряда неблагоприятных для здоровья факторов, обусловленных состоянием помещений и характером производства. Причиной служит получение основного продукта в процессе регенерации метанола – метанол, исходя из его свойств: взрывоопасность и отравляющее действие на организм

человека. В связи с этим, обязательным является соблюдение санитарных норм проектирования промышленных предприятий.

4.1. Производственная безопасность

В процессе трудовой деятельности электротехнический персонал, обслуживающий проектируемую систему электроснабжения цеха и находящейся на своем рабочем месте (ЦРДМ, понизительная подстанция) подвержен влиянию опасных (вызывающие травмы) и вредных (вызывающие заболевания) производственных факторов.

Нормы по природе действия на следующие группы [11]:

1. Физические.

- Возможность повышенного уровня шума и вибраций (в местах, где установлено технологическое оборудование);
- Возможность недостаточной освещенности рабочей зоны, отклонения от нормативов метеоусловий, уровня электромагнитного поля.
- Низкая температура воздуха рабочей зоны (возможна зимой)

2. Химические:

- Возможность отравления, вследствие утечки метанола

3. Психофизические:

- Нервно-психологические перегрузки и монотонность труда вследствие 12-ти часовой рабочей смены без выходных на протяжении 31/62 дней вахты в условиях заполярья.

Таблица 49 - Опасные и вредные факторы при эксплуатации и ремонте электроприемников (ЭП) в ЦРДМ

Источник фактора/виды работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1.Эксплуатация/ ремонт электро- оборудования	1.Превышение уровней шума и вибрации	1.Подвижные части производственного оборудования	СанПиН 2.2.4/2.1.8.562 – 96 – уровень шума СанПиН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 – уровень вибрации
	2.Низкая температура производственного помещения	2.Электрический ток	СанПиН 2.2.4-548-96 – микроклимат производственных помещений
	3.Недостаточная освещенность рабочего места	3.Психологическое перенапряжение из-за условий трудовой деятельности	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. – освещенность рабочей зоны ГОСТ 12.2.032-78 - "Система стандартов безопасности труда.
2.Аварийные работы	3.Превышение ПДК вредных веществ в воздухе		ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ “Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны”

4.2. Анализ вредных факторов производственной среды

4.2.1. Защита от шума и вибрации

Повышение звукового давления негативно влияет на орган слуха. Для измерения громкости (в децибелах Дб) может быть использован – двушкальный шумомер. В цехе допускается громкость не выше 140 Дб. Громкость выше заданной нормы может вызвать болевой эффект [12].

Шум на исследовательском рабочем месте создаётся вентиляционной системой и производственным оборудованием (насосы).

Для защиты от шума предусматриваются следующие меры [20,21]:

- обеспечение персонала индивидуальными средствами защиты по ГОСТ 12.4.011 – 89;
- установка звукоизолирующих кабин;
- звукоизолирующие кожухи и экраны;
- виброизолирующие материалы под оборудование (пружины, резины и другие прокладочные материалы).

Предельно допустимые уровни шума согласно ГОСТ 12.1.003-83 “Шум. Общие требования безопасности.” представлены в таблице 50.

Таблица 50 - Предельно допустимые уровни шума

Рабочее место	Уровни звукового давления, дБ									По шкале
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
ЦРДМ	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Технические нормы вибрации согласно ГОСТ 12.1.01290 «Вибрационная безопасность» представлены в таблице 51.

Таблица 51 - Нормы вибрации

Вид вибрации	Среднеквадратичная частота, Гц									
	Логарифмический уровень виброскорости									
ЦРДМ	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500
	-	103	100	101	106	112	118	-	-	-

4.2.2. Воздух рабочей зоны

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях.

Нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ [13]. Эти данные приведены в таблице 52 [20].

Таблица 52 - Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах и производственных помещениях

Сезон года	Категория работы	Температура, °C	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный период года	I	20-30	60-40	0,2
	IIa	18-20		0,2
	IIб	17-19		0,3
	III	16-18		0,3
Теплый период года	I	22-25	60-40	0,2
	IIa	21-23		0,3
	IIб	20-22		0,4
	III	18-21		0,5

При оценке допустимых значений температуры и влажности воздуха учитывается категория тяжести работ. По степени физической тяжести работа электротехнического персонала относится к категории средней тяжести III [14, 15].

Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления, летом –вентиляцией.

Вентиляция позволяет осуществлять регулируемый воздухообмен, обеспечивающий нормальные санитарно-гигиенические условия в производственных помещениях.

В схемы технологических установок следует закладывать технические решения по рекуперации теплоты и утилизации его вторичных источников (теплоты уходящих газов печей, выхлопных газов газомоторкомпрессоров и газовых турбин, горячего воздуха агрегатов воздушного охлаждения, вытяжного

воздуха в системах вентиляции и др.). Экономическая целесообразность таких решений должна быть подтверждена расчетом

Для УКПГ это использование теплоты выбросов вентиляционных систем при температуре уходящего воздуха выше 30 °С и расходом 50000 куб. м/ч и более.

4.2.3. Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях [23].

Правильно спроектированное и выполненное освещение на предприятии, обеспечивает возможность нормальной производственной деятельности.

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с санитарными правилами все цеха завода имеют естественное освещение.

Однако дневной свет, зависящий также от погодных условий, не может обеспечить необходимый уровень освещенности в течении всех рабочих смен.

Поэтому цеха завода обеспечиваются как естественным, так и искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются люминесцентные лампы. Норматив освещенности для ЦРДМ – 300 лк при общем освещении и 2500 лк совместно с местным переносным освещением.

Территория Российской Федерации зонирована на пять групп административных районов по ресурсам светового климата, Ямало-Ненецкий автономный округ относится к третьей группе [22].

При проектировании здания необходимо учитывать естественную освещенность и составлять планы цехов таким образом, чтобы уровень КЕО (коэффициент естественной освещенности) удовлетворял нормативным требованиям, приведенным ниже.

Таблица 53 - Нормированные значения КЕО

Разряд зрительной работы	Наименьшее нормированной значение КЕО %, при совместном освещении		
	Верхнем или верхнем боковом	боковом	
		В зонах с устойчивым снежным покровом	На остальной территории
I	3,0	1,0	1,2
II	2,5	0,8	1,0
III	2,0	0,6	0,7
IV	1,5	0,4	0,5
V	1,0	0,2	0,3
VI	0,7	0,2	0,2
VII	1,0	0,2	0,3

4.3. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды

К механически - опасным производственным факторам относится вращающиеся части механизмов. К электро - опасным факторам тех же механизмов – электробезопасность.

Во избежание появления производственного травматизма и несчастных случаев необходимо обеспечивать охрану труда.

Охрана труда - система сохранения жизни и здоровья работников в процессе трудовой деятельности, включающая в себя правовые (различные стандарты и нормы), социально-экономические (компенсации и льготы), организационно-технические (службы, комиссии по ОТ на предприятии), санитарно-гигиенические (снижение вредности производства), лечебно-профилактические, реабилитационные и иные мероприятия.

4.3.1. Электробезопасность

По степени опасности поражения людей электрическим током ЦРДМ относится к помещениям с повышенной опасностью (1/2 категория), характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность, а именно возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий,

технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования - с другой.

Электрический ток представляет значительную опасность для здоровья человека непосредственно при контакте человека с токопроводящей поверхностью.

Электробезопасность - система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного действия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Прохождение электрического тока через тело человека вызывает поражение различных органов, оказывает воздействие на нервную систему, кровеносно-сосудистую систему человека, на кровь, сердце, мозг и т.д.

Виды воздействий электрического тока на организм человека:

- Термическое воздействие тока проявляется в ожогах, нагрев кровеносных сосудов, сердца, мозга и других органов, находящихся на пути протекания тока до критической температуры;
- Электролитическое действие тока выражается в разложении крови, что нарушает ее состав и функции;
- Механическое действие тока проявляется в значительном давлении в кровеносных сосудах и мышечных тканях;
- Биологическое действие тока проявляется в раздражении живых тканей, что вызывает реакцию организма – возбуждение, что и обуславливает непроизвольное сокращение мышц.

При наиболее неблагоприятном исходе воздействие электрического тока может привести к смерти человека.

Для защиты персонала от поражения электрическим током в цехах завода используются следующие меры: защита от случайного прикосновения; защитное заземление; зануление.

4.4. Охрана окружающей среды

4.4.1. Анализ воздействия объекта на атмосферу

Работа установок на объектах добычи и промышленной обработки газа сопровождается выделением в атмосферу загрязняющих веществ. Загрязнение атмосферы происходит как за счет технологически неизбежных выбросов, так и газовыделений, возникающих вследствие неплотности разъемных соединений оборудования и арматуры. Возможны так же выбросы, связанные с отклонением от технологического режима (сброс с предохранительных клапанов, аварийный сброс).

Технологически неизбежные выбросы относятся к организованным и подразделяются на выбросы с постоянного и периодического действия. Источники постоянных технологических неизбежных выбросов являются: дымовые трубы печей регенерации осушителей и антигидратных ингибиторов, печей аминевой сероочистки, печей-подогревателей; дымовые трубы котельных; выхлопные устройства газоперекачивающих агрегатов; факелы низкого давления, предназначенные для сжигания газов выветривания конденсата и отходящих газов с установок регенерации сорбентов; вентиляционные шахты. Источниками периодически технологически неизбежных выбросов являются: факелы, предназначенные для сжигания газов продувок скважин, шлейфов, соединительных газопроводов, аппаратов; свечи для стравливания газа из технологических аппаратов; дыхательные клапаны резервуаров.

Основными загрязняющими веществами, поступающими в атмосферу при эксплуатации объектов добычи и промышленной обработки газа бессернистых месторождений, являются углеводороды, оксиды азота (NO , NO_2), оксид углерода (CO), сажа, пары метанола, диэтиленгликоля, бензина и керосина. Если природный газ содержит соединения серы, то в атмосферу поступают также сероводород, диоксид серы (SO_2), меркаптаны.

К основным мероприятиям по уменьшению загрязнения воздуха относятся: правильный выбор материалов для оборудования, трубопроводов, арматуры, средств КИПиА, работающих в кислых средах, герметизация системы, транспортировки и промышленной подготовки; применение систем автоматических блокировок и аварийной остановки, обеспечивающих отключение оборудования и установок при нарушении технологического режима без разгерметизации системы; применение закрытой факельной системы для ликвидации выбросов сероводородов при продувке, трубопроводов, при ремонте технологических установок и т. п. с последующим сжиганием его в факелах. В настоящее время в нашей стране разработаны и успешно эксплуатируются различные системы улавливания паров, образующихся в резервуарах. Помимо высокой экономической целесообразности этих систем, сохраняющих огромное количество дорогостоящих углеводородов, они имеют исключительное природоохранное значение.

4.4.2. Анализ воздействия объекта на литосферу и гидросферу

Прямые воздействия на почвенный покров связаны с проведением подготовительных земельных работ для обеспечения добычи, переработки и транспортировки газа и выражаются в следующем:

- нарушении сложившихся форм естественного рельефа в результате выполнения различного рода земляных работ (рытье траншей и других выемок, отсыпка насыпей, планировочные работы и др.);
- ухудшении физико-механических и химико-биологических свойств почвенного слоя;
- уничтожении и порче посевов сельскохозяйственных культур и сенокосных угодий;
- захламление почв отходами строительных материалов, порубочными остатками и др.
- техногенных нарушениях микрорельефа, вызванных многократным прохождением тяжелой строительной техники.

К негативным воздействиям на земельные ресурсы во время эксплуатации газовых объектов относятся:

- Прямые потери земельного фонда, изымаемого под размещение постоянных наземных сооружений;
- Закачка производственных сточных вод в пласт

К основным мероприятиям по уменьшению загрязнений относятся: сооружения биологической очистки бытовых сточных вод до показателей, позволяющих сброс данных сточных вод в поверхностные водные объекты, с проведением расчета предельно допустимых сбросов [ПДС] в соответствии с действующими нормативными и методическими документами [16, 17], разработка газового промысла производится в каждом конкретном случае с разрешения республиканских или областных органов геологии и охраны недр, геологических управлений и по согласованию с органами Государственного санитарно-эпидемиологического надзора и комитетами по охране окружающей среды.

4.5. Защита при чрезвычайных ситуациях

ЦРДМ согласно Федеральному Закону от 22.07.2008 №123-ФЗ и Техническому регламенту о пожарной безопасности относится к категории «А», т.к. в нем «...находятся (обращаются) горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 градусов Цельсия в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 килопаскалей, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 килопаскалей...»

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

1. Результат стихийных бедствий.

2. Воздействие внешних природных факторов приводящих к старению материалов.

3. Техничко-производственные дефекты сооружений.

4. Нарушение правил эксплуатации сооружений и технических процессов.

5. Нарушение правил техники безопасности при ведении работ и во время технологических процессов.

При вышеупомянутых причинах возможны следующие ЧС на объекте:

- Утечка ядовитого газа – метанол
- Пожароопасность
- Взрывоопасность

Перед началом работ в электроустановках в целях безопасности необходимо проводить организационные и технические мероприятия.

К организационным мероприятиям относят выдачу нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы. Наряд и распоряжение – это задания на безопасное производство работ, определяющее их меры безопасности, места и время, а также лица, которым поручено выполнение этих работ. При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек - производителя работ и члена бригады.

Производитель работ отвечает за правильность подготовки рабочего места, выполнение необходимых для производства работ мер безопасности. Он же проводит инструктаж бригады об этих мерах, обеспечивает их выполнение ее членами, следит за исправностью инструмента, такелажа, ремонтной оснастки. В зависимости от категории электроустановок (свыше или до 1000 В) производитель выполняемых работ должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, в установках до 1000 В и для работ, выполняемых по распоряжению, не ниже III. Перед допуском к работе ответственный руководитель и производитель работ вместе с допускающим проверяют выполнение технических мероприятий по подготовке рабочего места.

После этого допускающий проверяет соответствие состава бригады и квалификации включенных в нее лиц.

Основными причинами пожара могут быть: перегрузка проводов, короткое замыкание, большие переходные сопротивления в электрических цепях, электрическая дуга, искрение и неисправности оборудования.

Пожарная профилактика обеспечивается: системой предотвращения пожара; системой противопожарной защиты; организационно - техническими мероприятиями. К мерам предотвращения пожара относятся: применение средств защитного отключения возможных источников загорания (защитного зануления); применение искробезопасного оборудования; применение устройства молниезащиты здания; выполнение правил (инструкций) по пожарной безопасности.

К мерам противопожарной защиты относятся: применение пожарных извещателей; средств коллективной и индивидуальной защиты от факторов пожара; системы автоматической пожарной сигнализации; порошковых или углекислотных огнетушителей, два ящика с песком 0,5 м³.

Организационно-технические мероприятия: наглядная агитация и инструктаж работающих по пожарной безопасности, разработка схемы действий администрации и работающих в случае пожара, и организация эвакуации людей; организация внештатной пожарной дружины. В соответствии с требованиями главы СНиП 2.01.02-85 эвакуационные пути должны обеспечивать эвакуацию всех людей, находящихся в помещениях зданий и сооружений, в течение необходимого времени эвакуации. План эвакуации представлен на рисунке 54.

При обнаружении загорания рабочий немедленно должен сообщить по телефону 01 в пожарную охрану и руководителю, далее проводится эвакуация людей и материальных ценностей. Тушение пожара организуется первичными средствами с момента обнаружения пожара. Пострадавшим при пожаре обеспечивается скорая медицинская помощь.

4.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.6.1. Специальные мероприятия

Данный подраздел содержит следующие характерные для проектируемой рабочей зоны особенности трудового законодательства - вахтовый метод трудовой деятельности в районах крайнего севера на пожаро и взрывоопасном предприятии.

Вахтовый метод [ст.297, 18] представляет собой особую форму осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания, а основные положения о вахтовом методе организации работ утверждены Постановлением Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС и Минздрава СССР от 31.12.1987 г. №794/33-82.

Для работников-вахтовиков имеются особенности трудового законодательства:

- особый режим труда и отдыха - продолжительность вахты не может превышать одного месяца. В исключительных случаях – не больше трех месяцев. Причиной служит то, что общая продолжительность рабочего времени за учетный период не должна превышать нормальное число рабочих часов, определенное для данной категории работников (ч.1, п.4.1 «Положения о вахте», 18). Ежедневная работа (смена) на вахте не должна превышать 12 часов. А дни нахождения в пути к месту работы и обратно в норму рабочего времени не включаются и могут приходиться на дни междувахтового отдыха.

- гарантии и компенсации, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним районах. Наряду с предоставлением ежегодно оплачиваемого отпуска (не менее 28 календарных дней - ч.1 ст.115, 18) работникам-вахтовикам предоставляется еще и дополнительный отпуск - 24 календарных дня (для районов Крайнего Севера). Кроме очередного ежегодного оплачиваемого и дополнительного отпуска предоставляются и отпуска за работу во вредных условиях труда (при наличии таковых) не менее 7 календарных дней (ст.117, 18)

4.6.2. Организационные мероприятия

Данный подраздел содержит мероприятия при компоновке рабочей зоны - эргономические требования к проектируемой рабочей зоне в производственных условиях для создания комфортной рабочей среды.

К организационным мероприятиям относят выдачу нарядов, распоряжений и допуска к работе, надзор во время работы, оформление перерывов в работе, переводов на другое рабочее место и окончание работы.

Наряд - это задание на безопасное производство работ, определяющее их место и содержание, время начала и окончания, необходимые меры безопасности, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность выполнения работ. Наряд выписывается на бланке специальной формы.

Распоряжение - это задание на производство работ, определяющее их содержание, место и время, меры безопасности и лиц, которым поручено выполнение этих работ. Наряды и распоряжения выдают лица, имеющие группу по электробезопасности не ниже V в электроустановках напряжением выше 1000 В, и не ниже IV в установках напряжением до 1000 В. Наряд на работу выписывается под копиру в двух экземплярах и выдается оперативному персоналу непосредственно перед началом подготовки рабочего места.

При работе по наряду бригада должна состоять не менее чем из двух человек - производителя работ и члена бригады.

Производитель работ отвечает за правильность подготовки рабочего места, выполнение необходимых для производства работ мер безопасности. Он же проводит инструктаж бригады об этих мерах, обеспечивает их выполнение ее членами, следит за исправностью инструмента, такелажа, ремонтной оснастки. Производитель работ, выполняемых по наряду в электроустановках напряжением выше 1000 В, должен иметь группу по электробезопасности не ниже IV, в установках до 1000 В и для работ, выполняемых по распоряжению, - не ниже III.

Допуск к работе осуществляется допускающим - ответственным лицом из оперативного персонала. Перед допуском к работе ответственный руководитель и производитель работ вместе с допускающим проверяют выполнение технических мероприятий по подготовке рабочего места. После этого допускающий проверяет соответствие состава бригады и квалификации включенных в нее лиц, прочитывает по наряду фамилии ответственного руководителя, производителя работ, членов бригады и содержание порученной работы; объясняет бригаде, откуда снято напряжение, где наложены заземления, какие части ремонтируемого и соседних присоединений остались под напряжением и какие особые условия производства работ должны соблюдаться; указывает бригаде границы рабочего места и убеждается, что все им сказанное понято бригадой. После разъяснений допускающий доказывает бригаде, что напряжение отсутствует, например, в установках выше 35 кВ с помощью наложения заземлений, а в установках 35 кВ и ниже, где заземления не видны с места работы, - с помощью указателя напряжения и прикосновением рукой к токоведущим частям.

Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работы на тему «Проектирование системы электроснабжения газового промысла «Газпром добыча Ямбург» был рассмотрен ряд вопросов по списку технического задания.

По итогам произведенных расчетов электрических нагрузок в цехе регенерации дельта-метанола величина расчётного тока составила $I_p = 4000 \text{ А}$. При этом величина полной расчетной мощности цеха равна $S_p = 2600 \text{ кВА}$. Величины полных расчетных мощностей других цехов УКПГ рассчитаны методом коэффициента спроса. Помимо этого, определены расчетные активные мощности осветительной нагрузки всех цехов по методу удельной нагрузки на единицу производственной площади для цехов и территории завода в целом.

По полученным расчетным сведениям о нагрузках цехов построена картограмма электрических нагрузок и определен ЦЕН. Главная понизительная подстанция по проекту установлена в зоне рассеяния, но смещена по причине плотной компоновки цехов УКПГ в сторону, откуда приходит питающая линия. Далее было выбрано оптимальное число и мощность цеховых силовых трансформаторов. Марка выбранных трансформаторов - ТНЗ. Питание осуществляется по радиальной схеме при помощи КЛ марки ААШв. Величина напряжения внутризаводской сети составляет 6 кВ.

Помимо этого, была произведена компенсация реактивной мощности. Для экономически наиболее обоснованного решения по компенсации РМ было произведено сравнение нескольких вариантов проектирования. В итоге выбран вариант компенсации РМ непосредственно на цеховых ТП на стороне НН 0,4 кВ.

Электроснабжение УКПГ обеспечивается от энергосистемы. Питание осуществляется при помощи двухцепной ВЛЭП на металлических опорах.

Напряжение питающей сети составляет 110 кВ. Использован провод марки АС-120/11. С целью обеспечения надежного электроснабжения потребителей первой категории, согласно ПУЭ, на ГПП устанавливаются два трансформатора типа ТДН – 10000/110.

В качестве электрической схемы ГПП используется 5Н – «мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий». Электроприемники в ЦРДМ (с учетом особенностей производственной среды) запитываются при помощи кабелей марки ВВГ. Автоматические выключатели (ВА) используются как средство защиты от ТКЗ и перегрузки в сети НН 0,4 кВ.

С целью проверки выбранного электрооборудования и защиты производственного оборудования рассчитаны ТКЗ в нескольких точках в сетях выше 1 кВ и ниже 1 кВ. По полученным значениям построены эпюры отклонений напряжения. С их помощью наглядно было установлено, что для максимального, минимального, послеаварийного режимов работы отклонение напряжения находится в пределах нормы и не превышает максимально допустимого $\pm 5\%$. В конечном счете, нарисована карта селективности действия автоматических выключателей – аппаратов защиты. Анализируя данную карту можно сказать, что действие аппаратов защиты производится селективно.

В следующем разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» произведен анализ технического проекта: сильные, слабые стороны, перспективы развития и пр. Это было сделано при помощи методов SWOT-анализа. После разработан и построен план-график выполнения ВКР, определены суммарные денежные затраты на его выполнение, доля работы каждого из его участников. В итоге определен показатель конкурентоспособности проекта. Он составил 4,35 из 5

В заключительном разделе «Социальная ответственность» произведен анализ вредных и опасных факторов производственной среды. Предоставлен

анализ воздействия предприятия на окружающую среду. Представлены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Список литературы:

1. Л.П. Сумарокова Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 288 с.
2. Г.Н. Климова, А.В. Кабышев Элементы энергосбережения в электроснабжении промышленных предприятий: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2008. – 189 с.
3. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: учебное пособие – Томск: Изд-во ТПУ, 2006 – 248 с.
4. Д. Л. Файбисович. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.
5. «Правила устройства электроустановок: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7». – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с
6. «Высоковольтное электротехническое оборудование» [электронный ресурс] / компания «Контакт», г. Саратов – электронные данные, URL: <http://www.kontakt-saratov.ru>, свободный – Яз. рус. Дата обращения: 03.04.2017г.
7. А.В. Кабышев, Е.В. Тарасов «Низковольтные автоматические выключатели (3 из 3): учебное пособие»; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 346 с.
8. «Указания по расчету электрических нагрузок» - РТМ 36.18.32.4-92 – 9 с.
9. И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова, Н.А. Гаврикова «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебное пособие» - Томск: Изд-во ТПУ, 2014 – 35 с.
10. С.В. Романенко, Ю.В. Анищенко «Социальная ответственность: методические указания» - Томск: Изд-во ТПУ, 2016 – 25 с

11. ГОСТ 12.0.003-74 (СТ СЭВ 790-77). “Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.”
12. ГОСТ 12.1.003-83 “Шум. Общие требования безопасности.”
13. ГОСТ 12.1.005-88 “Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.”
14. ГОСТ 12.1.005-88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
15. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к ПЭВМ и организации работы»
16. ГН 2.1.5.689-98, СНиП 2.01.28-85 «Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»
17. ГОСТ 17.4.3.05-86 «Охрана природы. Почвы. Требования к сточным водам и их осадкам для орошения и удобрения»
18. «Трудовой кодекс Российской Федерации» от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 03.07.2016)
19. СТО ГАЗПРОМ НТП 1.8-001-2004 «Нормы технологического проектирования объектов газодобывающих предприятий и станций подземного хранения газа»
20. СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
21. СанПиН 2.2.4/2.1.8.566 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы»
22. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение» (с Изменением N 1)
23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий»

Приложение А – Однолинейная схема электроснабжения ЦРДМ