

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Разработка схемы электроснабжения ООО «Юргинский машзавод»

УДК 621.31.031.48.34:621.1(571)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Пудов Алексей Петрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Обухов С.Г.	Доктор технических наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	С.Н. Попова	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	к.т.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой ЭПП

(Подпись) _____ (Дата) **Сурков М.А.**
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Пудов Алексей Петрович

Тема работы:

Разработка схемы электроснабжения ООО «Юргинский машзавод»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	13.02.2017 г. № 719/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.).	Разработка эффективной системы электроснабжения предприятия ООО «Юргинский машзавод».
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).	1. Проектирование заводской и внутрицеховой схемы электроснабжения; 2. Разработка проекта модернизации схемы электроснабжения, путем внедрения ГПЭС; 3. Выбор и расчет необходимого оборудования; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и

	ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность; 6. Заключение
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	Демонстрационный материал (презентация в MS Power Point)
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Попова С.Н.
Социальная ответственность	Бородин Ю.В.
Иностранный язык	Костомаров П.И
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	
Основные наработки	
Заключение	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Обухов С.Г.	Доктор технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Пудов Алексей Петрович		

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.04.02 – Электроэнергетика и электротехника

Уровень образования магистр

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

Период выполнения осенний 2015/2016/, весенний семестр 2016/2017 учебного года)

Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.17г.
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
24.12.2015	Обзор литературы	20
12.03.2016	Исследования и проектирование системы электроснабжения	50
10.04.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
27.04.2017	Социальная ответственность	10
5.05.2017	Заключение	5
10.05.2017	Обязательное приложение на иностранном языке	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Обухов С.Г.	Доктор технических наук		

СОГЛАСОВАНО:

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

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Пудов Алексей Петрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и Электротехника

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования: материально-технических, энергетических, финансовых	Стоимость материальных ресурсов определялась по средней стоимости по г. Кемерово, Российской Федерации и зарубежных аналогов
2. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Норма дисконта 11 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проекта с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	- Потенциальные потребители результатов исследования; - Анализ технических решений.
2. Формирование бюджета затрат на проект	- Капитальные затраты; - Заработная плата; - Отчисления на социальные цели; - Эксплуатационные расходы
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой и экономической эффективности исследования	Оценка целесообразности проекта: - Чистый дисконтированный доход; - Индекс доходности; - Срок окупаемости

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	С.Н. Попова	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Пудов Алексей Петрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
5AM5E	Пудов Алексей Петрович

Институт	Энергетический	Кафедра	Электроснабжение промышленных предприятий
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Электроэнергетика и Электротехника

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	<i>Описание места проведения работ по разделу на предмет:</i> - возникновения вредных и опасных проявлений факторов производственной среды; - возникновения негативного воздействия на окружающую среду; - возникновения чрезвычайных ситуаций (пожара, взрыва); - организации работы отдела охраны труда и его месторасположения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке	1. Анализ вредных факторов, проектируемой производственной среды в следующей последовательности: - выдержки из действующих нормативов на нормы с необходимой размерностью (с ссылкой на соответствующий нормативно технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства); - описание технических систем, обеспечивающих требования нормативов. 2. Анализ опасных факторов проектируемой производственной среды: - электробезопасность (технические способы защиты). 3. Экологическая безопасность: - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 4. Защита в чрезвычайных ситуациях: - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения); - разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; - разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; - разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия управления охраной труда, ООС, ЧС. <i>Перечень законодательных и нормативных документов</i>
Перечень расч-го и граф-го материала	1. Расчет молниезащиты ГПП; 2. План эвакуации блока управления газопоршневой станцией

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Бородин Ю.В.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Пудов Алексей Петрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 171 с., 21 рис., 30 табл., 26 источников, 8 приложений.

Ключевые слова: ООО «Юргинский машзавод», электроснабжение, автономная энергетика, газопоршневые электростанции(ГПЭС), энергобезопасность.

Объектом исследования машиностроительный завод ООО «Юргинский машзавод».

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения завода, модернизация схемы путем внедрения собственной электростанции.

В процессе исследования изучалась способность обеспечения цехов предприятия электрической и тепловой энергией от собственной электростанции.

По ходу работы был произведен расчет и выбор необходимого оборудования для выбранных источников питания.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики подобранного оборудования были получены на основе отечественных и зарубежных аналогов и предложены для использования на предприятии.

Область применения: машиностроительные предприятия.

В разделе финансовый менеджмент представлен технико-экономический расчет вариантов электроснабжения объекта с использованием различных источников энергии.

В разделе социальная ответственность рассмотрена перечень вредных, опасных производственных факторов, а так же правовых и организационных вопросов по обеспечению безопасности в процессе работы.

Внедрение объектов автономной генерации позволит существенно уменьшить расходы на приобретение электрической энергией, которая является одним из основных пунктов расходов в сфере машиностроения, а также тепловой энергии. Важным преимуществом автономной генерации

является повышение надежности энергоснабжения, и независимость от внешних поставщиков.

Оглавление

Введение.....	12
1.Исходные данные.....	14
2.Определение расчётной электрической нагрузки термо-обдирочного цеха	17
3.Картограмма и определение центра электрических нагрузок.....	21
4.Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	24
4.1.Расчет компенсации реактивной мощности	27
4.2.Технико-экономический расчет	43
4.3.Расчет стоимости оборудования.....	43
4.4.Определение расчетной мощности предприятия	46
4.5.Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП.....	47
5.Проектирование схемы внутривозовского электроснабжения	60
5.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	65
5.2. Выбор высоковольтного оборудования.....	70
5.3. Проектирование электроснабжения термо-обдирочного цеха	74
5.3.1.Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих	75
частей в сети до 1000 В	75
5.3.2 Выбор сечений линий сети цеха.....	77
5.4. Расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонений напряжения	78
5.5. Расчет токов КЗ в сети до 1000 В.....	84
5.6.Построение карты селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети	87
6. Разработка проекта модернизации схемы энергоснабжения, путем установки ГПЭС.....	88
6.1.Расчет тепловой характеристики здания	90
6.2. Определение сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций	92
6.2.1. Коэффициенты теплопередач ограждений.....	94
6.3. Выбор когенерационной установки.....	96
6.3.1 Описание система АВР установки	98
6.3.2 Определение логики работы АВР	99
6.4. Расчет теплового баланса.....	100
6.5. Экономический расчет	103

6.5.1 Расчет стоимости оборудования и срока окупаемости.....	105
6.6. Выбор силового оборудования.....	105
6.6.1.Расчет короткого замыкания.....	107
6.7.Построение карты селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети	110
6.8.Заключение по разделу.....	112
7.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	113
7.1.Экономические цели модернизации	113
7.2.Календарный план проекта	113
7.3.Определение эксплуатационных издержек.....	115
7.4.Определение суммарных приведенных затрат на строительство ГПЭС	116
7.5.Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	117
7.6.Технико-экономическая оценка проекта.....	118
7.7.Заключение по разделу.....	119
8.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	120
8.1 Описание рабочей зоны.....	121
8.2 Анализ опасных и вредных факторов.....	121
8.3 Производственная санитария.....	122
8.3.1 Воздух рабочей зоны	122
8.3.2 Вентиляция	123
8.3.3 Защита от шума и вибрации.....	123
8.3.4 Освещение.....	125
8.4 Электробезопасность	126
8.4.1 Защита от случайного прикосновения.....	127
8.4.2 Защитное заземление	128
8.4.3 Зануление	128
8.5 Пожарная безопасность	129
8.6 Охрана окружающей среды	131
8.7 Эвакуация людей из зданий и помещений	132
8.8 Чрезвычайные ситуации.....	132
8.9.Расчет потребного воздухообмена для удаления избыточного тепла	134
8.10.Заключение по разделу.....	140

ЗАКЛЮЧЕНИЕ	141
Список литературы	142
Приложение А	144
Приложение Б.....	164
Приложение В	165
Приложение Г	166
Приложение Д	167
Приложение Е.....	168
Приложение Ж.....	170
Приложение И	171

Введение

В настоящее время значимость автономной генерации энергии увеличивается в связи с изменяющейся в стране социально-экономической обстановкой. Автономная играет большую роль в обеспечении надежности электроснабжения и энергетической безопасности потребителей электроэнергии, которая является важной компонентой национальной безопасности страны и трактуется как состояние защищенности граждан, общества, государства, экономики от обусловленных внутренними и внешними факторами угроз дефицита всех видов энергии и энергетических ресурсов.

Применение автономной генерации позволяет повысить энергоэффективность в промышленности, снизив при этом стоимость энергии для потребителя, и повысить надежность энергоснабжения, являющуюся для машиностроительной области одним из важнейших показателей.

Цель работы - разработка схемы электроснабжения ООО «Юргинский машзавод», ввод в состав схемы газопоршневой электростанции для выработки электрической и тепловой энергии и дальнейшей оценки эффективности применения данных электростанций для нужд предприятия.

Задачи данной работы:

- расчет нагрузки прокатно-ремонтного цеха методом упорядоченных диаграмм.
- определение расчетной нагрузки предприятия в целом по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов.
- расчет схемы внутризаводского электроснабжения.
- выбор напряжения питающей сети завода, сечения проводов, выбор мощности трансформаторов ГПП.

- расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000В для проверки правильности выбора сечений проводников.
- расчет теплового баланса цеха №10 и оценка способности ГПЭС обеспечить данный цех тепловой энергией
- разработка схемы работы ГПЭС в нормальном и аварийном режимах
- оценка экономической эффективности установки ГПЭС

1.Исходные данные

Таблица 1.1 – Ведомость электрических нагрузок предприятия

№	Наименование цеха	Р _{уст} , кВт
1	Цех крупногабаритных агрегатов	4481
2	Механо- сборочный цех	5047
3	Инструментальный цех	1823
4	Механо- сборочный цех	7913
5	Термо-обдирочный цех	3921
6	Механо- сборочный цех	4215
7	Механо- сборочный цех	1841
8	Кузнечно- штамповочный цех	1827
9	Кузнечно- прессовый цех	3584
10	Термо-обдирочный цех	1564,5
11	Литейный цех	2839

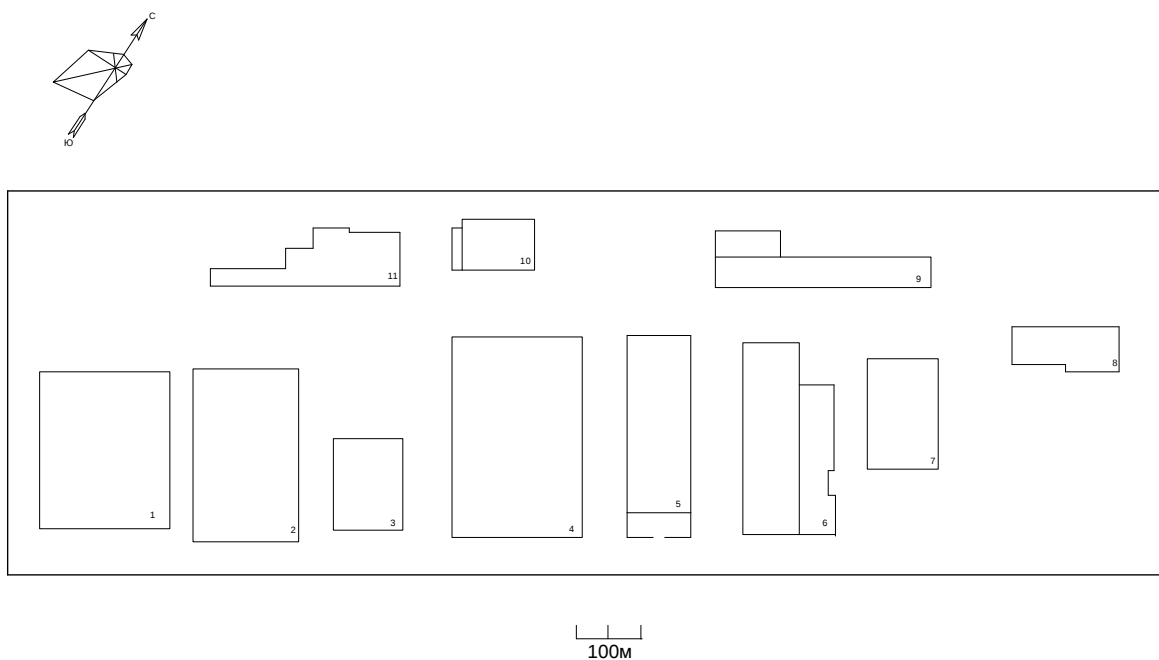


Рис. 1.1 – Генеральный план ООО «Юргинского Машзавода»

Электрические нагрузки термо-обдирочного цеха сведены в таблицу 1.2, план рассматриваемого цеха представлен на рис.1.2.

Таблица 1.2 – Ведомость электрических нагрузок цеха

№ ЭП на плане цеха	Наименование электроприемника	P, кВт	K _и	Cosφ
1	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0,22	0,5
2	Станок токарный РТ-507	150	0,14	0,5
3	Токарный станок	10	0,14	0,5
4	Сверлильный станок	5	0,14	0,5
5	Передаточная телега	4	0,50	0,7
6	Термопечь №1	30	0,75	0,95
7	Станок токарный	5	0,14	0,5
8	Станок токарный	10	0,14	0,5
9	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0,22	0,5
10	Станок токарный РТ-646	130	0,14	0,5
11	Термопечь №14	15	0,75	0,95
12	Передаточная телега	20	0,5	0,65
13	Кран-балка ПВ=25%	24	0,06	0,5
14	Кузнечный молот	5	0,25	0,5
15	Термопечь №7	30	0,75	0,95
16	Станок заточки пил	7	0,14	0,5
17	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0,22	0,5
18	Термопечь №5	30	0,75	0,95
19	Термопечь №11	40	0,75	0,95
20	Станок токарный РТ-381	35	0,14	0,5
21	Термопечь № 2	30	0,75	0,95
22	Станок токарный РТ-381	35	0,14	0,5

23	Ножницы механические	1,5	0,14	0,5
24	Термопечь № 9	40	0,75	0,95
25	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0,22	0,5
26	Станок токарный РТ-381	35	0,14	0,5
27	Гидропресс	5	0,25	0,5
28	Станок токарный	10	0,14	0,5
29	Термопечь №10	40	0,75	0,95
30	Термопечь №13	40	0,75	0,95
31	Термопечь №3	30	0,75	0,95
32	Сверлильный станок	55	0,14	0,5
33	Станок токарный РТ-507	150	0,14	0,5
34	Термопечь № 12	40	0,75	0,95
35	Термопечь № 4	30	0,75	0,95
36	Заточный станок	5	0,14	0,5
37	Термопечь № 6	30	0,75	0,95
38	Мешалка	5	0,50	0,5
39	Термопечь №8	40	0,75	0,95
40	Станок токарный	5	0,14	0,5

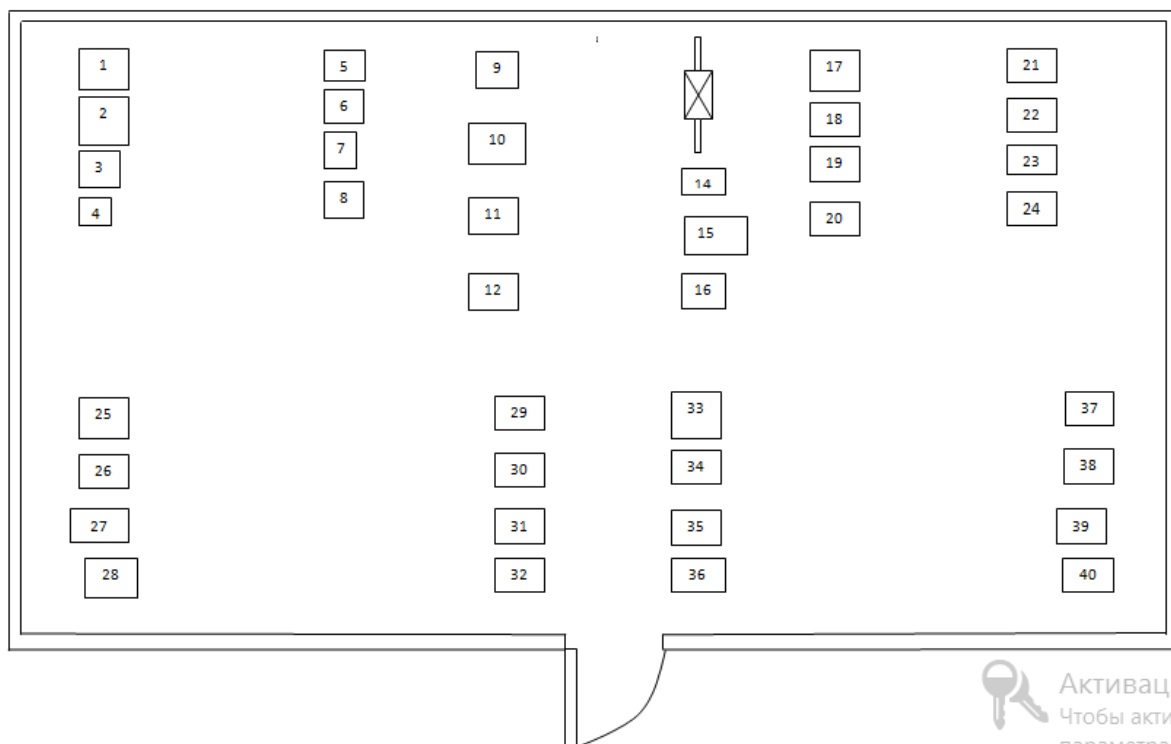


Рис. 1.2 – План термо-обдирочного цеха электрооборудования

2.Определение расчётной электрической нагрузки термо-обдирочного цеха

Расчет силовых нагрузок цеха производим «методом упорядоченных диаграмм» в следующей последовательности.

Средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников определяется по формуле:

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

где $P_{ном}$ – суммарная номинальная активная мощность рабочих электроприемников;

K_u – коэффициент использования активной мощности;

Средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену для каждой группы электроприемников определяется по формуле:

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

где $\operatorname{tg} \varphi$ - принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_{u.c.p} = \frac{\sum P_{cm}}{\sum P_{ном}}$$

где $\sum P_{cm}$ - суммарная средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену, а $\sum P_{ном}$ – суммарная установленная мощность группы электроприемников цеха.

Коэффициент максимума активной мощности определяется по кривым в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования $K_{u.c.p}$ и эффективного числа электроприемников $n_э$ для группы:

$$n_э = \frac{(\sum P_{ном})^2}{\sum P_{ном}^2};$$

Расчетная активная P_m и реактивная Q_m максимальные мощности группы:

$$P_m = K_m \cdot P_{cm}, \text{ кВт} \quad Q_m = 1.1 Q_{cm} \text{ при } n_э \leq 10$$

Полная расчётная нагрузка цеха определяется:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

Расчётный ток:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}$$

Пример расчетов для ПР85-1:

Суммарная мощность:

$$P_{\Sigma ном} = n \cdot P_n = 3 \cdot 10 + 2 \cdot 5 + 4 + 35 + 5 + 30 = 114 \text{ кВт}$$

Средняя активная и реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену:

$$P_{cm} = \sum_i^n K_{ui} \cdot P_{ном i} = 0,14 \cdot 30 + 0,14 \cdot 10 + 0,5 \cdot 4 + 0,14 \cdot 35 + 0,2 \cdot 5 + 0,75 \cdot 30 = 36 \text{ кВт};$$

$$Q_{см} = \sum_i^n P_{сми} \cdot \operatorname{tg}(\varphi)_i = 4.2 \cdot 1,73 + 1.4 \cdot 1,73 + 2 \cdot 1,02 + 4.9 \cdot 1,73 + 1 \cdot 1,73 + 22.5 \cdot 0.33 = 29.36 \text{ кВар}$$

.

Расчетные активная и реактивная мощности ПР85-1 в соответствии с п.3:

$$P_p = K_m \cdot P_{см} = 3 \cdot 13,5 + 22,5 = 63 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 1,1 \cdot Q_{см} + P_{\Sigma номБ} \cdot \operatorname{tg} \varphi = 1,1 \cdot 21.935 + 30 \cdot 0.33 = 29.36 \text{ кВар}$$

Коэффициент максимума K_m определяем по [2, табл.1.8] в функции n_3 и $K_{u.c.p.}$.

Полная расчетная нагрузка цеха:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{755.1^2 + 487.1^2} = 898.57 \text{ кВА}.$$

Расчетный максимальный ток:

$$I_p = \frac{\sum S_m}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{898.57}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1365.23 \text{ А}.$$

Расчётная нагрузка (активная и реактивная) силовых приёмников остальных цехов определяются из выражений:

$$P_p = K_c \cdot P_n;$$

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

где P_n – суммарная установленная мощность всех приёмников цеха;

K_c – коэффициент спроса, принимаемый по справочным данным;

$\operatorname{tg} \varphi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности;

Пример расчета для механо-сборочного цеха:

$$P_p = K_c \cdot P_n = 0,2 \cdot 5047 = 1009,4 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}(\arccos(\varphi)) = 1009,4 \cdot 1,33 = 1346 \text{ кВар}.$$

Расчет осветительной нагрузки рассмотрим на примере прокатно-ремонтного цеха.

Расчетную нагрузку осветительных приемников цеха определяем по формуле:

$$P_{p.o.} = P_{n.o.} \cdot K_{c.o.},$$

где $K_{c.o.}$ - коэффициент спроса осветительной нагрузки. Согласно [2, табл. 1.10] принимаем $K_{c.o.} = 0,95$;

$P_{n.o.}$ - номинальная мощность осветительной нагрузки.

$$P_{n.o.} = P_{y.d.o.} \cdot F,$$

где $P_{y.d.o.}$ - удельная плотность осветительной нагрузки, принимаем по [2, табл. П1.11] $P_{y.d.o.} = 3 \text{ Вт/м}^2$ для светодиодных ламп;

F - площадь цеха.

Площадь прокатно-ремонтного цеха с учетом масштаба:

$$F = (a \cdot b) \cdot m^2 = (40,1 \cdot 24,54) \cdot \left(\frac{100}{15}\right)^2 = 43736 \text{ м}^2,$$

Где a и b длина и ширина цеха в мм соответственно.

Тогда

$$P_{n.o.} = P_{y.d.o.} \cdot F = 3 \cdot 43736 \cdot 10^{-3} = 131,21 \text{ кВт};$$

$$P_{p.o.} = P_{n.o.} \cdot K_{c.o.} = 131,21 \cdot 0,95 = 124,65 \text{ кВт}.$$

Полная расчетная нагрузка цеха (с учетом освещения):

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_p + P_{p.o.})^2 + Q_p^2} = \sqrt{(1009,4 + 124,6)^2 + 1345,9^2} = 1759,9 \text{ кВА}.$$

Расчет полных нагрузок для всех цехов сведем в таблицу

Б.1[ПриложениеВ].

3.Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой размещённые на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определённом масштабе соответствуют расчётным нагрузкам цехов.

Радиусы окружностей для каждого цеха определяем из выражения:

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

где P_{pi} – расчётная активная мощность i –го цеха с учётом освещения, кВА; m – масштаб для определения площади круга, кВА/мм² (постоянный для всех цехов предприятия).

Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаем отдельными кругами. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане.

Осветительную нагрузку наносим в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В. Угол сектора (α) определяем из соотношения полных расчётных (P_{pi}) и осветительных нагрузок (P_{po}) цехов:

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

На генплан произвольно наносим оси координат и определяем значения x_i и y_i для каждого цеха. Координаты центра электрических нагрузок предприятия x_0 и y_0 определяем по формулам:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}}$$
$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}}$$

Расчетные данные для построения картограммы нагрузок приведены в таблице 3.1

Таблица 3.1. Расчётные данные для построения картограммы нагрузок

№	Наименование потребителей		Координаты цехов		Координаты ЦЭН			
		P _{р+ро} , кВт	X, мм	Y, мм	X ₀ , мм	Y ₀ , мм	r, мм	α, град.
1	Цех крупногабаритных агрегатов	1483,78	22	29	123,5	43,7	8,4	33,84
2	Механо-сборочный цех	1134,047	55	28			7,4	39,57
3	Инструментальный цех	590,3026	84	21			5,3	26,47
4	Механо-сборочный цех	1760,831	118	32			9,2	36,44
5	Термо-обдирочный цех	2048,231	151	32			9,9	15,42
6	Механо-сборочный цех	952,364	183	29			6,7	41,34
7	Механо-сборочный цех	421,6276	208	37			4,5	45,62
8	Кузнечно-штамповочный цех	761,086	245	53			6,0	14,33
9	Кузнечно-прессовый цех	1490,135	197	71			8,4	13,66
10	Термо-обдирочный цех	785,7	114	76			6,1	14,07
11	Литейный цех	1468,563	78	75			8,4	12,03
12	Территория завода	120,2						
	Итого	13017	-	-				-

Пример расчетов для Механо-сборочного цеха (№2):

1) Радиус окружности:

$$r_1 = \sqrt{\frac{P_{p1}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{1134,05}{3,14 \cdot 6,66}} = 7,4 \text{ мм.}$$

2) Угол сектора осветительной нагрузки:

$$\alpha_1 = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o}}{P_{p1}} = \frac{360^\circ \cdot 124,65}{1134,05} = 39,57 \text{ град.}$$

Координаты центра электрических нагрузок предприятия:

$$x_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot x_i}{\sum P_{pi}} = 123,5 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum P_{pi} \cdot y_i}{\sum P_{pi}} = 43,7 \text{ мм}.$$

Центр электрических нагрузок предприятия находится в середине на территории завода, расположить главную понизительную подстанцию (ГПП) в данном месте физически невозможно, поэтому определим зону рассеяния центра электрических нагрузок (ЦЭН):

Дисперсия случайных координат

$$\sigma_x^2 = \sum P' (x - x_0)^2 = 3987,89;$$

$$\sigma_y^2 = \sum P' (y - y_0)^2 = 390,711$$

Мера мощности случайной величины

$$h_i = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sigma_i};$$

$$h_x = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot 4027} = 0,0112;$$

$$h_y = \frac{1}{\sqrt{2} \cdot \sqrt{393}} = 0,03577$$

Определение полуоси эллипса:

$$R_i = \frac{\sqrt{3}}{h_i},$$

$$R_x = \frac{\sqrt{3}}{0,011142} = 154,68 \text{ мм}$$

$$R_y = \frac{\sqrt{3}}{0,035644} = 48,4 \text{ мм}$$

4.Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций

Для дальнейших расчетов необходимы классификация всех цехов по категориям надежности. Данные по всем объектам сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Характеристика производственных помещений

№	Наименование цеха	Характеристика производственных помещений	Категории ЭП по степени бесперебойности питания
1	Цех крупногабаритных агрегатов	Нормальная	II
2	Механо- сборочный цех	Нормальная	II
3	Инструментальный цех	Нормальная	II
4	Механо- сборочный цех	Нормальная	II
5	Термо-обдирочный цех	Пыльная	II
6	Механо- сборочный цех	Нормальная	II
7	Механо- сборочный цех	Нормальная	II
8	Кузнечно- штамповочный цех	Нормальная	II
9	Кузнечно- прессовый цех	Нормальная	II
10	Термо-обдирочный цех	Пыльная	II
11	Литейный цех	Жаркая	I

$$P_{p0,4}=13017 \text{ кВт}$$

$$Q_{p0,4}=13847 \text{ кВт}$$

$$S_{p0,4}=19090 \text{ кВА}$$

$$\sigma = \frac{S_{расч.н}}{F_{ц}} = \frac{13017}{316802} = 0,041$$

Для данной плотности нагрузки рекомендуемая номинальная мощность трансформаторов $S_{ном Т}=630 \text{ кВА}$.

$$N_{min} = \frac{P_{расч.н}}{S_{н.тр} \cdot \beta_T} = \frac{13017}{0,7 \cdot 630} = 29,48 \approx 30$$

На этапе предварительного выбора трансформаторов метод удельной плотности нагрузки не дал ожидаемого результата, а именно: он показал слишком большое число трансформаторов мощностью 630 кВА-30шт. При данном количестве трансформаторов почти в каждом цехе будет установлено по 3 трансформатора. В нашем случае нет необходимости установки более двух трансформаторов на цех.

В данном случае будем использовать следующую методику: сгруппируем рядом находящиеся цеха в количестве не более четырех и подсчитаем суммарную требуемую активную мощность с учетом категории каждого потребителя. Для потребителей I-категории $\beta = 0,65 - 0,7$, для потребителей II-категории $\beta = 0,7 - 0,8$, для потребителей III-категории $\beta = 0,9 - 0,95$. Используя разброс в этих требуемых для каждой категории коэффициентах загрузки трансформаторов, можно в некоторой степени варьировать требуемую группой цехов активную мощность.

Вариант-I

Пример расчета для группы цехов № 1 и 11 (ТП1):

$$P_{1\text{треб}} = P_{p.ц1} + P_{p.ц11} = 1483,8 + 1468,6 / 2 = 2218 \text{ кВт}$$

$$\beta_{ТП1} = \frac{P_{1\text{треб}}}{P_{\Sigma \text{тр}}} = \frac{1483,8 + 1468,6 / 2}{2 \cdot 1600} = 0,693 \quad (\beta_1 = 0,65 \div 0,7 \text{ для I категории, принимаем } \beta_1 = 0,7)$$

Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

Для группы цехов №1 и 11 принимаем к установке два трансформатора мощностью по 1600 кВА каждый. Получаем: требуется 2218 кВт, устанавливаем 3200 кВт, при этом коэффициент загрузки трансформаторов составил 0,693

Таблица 4.2. Распределение трансформаторов

ТП	Номера цехов	$P_{\text{треб}}$, кВт	Количество и мощность трансформаторов	$\beta_{\text{ТП}}$
ТП-1	1, 11	2218	2 х ТМ-1600/10	0,693
ТП-2	2, 11	1868	2 х ТМ-1600/10	0,587
ТП-3	3,10	1376	2 х ТМ-1000/10	0,688
ТП-4	4	1760.8	2 х ТМ-1600/10	0.55
ТП-5	5	2048.2	2 х ТМ-1600/10	0,64
ТП-6	6,7	1374	2 х ТМ-1000/10	0.687
ТП-7	8,9	2251	2х ТМ-1600/10	0.704

4.1. Расчет компенсации реактивной мощности

Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых ТП для варианта-I

Потоки мощности можно представить как на рис. 4.1.

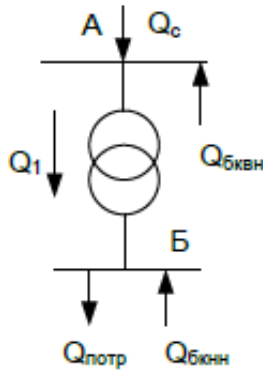


Рис. 4.1 – Баланс РМ

Наибольшая реактивная мощность (РМ), которую целесообразно передавать через трансформаторы ТП в сеть напряжением до 1000 В, определяется соотношением:

$$Q_1 = \sqrt{(n\beta S_{н.т})^2 - P_p^2},$$

где n – число трансформаторов на ТП;

$\beta = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка ТП на шинах 0,4 кВ.

$$\text{Для ТП1: } Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 2218^2} = 313.171 \text{ кВАр};$$

Минимально необходимая мощность компенсирующих устройств, в сети на шинах 0,4 кВ ТП определяется формулой

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_1$$

Если значение $Q_{нк1}$ окажется положительным, то эту мощность следует установить на ТП1. Иначе, следует принять $Q_{нк1} = 0$.

$$Q_{нк1} = 2401,451 - 313.171 = 2088 \text{ кВАр};$$

Принимаем к установке 4 батареи УКМ 58-04536-67 УЗ,

Тогда $Q_1 = Q_p - Q_{\text{ок}} = 2401,451 - 2144 = 257.452 \text{ кВАр};$

257.152 кВАр из 313,171 возможных будет передаваться через ТП1 со стороны ВН.

Дополнительная мощность компенсирующих устройств 0,4 кВ, окупающаяся снижением потерь в трансформаторах ТП и питающих их линиях выше 1000 В может быть определена по формуле

$$Q_{\text{нк2}} = Q_p - Q_{\text{нк1}} - \gamma n S_{\text{н.т}},$$

где $\gamma = f(K_{p1}, K_{p2})$ - расчетный коэффициент, зависящий от двух расчетных

параметров: $K_{p1} = \frac{Z_{\text{нк}} - Z_{\text{вк}}}{C_n} 10^3$ и $K_{p2} = \frac{L S_{\text{н.т}}}{F}$;

$Z_{\text{нк}}, Z_{\text{вк}}$ – удельные стоимости низковольтных и высоковольтных компенсирующих устройств на кВАр вырабатываемой реактивной мощности;

C_n – расчетная стоимость потерь, руб/кВт;

L, F – протяженность и сечение питающей ТП ЛЭП.

Для практических расчетов коэффициенты K_{p1} , K_{p2} можно принимать по таблицам [1, табл. 5.2, 5.3]. По [1, табл. 5.2] для Сибири, для трехсменных предприятий имеем $K_{p1}=15$. Для $S_{\text{н.т}}=1600 \text{ кВА}$ и протяженности питающей линии L до 2 км, по [1, табл. 5.3] имеем $K_{p2}=10$. Функциональная зависимость $\gamma = f(K_{p1}, K_{p2})$ представлена в [1, рис. 5.7], в виде номограмм. Для напряжения питающей линии 10 кВ, при радиальной схеме питания ТП1 получим $\gamma = 0,27$.

$$Q_{\text{нк2}} = 2401.451 - 2144 - 0,27 \cdot 2 \cdot 1600 = -606.549 \text{ кВАр};$$

Доп. БК не требуется.

Данные для всех цехов сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3. Выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ

ТП	Расч. нагр. Q _p , кВар	РМ с ВН Q ₁ , кВар	Необх. компл. Q _{БКН1} кВар	Расч. мощн. Q _{БКН2} кВар	Количество и марка НБК	Факт. мощн. НБК, кВар	РМ с ВН Q ₁ , кВар
ТП-1	2401,451	313,131	2088	-	3хУКМ 58-04-603-67У3	2144	257.452
ТП-2	2176	1236	940	76	2хУКМ 58-04-536-67У3	1072	1104
ТП-3	1045	258.11	786.74	-	2хУКМ 58-04-402-67У3	804	241
ТП-4	2110.1	1385	725.1	-	2хУКМ 58-04-402-67У3	804	1306
ТП-5	2292.1	906.9	1385	-	3хУКМ 58-04-536-67У3	1608	684.1
ТП-6	1615	268.6	1346	-	3хУКМ 58-04-536-67У3	1608	7
ТП-7	2208.1	84.9	2123	-	4хУКМ 58-04-536-67У3	2144	64

Компенсация реактивной мощности на шинах 10 кВ для варианта-1

Определяем потери в одном трансформаторе (для номиналов 1600 и 1000 кВА):

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{кз.мп} \cdot \beta^2 + \Delta P_{хх.мп} \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp} = \frac{S_H}{100} \cdot (I_x + U_K \cdot \beta^2) \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{mp1000} = 12,2 \cdot 0,7^2 + 2,45 = 8,43 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp1000} = \frac{1000}{100} \cdot (1,4 + 5,5 \cdot 0,7^2) = 40,95 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{mp1600} = 18 \cdot 0,7^2 + 2,35 = 11,17 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp1600} = \frac{1600}{100} \cdot (1,3 + 6,5 \cdot 0,7^2) = 71,76 \text{ кВар};$$

$$Q_C = \alpha \cdot P_{\Sigma заг}$$

где $\alpha = 0,29$ при $U_H = 110 \text{ кВ}$ и $0,24$ при $U_H = 35 \text{ кВ}$.

$$Q_c = 0,29 \cdot 13017 = 3775 \text{ кВар при } U = 110 \text{ кВ}$$

Необходимо РМ со стороны для всех ТП:

$$Q_s = Q_{ТП1} + Q_{ТП2} + Q_{ТП3} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ТП7} + 4 \cdot \Delta Q_{mp1000} + 10 \cdot \Delta Q_{mp1600} = \\ = 257,452 + 1104 + 241 + 1306 + 684,1 + 7 + 4 + 4 \cdot 40,95 + 10 \cdot 74,76 = 4545 \text{ кВАр}$$

Рассчитаем необходимое кол-во РМ, которое должно вырабатываться на стороне ВН, за счет установки БК на ГПП:

При $U = 110 \text{ кВ}$

$$Q_{БК_ГПП} = Q_s - Q_c = 4545 - 3775 = 770 \text{ кВАр}$$

Устанавливаем УКЛ56-10,5-900У3

Вариант-2

Пример расчета для группы цехов № 1 и 3 (ТП1):

$$P_{1треб} = P_{р.ц1} + P_{р.ц3} = 1483.8 + 590.3 = 2074.1 \text{ кВт}$$

$$\beta_{ТП1} = \frac{P_{1треб}}{P_{\Sigma mp}} = \frac{2074.1}{2 \cdot 1600} = 0,648 \quad (\beta_1 = 0,7 \div 0,8 \text{ для II категории})$$

Цеховые трансформаторы имеют следующие номинальные мощности: 100, 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

Для группы цехов №1 и 3 принимаем к установке два трансформатора мощностью по 1600 кВА каждый. Получаем: требуется 2074.1 кВт, устанавливаем 3200 кВт, при этом коэффициент загрузки трансформаторов составил 0,648

Таблица 4.4. Распределение трансформаторов

ТП	Номера цехов	$P_{\text{треб}}$, кВт	Количество и мощность трансформаторов	$\beta_{\text{ТП}}$
ТП-1	1, 3	2074.1	2 х ТМ-1600/10	0,648
ТП-2	2, 10,11	3388.3	2 х ТМ-2500/10	0,677
ТП-3	4,5	3809	2 х ТМ-2500/10	0,762
ТП-4	6,8	1713.5	2 х ТМ-1600/10	0.535
ТП-5	7,9	1911.7	2 х ТМ-1600/10	0,59

Компенсация реактивной мощности на шинах 0,4 кВ цеховых ТП для варианта-2

Потоки мощности можно представить как на рис. 4.2.

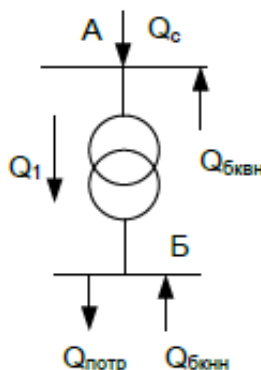


Рис. 4.2– Баланс РМ

Наибольшая реактивная мощность (РМ), которую целесообразно передавать через трансформаторы ТП в сеть напряжением до 1000 В, определяется соотношением:

$$Q_1 = \sqrt{(n\beta S_{н.т})^2 - P_p^2},$$

где n – число трансформаторов на ТП;

$\beta = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформаторов, установленных на ТП;

P_p – расчетная активная нагрузка ТП на шинах 0,4 кВ.

$$\text{Для ТП1: } Q_1 = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 2074,1^2} = 846 \text{ кВАр};$$

Минимально необходимая мощность компенсирующих устройств, в сети на шинах 0,4 кВ ТП определяется формулой

$$Q_{нк1} = Q_p - Q_1$$

Если значение $Q_{нк1}$ окажется положительным, то эту мощность следует установить на ТП1. Иначе, следует принять $Q_{нк1} = 0$.

$$Q_{нк1} = 2129,6 - 846 = 1284 \text{ кВАр};$$

Принимаем к установке 4 батареи УКМ 58-04536-67 УЗ,

$$\text{Тогда } Q_1 = Q_p - Q_{бк} = 2401,451 - 2144 = 257,452 \text{ кВАр};$$

257.152 кВар из 313,171 возможных будет передаваться через ТП1 со стороны ВН.

Дополнительная мощность компенсирующих устройств 0,4 кВ, окупающаяся снижением потерь в трансформаторах ТП и питающих их линиях выше 1000 В может быть определена по формуле

$$Q_{нк2} = Q_p - Q_{нк1} - \gamma n S_{н.м},$$

где $\gamma = f(K_{p1}, K_{p2})$ - расчетный коэффициент, зависящий от двух расчетных

параметров: $K_{p1} = \frac{Z_{нк} - Z_{вк}}{C_n} 10^3$ и $K_{p2} = \frac{L S_{н.м}}{F}$;

$Z_{нк}, Z_{вк}$ – удельные стоимости низковольтных и высоковольтных компенсирующих устройств на кВАр вырабатываемой реактивной мощности;

C_n – расчетная стоимость потерь, руб/кВт;

L, F – протяженность и сечение питающей ТП ЛЭП.

Для практических расчетов коэффициенты K_{p1} , K_{p2} можно принимать по таблицам [1, табл. 5.2, 5.3]. По [1, табл. 5.2] для Сибири, для трехсменных предприятий имеем $K_{p1}=15$. Для $S_{н.м}=1600$ кВА и протяженности питающей линии L до 2 км, по [1, табл. 5.3] имеем $K_{p2}=10$. Функциональная зависимость $\gamma = f(K_{p1}, K_{p2})$ представлена в [1, рис. 5.7], в виде номограмм. Для напряжения питающей линии 10 кВ, при радиальной схеме питания ТП1 получим $\gamma = 0,27$.

$$Q_{нк2} = 2401.451 - 2144 - 0,27 \cdot 2 \cdot 1600 = -606.549 \text{ кВАр};$$

Доп. БК не требуется.

Данные для всех цехов сведем в таблицу 4.5.

Таблица 4.5. Выбор компенсирующих устройств 0,4 кВ

ТП	Расч. нагр. Q _p , кВар	РМ с ВН Q ₁ , кВар	Необх. комп. Q _{БКН1} кВар	Расч. мощн. Q _{БКН2} кВар	Количество и марка НБК	Факт. мощн. НБК, кВар	РМ с ВН Q ₁ , кВар
ТП-1	2129.6	846	1284	-	4хУКМ 58-04-335-67У3	1340	789.6
ТП-2	3492.6	877.17	2615	40.43	5хУКМ 58-04-536-67У3	2680	812.6
ТП-3	4402.2	214	4188	-	8хУКМ 58-04-536-67У3	4288	114.2
ТП-4	1869,6	1443	426.6	-	1хУКМ 58-04-536-67У3	536	1334
ТП-5	1953.5	1167	768.8	-	2хУКМ 58-04-402-67У3	804	1149

Компенсация реактивной мощности на шинах 10 кВ для варианта-2

Определяем потери в одном трансформаторе (для номиналов 1600 и 1000 кВА):

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{кз. mp} \cdot \beta^2 + \Delta P_{xx. mp} \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp} = \frac{S_n}{100} \cdot (I_x + U_k \cdot \beta^2) \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{mp2500} = 28 \cdot 0,7^2 + 4,2 = 17.92 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp2500} = \frac{2500}{100} \cdot (0.6 + 6,5 \cdot 0,7^2) = 94.625 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{mp1600} = 18 \cdot 0,7^2 + 2,35 = 11.17 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp1600} = \frac{1600}{100} \cdot (1,3 + 6,5 \cdot 0,7^2) = 71.76 \text{ кВар};$$

$$Q_C = \alpha \cdot P_{\Sigma_{зав}}$$

где $\alpha = 0,29$ при $U_n = 110$ кВ и $0,24$ при $U_n = 35$ кВ.

$$Q_C = 0,29 \cdot 13017 = 3775 \text{ кВар при } U = 110 \text{ кВ}$$

Необходимо РМ со стороны для всех ТП:

$$Q_s = Q_{1ТП1} + Q_{1ТП2} + Q_{1ТП3} + Q_{1ТП4} + Q_{1ТП5} + Q_{1ТП6} + Q_{1ТП7} + 4 \cdot \Delta Q_{mp1000} + 10 \cdot \Delta Q_{mp1600} = \\ = 789.6 + 812.6 + 114.2 + 1334 + 1449 + 4 \cdot 94.625 + 6 \cdot 71.76 = 5308 \text{ кВАр}$$

Рассчитаем необходимое кол-во РМ, которое должно вырабатываться на стороне ВН, за счет установки БК на ГПП:

При $U=110\text{кВ}$

$$Q_{БК_ГПП} = Q_s - Q_c = 5308 - 3775 = 1533 \text{ кВАр}$$

Устанавливаем УКЛ56-10,5-1800У3

4.2. Техничко-экономический расчет

Сравнение производится по минимальным приведенным годовым затратам

$$З = E \cdot K + И$$

$E = 0,12$ – нормативный коэффициент ежегодных отчислений

K – единовременные капитальные вложения

$И$ – ежегодные издержки производства

$$З = (E_H + E_A + E_{TP}) \cdot K_{OB} + И_{\Delta W_{TP}}, \text{ руб}$$

$$E_A = 0,063; E_{TP} = 0,01;$$

4.3. Расчет стоимости оборудования

I вариант:

Таблица 4.6. Перечень и стоимость устанавливаемого оборудования

Оборудование	Цена, руб
3хУКМ 58-04-603-67УЗ	3х174150
12хУКМ 58-04-536-67УЗ	12х158850
4хУКМ 58-04-402-67УЗ	4х121200
УКЛ56-10,5-900УЗ	250000
ТМ-1000/10(6)/0,4	4х400000
ТМ-1600/10(6)/0,4	10х840000

Стоимость оборудования рассчитывается по формуле:

$$K_{OB} = K_{KY} + K_{TP}, \text{ руб}$$

$$K_{OB} = 3 \cdot 174150 + 12 \cdot 158850 + 4 \cdot 400000 + 10 \cdot 840000 + 4 \cdot 121200 + 250000 = 13160000 \text{ руб}$$

Издержки на потери в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$I_{\Delta W_{TP}} = C_{II} \cdot \Delta W_{TP}, \text{ руб.}$$

Стоимость 1 кВт заявленной мощности рассчитывается по формуле:

$$C_{II} = C_0 + \frac{C_{P.II}}{\tau_m}, \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где $C_0 = 1,35 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$, $C_{P.II} = 490 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{мес}$ - для 10 кВ

$$C_{II} = 1,35 + \frac{490 \cdot 3 \cdot 12}{4240} = 2,737 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Определим потери электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta W_{mp} = n \cdot (\Delta P_{xx.mp} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз.mp} \cdot \beta^2 \cdot \tau_m)$$

$$\Delta W_{mp1000} = 4 \cdot (2,45 \cdot 8760 + 12,2 \cdot 0,7^2 \cdot 4240) = 187200 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{mp1600} = 10 \cdot (2,35 \cdot 8760 + 18 \cdot 0,7^2 \cdot 4240) = 579800 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{mp} = \Delta W_{mp1600} + \Delta W_{mp1000} = 767000$$

Минимум приведенных затрат:

$$З = (0,12 + 0,063 + 0,01) \cdot 13160000 + 2,737 \cdot 767000 = 4639000 \text{ руб}$$

II вариант:

Таблица 4.7. Перечень и стоимость устанавливаемого оборудования

Оборудование	Цена, руб
14хУКМ 58-04-536-67УЗ	14х158850
4хУКМ 58-04-335-67УЗ	4х105950
2хУКМ 58-04-402-67УЗ	2х121200
6 х ТМ-1600/10	6х840000
4 х ТМ-2500/10	4х1350000
УКЛ56-10,5-2250УЗ	570000

Стоимость оборудования:

$$K_{об} = 14 \cdot 158850 + 4 \cdot 101950 + 2 \cdot 121200 + 8 \cdot 840000 + 4 \cdot 1200000 + 570000 = 13900000 \text{ руб}$$

Определим потери электроэнергии в трансформаторах

$$\Delta W_{mp} = n \cdot (\Delta P_{xx.mp} \cdot T_{вкл} + \Delta P_{кз.mp} \cdot \beta^2 \cdot \tau_m)$$

$$\Delta W_{mp2500} = 4 \cdot (4,3 \cdot 8760 + 29 \cdot 0,7^2 \cdot 4240) = 391700 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{mp1600} = 6 \cdot (2,35 \cdot 8760 + 18 \cdot 0,7^2 \cdot 4240) = 347900 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W_{mp} = \Delta W_{mp1600} + \Delta W_{mp1000} = 739600$$

Минимум приведенных затрат:

$$З = (0,12 + 0,063 + 0,01) \cdot 13300000 + 2,737 \cdot 739600 = 4707000, \text{ руб}$$

Выбираем I вариант, т.к. приведенные затраты в нем меньше.

Для расчета нагрузок на шинах 10 кВ ГПП необходимо определить потери мощности в трансформаторах цеховых ТП. Паспортные данные трансформаторов:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{\kappa з. mp} \cdot \beta^2 + \Delta P_{xx. mp} \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp} = \frac{S_n}{100} \cdot (I_x + U_\kappa \cdot \beta^2) \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{mp1000} = 12,2 \cdot 0,7^2 + 2,45 = 8,43 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp1000} = \frac{1000}{100} \cdot (1,4 + 5,5 \cdot 0,7^2) = 40,95 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{mp1600} = 18 \cdot 0,7^2 + 2,35 = 11,17 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{mp1600} = \frac{1600}{100} \cdot (1,3 + 6,5 \cdot 0,7^2) = 71,76 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{тр1000} = 4 \cdot 8,43 = 33,72 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр1000} = 4 \cdot 40,95 = 163,8 \text{ кВар}$$

$$\Delta P_{тр1600} = 10 \cdot 11,17 = 111,7 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_{тр1600} = 10 \cdot 71,76 = 717,6 \text{ кВар}$$

$$\sum \Delta P = 145,2 \text{ кВт}$$

$$\sum \Delta Q = 881,4 \text{ кВар}.$$

4.4.Определение расчетной мощности предприятия

Суммарная расчетная активная мощность предприятия

$$P_{p\sum} = (P_p^H + P_p^e) \cdot k_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_T + \Delta P_L,$$

где $k_{p.m}$ - коэффициент разновременности максимумов силовой нагрузки, принимаемый 0,9-0,95,

ΔP_T - потери активной мощности в цеховых трансформаторах,

$$\Delta P_L = 0,03 \cdot S_p^H$$

$$P_{p\sum} = (13017) \cdot 0,9 + 145,2 + 0,03 \cdot 19090 = 12430 \text{ кВт}$$

Суммарная расчетная реактивная мощность предприятия

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

$$Q_{p\Sigma} = (13847) \cdot 0,9 + 881,4 = 13340 \text{ кВар}$$

Полная расчетная мощность:

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{12430^2 + 13340^2} = 18230 \text{ кВар}$$

Потери мощность в трансформаторах ГПП:

$$\Delta P_{T.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 18230 = 346,6 \text{ кВт}$$

$$Q_{T.ГПП} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 18230 = 1823 \text{ кВт}$$

4.5.Выбор числа и мощности трансформаторов на ГПП

Применяются двухтрансформаторные подстанции, которые экономически более целесообразны чем подстанции с одним или большим числом трансформаторов.

Напряжение системы находим по формуле Илларионова:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{10} + \frac{2500}{13}}} = 64,42 \text{ кВ}$$

Производим технико-экономический расчет

Для выбора варианта внешнего электроснабжения необходимо рассчитать 2 варианта:

1. питание от двухцепной ЛЭП-110 КВ
2. питание от двухцепной ЛЭП-35 кВ

Сравнение производится по минимальным приведенным годовым затратам

$$З = E \cdot K + И$$

$E = 0,12$ – нормативный коэффициент ежегодных отчислений

K – единовременные капитальные вложения

$И$ – ежегодные издержки производства

Расчет варианта-I

Питание осуществляется от двухцепной ЛЭП-110 кВ.

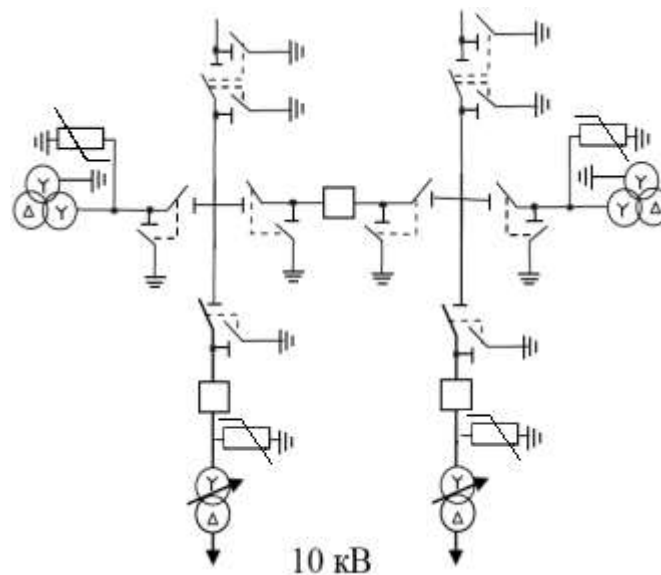


Рисунок 4.3-Схема питания от ЛЭП-110кВ

1. Трансформатор ГПП

$$S_{p.ГПП} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{T.ГПП})^2 + (Q_C + \Delta Q_{T.ГПП} - Q_{KV})^2}$$

$$S_{p.ГПП} = \sqrt{(12430 + 346,6)^2 + (13340 + 1823 - 10750)^2} = 13520 \text{ кВА}$$

$$S_{н.тр.} = \frac{S_{p.ГПП}}{2 \cdot \beta_m} = \frac{13520}{2 \cdot 0,7} = 9756 \text{ кВА}$$

Округляем до ближайшего большего стандартного и выбираем на ГПП два трансформатора мощностью 10000 кВА.

Паспортные данные трансформатора

ТДН – 10000 / 110

$S_n = 10000$ кВА

$U = 115 / 11$ кВ

$\Delta P_{xx} = 14$ кВт

$\Delta P_{кз} = 60$ кВт

$U_k = 10,5$ %

$I_x = 0,7$ %

$R_T = 7.95$ Ом

$X_T = 139$ Ом

Схема соединения Y/Δ - 11

С учетом того, что в нормальном режиме коэффициент загрузки трансформаторов ГПП принимается равным 0,7, в послеаварийном режиме любой из трансформаторов с учетом допустимой перегрузки (до 40 %) обеспечит полностью необходимую мощность завода, так как

$$S_{p.ГПП} = 13520 \text{ кВА} \leq 1,4 \cdot S_{н.мп.} = 1,4 \cdot 10000 = 14000 \text{ кВА}$$

Определим потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{mp} = \Delta P_{кз.мп} \cdot \beta^2 + \Delta P_{xx.мп} \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{S_n}{100} \cdot (I_x + U_k \cdot \beta^2) \text{ кВар}$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (60 \cdot 0,7^2 + 14) = 86.8 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot \left(\frac{10000}{100} \cdot (0,7 + 10,5 \cdot 0,7^2) \right) = 1169 \text{ кВар};$$

$T_{\max} = 3600$ ч. для 2-3х сменного пром. предприятия.

$T_{\text{вкл}} = 8760$ ч. – полное число часов работы трансформатора.

Тогда время максимальных потерь

$$\tau_m = (0,124 + 10^{-4} \cdot 3600) \cdot 8760 = 4240 \text{ ч}$$

Определим потери электроэнергии в трансформаторе

$$\Delta W_{mp} = 2 \cdot (\Delta P_{xx.mp} \cdot T_{\text{вкл}} + \Delta P_{кз.mp} \cdot \beta^2 \cdot \tau_m)$$

$$\Delta W_{mp} = 2 \cdot (14 \cdot 8760 + 60 \cdot 0,7^2 \cdot 4240) = 494600 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Выбор ЛЭП

Выбор сечения провода производим по экономической плотности тока.

$$I_p = \frac{S_{mp}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 52.486 \text{ А.}$$

В аварийном режиме

$$I_{p.\text{макс}} = 2 \cdot I_p = 104.972 \text{ А А.}$$

При $3000 < T_m < 5000$ часов для алюминиевых голых проводов принимаем экономическую плотность тока равной $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Экономически целесообразное сечение проводов равно:

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

$$F_{\text{эк}} = \frac{52.486}{1,1} = 47.715 \text{ мм}^2$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения и принимаем в качестве ВЛЭП провода марки АС – 50/8. Допустимый длительный ток для выбранного сечения равен $I_{\text{дон}} = 210 \text{ А}$.

Проверка:

1. Выбранное сечение должно удовлетворять условию

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{расч}} \\ 210 \text{ А} \geq 52,5 \text{ А} ,$$

$1,3I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 210 = 273 \text{ А} > I_{\text{р.макс.}} = 104,972 \text{ А}$, условие выполняется.

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии.

2. По условиям механической прочности:

$$F_{\text{расч}} = 50 \text{ мм}^2 \geq F_{\text{мин.мех}} = 25 \text{ мм}^2 , \text{ проверка выполняется.}$$

3. Проверке по допустимым потерям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат

4. по условиям коронирования проводов.

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех для 110 кВ – АС-70/11. Принимаем к установке провод АС-70/11.

Расчет потерь энергии в ЛЭП производится по формуле:

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = n \cdot m \cdot I_p^2 \cdot R_L \cdot \tau_M \cdot 10^{-3} ,$$

где n - число питающих линий, равное 2;

$m = 3$ – число фаз;

R - сопротивление линии, Ом

$$R_L = r_0 \cdot L ,$$

где L - длина ЛЭП, $L = 10$ км.

r_0 - удельное сопротивление линии.

$$R_L = 0,422 \cdot 10 = 4,22 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{ЛЭП}} = 2 \cdot 3 \cdot 52,486^2 \cdot 4,22 \cdot 4240 \cdot 10^{-3} = 295700 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Расчет варианта-II

Питание осуществляется от двухцепной ЛЭП-35 кВ.

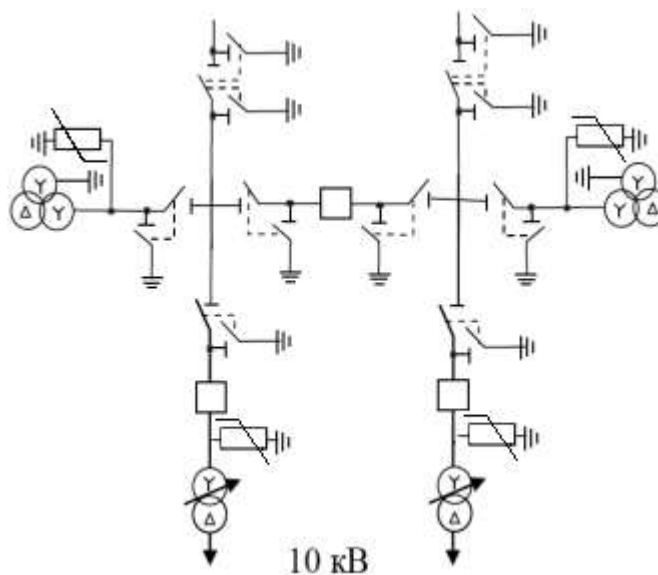


Рисунок 4.4-Питание от ЛЭП-10кВ

Выбираем на ГПП два трансформатора мощностью 10000 кВА.

Паспортные данные трансформатора ТМН -10000 / 35 приведены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 Паспортные данные трансформатора

Sn, кВа	1000
U, кВ	36,75 / 10,5
Δ Pxx, кВт	14,5
Δ Pкз, кВт	65
Uк, %	7,5
Iх, %	0,8

$$S_{p.ГПП} = 13520 \text{ кВА} \leq 1,4 \cdot S_{н.тр.} = 1,4 \cdot 10000 = 14000 \text{ кВА}$$

Определим потери мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{кз.тр} \cdot \beta^2 + \Delta P_{xx.тр} \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = \frac{S_n}{100} \cdot (I_x + U_k \cdot \beta^2) \text{ кВар}$$

$$\Delta P_{mp} = 2 \cdot (65 \cdot 0,7^2 + 14,5) = 92,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 2 \cdot \left(\frac{10000}{100} \cdot (0,8 + 7,5 \cdot 0,7^2) \right) = 895 \text{ кВар};$$

$T_{\max} = 3600$ ч. для 2-3х сменного пром. предприятия.

$T_{\text{вкл}} = 8760$ ч. – полное число часов работы трансформатора.

Тогда время максимальных потерь

$$\tau_m = (0,124 + 10^{-4} \cdot 3600) \cdot 8760 = 4240 \text{ ч}$$

Определим потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta W_{mp} = 2 \cdot (\Delta P_{xx.mp} \cdot T_{\text{вкл}} + \Delta P_{кз.mp} \cdot \beta^2 \cdot \tau_m)$$

$$\Delta W_{mp} = 2 \cdot (14,5 \cdot 8760 + 65 \cdot 0,7^2 \cdot 4240) = 524100 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Выбор ЛЭП

Выбор сечения провода производим по экономической плотности тока.

$$I_p = \frac{S_{p.ЛЛП}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{10000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 164,957 \text{ А.}$$

В аварийном режиме

$$I_{p.\text{макс}} = 2 \cdot I_p = 329,914 \text{ А.}$$

При $3000 < T_m < 5000$ часов для алюминиевых голых проводов принимаем экономическую плотность тока равной $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Экономически целесообразное сечение проводов равно:

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

$$F_{\text{эк}} = \frac{164,957}{1,1} = 149,961 \text{ мм}^2$$

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения и принимаем в качестве ВЛЭП провода марки АС – 150/24. Допустимый длительный ток для выбранного сечения равен $I_{доп}=450$ А.

Проверка:

1. Выбранное сечение должно удовлетворять условию:

$$I_{доп} \geq I_{расч} \\ 450 \text{ А} \geq 164.961 \text{ А} ,$$

$$1,3I_{доп} = 1,3 \cdot 450 = 585 \text{ А} > I_{р.макс.} = 329.914 \text{ А} , \text{ условие выполняется.}$$

где 1,3 – коэффициент допустимой перегрузки линии.

2. По условиям механической прочности:

$$F_{расч} = 150 \text{ мм}^2 \geq F_{мин.мех} = 25 \text{ мм}^2 , \text{ проверка выполняется.}$$

3. Проверке по допустимым потерям напряжения ВЛ 35 кВ и выше не подлежат

4. по условиям коронирования проводов.

ВЛ 35 кВ данной проверке не подлежат.

В качестве ВЛЭП выбрали провод марки АС – 150/24

Расчет потерь энергии в ЛЭП производится по формуле:

$$\Delta W_{ЛЭП} = n \cdot m \cdot I_p^2 \cdot R_L \cdot \tau_M \cdot 10^{-3} ,$$

где n - число питающих линий, равное 2;

$m = 3$ – число фаз;

R - сопротивление линии, Ом

$$R_L = r_0 \cdot L ,$$

где L - длина ЛЭП, $L = 10$ км.

r_0 - удельное сопротивление линии.

$$R_{\text{л}} = 0,204 \cdot 10 = 2.04 \text{ Ом}$$

$$\Delta W_{\text{лэп}} = 2 \cdot 3 \cdot 164.957^2 \cdot 2.04 \cdot 4240 \cdot 10^{-3} = 1412000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Таблица 4.9 Сравнение трансформаторов

U _н , кВ	Кол-во и мощность тр-ов	U _{кз} , %	I _х , %	ΔP _{хх} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	К _з	ΔP _{трГПП} , кВт	ΔQ _{трГПП} , квар	ΔW, кВт ч
35	2хТМН- 10000/35	7,5	0,8	14.5	65	0,7	92.7	895	524100
110	2хТДН- 10000/110	10,5	0,7	14	60	0,7	86.8	1169	494600

Таблица 4.10 Сравнение ЛЭП

U, кВ	I _м , А	j _{эк} , А/мм ²	F _{расч} , мм ²	F _{ст} , мм ²	I _{доп} , А	I _{ав} , А	r ₀ , Ом/км	R, Ом	ΔW _{лэп} , кВт ч
35	164.957	1,1	149.961	150	450	329.914	0,204	2.04	1412000
110	50.486	1,1	47.715	70	265	104.972	0,422	4.22	295700

35 кВ:

Минимум приведенных затрат

$$Z = (E_H + E_{A1} + E_{TP1}) \cdot K_{\text{лэп}} + (E_H + E_{A2} + E_{TP2}) \cdot K_{\text{об}} + I_{\Delta W_{\text{лэп}}} + I_{\Delta W_{\text{тр}}}, \text{ руб}$$

где $E_H = 0,12$; $E_{A1} = 0,028$; $E_{TP1} = 0,004$; $E_{A2} = 0,063$; $E_{TP2} = 0,01$;

$K_{\text{лэп}}$ - полная стоимость сооружения ЛЭП;

$K_{\text{об}}$ - полная стоимость оборудования ГПП;

$I_{\Delta W_{\text{лэп}}}$ - стоимость издержек на потери в ЛЭП;

$I_{\Delta W_{\text{тр}}}$ - стоимость издержек на потери в трансформаторах.

Стоимость сооружения ЛЭП рассчитывается по формуле:

$$K_{ЛЭП} = K_{ЛЭП}^I \cdot L, \text{ руб}$$

Стоимость оборудования ГПП рассчитывается по формуле:

$$K_{ОБ} = K_{РАЗ} + K_{ВЫКЛ} + K_{ОПН} + K_{ТР}, \text{ руб}$$

где $K_{РАЗ}$ - стоимость разъединителей;

$K_{ВЫКЛ}$ - стоимость выключателей;

$K_{ОПН}$ - стоимость ограничителей перенапряжения;

$K_{ТР}$ - стоимость трансформаторов.

Издержки на потери в ЛЭП рассчитываются по формуле:

$$И_{\Delta W_{ЛЭП}} = C_{П} \cdot \Delta W_{ЛЭП}, \text{ руб},$$

где $C_{П}$ - стоимость 1 кВт·ч потерь.

Издержки на потери в трансформаторах рассчитываются по формуле:

$$И_{\Delta W_{ТР}} = C_{П} \cdot \Delta W_{ТР}, \text{ руб}.$$

Стоимость 1 кВт заявленной мощности рассчитывается по формуле:

$$C_{П} = C_0 + \frac{C_{Р.П.}}{\tau_m}, \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где $C_0 = 1,03 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$, $C_{Р.П.} = 543,2 \text{ руб/кВт} \cdot \text{мес}$ - для 35 кВ, $C_0 = 0,79 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}$, $C_{Р.П.} = 575 \text{ руб/кВт} \cdot \text{мес}$ - для 110 кВ, $\tau_m = 4240 \text{ ч}$.

Рассчитаем капитальные затраты для напряжения 35 кВ:

$$C_{П} = 1,03 + \frac{543,2 \cdot 12}{4240} = 2,567 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки на потери в ЛЭП:

$$И_{\Delta W_{\text{ЛЭП}}} = 2,567 \cdot 1412000 = 3625000 \text{ руб.}$$

- издержки на потери в трансформаторах:

$$И_{\Delta W_{\text{тр}}} = 2,567 \cdot 524100 = 1345000 \text{ руб.}$$

- стоимость сооружения ЛЭП:

$$K_{\text{ЛЭП}}^I = 1109 \text{ тыс. руб; } L = 10 \text{ км, Индекс перехода} = 7,03$$

$$K_{\text{ЛЭП}} = 1109 \cdot 10 \cdot 7,03 = 77960000 \text{ руб.}$$

Стоимость оборудования ГПП:

- стоимость разъединителей РДЗ-2-35/1000 НУХЛ1

$$K_{\text{раз}} = 18590 \text{ руб, } N = 8$$

$$K_{\text{раз}} = 18590 \cdot 8 = 148720 \text{ руб.}$$

- стоимость выключателей ВГТ–35-II-12.5/630УХЛ1

$$K_{\text{выкл}} = 653000 \text{ руб, } N = 3$$

$$K_{\text{выкл}} = 653000 \cdot 3 = 1959000 \text{ руб}$$

- стоимость ОПН-35 УХЛ1

$$K_{\text{ОПН}} = 10740 \text{ руб, } N = 4$$

$$K_{\text{ОПН}} = 10740 \cdot 4 = 42960 \text{ руб}$$

- стоимость трансформаторов ТМН-10000/35

$$K_{\text{транс}} = 8700000 \text{ руб, } N = 2$$

$$K_{\text{транс}} = 8700000 \cdot 2 = 17400000 \text{ руб,}$$

- стоимость ГПП

$$K_{об} = 148720 + 1959000 + 42960 + 17400000 = 19550000 \text{ руб}$$

Капитальные затраты на 35 кВ:

$$Z_{35 \text{ кВ}} = (0,12+0,028+0,004) \cdot 77960000 + (0,12+0,063+0,01) \cdot 19550000 + 3625000 + 1345000 = 20590000 \text{ руб}$$

110 кВ:

Минимум приведенных затрат:

$$Z = (E_H + E_{A1} + E_{TP1}) \cdot K_{ЛЭП} + (E_H + E_{A2} + E_{TP2}) \cdot K_{об} + I_{\Delta W_{ЛЭП}} + I_{\Delta W_{тр}}, \text{ руб}$$

$$E_H = 0,12; E_{A1} = 0,028; E_{TP1} = 0,004; E_{A2} = 0,063; E_{TP2} = 0,01$$

$$C_{II} = C_0 + \frac{C_{р.п.}}{\tau_m}, \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где $C_0 = 1,03 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$, $C_{р.п.} = 543,2 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{мес}$ - для 35 кВ, $C_0 = 0,79 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$, $C_{р.п.} = 575 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{мес}$ - для 110 кВ, $\tau_m = 4240 \text{ ч}$.

Рассчитаем капитальные затраты для напряжения 110 кВ:

$$C_{II} = 0,79 + \frac{575 \cdot 12}{4240} = 2,417 \text{ руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Издержки на потери в ЛЭП:

$$I_{\Delta W_{ЛЭП}} = 2,417 \cdot 295700 = 714700 \text{ руб}$$

- издержки на потери в трансформаторах:

$$I_{\Delta W_{тр}} = 2,417 \cdot 494600 = 1195000 \text{ руб.}$$

- стоимость сооружения ЛЭП:

$$K_{ЛЭП}^I = 1081 \text{ тыс. руб}; L = 10 \text{ км, Индекс перехода} = 7,03$$

$$K_{ЛЭП} = 1081 \cdot 10 \cdot 7,03 = 75990000 \text{ руб.}$$

Стоимость оборудования ГПП:

- стоимость разъединителей РГНП-2-110/1000 УХЛ1

$$K_{раз} = 106480 \text{ руб}, N = 8$$

$$K_{раз} = 18590 \cdot 8 = 851840 \text{ руб.}$$

- стоимость выключателей ВГТ–110-40/2500У1

$$K_{выкл} = 1250000 \text{ руб}, N = 3$$

$$K_{выкл} = 1250000 \cdot 3 = 3750000 \text{ руб}$$

- стоимость ОПН-110 УХЛ1

$$K_{опн} = 26600 \text{ руб}, N = 4$$

$$K_{опн} = 26600 \cdot 4 = 106400 \text{ руб}$$

- стоимость трансформаторов ТДН-10000/110

$$K_{транс} = 8820000 \text{ руб}, N = 2$$

$$K_{транс} = 8820000 \cdot 2 = 17640000 \text{ руб},$$

- стоимость ГПП

$$K_{об} = 851840 + 3750000 + 106400 + 17640000 = 22350000 \text{ руб}$$

Капитальные затраты на 110 кВ:

$$Z_{110 \text{ кВ}} = (0,12+0,028+0,004) \cdot 75990000 + (0,12+0,063+0,01) \cdot 22350000 + 714700 + 1195000 = 17770000 \text{ руб.}$$

Сравнение приведенных затрат показывает, что стоимость варианта электроснабжения на напряжение 110 кВ с учетом ГПП дешевле варианта на 35 кВ. Поэтому для дальнейших расчетов принимается схема внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ.

5. Проектирование схемы внутризаводского электроснабжения

Распределительная сеть выше 1000 В по территории электротехнического завода выполняется кабельными линиями. Прокладка кабелей осуществляется в кабельных траншеях.

Выбор сечений кабелей производим по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение F , мм², определяем из выражения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{J_{\text{эк}}},$$

где I_p – расчётный ток на один кабель, А;

$J_{\text{эк}}$ – нормированное значение экономической плотности тока, А/мм².

Для высоковольтных кабелей из сшитого полиэтилена при $T_m > 5000$ часов принимаем $j_{\text{эк}} = 1,7$ А/мм² [3, табл. П.2.14].

Полученное сечение округляем до ближайшего стандартного сечения. Расчетный ток должен соответствовать условиям нормальной работы, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях. Расчетным током линии для питающих цеховых трансформаторов, преобразователей, высоковольтных электродвигателей и трансформаторов электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической загрузки.

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме. Для загруженных и длинных линий проведем проверку выбранного сечения по допустимой потере напряжения.

Выбор кабеля для линии Л-1 (ГПП – ТП-1):

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{N_{mp} \cdot S_{н.тр.} + N_{тр} \cdot \Delta S_{тр.}}{n_{лин} \sqrt{3} \cdot U_H}$$

$$I_p = \frac{2 \cdot 1600 + 2 \cdot 72.624}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 96,569 \text{ [A]}$$

Послеаварийный ток: $I_{н/ав} = 2 \cdot I_p = 193,138$

Экономически целесообразное сечение: $F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{96,569}{1,7} = 56,8 \text{ мм}^2$.

Принимаем ближайшее стандартное сечение $F=50 \text{ [мм}^2\text{]}$: $I_{доп}=180 \text{ [A]}$

Проверка выбранного сечения по допустимому нагреву по следующему условию:

$$I_{доп} = 180 \geq \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} = \frac{96,569}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 96,569 \text{ A.}$$

где $k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$ - коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды, влияние рядом проложенных кабельных линий, фактическое удельное тепловое сопротивление земли.

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев послеаварийным током:

$$k_{неп} I_{доп} \geq \frac{I_{н/ав}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3}; \quad 1,3 \cdot 180 = 234 \geq \frac{193,138}{1 \cdot 1 \cdot 1}$$

Выбранное сечение проходит проверку.

Проверка кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{y\partial} \cdot \cos \phi + x_{y\partial} \cdot \sin \phi)$$

где l – длина линии.

$$\cos \phi = \frac{P_{p.l1}}{S_{p.l1}}$$

$$\Delta U_{ном\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Участок ГПП-ТП1

$$\Delta U_{ном\%} = \frac{3 \cdot 193,138 \cdot 0,8 \cdot (0,208 \cdot 0,65 + 0,185 \cdot 0,76)}{10 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 0,013\%$$

Видно, что потери напряжения незначительные. Выбранное сечение проходит проверку.

В качестве линии Л-1 принимаем кабель марки АПвП – 2(3х50).

Расшифровка кабеля марки АПвП:

А – токопроводная жила выполнена из алюминия;

Пв – изоляционный состав представляет собой сшитый полиэтилен;

П – внешняя оболочка произведена также из полиэтилена.

Для остальных кабельных линий расчет производится аналогично.
Результаты сводим в таблицу 5.1

Таблица 5.1.Кабельные линии.

№	Назначение линии	Количество линий	Расч. нагрузка на один кабель		I , км	Способ прокладки	Марка и сечение кабеля, выбранного по условию допустимого нагрева S , мм ²	Доп.нагр. на один кабель,	
			I_p , А	$I_{п/ав}$, А				$I'_{доп}$, А	$1,3I'_{доп}$, А
1	ГПП – ТП1	2	96,56 9	193.13 8	0,8	Траншея	АПвП - (3х50)	180	234
2	ГПП – ТП2	2	96,56 9	193.13 8	0,73		АПвП - (3х50)	180	234
3	ГПП – ТП3	2	60,15	120.3	0,183		АПвП - (3х35)	160	208
4	ГПП – ТП4	2	96,56 9	193.13 8	0,16		АПвП -(3х50)	180	234
5	ГПП – ТП5	2	96,56 9	193.13 8	0,09		АПвП - (3х50)	180	234
6	ГПП – ТП6	2	60,15	120,3	0,295		АПвП - (3х35)	160	208
7	ГПП – ТП7	2	96,56 9	193.13 8	0,44		АПвП - (3х50)	180	234

Таблица 5.2. Выбор сечений кабельных линий распределительной сети 0,4 кВ

№	Назначение линии	Количество линий	Расчетная нагрузка на один кабель		длина линии l , м	Способ прокладки	Коэффициент прокладки кабеля	Марка и сечение кабеля, выбранного по условию допустимого нагрева S , мм ²	Допустимая нагрузка на один кабель	
			I_p , А	$I_{п/ав}$, А					$I'_{доп}$, А	$I, 3I'_{доп}$, А
8	ТП1 – РП11	4	264.9	529.8	170	Траншея	1	АВВГ-1х(4х240)	465	604.5
9	ТП2– РП11	4	264.9	529.8	135		1	АВВГ-1х(4х240)	465	604.5
10	ТП3 – РП3	4	213	426	280		1	АВВГ-1х(4х240)	465	604.5
11	ТП6 – РП7	4	152.132	304.264	52		1	АВВГ-1х(4х95)	250	325
12	ТП7 – РП8	4	274.638	549.3	126		1	АВВГ-1х(4х240)	465	604.5

$$\Delta U_{ном\%} = \frac{3 \cdot 213 \cdot 0,28 \cdot (0,108 \cdot 0,727 + 0,145 \cdot 0,687)}{0,4 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 7.9\%$$

Выбор сечений проводников питающей сети цеха будем производить из условий допустимой нагрузки и допустимой потери напряжения.

Выбор сечения проводника по условию допустимого нагрева при длительном протекании расчетного тока нагрузки I_m определяется из условия:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{k_{прокл}};$$

Пример расчетов для линии ТП 1 – РП11:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{k_{прокл}} = \frac{264.9}{1} = 264.9 \text{ А},$$

Выбираем сечение кабеля, удовлетворяющее условию. Принимаем кабель марки АВВГ 1х(4х240): $I_{доп} = 465 \text{ А}$. Схема питания цехов [Приложение В]

5.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.

Короткие замыкания в электрических системах возникают при нарушении изоляции токоведущих элементов электрических устройств, в результате ее естественного старения (износа), своевременно не выявленного путем профилактических испытаний или каких-либо повреждений в эксплуатации.

Возможны повреждения изоляции при перенапряжениях, например, при прямых ударах молнии в провода воздушных линий или распределительные устройства.

Вычисление токов короткого замыкания необходимо для:

1. выбора электрооборудования;
2. выбора средств ограничения токов короткого замыкания;

3. проектирования релейной защиты.

Расчет токов КЗ ведем в относительных единицах. Для этого все расчетные данные приводим к базисному напряжению и базисной мощности.

Для расчета токов КЗ составляется расчетная схема – упрощенная однолинейная схема электроустановки, в которой учитываются все источники питания, трансформаторы, воздушные и кабельные линии.

Расчёт токов КЗ ведётся для линии ГПП-ТП1, в относительных единицах. По расчетной схеме составляем схему замещения, в которой указываем сопротивления всех элементов и намечаем точки для расчета токов КЗ.

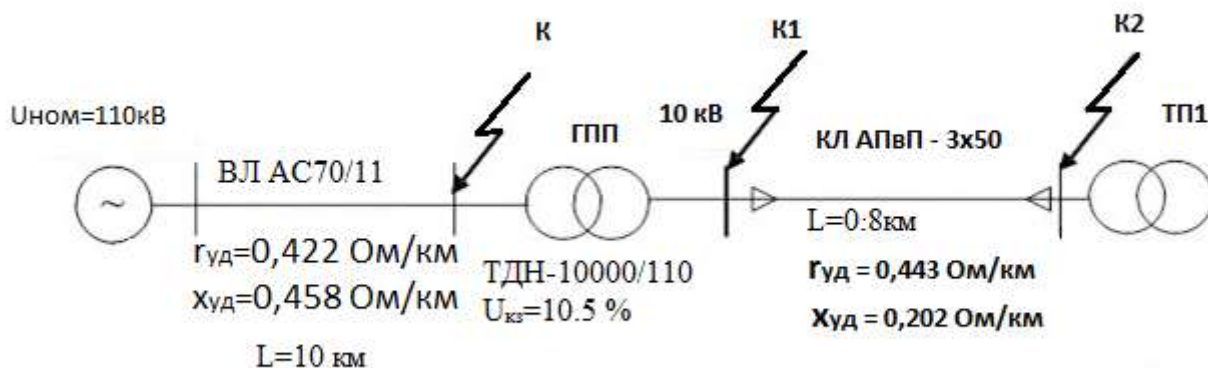


Рисунок 5.1-Расчетная схема для расчета КЗ

Принимаем базисную мощность $S_б = 100 \text{ МВА}$ и среднее напряжение ступени с точками КЗ $U_б = U_{ср} = 110 \text{ кВ}$; $U_{б1} = U_{ср1} = 10,5 \text{ кВ}$; Определяем

базисные токи:

$$I_{\delta 1} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА.}$$

$$I_{\delta 2} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta 1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Составляем схему замещения

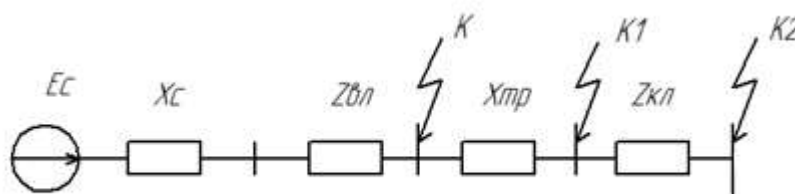


Рисунок 5.2.-Схема замещения

Определяем сопротивления элементов схемы замещения в базисных единицах.

Воздушная линия:

$$x_{вл*} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,458 \cdot 3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,00104 \text{ о. е.};$$

$$r_{вл*} = r_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{\delta}^2} = 0,422 \cdot 3 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,0095 \text{ о. е.};$$

Трансформатор ГПП:

$$x_{трГПП*} = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{\delta}}{S_{н.тр}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{10} = 1,05 \text{ о. е.};$$

Кабельные линии:

$$x_{\text{кл}*} = x_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,202 \cdot 0,8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,147 \text{ о. е.};$$

$$r_{\text{кл}*} = r_{\text{уд}} \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,443 \cdot 0,8 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,321 \text{ о. е.};$$

$$Z_{\text{вл}} = \sqrt{r_{\text{вл}}^2 + x_{\text{вл}}^2} = \sqrt{0,0095^2 + 0,00104^2} = 0,01; \quad Z_{\text{кл}} = \sqrt{r_{\text{кл}}^2 + x_{\text{кл}}^2} = \sqrt{0,147^2 + 0,321^2} = 0,353.$$

где $r_{\text{уд}}$ и $x_{\text{уд}}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивление линии на один км длины, Ом/км; l – длина линии, км.

$$E_c = 1; \quad X_c = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{откл}}} \cdot \frac{S_6}{U_{61}^2} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 31,5} \cdot \frac{100}{115^2} = 0,016;$$

где $I_{\text{откл}}$ – номинальный ток отключения выключателя.

Расчет токов КЗ и ударных токов для точек К, К1, К2:

$$I_{\text{К1}} = \left(\frac{E_c}{X_c + Z_{\text{вл}}} \right) \cdot I_{\delta 1} = \left(\frac{1}{0,016 + 0,01} \right) \cdot 0,502 = 19,308 \text{ кА};$$

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К}} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot I_{\text{К1}} = 37,4 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К2}} = \left(\frac{E_c}{X_c + Z_{\text{вл}} + X_{\text{мп}}} \right) \cdot I_{\delta 2} = \left(\frac{1}{0,016 + 0,01 + 1,05} \right) \cdot 5,5 = 5,11 \text{ кА};$$

$$I_{\text{уд2}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К1}} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 5,22 = 13,73 \text{ кА};$$

$$I_{\text{К3}} = \left(\frac{E_c}{X_c + Z_{\text{вл}} + X_{\text{мп}} + Z_{\text{кл}}} \right) \cdot I_{\delta 2} = \left(\frac{1}{0,016 + 0,01 + 1,04 + 0,353} \right) \cdot 5,5 = 3,85 \text{ кА};$$

$$I_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{уд}} \cdot I_{\text{К2}} = \sqrt{2} \cdot 1,9 \cdot 5,18 = 10,345 \text{ кА};$$

Термически стойкое сечение:

$$F_{\min} = \frac{\sqrt{B_k}}{C_T},$$

где $B_k = I_k^2(t_{omk} + T_a)$ – тепловой импульс тока КЗ, $A^2 \cdot c$;

T_a – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, принимаем равной 0,01 с

$t_{omk} = t_z + t_{\theta}$ – время отключения КЗ, с;

t_z – время действия основной защиты, с;

t_{θ} – полное время отключения выключателя, с;

C_T – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при КЗ и материала проводника:

- для кабелей до 10 кВ с алюминиевыми жилами $C_T = 90 A \cdot c^{1/2}$

Для выключателя типа ВПМ 10-20/630 УЗ полное время отключения

$$t_{\theta} = 0,11 \text{ с}$$

Время действия основной защиты $t_z = 0,5 \text{ с}$

Проверяем линию ГПП – ТП1:

$$I_{K3} = 5,11 \text{ кА}$$

$$(t_{omk} + T_a) = 0,5 + 0,11 + 0,01 = 0,62 \text{ с},$$

$$F_{\min} = \frac{I_{K3} \sqrt{t_{OTK} + T_A}}{C_T},$$

$$F_{\min} = \frac{5,11 \cdot 10^3 \sqrt{0,62}}{90} = 44,7 \text{ мм}^2$$

Полученное значение минимального сечения показывает, что выбранный кабель, для данного участка распределительной сети АПвП – 2(3×50) проходит проверку на термическую стойкость при КЗ в начале линии.

5.2. Выбор высоковольтного оборудования

1. Выключатели:

Выберем высоковольтный выключатель.

Зная начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ и ударный ток КЗ выберем высоковольтный выключатель.

Принимаем к установке выключатель марки ВПМ-10-20/630У3.

Проверка:

Расчетные данные		Справочные данные
$U_H = 10 \text{ кВ}$	=	$U_H = 10 \text{ кВ}$
$I_{\max} = 96,569 \text{ А}$	<	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$
$I_{п.о.} = 5,11 \text{ кА}$	<	$I_{\text{откл.ном}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13,73 \text{ кА}$	<	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_k = 16.19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$	<	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

2. Трансформаторы тока.

Выбираем ТОЛ 10 - 8.

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, I_{\text{ном}}^1 = 400 \text{ А}, I_{\text{ном}}^2 = 5 \text{ А}$$

Проверяем трансформатор тока по следующим условиям:

1) Номинальное напряжение:

$$U_{уст} \leq U_{ном} \quad (10кВ \leq 10кВ)$$

2) Номинальный ток:

$$I_{ном} \leq I_{ном} \quad (96,569А \leq 400А)$$

4) Электродинамическая стойкость:

$$i_y \leq i_{дин} \quad (11,4кА \leq 175кА),$$

5) Термическая стойкость:

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

$$I_{терм}^2 \cdot t_{терм} = 45^2 \cdot 3 = 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

$$16.19 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \leq 6075 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Таблица 5.3 Измерительное оборудование

Прибор	Тип	Нагрузка, ВА, фазы		
		А	В	С
Амперметр показывающий	Э – 365	0,5	-	-
Ваттметр	Д – 335	0,5	-	0,5
Счетчик активной энергии	СА3 – И674	2,5	-	2,5
Счетчик реактивной энергии	СР4 – И673М	2,5	-	2,5
Итого		6	-	5,5

Общее сопротивление приборов определяется по выражению:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6}{5^2} = 0,24 \text{ Ом}$$

I_2 – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора

Сопротивление контактов $r_k = 0,1$ Ом при общем числе приборов более трех;

$$z_{2\text{ном}} = 0,8 \text{ Ом.}$$

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_k = 0,8 - 0,24 - 0,1 = 0,46 \text{ Ом};$$

Длина проводов $l_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 5 = 8,66$ - расчетная длина соединительных проводов при включении трансформаторов тока и приборов в неполную звезду.

$l = 5\text{-}6\text{ м}$ – длина соединительных проводов от трансформатора тока до приборов

Определяем сечение проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l}{r_{\text{пр}}} = \frac{0,0283 \cdot 8,66}{0,46} = 0,533 \text{ мм}^2$$

$\rho = 0,0283 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{м}$ – удельное сопротивление материала алюминия.

По условию прочности принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил – 4 мм^2 .

3. Трансформатор напряжения (TV)

Выбираем ЗНОЛ-10

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}, U_{\text{ном}}^1 = \frac{10000}{\sqrt{3}} \text{ В}, U_{\text{ном}}^{2\text{осн.втор.}} = \frac{100}{\sqrt{3}} \text{ В}$$

Проверяем трансформатор напряжения по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} \quad (10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ})$$

Таблица 5.4. Характеристики приборов

Прибор		Тип	S одной обмотк и ВА	Чис ло обм ото к	cos φ	sinφ	Число приборо в	Общая потребляема я мощность	
								P, Вт	Q, ВАp
Вольтметр (сборные шины)		Э-335	2	1	1	0	1	2	-
Варметр	Ввод 10 кВ от транс формат ора	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
Счетчик активно й энергии		И-674	3 Вт	2	0,38	0,92 5	1	6	14,5
Счетчик реактив ной энергии		И-673	3 Вт	2	0,38	0,93 5	1	6	14,5
Счетчик активно й энергии	Кабель ные линии н10кВ	И-674	3 Вт	2	0,38	0,92 5	3	18	43,5
Счетчик реактив ной энергии		И-673	3 Вт	2	0,38	0,93 5	3	18	43,5
Итого								53	116

$$P = S \cdot n_{обм} \cdot n_{приб} = 3 \cdot 2 \cdot 3 = 18 Вт$$

$$Q = P \cdot \operatorname{tg} \varphi = 18 \cdot 2,43 = 43,5 ВАр$$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{53^2 + 116^2} = 127,5 ВА$$

Три трансформатора напряжения, соединенных в звезду, имеют мощность $75 \cdot 3 = 225 \text{ ВА}$, что больше $S_{2\Sigma}$. Таким образом, трансформаторы напряжения будут работать нормально в выбранном классе точности 0,5.

5.3. Проектирование электроснабжения термо-обдирочного цеха

Электроснабжение цеха выполняется в следующей последовательности:

1. Приёмники цеха распределяются по пунктам питания (силовым распределительным шкафам), выбирается схема и способ прокладки питающей сети цеха (от ТП до пунктов питания). Принятая схема (радиальная, магистральная, смешанная) питающей сети должна обеспечивать требуемую надёжность питания приёмников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приёмников и перемещения приёмников по площади цеха. Выбор способа прокладки питающей сети производится с учётом характера окружающей среды и возможных условий места прокладки. Исполнение силовых распределительных пунктов и шинопроводов должно также соответствовать характеру окружающей среды.

2. Определяются расчётные электрические нагрузки по пунктам питания цеха.

3. Производится выбор сечений питающей сети по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева и проверка их по потере напряжения.

4. Производится выбор силовой распределительной сети и аппаратов защиты и управления цеха.

5. Для участка цеховой сети (от вводного автомата на подстанции до самого мощного электроприёмника) строится карта селективности действия аппаратов защиты.

6. Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонений

напряжения для цепочки линий от шин ГПП до зажимов одного наиболее мощного электроприёмника для режимов максимальной, минимальной и послеаварийной нагрузок.

Намечаем радиальную схему питающей сети цеха. Способ прокладки питающей сети цеха (от ТП-3 до пунктов питания) – в трубах под полом.

5.3.1. Выбор и проверка электрических аппаратов и токоведущих частей в сети до 1000 В

Выбор аппаратов защиты цеховой сети.

Условия выбора автоматических выключателей:

1. $I_{н.расц} \geq I_{дл}$;
2. $I_{уст.эм} \geq 1,5 \cdot I_{пуск}$;
3. $I_{кз} \geq 1,25 \cdot I_{тик} = 1,25 \cdot (I_{пуск.наиб.} + \sum I_{ном})$ – для группы ЭД в количестве до 5 шт. (вкл.);

$I_{кз} \geq 1,25 \cdot I_{тик} = 1,25 \cdot [I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.})]$ – для группы ЭД больше 5 шт.,

где $I_{н.расц}$ – номинальный ток расцепителя автоматического выключателя, А;

$I_{кз}$ – номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ.

Пример выбора автоматического выключателя токарного станка (ЭП №3 (ПР85-1)):

Номинальный ток определяем по формуле

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

где $P_{ном}$ - номинальная мощность двигателя, кВт;

$U_{ном}$ - номинальное напряжение двигателя, кВ;

$\cos \varphi$ - коэффициент мощности;

Получаем

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi} = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,9} = 21,102 \text{ А};$$

$$I_{пуск} = 5 \cdot I_{ном} = 105,51 \text{ А};$$

$$I_{уст.эм} = I_{кз} \geq 1,5 I_{пуск};$$

Намечаем к установке автомат серии ВА57-35

$$I_{н.расц} = 25A \geq I_{дл} = 21,102 A ;$$

$$I_{уст.эм} = 200 = 480 A \geq 1,5 \cdot 105,51 = 158,265 A ;$$

Окончательно выбираем автомат ВА57-35с параметрами:

$$I_{н.расц} = 25A; \quad I_{уст.эм} = 200 A;$$

Пример выбора распределительного пункта:

Принимаем к установке распределительный пункт ПР8703-2054-6УХЛ2 с 12-ю допустимыми присоединениями.

Данные всех распределительных пунктов сведены в таблицу:

Таблица 5.5 Устанавливаемые распределительные шкафы

№ шкафа	Тип шкафа	Число отходящих линий
ПР85-1	ПР8501-044-54У1	9
ПР85-2	ПР8501-044-54У1	6
ПР85-3	ПР8501-044-54У1	7
ПР85-4	ПР8501-044-54У1	7
ПР85-5	ПР8501-044-54У1	4

Пример выбора автоматического выключателя для защиты распределительного пункта ПР85-1:

$$I_{тик} = I_{н.м} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.м}) = 328,253 + (130,9 - 0,14 \cdot 65,65) = 439,96$$

$$I_{н.расц.} = 125 A \geq I_p = 120,9 A$$

$$I_{уст.эм} = 750 \geq 1,25 \cdot I_{кр} = 549,95$$

Окончательно выбираем автомат ВА57-35 с параметрами:

$$I_{н.расч} = 125A; \quad I_{уст.эм} = 750 \text{ A}$$

Таблица 5.6 Выбор аппаратов защиты

	Idл, А	Iпик, А	Аппарат защиты
ПР85-1	217,03	549,95	ВА57-35
ПР85-2	190,14	488,17	ВА57-35
ПР85-3	358,37	834	ВА51-39
ПР85-4	255,56	378	ВА52-39
ПР85-5	279,089	962,1	ВА52-39

5.3.2 Выбор сечений линий сети цеха

Выбор сечения проводника по условию допустимого нагрева при длительном протекании расчетного тока нагрузки I_m определяется из условия:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{k_{прокл}}$$

Также сечение проводника должно быть согласовано с аппаратом защиты этого проводника по условию:

$$I_{доп} \geq \frac{k_z \cdot I_z}{k_{прокл}},$$

где $k_{прокл}$ - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;

k_z - коэффициент защиты или кратность защиты;

I_z - номинальный ток или ток уставки срабатывания защитного аппарата, А.

Пример расчетов для линии ПР85-1 – ЭП-3(Токарный станок)

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{k_{прокл}} = \frac{21,102}{0,87} = 24.262 \text{ A},$$

где $k_{\text{прокл}} = 0,87$ при способе прокладки кабеля – в трубах под полом.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{k_3 \cdot I_3}{k_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 25}{0,87} = 28,735 \text{ А, где } I_3 = I_{\text{ном.расц}} = 25 \text{ А, } k_3 = 1,$$

Выбираем сечение кабеля, удовлетворяющее обоим условиям.

Принимаем кабель марки АПВ- 1(4х6): $I_{\text{доп}} = 30 \text{ А}$.

5.4. Расчет питающей и распределительной сети по условиям допустимой потери напряжения и построение эпюры отклонений напряжения

Расчет выполняем для цепочки линий от шин ГПП до зажимов наиболее отдалённого электроприемника №1. Расчет ведем для двух режимов: максимального и минимального.

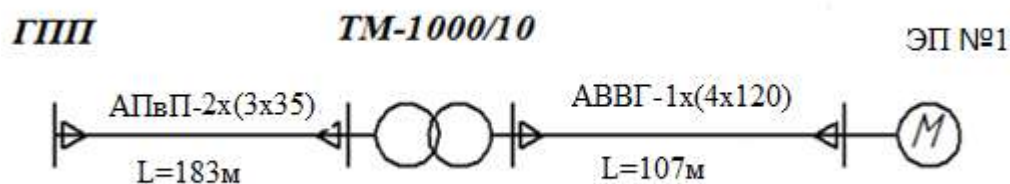


Рисунок 5.3- Схема замещения для расчета потерь напряжения

Для трансформатора

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

где $\beta_m = \frac{S_{\text{фактич}}}{S_{\text{н.тр.}}}$ – фактический коэффициент загрузки цехового

трансформатора;

$S_{\text{фактич}}$ – фактическая нагрузка одного трансформатора, кВА;

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

$$U_a = \frac{\Delta P_{кз} \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} \quad - \quad \text{активная составляющая напряжения короткого}$$

замыкания цехового трансформатора, %;

$\Delta P_{кз}$ – потери активной мощности при КЗ, кВт;

$$U_p = \sqrt{(U_{к})^2 - (U_a)^2} \quad - \quad \text{реактивная составляющая напряжения короткого}$$

замыкания цехового трансформатора, %;

U_k – напряжение короткого замыкания, %;

$\cos \varphi_2$ – коэффициент мощности вторичной нагрузки трансформатора

Для линии:

$$\Delta U\% = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{10 \cdot U_i^2},$$

где P и Q – соответственно величины активной и реактивной мощностей, передаваемых по расчетному участку в рассматриваемом режиме, кВт и кВар;

R и X – активное и индуктивное сопротивления данного участка сети, Ом;

U_i – напряжение на данном участке сети (в начале участка), кВ.

Расчет для максимального режима нагрузок:

Участок (1-2) ГПП – ТПЗ:

$$R_{12} = r_{012} \cdot L_{12} = 0,447 \cdot 0,18 = 0,086 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{012} \cdot L_{12} = 0,25 \cdot 0,18 = 0,045 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10 U_1^2} = \frac{1176 \cdot 0,086 + 241 \cdot 0,045}{10 \cdot 10,5^2} = 0,1\%;$$

$$U_2 = 10,5 - \frac{10,5}{100} \cdot 0,1 = 10,489 \text{ кВ};$$

Участок 2-3(ТМ-1000/10):

$$U_a = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot 100\%}{S_{н.мп.}} = \frac{10 \cdot 100\%}{1000} = 1\%;$$

$$U_p = \sqrt{(U_{\kappa})^2 - (U_a)^2} = \sqrt{5,5^2 - 1^2} = 5,4\%;$$

$$\beta_m = 0,698$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0,698(1 \cdot 0,985 + 5,4 \cdot 0,173) + \frac{0,698^2}{200} (1 \cdot 0,173 - 5,4 \cdot 0,985) = 1,327\%; \end{aligned}$$

$$U_3 = 10489 - \frac{10500}{100} \cdot 1,327 = 10,35 \text{ кВ};$$

$$U_3'' = 0,4 \cdot \frac{10,35}{10,5} = 0,394 \text{ кВ};$$

Участок 3-4 (РП – ЭП1)

$$\begin{aligned} \Delta U_{34} &= \frac{(P_{34} R_{34,y\partial} + Q_{34} X_{34,y\partial})}{10 U_3^2} \cdot l = \\ &= \frac{(22 \cdot 0,261 + 38,06 \cdot 0,19)}{10 \cdot 0,394^2} \cdot 0,107 = 0,9\%; \end{aligned}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{34} = 394 - \frac{0.9 \cdot 3}{100} = 390 \text{ В}$$

Отклонения напряжения:

$$\delta U_1 = 5\%;$$

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_{12} \% = 4,9\%;$$

$$\delta U_3 = \delta U_2 - \Delta U_{23} \% = 3.573\%;$$

$$\delta U_4 = \delta U_3 - \Delta U_{34} \% = 2.673\%;$$

Для силовых сетей отклонения напряжения от номинального должны составлять не более $\pm 5\%$. В данном случае условие выполняется.

Расчет для минимального режима нагрузок:

Производится аналогично при параметрах

$$P_{\min} = 0,6 \cdot P_p = 0,6 \cdot 1376 = 825.6 \text{ кВт}$$

$$Q_{\min} = 0,4 \cdot Q_p = 0,4 \cdot 241 = 96.4 \text{ кВар}$$

Участок (1-2) ГПП – ТПЗ:

$$R_{12} = r_{012} \cdot L_{12} = 0,447 \cdot 0,18 = 0,086 \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{012} \cdot L_{12} = 0,25 \cdot 0,18 = 0,045 \text{ Ом};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10 U_1^2} = \frac{825.6 \cdot 0,086 + 96.4 \cdot 0,045}{10 \cdot 10,5^2} = 0,068\%;$$

$$U_2 = 10,5 - \frac{10,5}{100} \cdot 0,068 = 10,493 \text{ кВ};$$

Участок 2-3(ТМ-1000/10):

$$U_a = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot 100\%}{S_{н.мр.}} = \frac{10 \cdot 100\%}{1000} = 1\%;$$

$$U_p = \sqrt{(U_{\kappa})^2 - (U_a)^2} = \sqrt{5,5^2 - 1^2} = 5,4\%;$$

$$\beta_m = 0.416$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{23} &= \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} (U_a \cdot \sin \varphi_2 - U_p \cdot \cos \varphi_2) = \\ &= 0,416(1 \cdot 0,98 + 5,4 \cdot 0,2) + \frac{0,416^2}{200} (1 \cdot 0,2 - 5,4 \cdot 0,98) = 0.853\%; \end{aligned}$$

$$U_3 = 10493 - \frac{10500}{100} \cdot 0.853 = 10,403 \text{ кВ};$$

$$U_3'' = 0,4 \cdot \frac{10,403}{10,5} = 0,396 \text{ кВ};$$

Участок 3-4 (РП – ЭП1)

$$\begin{aligned} \Delta U_{34} &= \frac{(P_{34} R_{34, \text{л}} + Q_{34} X_{34, \text{л}})}{10 U_3^2} \cdot l = \\ &= \frac{(13.2 \cdot 0,261 + 15.224 \cdot 0,19)}{10 \cdot 0,396^2} \cdot 0,107 = 0.432\%; \end{aligned}$$

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{34} = 396 - \frac{0,432 \cdot 396}{100} = 394.3 \text{ В}$$

Отклонения напряжения:

$$\delta U_1 = 0\%;$$

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_{12} \% = -0,068\%;$$

$$\delta U_3 = \delta U_2 - \Delta U_{23} \% = -1,533\%;$$

$$\delta U_4 = \delta U_3 - \Delta U_{34} \% = -1.965\%;$$

Расчет для послеаварийного режима нагрузок:

Проводится аналогично максимальному. Принимается аварийное отключение одного трансформатора, тогда $\beta_{m/авар} = \frac{S_{расч}}{S_{н.тр}} = \frac{1396.946}{1000} = 1,397$

Отклонения напряжения:

$$\delta U_1 = 5\%;$$

$$\delta U_2 = \delta U_1 - \Delta U_{12} \% = 4,9\%;$$

$$\delta U_3 = \delta U_2 - \Delta U_{23} \% = 2.269\%;$$

$$\delta U_4 = \delta U_3 - \Delta U_{34} \% = 1.352\%;$$

Для силовых сетей отклонения напряжения от номинального должны составлять не более $\pm 5\%$. В данном случае условие выполняется.

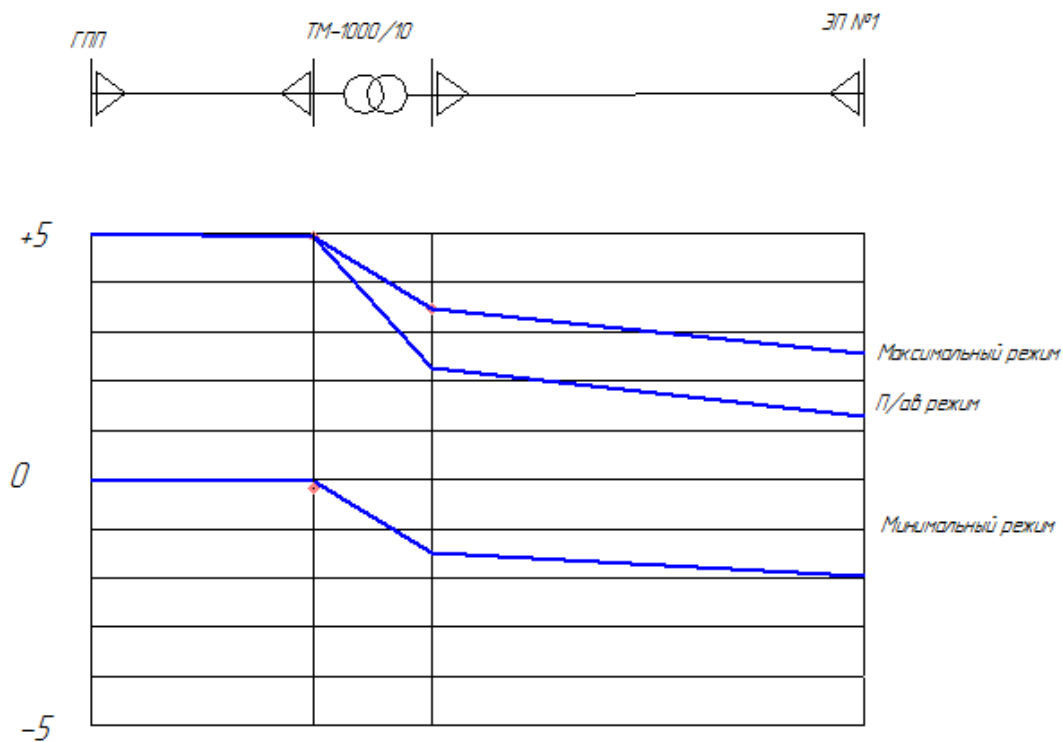


Рисунок 5.4- Падение напряжения на участке ГПП-ЭП №1

5.5. Расчет токов КЗ в сети до 1000 В

Расчет токов КЗ проводим для участка цеховой сети от ТПЗ до наиболее удаленного электроприемника цеха (ЭП №1).

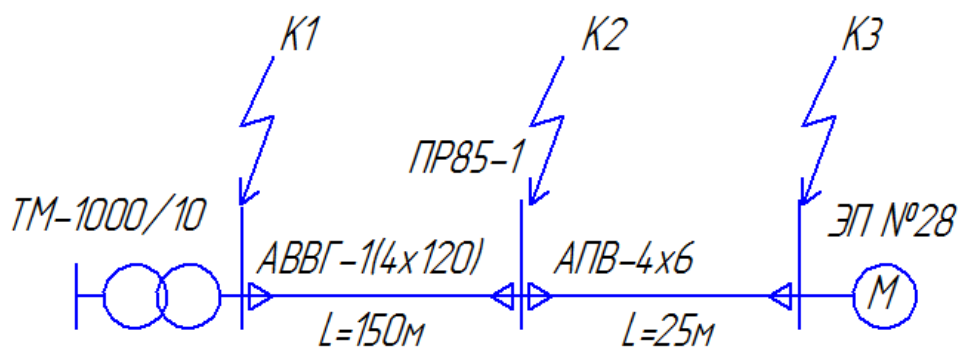


Рисунок 5.5- Схема замещения для расчета КЗ

Принимаем $U_c = 400\text{В}$.

Расчёт токов КЗ для точки К1:

Активное сопротивление трансформатора:

$$R_{mp} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_c^2}{S_{н.тр}^2} = \frac{10 \cdot 400^2}{1000^2} = 1,6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

Реактивное сопротивление трансформатора:

$$X_{mp} = \sqrt{\left(\frac{U_k \%}{100}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{н.тр}}\right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{н.тр}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100}\right)^2 - \left(\frac{10}{1000}\right)^2} \cdot \frac{400^2}{1000} = 8,653 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$Z_{к1} = \sqrt{R_{mp}^2 + X_{mp}^2} = \sqrt{1,6^2 + 8,653^2} = 8,8 \text{ мОм}.$$

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{к1} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{к1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 8,8} = 26,24 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y^{к1} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{к1} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 26,24 = 55,66 \text{ кА}$$

Расчёт токов КЗ для точки К2:

$$R_{кл1} = r_0 \cdot l \cdot 10^3 = 0,477 \cdot 0,15 \cdot 10^3 = 71,55 \text{ мОм};$$

$$X_{кл1} = x_0 \cdot L \cdot 10^3 = 0,25 \cdot 0,15 = 37,5 \text{ мОм}$$

Сопротивление катушек максимального тока автомата:

$$R_{кат} = 1,1 \text{ мОм};$$

$$X_{кат} = 0,7 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{конт} = 0,4 \text{ мОм}.$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$R_{к2} = R_{mp} + R_{кл1} + R_{кат} + R_{конт} = 1,6 + 71,55 + 1,1 + 0,4 = 74,65 \text{ мОм}$$

$$X_{\kappa 2} = X_{mp} + X_{\kappa l1} + X_{\kappa at} = 8,653 + 37,5 + 0,7 = 46,853 \text{ мОм}$$

$$Z_{\kappa 2} = \sqrt{R_{\kappa 2}^2 + X_{\kappa 2}^2} = \sqrt{74,65^2 + 46,853^2} = 88,135 \text{ мОм}$$

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{\kappa 2} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa 2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 88,135} = 2,62 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y^{\kappa 2} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 2} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,62 = 5,56 \text{ кА}.$$

Расчёт токов КЗ для точки КЗ:

$$R_{\kappa l2} = r_0 \cdot l \cdot 10^3 = 5,55 \cdot 0,025 = 138,75 \text{ мОм};$$

$$X_{\kappa l2} = x_0 \cdot L \cdot 10^3 = 0,33 \cdot 0,025 = 0,825 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$R_{\kappa 3} = R_{\kappa 2} + R_{\kappa l3} = 74,65 + 138,75 = 213,4 \text{ мОм}$$

$$X_{\kappa 3} = X_{\kappa 2} + X_{\kappa l3} = 46,853 + 0,825 = 47,678 \text{ мОм}$$

$$Z_{\kappa 3} = \sqrt{R_{\kappa 3}^2 + X_{\kappa 3}^2} = \sqrt{213,4^2 + 47,678^2} = 218,661 \text{ мОм}$$

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{\kappa 3} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa 3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 218,661} = 1,056 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y^{\kappa 3} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,056 = 2,24 \text{ кА}.$$

5.6. Построение карты селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети

Карту селективности строим для участка цеховой сети от вводного автомата на подстанции ТПЗ до самого удаленного электроприемника (ЭП №28).

Данные для построения карты селективности:

Таблица 5.7 Данные для карты селективности

	ЭП №28	ПР85-1	ТП-3	Значение тока КЗ в соотв. точках, кА		
				1	2	3
Расчётный ток, А	-	217	1986	26,24	2,62	1,056
Пиковый ток, А	-	549,95	2979			
Номинальный ток, А	21.1		-			
Пусковой ток, А	105.5		-			

Таблица 5.7 Параметры аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
ВА75-47	2500	4000
ВА57-35(1)	320	960
ВА57-35(2)	25	200

На рисунке цифрами обозначены:

1 – номинальный ток ЭП;

2 – пусковой ток ЭП;

- 3- расчетный ток ПР85-1;
- 4- критический ток ПР85-1;
- 5 – расчетный ток ТПЗ;
- 6 – критический ток ТПЗ;
- 7 – защитная характеристика ВА57-35(2);
- 8 – защитная характеристика ВА57-35(1);
- 9- защитная характеристика ВА75-47;
- 10– ток КЗ в точке К3;
- 11– ток КЗ в точке К2;
- 12 - ток КЗ в точке К1;

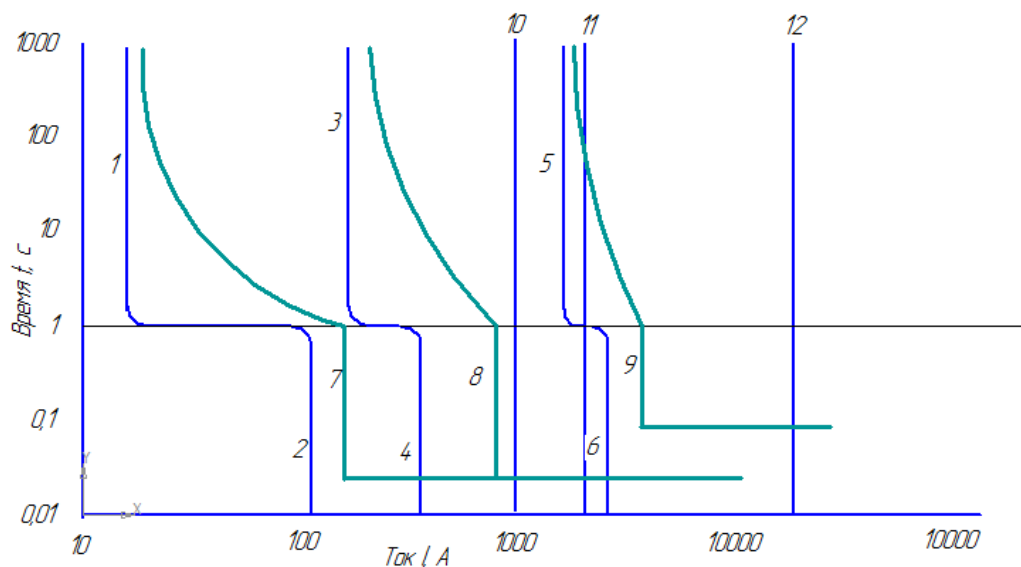


Рисунок 5.6-Карта селективности

6. Разработка проекта модернизации схемы энергоснабжения, путем установки ГПЭС

На данный момент в сфере добычи угля, нефти и газа аспекты строительства тепловых и электрических источников на месторождении, оптимизация в области теплоэнергоснабжения, обеспечивающие наивысшие технико-экономические показатели имеют наибольшую значимость.

Конкуренция на внутреннем и внешнем рынках заставляет предприятия искать пути снижения издержек производства. В себестоимости производимой продукции определенную часть занимают потребляемые энергоресурсы (электроэнергия, тепло, горячее водоснабжение). Один из способов снижения этих затрат - производство электроэнергии и тепла на собственной ГПЭС.

Среди малых электростанций стоит выделить газопоршневые электростанции (когенераторы) единичной мощностью от 100 кВт до 4 МВт, суммарная мощность не ограничена.

Газопоршневые установки идеально преобразуют энергию природного газа, в электрическую и тепловую, обеспечивая общий КПД до 90%.

Кроме того, собственная электростанция позволит обеспечить предприятие электроэнергией (резервирование) при аварии на внешних электрических сетях.

Помимо электроэнергии, электростанция производит тепло, утилизация которого позволяет снизить себестоимость электроэнергии и разгрузить котельную.

При решении строительства газопоршневой станции, следует руководствоваться преимуществами ГПС в сравнении с мини-ТЭЦ на базе ПТУ или ГТУ, а именно:

- себестоимость выработки электрической и теплоэнергии
- наивысший коэффициент полезного действия
- низкие капиталовложения
- наименьшее время строительства
- легко воспринимает переменные нагрузки
- низкая стоимость распределения между тепловой и электрической нагрузкой
- эксплуатационная простота

- низкие эксплуатационные издержки

Установка энергоцентра на предприятии требует значительных затрат. Поэтому, до начала строительства, целесообразно определиться с мощностью и комплектностью оборудования электростанции, ее адаптацией и интеграцией в существующую систему энергоснабжения предприятия.

В настоящем проекте запланированы следующие работы:

- определить месторасположение электростанции, позволяющее с наименьшими затратами выполнить подключение газопоршневой электростанции к существующим газовым, электрическим и тепловым сетям;
- определить оптимальную комплектацию оборудования электростанции;
- разработать основные схемы адаптации электростанции;
- определить общие затраты на реализацию проекта электростанции;
- произвести расчеты экономической эффективности.

Постановка задачи

Модернизация предусматривает установку газопоршневой ТЭС для обеспечения электроэнергией цехов №3 и №10 и обеспечения тепловой энергией цеха №10.

Цех №10 имеет длину 112 метров, ширину 78 метров и высоту 10 метров (рисунок №). Материал стен кирпич, утепленный минеральной ватой, стены обшиты профлистом. Потолок выполнен из бетонных плит, утепленных минеральной ватой, кровлей является профлист. Пол бетонный. Окна-пластиковые двухкамерные стеклопакеты.

6.1.Расчет тепловой характеристики здания

Для определения количества тепла, необходимого для отопления здания необходимо рассчитать его тепловую характеристику.

Параметры здания:

Стены: кирпич ГОСТ 530-95 [15] на песчано-цементном растворе, кладка 3 кирпича, утепление - маты из минеральной ваты.

Потолок: плиты бетонные 2ПВ12 ГОСТ 28042-2013[16] ,профили стальные листовые гнутые ГОСТ 24045-94 [17], маты из минеральной ваты прошитые, теплоизоляционные ГОСТ 21880-2011 [18].

Окна: блоки из поливинилхлоридных блоков ГОСТ 30674-99 [19]

Пол: бетон М200 ГОСТ 7473-2010 [20]

Длина-112м, ширина-78м, высота-10м.

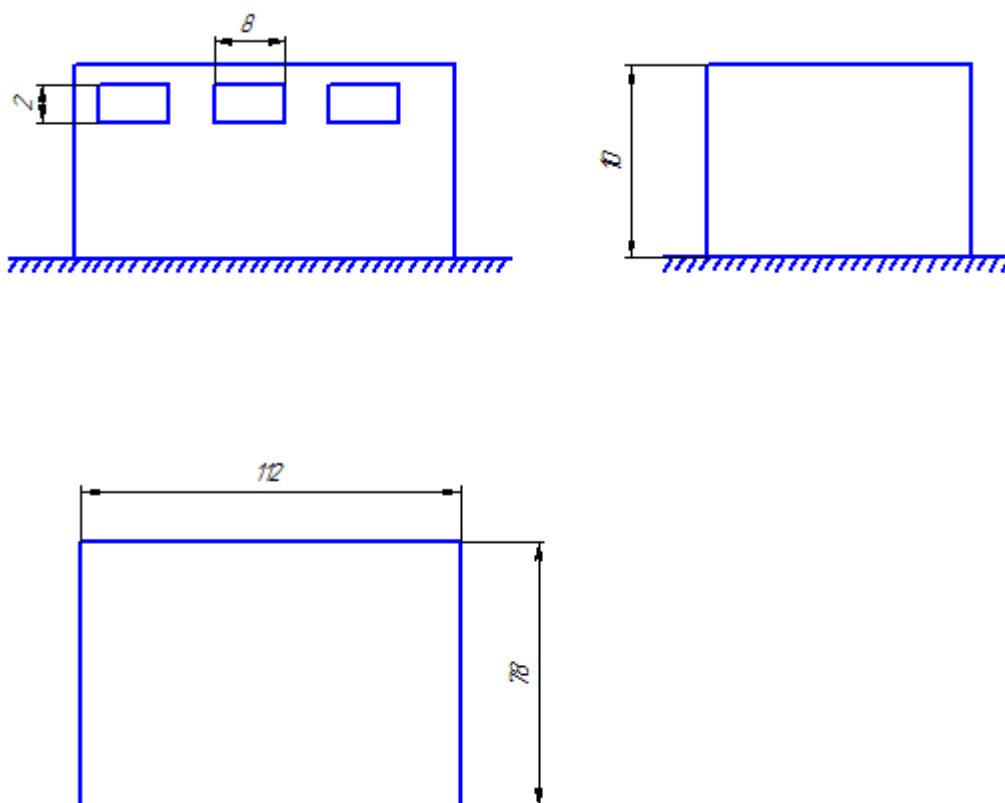


Рисунок 6.1 –Общий вид здания

Площади ограждающих конструкций:

$$F_{\text{стен}} = (10 \cdot 112 \cdot 2 - 2 \cdot 8 \cdot 6) + (78 \cdot 10 \cdot 2 - 5 \cdot 5 \cdot 2) = 3654 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{окон}} = 2 \cdot 8 \cdot 6 = 96 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{пола}} = 112 \cdot 78 = 8736 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{потолка}} = 112 \cdot 78 = 8736 \text{ м}^2$$

Расчет потерь тепла через полы ведется с разделением на зоны-полосы шириной 2м, зоны параллельны наружным стенам (рисунок-).

$$F_{\text{зонаI}} = 112 \cdot 2 \cdot 2 + 74 \cdot 2 \cdot 2 = 744 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{зонаII}} = 108 \cdot 2 \cdot 2 + 70 \cdot 2 \cdot 2 = 712 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{зонаIII}} = 104 \cdot 2 \cdot 2 + 66 \cdot 2 \cdot 2 = 680 \text{ м}^2$$

$$F_{\text{зонаIV}} = 100 \cdot 66 = 6600 \text{ м}^2$$

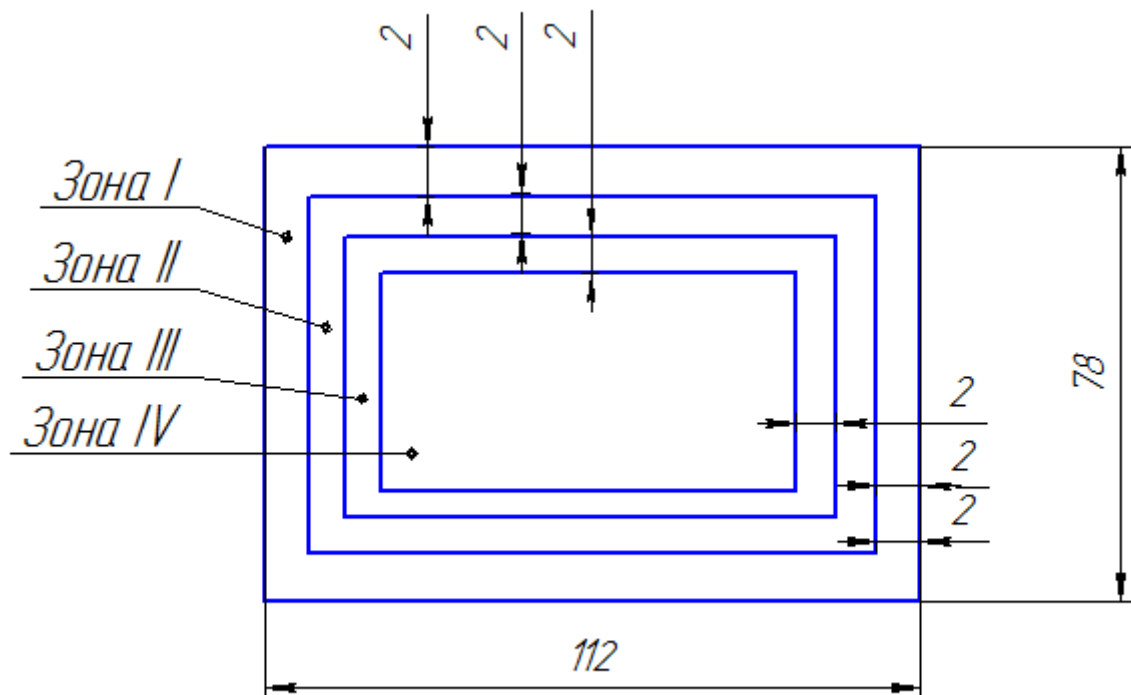


Рисунок 6.2 – Зоны для расчета тепловых потерь пола

6.2. Определение сопротивления теплопередачи ограждающих конструкций

Для определения полного сопротивления ограждающих конструкций, необходимо рассчитать сопротивление материалов, из которых они состоят.

Термическое сопротивление отдельного слоя :

Кирпич :

$$R_1 = R_2 = R_3 = \frac{\delta}{\lambda} = \frac{0,25}{0,83} = 0,301 \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C} / \text{Вт};$$

Раствор :

$$R_4 = R_5 = \frac{0,01}{0,93} = 0,011 \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C} / \text{Вт};$$

Минеральная вата :

$$R_5 = \frac{0,12}{0,038} = 3,158 \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C} / \text{Вт};$$

Плита бетонная пустотелая 2ПВ12 :

$$R_6 = 0,147 \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C} / \text{Вт} [14];$$

Профили стальные листовые гнутые

$$R_7 = \frac{\delta}{\lambda} = \frac{0,00012}{58} = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C} / \text{Вт};$$

Воздушная подушка :

$$R_{\text{в.п}} = 0 \text{ м}^2 \text{ }^\circ\text{C} / \text{Вт}, \text{ где}$$

δ – толщина слоя, м;

λ – расчетный коэффициент теплопроводности материала слоя, Вт / (м $^\circ$ C)

(прил.3[10])

Полное термическое сопротивление

Термическое сопротивление ограждающей конструкции с последовательно расположенными слоями :

Стена :

$$R_K = R_1 + R_2 + R_3 + R_4 + R_4 + R_5 + R_7 + R_{в.п} = 4,083 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт};$$

Потолок :

$$R_{K1} = R_5 + R_7 + R_6 = 3.305 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

Нормативные сопротивления теплопередаче для каждой зоны неутепленного пола(п.5.3[12]) :

$$R_I = 2,1 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

$$R_{II} = 4,3 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

$$R_{III} = 8,6 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

$$R_{IV} = 14,2 \text{ м}^2 \cdot ^\circ\text{C} / \text{Вт}$$

6.2.1. Коэффициенты теплопередач ограждений

$$K_1 = \frac{1}{R_K} = 0,245 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для стен};$$

$$K_2 = 0,49 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для окон}([11], \text{табл.2});$$

$$K_3 = \frac{1}{R_{K1}} = 0.303 \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для потолка};$$

$$K_I = \frac{1}{R_I} = 0.476, \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для зоны I пола}$$

$$K_{II} = \frac{1}{R_{II}} = 0.233, \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для зоны II пола}$$

$$K_{III} = \frac{1}{R_{III}} = 0.116, \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для зоны III пола}$$

$$K_{IV} = \frac{1}{R_{IV}} = 0.07, \text{ Вт} / \text{м}^2 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C} - \text{для зоны IV пола}$$

Теплопотери через ограждающие конструкции:

$$Q = K \cdot F \cdot (t_B - t_H) \cdot (1 + \beta), \text{ Вт, где}$$

t_B и t_H – расчетные температуры внутри помещений и наружного воздуха;

β – добавочные потери теплоты в долях от основных потерь, значение для наружных ограждающих конструкций принимаются равным 0,1.

Согласно СанПиН 2.2.4.548 – 96 примем $t_B = 23^0\text{C}$, $t_H = -19^0\text{C}$

(среднее значение в период 01.12.2016 – 28.02.2017[13])

Пример расчета для зимы:

$$Q_{\text{стен}} = K_1 \cdot F_{\text{стен}} \cdot (t_B - t_H) \cdot (1 + \beta) = 0.245 \cdot 3654 \cdot (23 - (-19)) \cdot (1 + 0,1) = 39470 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{окон}} = K_2 \cdot F_{\text{окон}} \cdot (t_B - t_H) \cdot (1 + \beta) = 0,49 \cdot 96 \cdot (23 - (-19)) \cdot (1 + 0,1) = 2074 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{потолка}} = K_3 \cdot F_{\text{потолка}} \cdot (t_B - t_H) \cdot (1 + \beta) = \\ = 0,303 \cdot 8736 \cdot (23 - (-19)) \cdot (1 + 0,1) = 116600 \text{ Вт};$$

Расчет для пола :

$$Q_{\text{зонаI}} = K_I \cdot F_{\text{зонаI}} \cdot (t_B - t_H) = 0,476 \cdot 744 \cdot (23 - 4) = 6731 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{зонаII}} = K_{II} \cdot F_{\text{зонаII}} \cdot (t_B - t_H) = 0,233 \cdot 712 \cdot (23 - 4) = 3287 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{зонаIII}} = K_{III} \cdot F_{\text{зонаIII}} \cdot (t_B - t_H) = 0,116 \cdot 680 \cdot (23 - 4) = 1644 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{зонаIV}} = K_{IV} \cdot F_{\text{зонаIV}} \cdot (t_B - t_H) = 0,07 \cdot 6600 \cdot (23 - 4) = 995 \text{ Вт};$$

$$Q_{\text{пола}} = Q_{\text{зонаI}} + Q_{\text{зонаII}} + Q_{\text{зонаIII}} + Q_{\text{зонаIV}} = 12660 \text{ Вт};$$

Суммарные средние потери тепла через ограждающие конструкции:

Осень(средняя температура за период $-8,2\text{C}^0$):

$$Q_{T1} = Q_{\text{стен1}} + Q_{\text{окон1}} + Q_{\text{потолка1}} + Q_{\text{пола1}} = 29,32 + 1,541 + 86,59 + 12,66 = 130,1 \text{ кВт}$$

Зима:

$$Q_{T2} = Q_{\text{стен2}} + Q_{\text{окон2}} + Q_{\text{потолка2}} + Q_{\text{пола2}} = 170.8 \text{ кВт}$$

Весна(средняя температура за период $-5,1\text{C}^0$):

$$Q_{T3} = Q_{\text{стен3}} + Q_{\text{окон3}} + Q_{\text{потолка3}} + Q_{\text{пола3}} = 108,9 \text{ кВт}$$

Для получения фактических расчетных потерь тепла необходимо учесть дополнительные потери тепла, которые зависят от размещения поверхностей

нагрева у наружных ограждений. Суммарная величина дополнительных составляет 15% от величины теплопотерь через ограждающие конструкции.

$$Q_{\Phi} = Q_T \cdot 1,15 = 196400 \text{ Вт}$$

6.3. Выбор когенерационной установки

Примем к установке газовую электростанцию Tedom Quanto D2000 (2 000 кВт) на базе промышленного газового двигателя производства компании Deutz Power Systems, модель TCG 2020V20. Блочная компоновка этих установок включает двигатель-генератор и комплект теплового оборудования - глушитель выхлопа и электрический распределитель с управляющей и силовой частью.



Рисунок 6.3 – Tedom Quanto D2000

Преимущества двигателя MWM TCG 2020 V20:

- Усовершенствование впускного канала и свечей зажигания
- Использование цикла Миллера позволило повысить КПД агрегатов.
- Набор нагрузки - в семь этапов
- Уменьшение количества вредного пространства в камере сгорания способствует полному сжиганию топлива и экономит до 15% газа в год
- Эффективная система вентиляции картера способствует повышению КПД путем использования горючих газов, попадающих в картер из камеры сгорания.
- За счет оптимизации отвода газов из камеры сгорания в картер и улучшенного разделения жидкой и газовой фаз были улучшены параметры

чистоты всасываемого воздуха и увеличены межсервисные интервалы турбонагнетателя.

- Новый турбонагнетатель TCR 16 для модели TCG 2020 с водяным охлаждением корпусов подшипников не требует специального обслуживания.
- Не более двух остановок технологического процесса в год для профилактического ТО

Установка имеет 5 распределителей, выполняющих следующие функции:
Распределитель R1 (силовой) содержит:

- автомат защиты генератора с механическим приводом, защищающий генератор и часть питающей проводки от перенапряжения и короткого замыкания, и кроме того служит в качестве коммутационного элемента при фазировании генератора к сети
- клеммник XV предназначен для подключения кабеля вывода мощности
- клеммник XG служит для подключения генератора
- измерительные трансформаторы тока
- питание собственных нужд
- в случае необходимости, установлены электрометры

Распределитель R2 (управляющий) содержит:

- центральную часть системы управления и расширяющие ее модули
- панель управления системы регулировки двигателя TEM-EVO и расширяющие ее I/O модули
- предохранительные выключатели
- элементы управления предназначенные для сервисных целей
- источник питания для приборов 24VDC
- клеммную коробку для подключения аналоговых датчиков, бинарных выключателей, приборов управления, удаленной связи и т.п.
- клеммник заказчика X4
- в случае необходимости, оснащен частотными преобразователями

Распределитель R3 содержит:

- преобразователи частоты (вентиляторы охлаждения технологического контура, вентиляторы аварийного охлаждения, вентиляторы контейнера)

Распределитель R4 содержит:

- систему управления двигателем TEM-EVO

Распределитель R5 содержит:

- элементы управления запуска вентиляторов технологического контура или вентиляторы аварийного охлаждения.

Таблица 6.1 Технические характеристики:

Тип двигателя	TCG 2020 V20
Электрическая мощность (кВт)	1942
Тепловая мощность (кВт)	1972
Скорость вращения (Об/мин)	1500
Напряжение (кВ)	0,4
Средний расход масла при полной нагрузке (г/кВтч)	0,2
Давление топливного газа (мбар)	20-200
Габаритные размеры агрегата	
Длина (мм)	20000
Ширина (мм)	5500
Высота (мм)	10000
Сухой вес (кг)	57720
Эксплуатационные характеристики	
Периодичность ТО	по результатам анализа масла, примерно через каждые 2000 мото/часов
Ресурс до кап. ремонта (мото/часов)	64 000
Полный ресурс (мото/часов)	не менее 240 000
Энергетические параметры	
Электрический КПД (%)	40,2
термический КПД (%)	42,7
общий КПД	84,7
Расход топлива при низшей теплоте сгорания газа равной 9,5 кВт·ч/нм3 (8180 ккал/нм3)	482нм3/ч

6.3.1 Описание система АВР установки

Установка оснащается щитами переключения нагрузки АВР (ATS). ATS - один из методов релейной защиты, направленный на повышение надежности работы сети электроснабжения. Заключается в автоматическом подключении к системе дополнительных источников питания в случае потери системой электроснабжения из-за аварии.

Щиты переключения нагрузки АВР (ATS) обеспечивают:

- Постоянный контроль наличия напряжения в цепях основного и резервного источников питания.
- Непрерывное сравнение текущих значений напряжения основного и резервного источников питания с заранее заданными максимальным и минимальным допустимыми значениями отклонения напряжения от номинального.

- Постоянный контроль правильности чередования фаз основного и резервного источников сетевого питания.
- Автоматическое восстановление электропитания потребителей электрической энергии путем присоединения резервного источника питания за время менее 1 сек, в случаях пропадания напряжения основного источника питания, выходе его за заданные пределы или изменения чередования фаз.
- После восстановления основного источника питания щит АВР с заданной выдержкой времени обеспечивает восстановление до-аварийной схемы питания электроустановок потребителя.
- По команде оператора осуществление отказа от использования основного или резервного питаний.
- Визуальный контроль наличия напряжений основного и резервного вводов, включения контакторов, коммутирующих на нагрузку основной, либо резервный источники питания, а также нарушения фазировки сетевых напряжений.

6.3.2 Определение логики работы АВР

Согласно логики работы данной схемы, при нормальных условиях питание нагрузки осуществляется от генератора. В случае сбоя в работе генератора нагрузка питается от трансформатора Т1, который способен обеспечить мощностью обе секции нагрузки.

Действием автоматики отключаются выключатели Q2, Q4 и включаются выключатели Q1, Q3.

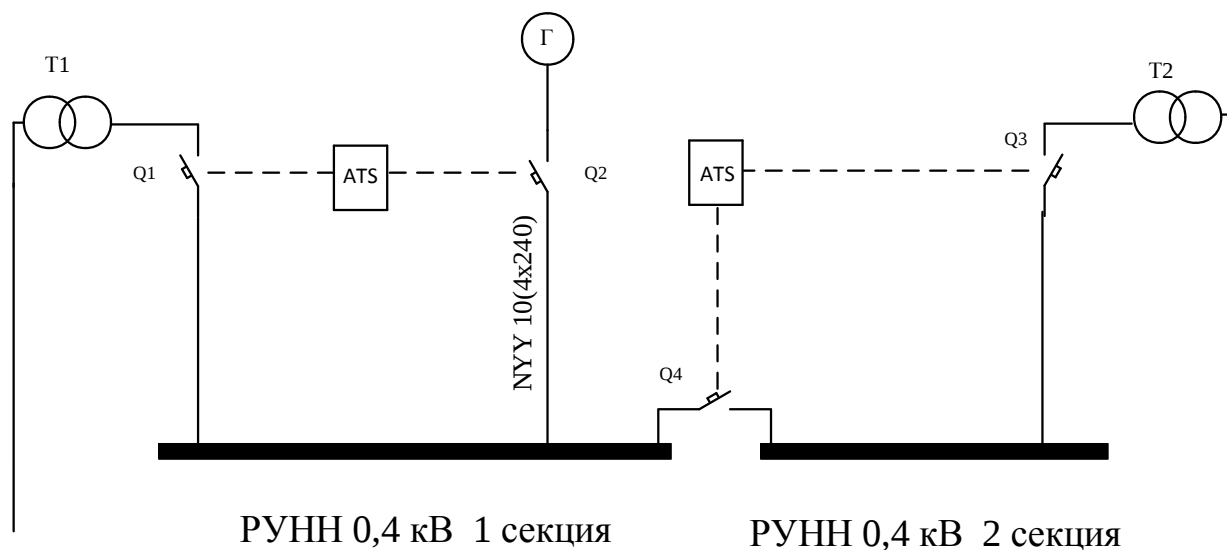


Рисунок 6.4-Схема работы автоматики

Таблица 6.1-Режимы работы выключателей

	Q1	Q2	Q3	Q4
Рабочий режим	0	1	0	1
Аварийный режим	1	0	1	0

6.4. Расчет теплового баланса

Определим коэффициент загрузки ГПУ при 100% загрузке:

$$K_{3.ГПУ} = \frac{P_{\text{Треб}}}{P_{\text{ГПУ}}} = \frac{1376}{1942} = 0,709$$

Определим среднесменный коэффициент загрузки завода по электрической мощности по суточному графику нагрузки:

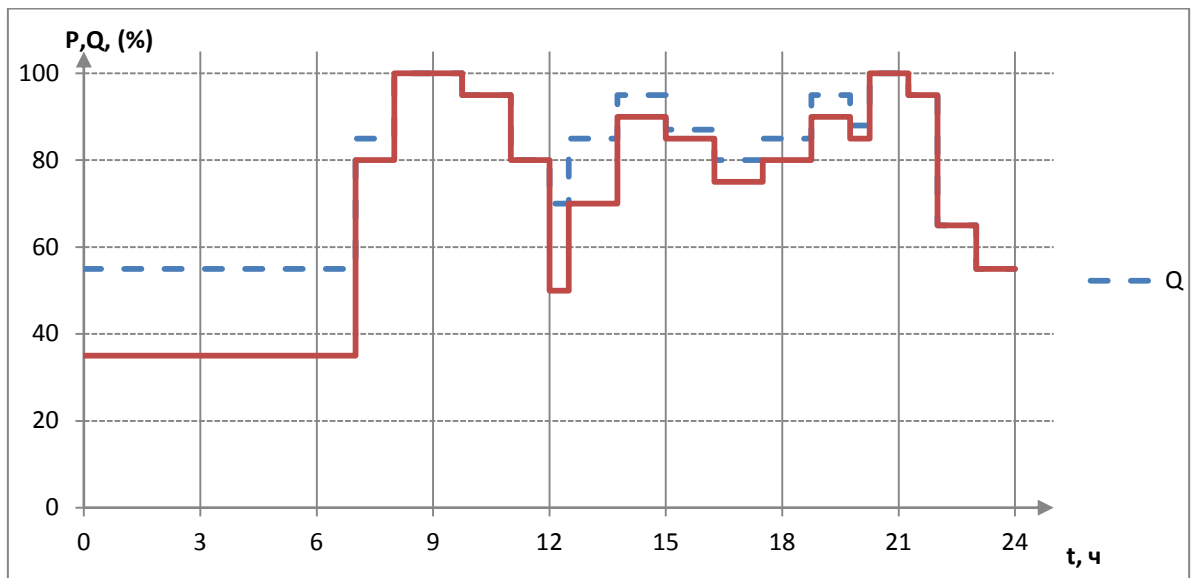


Рисунок 6.3 Суточный график нагрузки

$$K_{3, \text{сут}} = \frac{7 \cdot 35 + 3,25 \cdot 80 + 2,75 \cdot 100 + 1,75 \cdot 95 + 0,5 \cdot 50 + 70 \cdot 1,25 + 2 \cdot 90 + 1,75 \cdot 85 + 1,25 \cdot 75 + 1,25 \cdot 65 + 1,25 \cdot 55}{24 \cdot 100} = 0,68$$

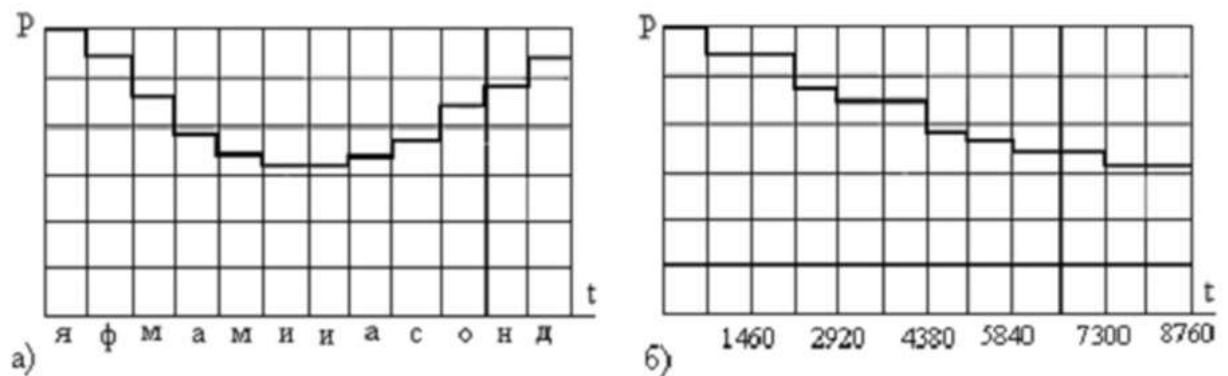


Рисунок 6.4 Годовой график нагрузки

Учитывая график нагрузки, определим коэффициенты загрузки за отопительный период, разбив его на три периода. Для Кемеровской области средняя продолжительность отопительного периода составляет 225 дней, начиная с 26.09.2016 [21].

Для осени (октябрь, ноябрь):

$$K_{31.ГПУ} = \frac{P_{\text{Треб}}}{P_{\text{ГПУ}}} \cdot \frac{K_{3.Окт} + K_{3.Нояб.}}{2} \cdot K_{3.Сут} = \frac{1376}{1942} \cdot \frac{0,75 + 0,8}{2} \cdot 0,68 = 0,373$$

Для зимы(декабрь, январь, февраль):

$$K_{32.ГПУ} = \frac{P_{\text{Треб}}}{P_{\text{ГПУ}}} \cdot \frac{K_{3.Дек} + K_{3.Янв.} + K_{3.Фев}}{3} \cdot K_{3.Сут} = \frac{1376}{1942} \cdot \frac{0,9 + 1 + 0,9}{3} \cdot 0,68 = 0,45$$

Для весны(март, апрель, май):

$$K_{33.ГПУ} = \frac{P_{\text{Треб}}}{P_{\text{ГПУ}}} \cdot \frac{K_{3.Март} + K_{3.Апр.} + K_{3.Май}}{3} \cdot K_{3.Сут} = \frac{1376}{1942} \cdot \frac{0,75 + 0,70 + 0,65}{3} \cdot 0,68 = 0,337$$

Для лета(июнь,июль,август,сентябрь):

$$K_{34.ГПУ} = \frac{P_{\text{Треб}}}{P_{\text{ГПУ}}} \cdot \frac{K_{3.Июнь} + K_{3.Июль} + K_{3.Август} + K_{3.Сент}}{4} \cdot K_{3.Сут} =$$

$$= \frac{1376}{1942} \cdot \frac{0,55 + 0,55 + 0,65 + 0,65}{4} \cdot 0,68 = 0,281$$

Сентябрь условно отнесем к летнему периоду, так как он не входит в отопительный период.

Учитывая коэффициенты загрузки, рассчитаем количество тепла, вырабатываемого газопоршневой ТЭС для каждого периода :

Осень:

$$Q_{ГПУ1} = Q_{ГПУ.Ном} \cdot K_{31.ГПУ} \cdot 24 \cdot (N_{\text{Окт}} + N_{\text{Нояб}}) = 1972 \cdot 0,373 \cdot 24 \cdot 61 = 1076,8 \text{ МВт}$$

Зима:

$$Q_{ГПУ2} = Q_{ГПУ.Ном} \cdot K_{32.ГПУ} \cdot 24 \cdot (N_{\text{Дек}} + N_{\text{Янв}} + N_{\text{Фев}}) = 1972 \cdot 0,45 \cdot 24 \cdot 90 = 1961,8 \text{ МВт}$$

Весна:

$$Q_{ГПУ} = Q_{ГПУ.Ном} \cdot K_{33.ГПУ} \cdot 24 \cdot (N_{\text{Март}} + N_{\text{Апр}} + N_{\text{Май}}) = 1972 \cdot 0,337 \cdot 24 \cdot 76 = 1212 \text{ МВт}$$

В летний период тепловая энергия не будет сниматься с теплообменников.

Рассчитаем количество тепла необходимого для обогрева цеха для каждого периода:

Осень:

$$Q_{\text{Треб1}} = Q_{\text{Т1}} \cdot 24 \cdot (N_{\text{Окт}} + N_{\text{Нояб}}) = 130,1 \cdot 24 \cdot 61 = 190,46 \text{ МВт}$$

Зима:

$$Q_{\text{Треб2}} = Q_{\text{Т2}} \cdot 24 \cdot (N_{\text{Дек}} + N_{\text{Янв}} + N_{\text{Фев}}) = 170,8 \cdot 24 \cdot 90 = 368,93 \text{ МВт}$$

Весна:

$$Q_{\text{Треб3}} = Q_{\text{Т3}} \cdot 24 \cdot (N_{\text{Март}} + N_{\text{Апр}} + N_{\text{Май}}) = 108,9 \cdot 24 \cdot 76 = 198,63 \text{ МВт}$$

Необходимое для обогрева здания количество тепла за отопительный период:

$$Q_{\text{Треб}} = Q_{\text{Треб1}} + Q_{\text{Треб2}} + Q_{\text{Треб3}} = 758,02 \text{ МВт}$$

Как мы видим ГПУ покрывает количество необходимого для обогрева тепла в каждый период отопительного сезона.

6.5. Экономический расчет

Рассчитаем стоимость тепловой энергии потребляемой за отопительный период:

$$Ц_{\text{Тепл}} = Q_{\text{Треб}} \cdot C_{\text{тепл.эн}} = 758,02 \cdot 599,29 \cdot 0,86 = 390,7 \text{ тыс.руб}$$

$$1 \text{ МВт} = 0,86 \text{ Гкал} / \text{ час}$$

$C = 599,29 \text{ руб} / \text{ Гкал}$ – максимальный уровень тарифа на тепловую энергию в Кемеровской области.[25]

Количество электрической энергии, потребляемой заводом для каждого периода:

Осень:

$$W_{31} = P \cdot K_3 \cdot T = 13017 \cdot 0,373 \cdot 24 \cdot 61 = 7108 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Зима:

$$W_{32} = P \cdot K_3 \cdot T = 13017 \cdot 0,45 \cdot 24 \cdot 90 = 12650 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Весна:

$$W_{33} = P \cdot K_3 \cdot T = 13017 \cdot 0,337 \cdot 24 \cdot 92 = 9686 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Лето:

$$W_{34} = P \cdot K_3 \cdot T = 13017 \cdot 0,281 \cdot 24 \cdot 122 = 10710 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Годовое потребление:

$$W_{3\text{Год}} = W_{31} + W_{32} + W_{33} + W_{34} = 40150 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Количество электрической энергии, потребляемой цехами №3 и №10 для каждого периода:

Осень:

$$W_1 = P \cdot K_3 \cdot T = 1376 \cdot 0,373 \cdot 24 \cdot 61 = 751,4 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Зима:

$$W_2 = P \cdot K_3 \cdot T = 1376 \cdot 0.45 \cdot 24 \cdot 90 = 1337.47 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Весна:

$$W_3 = P \cdot K_3 \cdot T = 1376 \cdot 0.337 \cdot 24 \cdot 92 = 1023.87 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Лето:

$$W_4 = P \cdot K_3 \cdot T = 1376 \cdot 0.281 \cdot 24 \cdot 122 = 1132.13 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Годовое потребление:

$$W_{\text{Год}} = W_1 + W_2 + W_3 + W_4 = 4245 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Определим платеж за электроэнергию по двухставочному тарифу:

- ставка за мощность $T^M = 639946.11 \text{ р./МВт в месяц,}$
- ставка за ЭЭ $T^{(2)} = 72.11 \text{ р./МВт} \cdot \text{ч-при питании от ВН. [22]}$
- годовой платеж за электроэнергию по двухставочному тарифу:

При полном обеспечении от энергоснабжающей компании:

$$P^{(2)} = N \cdot P_{\text{max}} \cdot T^M + W_3 \cdot T^{(2)} =$$

$$12 \cdot 13,017 \cdot 792432.71 + 40150 \cdot 72,11 = 126,7 \text{ млн. руб}$$

.

При частичной выработке электроэнергии на собственной ГПЭС:

$$P^{(2)} = N \cdot (P_{\text{max}} - P_{\text{ГПУ}}) \cdot T^M + (W_3 - W_{\text{Год}}) \cdot T^{(2)} =$$

$$= 12 \cdot 11,017 \cdot 792432.71 + 35910 \cdot 72,11 = 107,4 \text{ млн.руб.}$$

Выгода без учета затрат на топливо составляет 19,3 млн.рублей.

Рассчитаем расход топлива, потребляемого ГПУ:

$$M_{\text{Гопл}} = m_{\text{н}} \text{ нм}^3 / \text{ч} \cdot t \cdot K_3, \text{ нм}^3$$

Осень(октябрь, ноябрь):

$$M_{\text{Гопл1}} = 482 \cdot 24 \cdot 61 \cdot 0,373 = 263206 \text{ нм}^3$$

Зима(декабрь, январь, февраль):

$$M_{\text{Гопл2}} = 482 \cdot 24 \cdot 90 \cdot 0,45 = 468504 \text{ нм}^3$$

Весна(март, апрель, май):

$$M_{\text{Гопл3}} = 482 \cdot 24 \cdot 76 \cdot 0,337 = 296279 \text{ нм}^3$$

Лето(июнь, июль, август, сентябрь):

$$M_{\text{Гопл4}} = 482 \cdot 24 \cdot 122 \cdot 0,281 = 396574 \text{ нм}^3$$

Годовой расход:

$$M_{\text{Гопл.Год}} = 263206 + 468504 + 296279 + 396574 = 1424563 \text{ нм}^3$$

Рассчитаем цену потребляемого за год газа:

$$\Pi_{\text{Топл}} = M_{\text{Топл.Год}} \cdot C = \frac{1424563 \cdot 4559}{1000} = 6,495 \text{ млн.руб}$$

$C = 4559$ рублей за 1000 м^3 – оптовая цена, используемая в качестве максимального уровня оптовых цен на газ.[25]

6.5.1 Расчет стоимости оборудования и срока окупаемости

Стоимость оборудования от официального поставщика на территории Российской Федерации составляет 60млн. рублей

Определим прибыль от установки ГПЭС:

Pr – прибыль от строительства станции, которая определяется по выражению:

$$\begin{aligned} Pr &= (\Pi_1^{(2)} - \Pi_1^{(1)}) - \Pi_{\text{Топл}} + \Pi_{\text{Тепл}} - \Sigma I_{\text{БГУ}} = \\ &= 126,7 - 107,4 - 6,495 + 0,39 - 3,019 = 10.176 \text{ млн.рублей} \\ (\Pi_1^{(2)} - \Pi_1^{(1)}) &- \text{разница годовых затрат на электроэнергию до и после строительства ГПЭС;} \\ \Pi_{\text{Топл}} &- \text{годовые расходы на топливо;} \\ \Pi_{\text{Тепл}} &- \text{затраты на приобретение тепловой энергии у теплоснабжающей организации;} \\ \Sigma I_{\text{БГУ}} &- \text{суммарные затраты на содержание ГПЭС} \end{aligned}$$

Тогда срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum K}{Pr} = \frac{71.25}{10.176} \approx 7 \text{ лет}$$

6.6. Выбор силового оборудования

Произведем выбор кабеля от ГПУ до шин ПС:
Выбор кабеля для линии (ГПУ – ТП-3):

Расчетный ток:

$$I_p = \frac{P_{\text{ГЛУ}}}{n_{\text{лин}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_p = \frac{2000}{10 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,4} = 288.675 \text{ [A]}$$

Послеаварийный ток:

$$I_{n/ав} = 2 \cdot I_p = 577.35 \text{ A}$$

Экономически целесообразное сечение:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}} = \frac{288.675}{1.7} = 169.8 \text{ мм}^2.$$

Рекомендованное производителем сечение $F=240 \text{ [мм}^2\text{]}$: $I_{\text{доп}}=458 \text{ [A]}$, кабель NYUY с медными жилами и ПВХ изоляцией жил, внешняя оболочка-ПВХ [23]

Проверка выбранного сечения по допустимому нагреву по следующему условию:

$$I_{\text{доп}} = 458 \geq \frac{I_p}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} = \frac{288,675}{1 \cdot 1 \cdot 1} = 288,675 \text{ A.}$$

где $k_1 \cdot k_2 \cdot k_3$ - коэффициенты, учитывающие влияние температуры окружающей среды, влияние рядом проложенных кабельных линий, фактическое удельное тепловое сопротивление земли.

Проверка выбранного сечения на допустимый нагрев послеаварийным током:

$$k_{\text{пер}} I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{n/ав}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3}; \quad 1,3 \cdot 458 = 595,4 \geq \frac{577,35}{1 \cdot 1 \cdot 1}$$

Выбранное сечение проходит проверку.

Проверка кабеля по потере напряжения:

$$\Delta U = 3 \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{y\partial} \cdot \cos \phi + x_{y\partial} \cdot \sin \phi)$$

где l – длина линии.

$$\cos \phi = \frac{P_{p.l1}}{S_{p.l1}}$$

$$\Delta U_{ном\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\%$$

Участок ГПП-ТП1

$$\Delta U_{ном\%} = \frac{10 \cdot 288,675 \cdot 0,05 \cdot (0,0754 \cdot 0,8 + 0,071 \cdot 0,6)}{0,4 \cdot 10^3} \cdot 100\% = 3,528\%$$

Видно, что потери напряжения незначительные. Выбранное сечение проходит проверку.

- 1 – медная токопроводящая жила, класс 1, 2
- 2 – изоляция из ПВХ
- 3 – внутреннее заполнение
- 4 – наружная оболочка из ПВХ

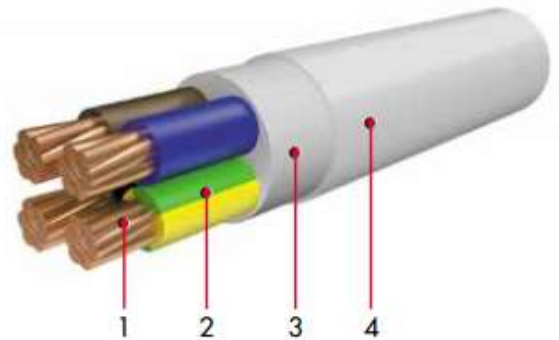


Рисунок 6.5. –Конструкция кабеля [23]

6.6.1.Расчет короткого замыкания

Ток трехфазного короткого замыкания:

$$I_{K3}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.н}}}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2})}, \text{ кА.}$$

Составляем схему замещения:

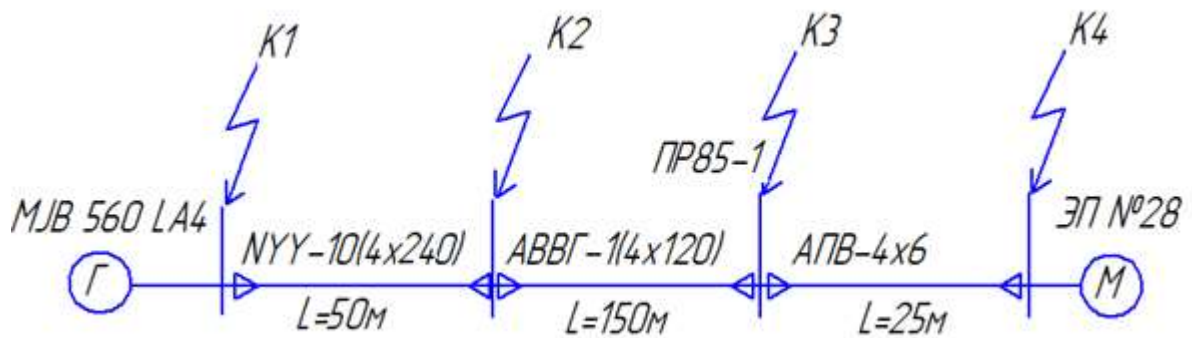


Рисунок 6.6.Схема замещения для расчета КЗ

Определяем сопротивления элементов схемы замещения :

Кабельные линии:

$$x_{\text{кл1}} = \frac{x_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,072 \cdot 50}{10} = 0,36 \text{ мОм};$$

$$r_{\text{кл1}} = \frac{r_{\text{уд}} \cdot l}{n_{\text{л}}} = \frac{0,0754 \cdot 50}{10} = 0,377 \text{ мОм};$$

где $r_{\text{уд}}$ и $x_{\text{уд}}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивление линии на один км длины, Ом/м; l – длина линии, м.

Генератор:

$$X'_d = 15.9\% (\text{техническая документация к генератору});$$

$$X_{\Gamma} = \frac{X'_d \cdot U^2}{S_{\text{н}}} = \frac{0,159 \cdot 400^2}{2469} = 10,304 \text{ мОм, где}$$

$$S_{\text{н}} = \frac{P}{\cos \varphi} = \frac{2000}{0.81} = 2469 \text{ кВА}$$

Расчет токов КЗ и ударных токов для точек К1,К2,К3,К4:

Расчёт токов КЗ для точки К1:

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{K1} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 10.304} = 22.413 \text{ кА};$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{уд1} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_K = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot I_{K1} = 41.206 \text{ кА};$$
$$K_{уд} = 1.3 - \text{для КЗ через переходные сопротивления [5]}$$

Расчёт токов КЗ для точки К2:

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{K2} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{(10.304 + 0,36)^2 + 0,377^2})} = 21,643 \text{ кА};$$

Ударный ток КЗ:

$$I_{уд2} = \sqrt{2} \cdot K_{уд} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 16.031 = 39,79 \text{ кА};$$

Расчёт токов КЗ для точки К3:

$$R_{кл2} = r_0 \cdot l \cdot 10^3 = 0,477 \cdot 0,15 \cdot 10^3 = 71.55 \text{ мОм};$$

$$X_{кл2} = x_0 \cdot L \cdot 10^3 = 0,25 \cdot 0,15 = 37.5 \text{ мОм}$$

Сопротивление катушек максимального тока автомата:

$$R_{кат} = 1,1 \text{ мОм};$$

$$X_{кат} = 0,7 \text{ мОм}.$$

Переходное сопротивление контактов:

$$R_{конт} = 0,4 \text{ мОм}.$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$R_{\kappa 3} = R_{\kappa 11} + R_{\kappa 12} + R_{\kappa \text{ам}} + R_{\kappa \text{онт}} = 0,377 + 71,55 + 1,1 + 0,4 = 73,427 \text{ мОм}$$

$$X_{\kappa 3} = X_{\Gamma} + X_{\kappa 11} + X_{\kappa 12} + X_{\kappa \text{ам}} = 10,304 + 0,36 + 37,5 + 0,7 = 48,864 \text{ мОм}$$

$$Z_{\kappa 3} = \sqrt{R_{\kappa 3}^2 + X_{\kappa 3}^2} = \sqrt{73,427^2 + 48,864^2} = 88,2 \text{ мОм}$$

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{\kappa 3} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa 3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 88,2} = 2,618 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y^{\kappa 3} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 2,618 = 5,554 \text{ кА}.$$

Расчёт токов КЗ для точки К4:

$$R_{\kappa 13} = r_0 \cdot l \cdot 10^3 = 5,55 \cdot 0,025 = 138,75 \text{ мОм};$$

$$X_{\kappa 13} = x_0 \cdot L \cdot 10^3 = 0,33 \cdot 0,025 = 0,825 \text{ мОм}$$

Суммарное полное сопротивление до точки КЗ:

$$R_{\kappa 4} = R_{\kappa 3} + R_{\kappa 13} = 73,427 + 138,75 = 212,177 \text{ мОм}$$

$$X_{\kappa 4} = X_{\kappa 3} + X_{\kappa 13} = 48,864 + 0,825 = 48,689 \text{ мОм}$$

$$Z_{\kappa 3} = \sqrt{R_{\kappa 3}^2 + X_{\kappa 3}^2} = \sqrt{212,177^2 + 49,689^2} = 217,918 \text{ мОм}$$

Действующее значение тока КЗ:

$$I_{\kappa 3} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot Z_{\kappa 3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 217,918} = 1,06 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_y^{\kappa 3} = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\kappa 3} = 1,5 \cdot \sqrt{2} \cdot 1,06 = 2,249 \text{ кА}.$$

6.7. Построение карты селективности действия аппаратов защиты для участка цеховой сети

Карту селективности строим для участка цеховой сети от вводного автомата на подстанции ТПЗ до самого удаленного электроприемника (ЭП №28).

Данные для построения карты селективности:

Таблица 5.7 Данные для карты селективности

	ЭП №28	ПР85-1	РУНН 0,4кВ	Выводы генерат ора	Значение тока КЗ в соотв. точках, кА			
					1	2	3	4
Расчётный ток, А	-	217	1986	2887	22,41 3	21.643	2,618	1.06
Пиковый ток, А	-	549,95	2979					
Номинальный ток, А	21.1		-					
Пусковой ток, А	105.5		-					

Таблица 5.8 Параметры аппаратов защиты

Наименование аппарата защиты	Номинальный ток расцепителя, А	Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ, А
BA75-47	3200	6400
BA51-35	250	1500
BA57-35	25	200

На рисунке цифрами обозначены:

- 1 – номинальный ток ЭП;
- 2 – пусковой ток ЭП;
- 3- расчетный ток ПР85-1;
- 4- критический ток ПР85-1;
- 5 – расчетный ток ТПЗ;

- 6 – критический ток ТПЗ;
- 7-номинальный ток на выводах генератора
- 8 – защитная характеристика ВА57-35;
- 9 – защитная характеристика ВА51-35;
- 10- защитная характеристика ВА75-47;
- 11– ток КЗ в точке К4;
- 12– ток КЗ в точке К3;
- 13 - ток КЗ в точке К1;

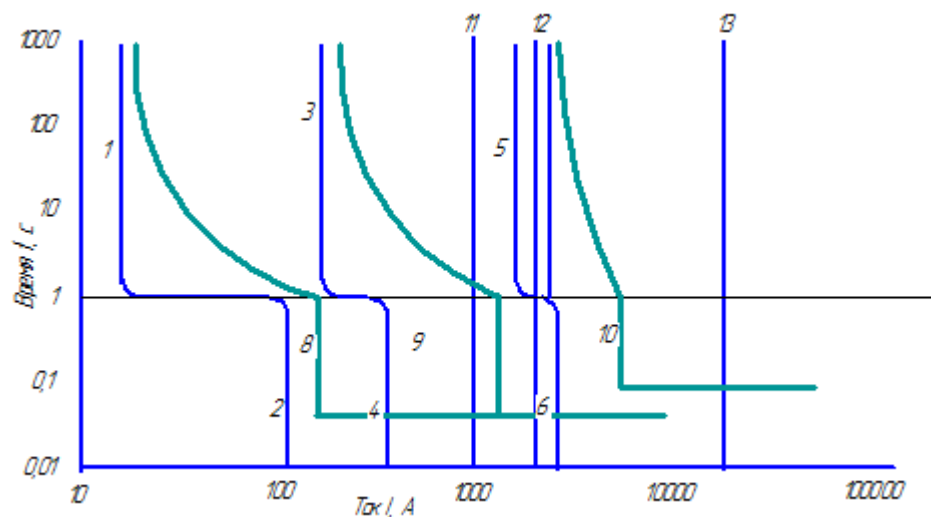


Рисунок 6.7.Карта селективности

6.8.Заключение по разделу

В данном разделе был произведен расчет двух вариантов систем электроснабжения. Первый вариант предполагает полное обеспечение электроэнергией от внешних поставщиков. Для данного варианта был произведен расчет напряжения питания от внешней сети, трансформаторов ГПП, сечения ВЛЭП, питающих подстанцию. Было выбрано внутрицеховое

оборудование. Второй вариант предполагает частичную выработку электроэнергии с помощью собственной газопоршневой электростанции. ГПЭС способна полностью обеспечить электроэнергией два цеха №3 и №10. Цех № 10 обеспечивается тепловой энергией от ГПЭС. Силовое оборудование, выбранное для первого варианта, в замене не нуждается. В следующем разделе будет произведена экономическая оценка целесообразности установки собственной электростанции.

7.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1.Экономические цели модернизации

Конкуренция на внутреннем и внешнем рынках заставляет предприятия искать пути снижения издержек производства. Для машиностроительных заводов существенную часть производимой продукции занимают потребляемые энергоресурсы (электроэнергия, тепло энергия). Одним из способов понижения затрат является выработка электроэнергии и тепла на собственной ГПЭС.

Целью внедрения ГПЭС являются:

- Снижение затрат на энергоресурсы
- Повышение надежности
- Независимость от внешних поставщиков тепловой и электроэнергии
- Оценка эффективности установки, для дальнейшего перевода предприятия на ГПЭС

7.2.Календарный план проекта

Для строительства данного объекта необходима рабочая группа в состав которой входят люди различных профессий: крановщики, инженер-электрики и д.р.

В данном разделе составлен план проведения монтажных работ по строительству фотоэлектрической станции, произведено распределение рабочих по видам работ. Составлен порядок этапов и работ, таблица 7.2.

Таблица 7.1 – Основные этапы и работы по выполнению проекта

№ Этапа	Основные этапы	№ Работ	Содержание работ	Исполнители
1	Доставка оборудования и материалов на место строительства	1	Встреча оборудования и материалов на вокзале	Сотрудники логистической службы
		2	Перегрузка на дорожный транспорт	
		3	Разгрузка	
		4	Доставка оборудования	
2	Подготовка объекта под установку ГПЭС	5	Работы с тепловыми сетями	Монтажная служба
		6	Установка кабель-каналов, прокладка в них кабелей	
3	Установка ГПЭС	7	Установка на подготовленное место	Монтажная группа
4	Монтаж ГПЭС	8	Сборка конструкции	Инженеры-механики, инженеры-электрики
5	Монтирование электрических соединений	9	Монтаж электрических подключений	Инженеры-механики, инженеры-электрики

6	Монтирование тепловых сетей	10	Подключение в теплосеть	Инженеры-механики
7	Пуско-наладочные работы	11	Пуск и настройка работы оборудования	Инженер-механик

При строительстве объекта, все операции стандартны и имеют чёткую продолжительность во времени. Вероятностный характер каких-либо работ отсутствует.

Все работы разбиты на отдельные этапы и на каждые этапы назначены разные исполнители, таблица 3.

Таблица 7.2 – Календарный план проекта по строительству солнечной станции

Этап	Работа	Исполнители	Длительность работ, часов	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	1 - 2	Логистика	720	01.06.16	01.07.16
	3 - 4	Логистика	48	01.07.16	03.07.16
2	5	Строители	432	03.07.16	21.07.16
	6	Строители	216	21.07.16	30.07.16
3	7	Строители	72	01.08.16	04.08.16
4	8	Инженеры	336	04.08.16	18.08.16
5	9	Инженеры	72	18.08.16	21.08.16
6	10	Инженеры	72	21.08.16	24.08.16
7	11	Инженеры	120	24.08.16	29.08.16
Итого			2088	-	

Так как оборудование габаритное его доставка будет осуществляться в течение месяца. Значительное время займет подготовка места под установку оборудования, необходимо будет подготовить уже существующие тепловые сети и электрические сети под установку, помимо этого необходимо подготовить площадку под оборудование. Оборудование имеет модульную конструкцию состоящую из двигателя, теплового модуля и электрического модуля, поэтому сборка будет длиться продолжительное время.

7.3.Определение эксплуатационных издержек

Суммарные затраты на содержание ГПЭС, руб/год, можно определить из:

$$\Sigma I_{БГУ} = I_{зн} + I_{есн} + I_{АМ} + I_{нал} = 249.6 + 74,88 + 2639 + 49.92 = 3013 \text{ тыс. руб}$$

Где $I_{зн} = 12nN_{э} \cdot Z_{пл} = 12 \cdot 0,4 \cdot 2 \cdot 26000 = 249,6 \text{ тыс.руб}$ - годовые издержки на зарплату персонала, n -штатный коэффициент на электростанции чел/МВт, $N_{э}$ - электрическая мощность установки, МВт; $Z_{пл}$ - ежемесячная зарплата одного штатного сотрудника, руб/месяц;

$I_{есн} = 0,3 \cdot I_{зн}$ - отчисления от зарплаты, тыс.руб.;

$I_{ам} = p_{ам} \cdot \sum K$ - ежегодные амортизационные отчисления тыс.руб., где $p_{ам}$ – норма амортизационных отчислений (на капитальный ремонт и реновацию, расходы на эксплуатацию) от капиталовложений, принятый по формуле $p_{ам} = \frac{1}{T_{сл}}$, где $T_{сл}$ - экономический срок службы оборудования (принимается 25 лет).

$I_{нал} = 0,2 \cdot I_{зн}$ - налоги и прочие обязательные платежи, тыс.руб.;

7.4.Определение суммарных приведенных затрат на строительство ГПЭС

Объем капиталовложений в строительство ГПЭС зависит от следующих показателей: установленной мощности установки, расходов на строительно-монтажные, пуско-наладочные, проектно-изыскательские работы.

Суммарные капиталовложения в биогазовую станцию определим из формулы:

$$\Sigma K_{БГУ} = K_{об} + K_{см} + K_{пр} + K_{нн} = 60000 + 9000 + 450 + 1800 = 71250 \text{ тыс.руб}$$

Где $K_{об}$ - затраты на оборудование, тыс.руб;

Оборудование представляет из себя цельный комплекс с встроенным оборудованием, готовый к установке.

$K_{см} = (0,15 \div 0,2) \cdot K_{об}$ - затраты на строительно-монтажные работы, тыс.руб;

$K_{пр} = (0,05 \div 0,1) \cdot K_{см}$ - затраты на проектные работы, тыс.руб;

$K_{нн} = (0,03 \div 0,05) \cdot K_{об}$ - затраты на пуско-наладочные работы, тыс.руб.

Суммарные приведенные затраты на строительство БГУ определяются из формулы:

$$Z_{БГУ} = \Sigma I_{БГУ} + E \cdot \Sigma K_{БГУ} = 3374 + 0,15 \cdot 76000 = 14770 \text{ тыс.руб}$$

где E - нормативный коэффициент эффективности капитальных вложений.

Годовые затраты на приобретение топлива для ГПЭС составляют:

$$C_{\text{Топл}} = M_{\text{Топл.Год}} \cdot C = \frac{1424563 \cdot 4559}{1000} = 6,495 \text{ млн.руб}$$

$C = 4559$ рублей за 1000 м^3 – оптовая цена, используемая в качестве максимального уровня оптовых цен на газ. [25]

$M_{\text{Топл.Год}}$ – годовой расход топлива (п.6.5)

Стоимость тепловой энергии потребляемой за отопительный период (п.6.5):

$$C_{\text{Тепл}} = Q_{\text{Треб}} \cdot C_{\text{тепл.эн}} = 758,02 \cdot 599,29 \cdot 0,86 = 390,7 \text{ тыс.руб}$$

$$1 \text{ МВт} = 0,86 \text{ Гкал / час}$$

$C = 599,29$ руб / Гкал – максимальный уровень тарифа на тепловую энергию в Кемеровской области. [25]

7.5. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности

Определим затраты на электроэнергию по двухставочному тарифу (п.6.5):

При полном обеспечении от энергоснабжающей компании:

$$P^{(2)} = N \cdot P_{\text{max}} \cdot T^{\text{м}} + W_1 \cdot T^{(2)} =$$

$$12 \cdot 13,017 \cdot 792432,71 + 40150 \cdot 72,11 = 126,7 \text{ млн.руб}$$

.

При частичной выработке электроэнергии на собственной ГПЭС:

$$P^{(2)} = N \cdot P_{\text{max}} \cdot T^{\text{м}} + W_2 \cdot T^{(2)} =$$

$$= 12 \cdot 11,017 \cdot 792432,71 + 35910 \cdot 72,11 = 107,4 \text{ млн.руб.}$$

Найдем соотношение затрат, для расчета стоимости единицы энергии:

$$\frac{C_{\text{Топл}}}{P^{(2)}} = \frac{390700}{99330000} \cdot 100 = 0,3\% - \text{часть затрат на тепловую энергию}$$

Стоимость одного МВт, выработанного ГПЭС :

$$T_{ГПЭС} = \frac{C_{Топл} + \Sigma И_{БГУ}}{W_{Год}} = \frac{(6,495 \cdot 10^6 + 3.374 \cdot 10^6) \cdot 0,997}{4066,81} = 2419 \text{ р / МВт} \cdot \text{ч, где}$$

$C_{Топл}$ – Стоимость топлива, потребляемого ГПЭС за год;

$W_{Год}$ – количество потребляемой цехом электроэнергии (п.6.5)

97,7% – затраты на электроэнергию в процентном соотношении, от общей суммы затрат на теплоносители.

Стоимость одного Гкал, выработанной ГПЭС :

$$C_{ГПЭС} = \frac{C_{Топл} + \Sigma И_{БГУ}}{Q_{Треб}} = \frac{(6,495 \cdot 10^6 + 3.374 \cdot 10^6) \cdot 0,003}{758,02 \cdot 0,86} = 45.4 \text{ р / Гкал, где}$$

$C_{Топл}$ – Стоимость топлива, потребляемого ГПЭС за год;

$Q_{Треб}$ – количество необходимой для обогрева тепловой энергии (п.6.5)

0,003% – затраты на тепловую энергию в процентном соотношении, от общей суммы затрат на теплоносители.

0,86 – коэффициент перевода МВт в Гкал

7.6. Технико-экономическая оценка проекта

Помимо приведенных затрат обычно проводился расчет срока окупаемости капитальных вложений:

$$T_{ок} = \frac{\sum K}{Pr}$$

где K – капитальные вложения;

Pr – прибыль от строительства станции, которая определяется по выражению:

$$\begin{aligned}
Pr &= (P_1^{(2)} - P_1^{(2)}) - C_{\text{Топл}} + C_{\text{Тепл}} - \Sigma I_{\text{БГУ}} = \\
&= 126,7 - 107,4 - 6,495 + 0,39 - 3,019 = 10.176 \text{ млн. рублей} \\
(P_1^{(2)} - P_1^{(2)}) &- \text{разница годовых затрат на электроэнергию} \\
&\text{до и после строительства ГПЭС;} \\
C_{\text{Топл}} &- \text{годовые расходы на топливо;} \\
C_{\text{Тепл}} &- \text{затраты на приобретение тепловой энергии у} \\
&\text{теплоснабжающей организации;} \\
\Sigma I_{\text{БГУ}} &- \text{суммарные затраты на содержание ГПЭС}
\end{aligned}$$

Тогда срок окупаемости капитальных вложений:

$$T_{\text{ок}} = \frac{\sum K}{Pr} = \frac{71.25}{10.176} \approx 7 \text{ лет}$$

Теперь необходимо определить чистую текущую стоимость проекта (или ЧДД). Основная идея показателя чистой текущей стоимости проекта заключается в том, чтобы найти соотношение между инвестиционными затратами и будущими доходами, выраженное в скорректированной во времени денежной величине.

$$\begin{aligned}
\text{ЧДД} &= -IC + \sum_{t=1}^n \frac{(CF)}{(1+r)^t} = -71.25 + \frac{10,176}{(1+0,11)^0} + \\
&+ \frac{(71,25 - 10,176)}{(1+0,11)^1} + \dots + \frac{(71,25 - 10,176)}{(1+0,11)^{25}} + \\
&= 23.87 \text{ млн. руб.}
\end{aligned}$$

Где t- порядковый номер года эксплуатации оборудования;

r- норма дисконта, 11%;

n- количество лет в проекте;

7.7. Заключение по разделу

В результате данного раздела было проведена оценка эффективности модернизации завода путем внедрения нового оборудования. Были рассчитаны суммарные приведенные затраты, расчетная себестоимость электроэнергии для каждого случая. Годовой платеж за электроэнергию по двухставочному тарифу

первого варианта электроснабжения составил 126,7 млн.руб. Во втором варианте со смешанным электроснабжением это значение составило 107,4 млн. руб. Так же были определены чистый дисконтированный доход, равный 23,87 млн. руб.

Срок окупаемости в нашем случае составил 7 лет. Установка данного оборудования позволит снабжать электрической энергией два цеха и тепловой энергией один цех. Так как тепловая энергия будет сниматься с теплообменников находящихся в выхлопной системе, КПД установки достигает 97%. Так же с вводом нового оборудования повысится надежность электроснабжения предприятия, что для машиностроительной области очень важно.

8.СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этическое поведение, которое содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества; учитывает ожидания заинтересованных сторон; соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения; и интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях.

В данной работе рассмотрены как производственные, так и технологические факторы, которые могут повлиять и (или) влияют на здоровье, эмоциональное состояние и работоспособность людей. В качестве объекта исследований выступает выбранная ранее газопоршневая установка.

Помещение, в котором проектировалась новая автономная система электроснабжения, имеет 4 рабочих места, оборудованных персональными компьютерами. В помещении также имеется искусственное и естественное освещение, приточно-вытяжная вентиляция.

Для проектирования производственного помещения, обязательным является выполнение требований нормативов и правил, установленных ГОСТ, СНиП, и Федеральными законами.

Задачи, рассматриваемые в данном разделе:

- Анализ опасных и вредных производственных факторов на рабочем месте;
- Мероприятия по снижению уровней опасного и вредного воздействия и устранению их влияния на работников;
- Анализ возможных чрезвычайных ситуаций;
- Анализ законодательных и нормативных документов, относящихся к данной теме.

В соответствии со стандартом целями составления настоящего раздела является принятие проектных решений, исключающих несчастные случаи в производстве и снижение вредных воздействий на окружающую среду.

8.1 Описание рабочей зоны

Персонал, обслуживающий электроустановки и оборудование промышленных предприятий, работает в условиях возможного воздействия ряда неблагоприятных для здоровья факторов, обусловленных состоянием помещений и характером производства. В связи с этим, обязательным является соблюдение санитарных норм проектирования промышленных предприятий (СП 2.2.1.1312-03 «Гигиенические требования к проектированию вновь строящихся и реконструируемых промышленных предприятий»).

8.2 Анализ опасных и вредных факторов

- Возможность поражение человека вращающимися частями электрооборудования (токарно-винторезный станок, токарно-карусельный станок);

- Возможность термическое поражение при контакте с частями электроустановок (печь, установка высокочастотная ТВЧ);
- Возможность поражения электричеством (работа со сварочным аппаратом, случайное прикосновение к токоведущим частям оборудования).

8.3 Производственная санитария

Согласно ГОСТ 12.0.002-97 производственной санитарией называется система организационных мероприятий и технических средств, предотвращающих или уменьшающих воздействие на работающих вредных производственных факторов.

Для создания нормальных условий работы объем производственных помещений должен составлять на одного работающего не менее 15 м, площадь не менее 4,5 м, при высоте помещения не меньше 3,2 м [СП 2.2.1.1312-03].

В цехах должны быть предусмотрены гардеробные, душевые, помещения для отдыха, оздоровительные кабинеты для рабочих завода.

8.3.1 Воздух рабочей зоны

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

По ГОСТ 12.1.005-97ССБТ нормируются следующие параметры: *температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.*

Эти данные приведены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Нормируемое качество воздуха

Сезон года	Категория работы	Температура, С°	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	I	20-30	60-40	0,2
	II а	18-20		0,2
	II б	17-19		0,3
	III	16-18		0,3
Теплый	I	22-25	60-40	0,2
	II а	21-23		0,3
	II б	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 относится к категории средней тяжести IIб (СанПиН 2.2.4.548-96).

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

8.3.2 Вентиляция

При осуществлении любого производственного процесса, как правило, всегда выделяется теплота. Источниками теплоты являются печи, паропроводы и т. д. Теплота выделяется при сжигании топлива, нагреве, при переходе электроэнергии в теплоту и т. п.

Для поддержания микроклимата в цехах завода в оптимальном состоянии используется вентиляция помещений.

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

В цехах завода используется *общеобменная, механическая приточно-вытяжная вентиляция*. Для очистки загрязненного воздуха, выбрасываемого в атмосферу используются пылеотделители [14].

8.3.3 Защита от шума и вибрации

Так же к вредным факторам на производстве относиться шум. Повышение звукового давления негативно влияет на орган слуха. Для измерения громкости (в децибелах Дб) может быть использован двушкальный шумомер.

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

В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение, специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

Таблица 8.2 – Допустимые уровни шума (ГОСТ 12.1.003-83)

Категория машины	Уровни звукового давления (ДБ) в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц								Уровни звука и эквивалентные уровни звука, по дБА
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов работ на территории предприятий	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Таблица 8.3– Допустимые амплитуды виброперемещений для различных условий воздействия вибрации (ГОСТ 12.1.012-90)

Частота гармонической составляющей, Гц	Амплитуда виброперемещения, $\text{м} \times 10^{-3}$		
	на постоянных рабочих местах стационарных машин в производственных помещениях	в производственных помещениях, не имеющих источников вибрации	в помещениях работников умственного труда и персонала, не занимающегося физическим трудом
2	1,4	0,57	0,2026
4	0,25	0,1	0,0354
8	0,063	0,025	0,0090
16	0,0282	0,112	0,0039
31,5	0,0141	0,0056	0,0020
63	0,0072	0,0028	0,0010

Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

8.3.4 Освещение

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03.

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

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с СП все цеха завода имеют естественное освещение. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а так же зависит от погодных условий.

Поэтому цеха завода обеспечиваются естественным и искусственным освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются дуговые ртутные лампы (ДРЛ) с минимальной освещенностью от 300 лк и более.

8.4 Электробезопасность

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.

Помещение цеха твердой изоляции является особо опасным помещением, так как выполняется одновременно два условия повышенной опасности: токопроводящие полы, 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.

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.

Основным документом, регламентирующим воздействие электрического тока в производственных условиях, является ГОСТ 12.1.009-76.

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

8.4.1 Защита от случайного прикосновения

Для исключения возможности случайного прикосновения или опасного приближения к токоведущим частям в цехах завода обеспечивается их недоступность путем ограждения, блокировок или расположения токоведущих частей на недоступную высоту.

Ограждения применяются как сплошные, в виде кожухов и крышек, применяемые в электроустановках до 1000 В, так и сетчатые, которые имеют двери, запирающиеся на замок.

в электроустановках до 1000 В ограждаются – неизолированные токоведущие части, находящиеся под напряжением части ЭД, пусковая аппаратура, открытые плавкие вставки.

В электроустановках выше 1000 В – все без исключения токоведущие части (изолированные и неизолированные) должны быть надежно ограждены сетками, закрыты металлическими дверями, заключены в металлические ящики или расположены на недоступной высоте.

Блокировки применяются в электроустановках, в которых часто производятся работы на ограждаемых токоведущих частях и электрических аппаратах. Электрические блокировки осуществляют разрыв цепи специальными контактами, которые устанавливаются на дверях кожух. Блокировки применяются также для предупреждения ошибочных действий персонала при переключениях [15].

8.4.2 Защитное заземление

Защитное заземление – преднамеренное электрическое соединение с землей или ее эквивалентом металлических нетоковедущих частей, которые могут оказаться под напряжением вследствие замыкания на корпус и по другим причинам (индуктивное влияние соседних токоведущих частей, вынос потенциала, разряд молнии и т. п.). Основное назначение защитного заземления – устранение опасности поражения персонала электрическим током при появлении напряжения на конструктивных частях электрооборудования.

Стоит отметить, что защитное заземление не всегда может быть эффективным. Тогда прибегают к занулению.

8.4.3 Зануление

Защитное зануление в электроустановках напряжением до 1 кВ - преднамеренное соединение открытых проводящих частей с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока, выполняемое в целях электробезопасности.

Зануление применяется в четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с заземленной нейтралью.

При занулении корпуса электрооборудования соединяются не с заземлителями, а с нулевым проводом.

Принцип действия: зануление превращает замыкание на корпус в однофазное короткое замыкание, в результате чего срабатывает максимальная токовая защита и селективно отключает поврежденный участок сети. Кроме того, зануление снижает потенциалы корпусов, появляющиеся в момент замыкания на землю. При замыкании на зануленный корпус ток короткого замыкания проходит через обмотки трансформатора, фазный провод и нулевой провод [15].

8.5 Пожарная безопасность

Ремонтно-механический цех данного завода, согласно *Федеральному закону РФ от 22.07.2008г. №123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»*, относится к категории «Г», т.е. это производство где присутствуют (хранятся, перерабатываются, транспортируются) негорючие вещества или материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и/или пламени.

Противопожарная защита имеет своей целью изыскание наиболее эффективных, экономически целесообразных и технически обоснованных способов и средств предупреждения пожаров и их ликвидации с минимальным ущербом при наиболее рациональном использовании сил и технических средств тушения.

Система пожарной защиты предусматривает следующие меры: применение не горючих и трудногорючих веществ и материалов в производстве, ограничения количества горючих веществ и их надлежащее размещение; изоляция горючей среды; применение средств коллективной и индивидуальной защиты от огня и средств пожарной сигнализации.

Все цеха завода оборудуются электрической пожарной сигнализацией, которая служит для быстрого извещения службы пожарной охраны о возникшем пожаре.

Помимо пожарного оборудования в местах, определенных пожарной охраной, должны быть размещены пожарные щиты со следующим набором пожарного оборудования: топоров – 2; ломов и лопат – 2; багров железных – 2; ведер, окрашенных в красный цвет – 2; огнетушителей – 4 воздушно-эмульсионных по 2 литра каждый [Постановление Правительства РФ от 25.04.2012 N 390 О противопожарном режиме].

При тушении пожаров в электроустановках возникает опасность поражения электрическим током. Необходимо отключить напряжение, прежде чем приступать к тушению пожара. Поражение электрическим током может наступить в результате ГОСТ 12.2 037-78:

- непосредственного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- прохождения тока утечки через тело человека;
- попадание под шаговое напряжение. Наибольшая вероятность поражения возникает в случае, при котором струя огнетушащего состава достигает частей электроустановки, находящейся под напряжением. Одним из решений является применение токонепроводящих огнетушащих составов. Кроме того, возгорание возможно в труднодоступных для тушения частях установки.

Существенную роль в пожарной безопасности электроустановок играют правильный выбор и режим работы электрооборудования с учетом пожароопасности и взрывоопасности помещений.

Выбор электрического оборудования для пожароопасных помещений, и наружных установок производится в зависимости от класса помещения, по степени пожарной опасности осуществляется согласно ПУЭ-85 гл.7.4.

В пожароопасных помещениях, как правило, применяются машины закрытого типа, защита и аппаратура в пыленепроницаемом исполнении.

На каждом предприятии должен быть установлен противопожарный режим и выполнены противопожарные мероприятия. Составляются карточки тушения пожара и оперативный план пожаротушения. Оперативный план пожаротушения является основным документом, состоит из графической и текстовой части и разрабатывается предприятием совместно с пожарной охраной.

При обнаружении возгораний или пожара оперативный персонал согласно регламенту:

1. Вызывает пожарную команду.

2. Оповещает руководство предприятия.
3. Производит необходимые отключения и заземления оборудования.
4. Встречает пожарную команду, производит инструктаж по ПТБ.
5. Выдает разрешение (допуск) на тушение пожара.
6. Выдает средства защиты.
7. Заземляет пожарную машину и ствол.

В каждом цехе должна быть разработана инструкция о конкретных мерах пожарной безопасности, противопожарном режиме и план эвакуации персонала из помещений.

Пути эвакуации персонала категорически запрещается загромождать оборудованием. На путях эвакуации устанавливаются указатели и световые табло.

Каждый случай пожара (возгорания) должен расследоваться в соответствии с «Инструкцией по расследованию и учету пожаров, происшедших на объектах энергетики» специально назначенной комиссией для установления причин, убытков, виновников возникновения пожара (возгорания) и разработки противопожарных мероприятий для других объектов.

8.6 Охрана окружающей среды

Важными направлениями охраны окружающей среды следует считать совершенствование технологических процессов и разработку нового оборудования с меньшим уровнем выбросов в окружающую среду, замену и по возможности широкое применение дополнительных методов и средств защиты окружающей среды.

Также из-за использования обтирочных материалов образуются твердые отходы, для которых предусмотрены места хранения, и в конце смены они очищаются. При удалении отходов с территории предприятия им

присваиваются категории опасности и вывозятся на соответствующие полигоны (промышленных отходов, токсичных отходов и т.д.).

В качестве дополнительных средств защиты применяют аппараты и системы для отчистки газовых выбросов, сточных вод от примесей. Важную роль в защите окружающей среды отводится мероприятиям по рациональному размещению источников загрязнения: оптимальное расположение промышленных предприятий с учетом местности; установление санитарно-защитных норм вокруг промышленных предприятий.

Производственные сточные воды после соответствующей очистки могут быть повторно использованы в технологическом процессе, для чего создаются системы оборотного водоснабжения либо замкнутые (бессточные) системы водоснабжения и канализации, при которых исключается сброс каких-либо вод в водоёмы .

Вследствие использования работниками душевых и туалетов образуются жидкие отходы для удаления, которых применяют канализационную систему.

8.7 Эвакуация людей из зданий и помещений

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. Расчетное время эвакуации людей из помещений и зданий определяют исходя из протяженности эвакуационных путей и скорости движения людских потоков на всех участках пути от наиболее удаленных мест до эвакуационных выходов.

8.8 Чрезвычайные ситуации

Одной из основных задач при проектировании предприятия является повышения их устойчивой работы в чрезвычайных ситуациях (военное время, стихийные бедствия).

Для этого предусматривается большой объем работ. К ним относятся инженерно-технические и организационные мероприятия. Инженерно-техническими мероприятиями обеспечиваются повышение устойчивости промышленных зданий, сооружений, оборудования и коммуникаций предприятия к воздействию поражающих факторов ядерного оружия, стихийного бедствия.

Устойчивость работы объекта зависит от факторов, основными из которых являются:

- способность инженерно-технического комплекса объекта (здания, технологического оборудования, коммуникаций) в определенной степени защитить от поражающих и разрушительных факторов ОПМ;
- обеспеченность системы работы объекта всем необходимым для производства продукции (электричеством, сырьем, топливом, водой);
- подготовленность объекта к ведению восстановительных работ;
- подготовленность объекта к ведению спасательных работ;
- надежность управления, оповещения и связи.

Нормы проектирования инженерно-технических мероприятий (ИТМ) ГО – это руководящий документ, определяющий требования и рекомендации к проведению мероприятий обеспечивающих устойчивую работу народного хозяйства страны (разрабатывается штабом ГО России).

Мероприятия по повышению устойчивости систем электроснабжения.

- создаются дублирующие источники электрической энергии, газа;
- инженерные и энергетические коммуникации переносятся в подземные сооружения;
- наиболее ответственные устройства размещать в подвальных помещениях;
- производятся прочные крепления трубопроводов и эстакад, чтобы избежать их сдвига или сброса;

- деревянные опоры заменять на металлические или железобетонные;
- создается резерв автономных источников электроснабжения и водоснабжения;
- подключение объекта к нескольким источникам питания, удаленных один от другого на расстояние исключающим их одновременное поражение.

Учитывая сложность систем электроснабжения, опасность производства работ на поврежденных сетях восстановительные работы должны вестись специализированными формированиями энергетических служб.

8.9. Расчет потребного воздухообмена для удаления избыточного тепла

Расчет потребного воздухообмена для удаления избыточного тепла производится по формуле:

$$L = \frac{Q_{изб}}{\gamma \cdot c \cdot \Delta t}, \text{ м}^3/\text{ч}, \text{ где}$$

$\gamma = 1.206 \text{ кг/м}^3$ - удельная масса приточного воздуха;

$c = 0,24 \text{ ккал/кг} \cdot \text{град}$ - теплоемкость воздуха;

$$\Delta t = t_{\text{вых}} - t_{\text{пр}}, \text{ } ^\circ\text{C}$$

где : $t_{\text{вых}}, \text{ } ^\circ\text{C}$ - температура уделяемого воздуха;

$t_{\text{пр}}, \text{ } ^\circ\text{C}$ - температура приточного воздуха;

$$\Delta t = 6 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ при } Q_{\text{н}} \leq 20 \text{ ккал/}(\text{м}^3 \text{ ч})$$

$$\Delta t = 8 \text{ } ^\circ\text{C} \text{ при } Q_{\text{н}} > 20 \text{ ккал/}(\text{м}^3 \text{ ч})$$

$$Q_{\text{изб}} = Q_{\text{об}} + Q_{\text{осв}} + Q_{\text{л}} + Q_{\text{р}} - Q_{\text{отд}}, \text{ ккал/ч}$$

где: $Q_{\text{об}}, \text{ ккал/ч}$ - тепло, выделяемое оборудованием;

$Q_{\text{осв}}$, ккал/ч - тепло, выделяемое системой освещения;

$Q_{\text{л}}$, ккал/ч - тепло, выделяемое людьми в помещении;

$Q_{\text{р}}$, ккал/ч - тепло, вносимое за счет солнечной радиации;

$Q_{\text{отд}}$, ккал/ч - теплоотдача естественным путем.

$Q_{\text{об}} = 860 \cdot P_{\text{об}} \cdot Y_1$, ккал/ч Определяем количество тепла, выделяемого оборудованием

где: Y_1 - коэффициент перехода тепла в помещение, зависящий от вида оборудования;

$P_{\text{об}}$, кВт - мощность, потребляемая оборудованием;

$$P_{\text{об}} = P_{\text{ном}} \cdot Y_2 \cdot Y_3 \cdot Y_4, \text{ кВт}$$

где: $P_{\text{ном}}$, кВт - номинальная (установленная) мощность электрооборудования помещения;

Y_2 -коэффициент использования установленной мощности, учитывающий превышение номинальной мощности над фактически необходимой;

Y_3 -коэффициент загрузки, т.е. отношение величины среднего потребления мощности (во времени) к максимально необходимой;

Y_4 - коэффициент одновременности работы оборудования.

При ориентировочных расчетах произведение всех четырех коэффициентов можно принимать равным

$$Y_1 \cdot Y_2 \cdot Y_3 \cdot Y_4 = 0,25$$

Следовательно:

$$Q_{\text{об}} = 860 \cdot 248 \cdot 0,25 = 53320, \text{ ккал/ч}$$

Определяем количество тепла, выделяемого системой освещения

$$Q_{\text{осв}} = 860 \cdot P_{\text{осв}} \cdot \alpha \cdot \beta \cdot \cos(\varphi) , \text{ ккал/ч}$$

где: α - коэффициент перевода электрической энергии в тепловую, люминесцентные лампы $\alpha = 0,46 - 0,48$;

β - коэффициент одновременности работы (при работе всех светильников $\beta = 1$);

$\cos(\varphi) = 0,7 - 0,8$ - коэффициент мощности;

$P_{\text{осв}} = 10,56$ кВт - мощность осветительной установки [смотри приложение].

$$Q_{\text{осв}} = 860 \cdot 10,56 \cdot 0,48 \cdot 1 \cdot 0,75 = 3269 \text{ ккал/ч}$$

Определяем количество тепла, выделяемого находящимися в помещении людьми

Профессия – инженер-метролог, изучив должностную инструкцию определим категорию тяжести работ:

« Должностные обязанности »

Выполняет работу по метрологическому обеспечению разработки, производства, испытаний и эксплуатации выпускаемой предприятием продукции. Составляет локальные поверочные схемы по видам измерений, устанавливает периодичность проверок средств измерений и разрабатывает календарные графики их проведения. Составляет локальные поверочные схемы по видам измерений, устанавливает периодичность проверок средств измерений и разрабатывает календарные графики их проведения. Проводит работу по выбору средств и методов измерений, разрабатывает методики их выполнения.

Можно сделать вывод, что инженер-метролог выполняет среднюю категорию II, например, он выполняет метрологическую аттестацию

нестандартизуемых средств измерений, проводит работу по выбору средств и методов измерений, разрабатывает методики их выполнения. Т.к. категория работ II оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений в холодный период года температура воздуха от 16°C-18°C. Следовательно:

По 2, табл. 5 примем количество тепловыделений $q_{л}$, ккал/ч в зависимости от окружающей температуры воздуха равное 80 ккал/ч, как работа средней тяжести при 20 °C.

$$Q_{л} = N \cdot q_{л}, \text{ ккал/ч}$$

где: N - количество людей в помещении

$q_{л}$, ккал/ч - тепловыделения одного человека

$$Q_{л} = N \cdot q_{л} = 126 \times 80 = 10080 \text{ ккал/ч}$$

Определяем количество тепла, вносимого за счет солнечной радиации

$$Q_{р} = m \cdot S \cdot q_{ост}, \text{ ккал/ч}$$

где: m - количество окон

S, м² - площадь одного окна

$q_{ост}$, ккал/ч - солнечная радиация через остекленную поверхность

По 2, табл. 6 примем солнечную радиацию, $q_{ост}$, ккал/ч от стороны света и широты, град = 65 ккал/ч (окна с двойным остекленным стеклом и деревянными рамами сторона север-55 градусов)

$$Q_{р} = m \cdot S \cdot q_{ост} = 24 \times 2,8 \times 65 = 4368 \text{ ккал/ч}$$

Для летнего времени года $Q_{отд} = 0$, значит

$$Q_{изб} = Q_{об} + Q_{осв} + Q_{л} + Q_{р} = 53320 + 32697 + 10080 + 4368 = 71040 \text{ ккал/ч (I)}$$

$$Q_{н} = Q_{изб} / V = 71040 / 3780 \leq 20, \text{ значит } \Delta t = 6 \text{ °C}$$

Потребный воздухообмен:

$$L = \frac{Q_{изб}}{\gamma \cdot c \cdot \Delta t} = \frac{71040}{1,206 \cdot 0,24 \cdot 8} = 40910 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность потребного воздухообмена:

$$h = \frac{L}{V} = \frac{40910}{3780} = 10,823 \text{ ч}^{-1}$$

Так как, кратность воздухообмена, равная $20,3 \text{ ч}^{-1}$, превышает допустимое значение $n=3-10$, то необходимо принять меры по снижению кратности. Из формулы **(I)** видно, что наибольшее выделение тепла идет от оборудования. Это может быть нагретая поверхность оборудования, теплопоступление от электродвигателей и механизмов, в которых потребляемая ими энергия может полностью переходить в теплоту, нагревающую воздух помещения. Таким образом, нам нужно уменьшить количество теплоты, выделяемое оборудованием. Это можно сделать, установив теплоизоляцию оборудования, какие-либо экранирующие устройства, но преимущественно лучше установить пневмопривод, в котором воздух в пневмосистему поступает через воздухозаборник. Фильтр осуществляет очистку воздуха в целях предупреждения повреждения элементов привода и уменьшения их износа.

Компрессор осуществляет сжатие воздуха. Поскольку, согласно закону Шарля, сжатый в компрессоре воздух имеет высокую температуру, то перед подачей воздуха потребителям (как правило, пневмодвигателям) воздух охлаждают в теплообменнике (в холодильнике). Чтобы предотвратить обледенение пневмодвигателей вследствие расширения в них воздуха, а также для уменьшения коррозии деталей, в пневмосистеме устанавливают влагоотделитель.

Ресивер служит для создания запаса сжатого воздуха, а также для сглаживания пульсаций давления в пневмосистеме. Эти пульсации обусловлены принципом работы объёмных компрессоров (например,

поршневых), подающих воздух в систему порциями. В маслораспылителе в сжатый воздух добавляется смазка, благодаря чему уменьшается трение между подвижными деталями пневмопривода и предотвращает их заклинивание. В пневмоприводе обязательно устанавливается редукционный клапан, обеспечивающий подачу к пневмодвигателям сжатого воздуха при постоянном давлении. Распределитель управляет движением выходных звеньев пневмодвигателя.

В пневмодвигателе (пневмомоторе или пневмоцилиндре) энергия сжатого воздуха преобразуется в механическую энергию.

После того как мы установим охлаждающую систему для оборудования, т.е. снизим количество теплоты, выделяемое оборудованием приблизительно до нуля ($Q_{об} = 0$), то

$$Q_{изб} = Q_{об} + Q_{осв} + Q_{л} + Q_{р} = 0 + 3269 + 10080 + 4368 = 17720 \text{ ккал/ч}$$

$$Q_{н} = Q_{изб}/V = 17720/3780 \leq 20, \text{ значит } \Delta t = 6^{\circ}\text{C}$$

Потребный воздухообмен:

$$L = \frac{Q_{изб}}{\gamma \cdot c \cdot \Delta t} = \frac{17720}{1,206 \cdot 0,24 \cdot 6} = 10200 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Кратность потребного воздухообмена:

$$h = \frac{L}{V} = \frac{10200}{3780} = 2,6 \text{ ч}^{-1}$$

Принимаем $h=3$, $L=11340 \text{ м}^3/\text{ч}$

Вывод:

Среди полученных расчетных значений потребного воздухообмена при учете разнонаправленного действия вредных факторов выбирается наибольшее

значение потребного воздухообмена. Для данного помещения потребный воздухообмен: $L=40910\text{ м}^3/\text{ч}$ при кратности $h=10,8\text{ ч}^{-1}$.

Максимальное количество воздуха необходимо для удаления избыточного тепла. Кратность воздухообмена превышает допустимое значение (10) при расчете потребного воздухообмена для удельного избыточного тепла. Для сохранения здоровья рабочих необходимо принять меры по снижению количества теплоты, выделяемой оборудованием. Эти меры были приведены ранее в работе.

После проведения мер для данного помещения потребный воздухообмен стал равен $L=11340\text{ м}^3/\text{ч}$ при принятой кратности $h=3\text{ ч}^{-1}$.

8.10. Заключение по разделу

В ходе разработки настоящей главы была описана рабочая зона, выявлены опасные и вредные производственные факторы, а также предложены меры по ограничению их воздействия на персонал ГПЭС. Определены наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, разработаны меры по предупреждению данных ситуаций, описаны порядок действий при их возникновении. Рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

Данный раздел является важным в связи с рассмотрением в нем вопросов сохранения здоровья и трудоспособности персонала, соблюдения всех законодательных норм и правил при проведении производственных процессов.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате работы была разработана схема энергоснабжения ООО «Юргинский машзавод», в которую была внедрена ГПЭС для обеспечения двух цехов электрической энергией и одного из цехов тепловой энергией.

Установка данной электростанции значительно повышает надежность энергоснабжения. В случае выхода из строя генератора, который является основным источником питания цехов №3 и №10 система автоматики, входящая в состав ГПЭС переключит питание на трансформаторы, что обеспечит бесперебойное питание электроэнергией цехов.

Данная ГПЭС имеет контейнерное исполнение, которая включает в себя: газовый двигатель, генератор, систему теплообмена. Основными преимуществами данного исполнения являются: относительная простота установки, уменьшение затрат на установку, так как не требуется подготовка места внутри цеха под установку. Также в качестве дополнительного оборудования к данной электростанции можно заказать: предпусковые подогреватели, системы дистанционного мониторинга и управления электростанцией, низкошумные глушители.

В разделе социальная ответственность были описаны опасные и вредные производственные факторы, предложены меры по ограничению их воздействия на персонал газогенераторной станции.

В разделе финансовый менеджмент был произведен экономический расчет двух вариантов электроснабжения предприятия. Были рассчитаны себестоимость электроэнергии, суммарные приведенные затраты по вариантам.

Подводя итоги можно сделать вывод, что установка собственной электростанции позволит снизить расходы на приобретаемую электрическую и тепловую энергию, а следовательно и затраты на производимую продукцию, а так же значительно увеличить надежность энергосистемы. Следовательно применение ГПЭС на ООО «Юргинский машзавод» является целесообразным.

Список литературы

1. А.И. Гаврилин, С.Г. Обухов, А.И. Озга. Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра. – Томск: ТПУ, 2001 – 93 с.
2. Л.П. Сумарокова, Электроснабжение промышленных предприятий. Учеб. Пособие. - Томск: ТПУ, 2012. – 288 с.
3. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения: Справочные материалы по электрооборудованию: Учеб. пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2005. – 168 с.
4. Мельников М. А. Внутривзаводское электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск:Изд. ТПУ, 2004. – 180 с.
5. Справочник по проектированию электрических сетей/Под ред. Д.Л. Файбисовича. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 352 с.: ил.
6. А.В. Кабышев Электроснабжение объектов Ч.1 Расчет электрических нагрузок, нагрев проводников и электрооборудования. Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2007. – 185 с.
7. Л.Д. Рожкова, В.С. Козулин. Электрооборудование станций и подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 646 с.
8. Правила устройства электроустановок [Текст]: Все действующие разделы ПУЭ-6 и ПУЭ-7. – Новосибирск: Сиб. Унив. Изд-во, 2009. – 853 с., ил.
9. ГОСТ 12.1.003–83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
10. СНиП 23-02-2003 Тепловая защита зданий
- 11.ГОСТ 30674-99 Блоки оконные из поливинилхлоридных профилей. Технические условия (с Поправкой)
12. Е. Г. Малявина Теплотери здания Справочное пособие Москва «АВОК-ПРЕСС» 2007. – 185 с
13. Расписание Погоды // [Электронный ресурс]. URL: <https://rp5.ru>
14. Р.В Щекин. Расчет систем центрального отопления Учеб.пособие / Том. политехн. ун-т. – Томск, 2007. – 185 с.
- 15.
16. ГОСТ 530-95 Кирпич и камни керамические. Технические условия
17. ГОСТ 28042-2013 Плиты покрытий железобетонные для зданий и сооружений. Технические условия.
18. ГОСТ 24045-94 Профили стальные листовые гнутые с трапециевидными гофрами для строительства. Технические условия.
19. - ГОСТ 21880-2011 Маты из минеральной ваты прошивные теплоизоляционные. Технические условия.
20. ГОСТ 30674-99 Блоки оконные из поливинилхлоридных профилей. Технические условия (с Поправкой).
21. ГОСТ 7473-2010 Смеси бетонные. Технические условия.

22. СН 23-336-2002 Кемеровской области Энергетическая эффективность жилых и общественных зданий. Нормативы по энергопотреблению и теплозащите.
23. Приказ №6-778 от 31.12.2017 «Об установлении тарифов на услуги по передаче электрической энергии по электрическим сетям Кемеровской области на 2017 год» // [Электронный ресурс]. URL: <http://www.kuzesc.ru?pur=13>
24. Кабели установочные NYU и NYM производства Perelli // [Электронный ресурс]. URL: http://www.simross.ru/files/33414/1KV_pr.pdf
25. Официальный сайт компании «Бриз Моторс // [Электронный ресурс]. URL: <http://www.brizmotors.ru/equipment/tedom/quanto-d2000/>
26. Оптовые цены на газ, используемые в качестве предельных минимальных и предельных максимальных уровней оптовых цен на газ, добываемый ОАО «Газпром» и его аффилированными лицами в Кемеровской области на второе полугодие 2016 года // [Электронный ресурс]. URL: <http://energybase.ru/tariff/kemerovskaya-oblast>

Приложение А

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
5AM5E	Пудов А.П.		

Консультант кафедры: ЭПШ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Обухов С.Г.	д.т.н		

Консультант – лингвист кафедры ИЯЭИ

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Костомаров П.И	к.ф.н., доцент		

Die Einleitung

Einfach nur Heizen ist heutzutage nicht mehr zeitgemäß. Zu groß sind die verschwendeten Ressourcen, die bei der Produktion herkömmlichen Stroms in Großkraftwerken entstehen.

BHKWs bieten eine Möglichkeit, sich von schwankenden Strompreisen unabhängig zu machen und durch das Prinzip der Kraft-Wärme Kopplung aktiv Geld zu sparen.

Alternativ zum BHKW, das etwa in einem Kellerraum installiert wird, gibt es praktische Container-Lösungen, die eigens dafür aufgestellt werden. Sie verfügen über ein System von Betonelementen und eine besondere Schallschutzabsorption. Bei diesen Lösungen sind die BHKWs vollständig und sofort betriebsbereit, notwendig ist nur noch der Anschluss an die Gasversorgung und den Transformator. Ein wichtiger Vorzug der Container oder System-Betonelemente ist die massive Bauform und die schallarme Konstruktion. Die Container können individuell auf die Wünsche und Bedürfnisse sowie die Gegebenheiten vor Ort abgestimmt werden. Ist der Container für das BHKW einmal aufgestellt, fällt kaum ein Unterschied zum normalen BHKW auf.

Einsatzmöglichkeiten

Blockheizkraftwerke passen immer. Sie sind inzwischen in so gut wie jeder Größe und mit jeder Leistung realisierbar. Ob Sie nun nur ein Einfamilienhaus oder einen ganzen Bürokomplex mit intelligenter Energie versorgen wollen. Es gibt dabei eine Unterteilung in drei Kategorien. BHKWs werden sowohl nach dem verwendeten Brennstoff, nach ihrer Leistung und nach der Technik der Energieumwandlung differenziert. Auf die Größe kommt es an. Am Besten für Einfamilienhäuser geeignet, bieten die so genannten Nano-BHKWs eine Leistung von ein kW elektrischer Leistung. Mikro- und Mini BHKWs dagegen versorgen ohne Probleme Mehrfamilienhäuser oder ganze Gebäudekomplexe. In der Industrie versorgen Groß-

BHKWs mit einer Leistung von 5000 kW über das Prinzip der Fernwärme sogar ganze Stadtteile. Daran erkennt man das enorme Potenzial dieser Technik.

Auch in der Wahl des bevorzugten Brennstoffs haben Sie die freie Auswahl. Sie können sich für Motoren entscheiden, die mit Flüssiggas, Erdgas, Biogas, Biodiesel, Heizöl, Holzpellets oder Wasserstoff betrieben werden. Die Technik zur Energieumwandlung ist ebenso vielseitig. Zur Auswahl stehen gängige Verbrennungsmotoren, Dampfmaschinen, Stirlingmotoren oder moderne Brennstoffzellen.

Vorteile beim Betrieb eines BHKW

Konventionelle Großkraftwerke produzieren seit Jahrzehnten Strom auf die gleiche Art und Weise. Diese Systeme wurden zum größten Teil nur punktuell weiterentwickelt und führen zu einer enormen Verschwendung fossiler Brennstoffe von circa 70 Prozent. Das heißt, über zwei Drittel der in den fossilen Brennstoffen gespeicherten Energie geht bei der Umwandlung zu Strom ungenutzt verloren. Das liegt daran, dass diese Kraftwerke, um Strom zu produzieren, die entstehende Abwärme ungenutzt mittels Kühltürmen entsorgen. Die so freigesetzte Wärme ist pure Energie und wird nur in wenigen Fällen sinnvoll weiterverwendet, da ein Umbau bestehender Apparaturen zu leistungseffizienten Systemen, ähnlich denen der BHKW, kostenaufwendig und aufgrund der alten Bauweise vieler Kraftwerke nicht möglich ist.

Dem gegenüber steht nun das Prinzip der BHKWs, welche einen effektiven Energieverlust von nur fünf bis zehn Prozent aufweisen. Die Vorteile für Sie sind dabei offensichtlich. Sinn und Zweck eines BHKW sind die Erzielung von Einnahmen und Einsparungen sowie eine umweltfreundlichere Energieerzeugung. Wie Sie mit dem Betreiben eines BHKWs sogar selbst Geld verdienen können, lesen Sie weiter unten.

Zum einen führt die Optimierung zu einer Kostensenkung um bis zu 40 Prozent Ihrer gesamten hauseigenen Energiekosten. Sie müssen keinen Strom mehr kaufen, sondern produzieren ihn ab sofort selbst. Das ist gerade zu Zeiten steigender

Energiekosten und immer wechselnder Stromtarife von Vorteil. Zum anderen schonen Sie so die Umwelt und erreichen eine Reduzierung der CO₂ Emissionen um bis zu 50 Prozent. Aufgrund dieses umweltfreundlichen Funktionsprinzips wird die Installation und das Betreiben eines BHKWs durch den Staat enorm gefördert.

Einerseits erhalten Sie für jede von Ihnen produzierte Kilowattstunde gesetzlich vorgeschrieben einen Zuschlag von 5,11 Cent und zum Anderen hat der Gesetzgeber festgelegt, dass die Stromanbieter Sie zusätzlich für den von Ihnen überschüssig produzierten Strom vergüten müssen, da dieser dann in die öffentlichen Stromnetzte eingespeist wird. Der Aufschlag von 5,11 Cent pro Kilowattstunde gilt dabei für jede produzierte Kilowattstunde, also auch für die, welche Sie selbst verbrauchen.

Durch diese doppelte Subvention amortisiert sich die Installation eines BHKWs je nach Verbrauch und Größe des zu bedienenden Objekts meist schon nach kurzer Zeit. Um herauszufinden, wann und ob sich bei Ihnen der Einbau eines BHKW lohnt, empfehlen wir Ihnen den Wirtschaftlichkeitsrechner.

Zusätzlich zu der direkten Förderung bietet der Staat verschiedene Steuererlasse für private und gewerbliche Blockheizkraftwerksbetreiber an. So werden Sie etwa von der Energie- und Stromsteuer befreit. Des Weiteren werden immer wieder spezielle Förderprogramme, sowohl vom Staat, als auch von verschiedenen Installationsfirmen, angeboten. Wir informieren Sie gerne. Rufen Sie einfach kostenlos und unverbindlich an, um weitere Informationen zu den momentan laufenden Vergütungsprogrammen zu erhalten.

Wie ein Blockheizkraftwerk arbeitet

Früher war das Einsetzen von Blockheizkraftwerken (BHKWs) in Ein-, Zwei- oder Mehrfamilienhäusern nicht effektiv, da die Mini Kraftwerke zu groß und zu leistungsfähig für solch kleine Bauten waren. Doch inzwischen ist es durch moderne Technik möglich, solche Geräte auch in kleineren Gebäuden zu platzieren und so die effektive Nutzung der BHKWs auch Ihnen zugänglich zu machen. In der Industrie

und in vielen öffentlichen Gebäuden sowie in zahlreichen größeren Bürokomplexen wird dieses Verfahren schon seit längerem angewandt.

Aufgrund der stetigen Weiterentwicklung dieser Technik erhalten Sie mit der Installation ein Stück modernstes Knowhow, welches bisherige Heizsysteme in Bezug auf die Kosten, den Effektivitätsgrad und Umweltverträglichkeit weit in den Schatten stellt.

Die Funktionsweise des Blockheizkraftwerks in Kürze

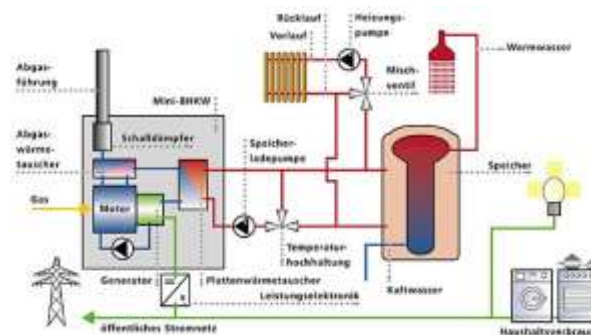


Bild 1. Blockheizkraftwerk: Die Funktionsweise im Schema

Das Prinzip eines Blockheizkraftwerks ist so simpel wie genial: Meist ein ganz normaler Ottomotor treibt einen Generator an, welcher Strom erzeugt. Betrieben werden kann dieser Motor mit allen herkömmlichen Brennstoffen, wie Gas, Benzin, Biogas oder Ähnlichem. Die Innovation an diesem System ist nun, dass durch das Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung, die durch den Motor unweigerlich produzierte Abwärme aufgefangen und sinnvoll genutzt wird.

Die thermische Energie der Abwärme des Motors und der Abgase wird dabei zum Heizen des Hauses und zur Erwärmung des Trink- und Verbrauchswassers verwendet. Der durch den Generator erzeugte Strom wird wiederum im Haus genutzt und deckt so meist den kompletten Energiebedarf Ihres Haushalts. Überschüssig produzierter Strom geht nicht verloren, sondern wird in das öffentliche Stromnetz eingespeist und vom Netzbetreiber vergütet. Zusätzlich wird jede produzierte Kilowattstunde vom Staat mit Geld gefördert.

Vorteile gegenüber großen Kraftwerken

Aber wieso ist eine so eine simpel erscheinende Portierung eines Motors in ein Haus in der Produktion von Wärme und Strom effektiver als ein riesiges, eigens dafür gebautes Kraftwerk? Nun, ein gängiges Kraftwerk zur Stromerzeugung verschwendet die bei der Verbrennung des fossilen Brennstoffs entstehende Abwärme meist komplett. Die beim Verbrennungsprozess entstehende Hitze ist ein ungewünschtes Nebenprodukt, welches nur unnötig die Maschinen verschleiben lässt. Die Verbrennungsanlage wird deswegen über Kühltürme entlastet. Dort entweicht die thermische Energie komplett ungenutzt in die Luft.

Im nächsten Schritt muss der vom Kraftwerk produzierte Strom in das Haus gelangen. Auch bei diesem Prozess geht Energie verloren. Der durch die Stromleitungen entstehende Übertragungsverlust trägt daher zusätzlich zu der Ineffektivität dieser Stromerzeugung bei. Der Endkunde kann dann noch etwa 40 Prozent der in dem Brennstoff ursprünglich enthaltenen Energie nutzen. So wie wir weit mehr als die doppelte Rohstoffmenge benötigt, um ein Einfamilienhaus über die gleiche Zeit mit der gleichen Menge an Strom zu versorgen. Dieser Prozess ist und kann nicht umweltschonend sein.

Unabhängigkeit durch eine eigene Strom- und Wärmequelle

Der Grund, warum diese verschwenderische Technik weiter angewendet wird, liegt wie immer an den Kosten. Neue, moderne Kraftwerke sind teuer. Nichtsdestotrotz gibt es inzwischen auch Heizkraftwerke, die diese thermische Energie nutzen, um über Fernwärmesysteme Haushalte mit dieser Form der Energie zu versorgen. Das Problem hierbei ist, dass diese Fernwärmenetze parallel zu den Stromnetzen verlegt und aufgebaut werden müssen, was extrem aufwändig und kostspielig ist. Aus diesem Grund sind diese Netze nur sporadisch in Deutschland verlegt. Logischer erscheint es also, anstatt immer neue unter- und überirdische Strom- und Fernwärmenetze zu installieren, den Ursprung der Energieerzeugung

einfach direkt im jeweiligen Objekt in Form von kleinen Minikraftwerken zu installieren.

So werden enorme Kosten gespart und die Energie direkt zum Kunden gebracht. Ein weiterer Vorteil besteht in der Unabhängigkeit von externen Stromerzeugern. Bei Stromausfällen aufgrund eines defekten Kraftwerks oder einer beschädigten Leitung bleibt Ihr Haus erleuchtet und kann weiter Warmwasser und Strom produzieren.

Motortypen und Brennstoffe

Wahl des richtigen Brennstoffs

Ein Blockheizkraftwerk kann grundsätzlich mit jedem fossilem und erneuerbaren Energieträger versorgt werden. Das heißt auch nachwachsende Rohstoffe sind für einen Gebrauch mit einem BHKW geeignet. Die Energieträger unterscheiden sich aber in ihrer ökologischen und ökonomischen Qualität sowie im Komfort der Handhabung und Lagerung.

Heizöl

Dieser Rohstoff ist eine weit verbreitete Energiequelle. Inzwischen gibt es aber effektivere und bessere Rohstoffe zum Betreiben eines BHKWs. Unter der unsauberen Verbrennung des Öls leidet der Motor und die gesamte Anlage, was eine entsprechend geringere Lebensdauer Heizölbetriebener BHKWs und einen erhöhten Wartungsaufwand bedeutet.

Gas

Wenn ein Erdgasanschluss vorhanden ist, sollte man sich voraussichtlich für diese Art der Energiequelle entscheiden. Aufgrund der sehr sauberen Verbrennung ist eine hohe Lebensdauer und ein geringer Verschleiß aller Komponenten garantiert. Des weiteren muss man sich nicht um die Beschaffung des Rohstoffs kümmern, da dieser direkt aus der Leitung kommt. Man hat außerdem die Option mit Biogas eine

Form der erneuerbaren Energien zu nutzen, was zu weiteren steuerlichen Vorteilen führt. Aufgrund dieser Vorteile findet sich im Gassegment auch die größte Vielfalt an unterschiedlichen Anbietern.

Die Gasmotoren

Der Gasmotor ist im Unterschied zur Gasturbine als Hubkolbenmotor aufgebaut. Die Zündung des Kraftstoff-Luft-Gemisches erfolgt bei den Anlagen auf Basis von Ottomotoren durch Fremdzündung mittels Zündkerze, bei Aggregaten auf Basis von Dieselmotoren durch Selbstzündung geringer eingespritzter Mengen Zündöls, im Allgemeinen Dieseldieselkraftstoff. Die Firma Wärtsilä arbeitet bei der Hochdruck-Gaseinspritzung mit einem Motor nach Dieselprinzip, also mit Selbstzündung des direkt mit hohem Druck in den Brennraum injizierten Brenngases. Die nach diesem Verfahren arbeitenden Motoren erzielen die höchsten Mitteldrücke aller Verbrennungskraftmaschinen.

Eine äußere Gemischbildung kann durch Gasmischeinheiten vor oder nach einem eventuellen Turbolader erfolgen, innere Gemischbildungen sind durch separate Gaseinlassventile oder Injektionsnadeln möglich.

MWM Gasmotoren und Stromaggregate

Das Produktportfolio von MWM umfasst Gasmotoren und Stromaggregate im Leistungsbereich von 400 kW_{el} bis zu 4.500 kW_{el}. Dadurch sind Kraftwerke von bis zu 100.000 kW_{el} und darüber hinaus realisierbar.

Die Gasmotoren können mit unterschiedlichen Gasen wie beispielsweise Erdgas, Schiefergas, Grubengas, Biogas, Deponiegas, Klärgas und Synthesegas betrieben werden. Sie sind auf höchste elektrische und thermische Effizienz, niedrige Betriebs- und Servicekosten sowie hohe Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit ausgelegt. Dadurch erreichen sie Wirkungsgrade von über 90 Prozent.

Gasmotor TCG 2020

Die MWM Gasmotoren der Baureihe TCG 2020 sind perfekt auf die Herausforderungen eines dynamischen Marktumfelds zugeschnitten. Modelle im Leistungsbereich von 1.000 – 2.000 kW_{el} erfüllen die hohen Anforderungen eines breiten Anwendungsspektrum und gewährleisten Effizienz, Zuverlässigkeit, Flexibilität und Umweltverträglichkeit, niedrige Life-Cycle-Kosten und eine hohe Rentabilität.



Bild 2. TCG 2020

- Leistungsbereich von 1.000 – 2.000 kW_{el}
- Mit besten elektrischen und thermischen Wirkungsgraden seiner Leistungsklasse
- Einsetzbar für sämtliche Gasarten: Erdgas, Biogas, Deponiegas, Klärgas, Grubengas und andere
- Geringe Betriebskosten
- TCG 2020 wird vorrangig für KWK-Anlagen in Europa und für Biogase weltweit eingesetzt.

- Der TCG 2020 V12 (1MW) ist eine speziell für das Leistungsband von 1 MW_{el} optimierte Variante mit noch geringeren Betriebs- und Wartungskosten
- TCG 2020 K wurde speziell an Nicht-ISO Bedingungen wie Höhenaufstellungen oder hohe Ansauglufttemperaturen im Erdgasbereich angepasst.
- Weltweit sind bereits mehr als 2000 Stromaggregate mit rund 2.800.000 kW_{el} installiert.
- Beschreibung
- TCG 2020 – Hohe Wirtschaftlichkeit dank hohem Wirkungsgrad
- Verbesserungen am Einlasskanal und der Zündkerze führen zu höherer Effizienz gegenüber dem Vorgängermodell.
- Miller-Ventilsteuerzeiten erhöhen den Wirkungsgrad der Aggregate.
- TCG 2020– erhöhte Wirtschaftlichkeit und Lebensdauer im 1 MW_{el} Leistungsband
- Für alle Erdgas und Biogas-Anwendungen in Ländern mit 50 Hz-Netzen
- Verlängerte Wartungsintervalle für alle Erdgasanwendungen führen zu einer Verlängerung der Lebensdauer um zwei Jahre
- Optimierter elektrischer Wirkungsgrad von 43 Prozent bei ISO-Bedingungen und Erdgasanwendungen
- Optimiertes Schmierölmanagement
- Geringe Eigenverbräuche durch höhere Gemischkühler-Temperaturen für Erdgas-Anwendungen
- TCG 2020 – Optimierte für Inselbetrieb und Nicht-ISO-Bedingungen
- Lastaufschaltung in nur sieben Stufen
- Schnelle und zuverlässige Versorgung bei Netzausfall bzw. im Inselbetrieb
- TCG 2020 K1 ist eine für 1000 kW_{el} optimierte Variante des Gasmotors TCG 2020 K, mit der Ausrichtung auf hohe Effizienz bei geringen Investitionskosten.

- Höhere Effizienz und weniger Schadstoffemissionen
- Verringerte Schadräume im Brennraum führen zu einer vollständigeren Verbrennung.
- Der Brennstoffbedarf und die CO- und HC-Emissionen gehen zurück.
- Das spart bis zu 15 Prozent Gas pro Jahr und erhöht die Anlagenwirtschaftlichkeit.
- Erhöhter Wirkungsgrad und lange Wartungsintervalle
- Die effektive Kurbelgehäuseentlüftung erhöht den Wirkungsgrad durch Nutzung des rückgeführten, brennbaren Blow-by Gases.
- Eine optimierte Blow-by Rückführung und die verbesserte Trennung von Gasphase und Flüssigphase ermöglichen aufgrund der sauberen Ansaugluft längere Wartungsintervalle für den Turbolader.
- Maximale Leistung bei niedrigen Kosten für die K-Versionen
- Verbessertes Leistungsvermögen des TCG 2020K bei Nicht-ISO-Bedingungen und sehr gutes Lastaufschaltvermögen durch optimale ATL-Auslegung mit breitem Kennfeld
- Neuer Turbolader TCR 16 für den TCG 2020 mit wassergekühlten Lagergehäusen, dadurch keine gesonderten Wartungsstufen für den ATL
- Niedrige Kosten für die Turboladerwartung führen zu geringeren Life-Cycle-Costs der Gasmotoren/Stromaggregate.

Der MWM Container



Bild 3. MWM Container

Durchdacht gemacht:

- Geschweißte Stahlkonstruktion mit einzelnen Wandsegmenten
- Containerboden fungiert im Bedarfsfall als Ölauffangwanne
- Wärme- und Schalldämmung für höchste Ansprüche, dabei platzsparende Isolierung
- Schlanker, glatter Wandaufbau ermöglicht maximale Innenraumnutzung
- Schallisolierter, klimatisierter Schaltanlagenraum
- Umluft für ideale Innenraumtemperatur selbst bei niedrigen Außentemperaturen $< 0^{\circ}\text{C}$
- Kabelausführungen unter den Schaltschränken. Medienanschlüsse Gas, Schmieröl und Heizwasser in der Seitenwand (DIN 2633 – PN16) integriert
- Selbsttragender Dachrahmen. Im Ganzen vormontiert für einfachen Transport und schnellen Aufbau

Qualität aus einer Hand:

- Containerqualität – Made in Germany

- Alle Komponenten, Steuerung und Regelkreise sind optimal aufeinander abgestimmt
- Erweiterbar zu Komplettlösungen, z.B. durch Gasaufbereitung und Abgasnachbehandlung für Emissionsanforderungen sowie projektbezogene Schaltanlagenlösungen
- Internationale Zulassungen, z.B. nach CE, GOST (Russland), CSA (Kanada)

Weltweiter Service:

- Wartungsarmer und servicefreundlicher Aufbau, standardisiert auf 3 x 3 m (B x H)
- Alle Einbauten sind jederzeit leicht zugänglich
- Komponenten für zeitsparende Wartung: Schienen für schnellen Ein- und Ausbau des Aggregats sowie Träger zur Befestigung von Hebezeugen
- Praktisches Fronttürkonzept: Die Zuluft-öffnung kann auch zum schnellen AggregateAusbau genutzt werden

Das Herzstück: MWM Aggregat für Ökologie und Ökonomie

Hoher Wirkungsgrad – hoher Gewinn

MWM Aggregate arbeiten zuverlässig mit höchster Effizienz – dank der Optimierung von Einlasskanal, Brennkammer und Zündkerzen. Dadurch sparen Sie bis zu 15 % Brennstoffkosten pro Jahr. Außerdem sorgen optimierte Motorenteile für einen bis zu 50 % geringeren Schmierölverbrauch als bei vergleichbaren Aggregaten.

Motorvarianten für Ihre Bedürfnisse

Bei uns bekommen Sie einen ganz auf Ihre Bedürfnisse abgestimmten Motor. Sowohl was die benötigte Leistung angeht als auch den zur Verfügung stehenden Brennstoff: MWM Motoren können auf die unterschiedlichsten Gasqualitäten von Erdgas, Biogas oder Sondergasen individuell eingestellt werden – je nach Anwendungsfall.

Leistungsmaximierendes Regelungskonzept

Das TEM (Total Electronic Management) steuert nicht nur den Motor, sondern die gesamte Anlage einschließlich der Wärmeauskopplung. Durch die

Temperaturkontrolle jedes Zylinders und die Anti-Klopff-Regelung wird ein Betrieb mit optimaler Brennstoffausnutzung und maximaler Leistung selbst bei schwankenden Gaszusammensetzungen möglich.

Blockheizkraftwerk (BHKW)

Ein Blockheizkraftwerk, es wird auch kurz BHKW genannt, ist eine Methode, um kostengünstig und energiesparend zu heizen und Strom zu gewinnen. Obwohl diese Technologie noch relativ neu ist, wurde mit der Serienproduktion begonnen. Das Kraftwerk besteht aus einem Gehäuse, das etwa so groß ist, wie ein Kühlschrank. Es ist das Herzstück der Anlage. In diesem Block werden Wärme und Strom erzeugt. Entscheidet man sich für ein BHKW, ist der Einbau schnell und einfach durchgeführt. Vor Ort muss der Block nur noch von einem Fachmann installiert werden.

Unter dem Begriff verstecken sich stromproduzierende, effiziente Heizungen. Es gibt sie in unterschiedlichen Größen und auch die Wahl der Brennstoffe ist variabel. Im Grunde verbirgt sich hinter dem Blockkraftwerk, auch Blockheizkraftwerk (abgekürzt BHKW) ein kleines, kompaktes Kraftwerk. Den Namen hat das Gerät aufgrund seines Aussehens. Er wird in einem Block ausgeliefert, welches das Gehäuse darstellt und sorgt dennoch für eine Wärme („Heiz“) und Stromversorgung („Kraftwerk“). Sie sind bereits so ausgereift, dass sie als Massenproduktion hergestellt werden und vor Ort nur noch installiert werden.

Das Prinzip ist bei jedem Blockkraftwerk gleich. Es gibt einen Generator, einen Motor und den Wärmetauscher. Der Motor wird mit dem jeweiligen, gewählten Brennstoff versorgt und der Generator sorgt dafür, dass die daraus erzeugte Energie in elektrischen Strom umgewandelt wird. Die Abwärme, die dabei anfällt wird dann durch den Wärmetauscher als Heizenergie im Haus genutzt. Die dazu verwendeten Motoren wurden aus bereits bekannten Motoren weiterentwickelt. Darunter fallen LKW-, Schiffs- und PKW-Motoren. Die Motoren laufen konstant und sorgen so

dafür, dass sie eine höhere Laufleistung besitzen und die Lebensdauer sich verlängert. Die heutigen, modernen Blockkraftwerke arbeiten mit einem Wirkungsgrad von 80 bis 95 Prozent. Das ist sehr viel, vergleicht man dies mit einem Photovoltaikmodul, welches nur einen Wirkungsgrad von 20 Prozent aufbringt, dafür die eingesetzte Energie jedoch kostenfrei ist.

Verschiedene Größen eines BHKWs

Jedes Haus braucht unterschiedlich Energie. Ein Einfamilienhaus weniger, als ein Mehrparteienhaus. Deswegen werden Blockheizkraftwerke auch in verschiedenen Größen für jeden Bedarf hergestellt. Abhängig von dem Einsatzgebiet sind die kW, also die Kilowatt, die benötigt werden, um das Gebäude mit Wärme und Strom zu versorgen.

- Für ein Ein- oder Zweifamilienhaus reicht eine Leistung unter 2,5 kW.
- Mehrfamilienhäuser benötigen, je nach Anzahl der Wohnungen bzw. Bewohner, ein BHKW, das zwischen 2,5 und 15 kW Leistung bringt.
- Ämter, Wohnblocks, Kleingewerbebetriebe und Mehrfamilienhäuser können mit zwischen 15 kW und 50 kW versorgt werden.
- Große Wohnblocks oder Siedlungen benötigen ein Blockheizkraftwerk, das zwischen 50 kW und 5 MW leistet.
- Kraftwerke, deren Stärke bei über 5 MW liegt, können ganze Stadtviertel mit Strom und Wärme versorgen.

Die ersten Unterschiede der einzelnen Blockkraftwerke findet man bereits bei der Wahl der Brennstoffe. So kann zwischen, Gas, Öl, Pellets, Hackschnitzeln oder Diesel gewählt werden. Für jede Brennstoffart wird ein anderer Motor für das Blockkraftwerk verwendet. Am häufigsten kommen Verbrennungs- und Stirlingmotoren zum Einsatz.

Die Größenunterschiede der BHKWs

Es gibt nicht nur Unterschiede bei den Brennstoffarten, sondern auch in den Größen der einzelnen Blockkraftwerke. Die Größe richtet sich immer nach dem

Bedarf, denn es sollte so gewählt werden, dass der Strom- und Heizungsbedarf des Gebäudes gedeckt wird. Alle Blockkraftwerke unter einer elektrischen Leistung von 2,5 kW fallen unter dem Begriff Nano-Blockheizkraftwerk und eignen sich hervorragend für Ein- bis Zweifamilienhäuser. Blockkraftwerke mit einer elektrischen Leistung zwischen 2,5 kW und 15 kW werden Mikro-BHKW genannt und sind für Ein- bis Mehrfamilienhäuser geeignet. Ein Mini-BHKW sind Blockkraftwerke mit einer Leistung zwischen 15 kW und 50 kW und werden in Wohnblocks, Mehrfamilienhäuser, Ämter oder Kleingewerbe eingebaut. Bei einer Leistung zwischen 50 kW und 5 MW spricht man von einem Groß-BHKW und wird in der Industrie, in Ämtern oder in Wohnblocks eingesetzt. Ab 5 MW werden ganze Stadtviertel mit dem großen Heizkraftwerk versehen.

Vorteile eines Blockheizkraftwerkes

Die Vorteile liegen klar auf der Hand, man bekommt Strom und Wärme aus einer Hand. Es ist erwiesen, dass sich die Anschaffung nach etwa 10 Jahren amortisiert. Danach wird sogar Gewinn eingefahren. Der Strom, der zu viel produziert wird, kann ins Stromnetz eingespeist werden. Dafür bekommt der Betreiber Geld. Entscheidet sich ein Hausbesitzer, ein größeres Kraftwerk als notwendig einbauen zu lassen, amortisiert es sich schon nach etwa 5 Jahren. Ab diesem Zeitpunkt verdient er damit bares Geld. Ein weiterer Vorteil, der sich vor allem in der Anschaffung bemerkbar macht, ist die staatliche Subvention, die der Betreiber erhält. Der Umwelt wird mit dem Einbau eines BHKWs ebenfalls Gutes getan. Normale Kraftwerke haben einen Wirkungsgrad von gerade einmal 50%, ein Blockheizkraftwerk arbeitet mit 90%. Durch die perfekte Energienutzung wird der CO₂ Ausstoß minimiert. Nur das BHKW kann Strom und Wärme erzeugen. Daher wird das Prinzip des Kraftwerks auch Kraft-Wärme-Kopplung, kurz KWK, genannt. Im Sommer sind Gewitter oft Ursache von Stromausfällen. Auch wenn die Nachbarn, die an das öffentliche Stromnetz angeschlossen sind, im Finsternen sitzen, hat der Besitzer eines BHKWs Strom. Anders als andere umweltfreundliche Energieerzeugungsanlagen, wie beispielsweise Photovoltaik- oder Solaranlagen, ist

das Blockheizkraftwerk von außen unsichtbar. Es wird in einem Kellerraum untergebracht.

Nachteile des BHKWs

Ein Blockheizkraftwerk hat nur wenige Nachteile. Es ist der Anschaffungspreis, der relativ hoch ist. Beim Betrieb des Kraftwerkes ist man vom aktuellen Rohstoffpreis abhängig. Steigt dieser, steigen auch die Betriebskosten für das BHKW. Eine hohe Laufleistung ist erforderlich, das Gerät sollte nur selten ein- und ausgeschaltet werden.

Fachbegriffe im Zusammenhang mit BHKWs

Der erste Begriff, mit dem man konfrontiert wird, ist kWh, also Kilowattstunde. Darunter versteht man die Leistung, die das Blockheizkraftwerk in einer Stunde produziert.

Kraft-Wärme-Kopplung bedeutet, dass das Gerät Strom produziert. Durch diesen Prozess entsteht eine Abwärme. Diese wird in das Heizungssystem eingespeist.

Der Wirkungsgrad wird in Prozenten angegeben. Er gibt darüber Auskunft, wie viel des zugeführten Brennstoffes in Energie umgewandelt werden kann. Bei Blockheizkraftwerken beträgt dieser Satz in den meisten Fällen 90%.

Für den Betrieb eines BHKWs wird Brennstoff benötigt. Man muss allerdings bedenken, dass auch für den herkömmlichen Heizungsbetrieb ein Brennstoff gebraucht wird. Allerdings wird durch das Blockheizkraftwerk der zugeführte Betriebsstoff besser verwertet als bei normalen Heizungsanlagen. Zudem ist man noch unabhängig vom Strom. Die Wartungskosten sind relativ gering, man kann ungefähr mit 2 bis 3 Cent pro erzeugter kWh Strom rechnen. Je leistungsfähiger die Anlage ist, umso geringer schlagen sich die Betriebskosten zu Buche.

Förderungen für das BHKW

Wer sich für die Anschaffung eines Blockheizkraftwerkes entscheidet, kann Darlehen und Zuschüsse in Anspruch nehmen. Die KfW, die Kreditanstalt für Wiederaufbau ist eine öffentliche Bank, die mit zinsgünstigen Darlehen energiesparende Maßnahmen unterstützt. Welche Förderung für den Einzelnen infrage kommt, darüber gibt die KfW Auskunft. Teils sind Förderungen und Zuschüsse kombinierbar.

Das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, kurz BAFA genannt, bezahlt Zuschüsse für die Errichtung eines BKHWS bis zu einer Leistung von 20 Kilowatt. Diese Förderung beträgt zwischen 1.425 und 3.325 Euro, abhängig von der jeweiligen Leistung des Kraftwerks. Werden zusätzlich noch Wärme- und Kältespeicher installiert, kann pro m² ein Zuschuss von 250 Euro beansprucht werden.

Wurde das Kraftwerk spätestens 2015 in Betrieb genommen, kann eine zusätzliche Förderung beansprucht werden. Dazu muss die Anlage bei der BAFA angemeldet werden. Ebenfalls bekommt der Betreiber eine Vergütung, weil er die Leitungen des öffentlichen Stromnetzes nicht nutzt. Präzise gesagt lautet diese Förderung „Vergütung für die Vermeidung von Netzkosten“.

Einzelne Bundesländer gewähren zusätzliche Förderungen. Oftmals lassen sich auch verschiedene Förderungen und Subventionen kombinieren. Es lohnt sich daher, sich genauer zu erkundigen

Kostenrückerstattung beim Betrieb eines BHKWs

Speist man Strom in das öffentliche Netz, verdient man regelmäßig damit Geld und könnte dadurch den Status eines Unternehmers erlangen. Das ist kein Nachteil, denn wenn man ein Gewerbe anmeldet, kann die Vorsteuer vollständig beim Finanzamt geltend gemacht werden.

Hat ein Blockheizkraftwerk eine Nennleistung unter 2 MW, wird man von der Stromsteuer befreit. Diese liegt in etwa bei rund 2 Cent pro kWh. Die Befreiung gilt auch dann, wenn der Strom an umliegende Grundstücke weitergegeben wird.

Da das BHKW mit Brennstoff betrieben wird, für den Energiesteuer bezahlt wird, kann auch diese zurückgefordert werden. Die Höhe der Rückerstattung hängt vom Betriebsmittel ab. Ansprechpartner für den Antrag zur Rückerstattung der Energiesteuer ist das zuständige Hauptzollamt.

Unterstützung für bei der Erledigung der Formalitäten bekommt man vom Hersteller. Er weiß darüber Bescheid, welche Formulare und Anträge benötigt werden, um sämtliche Förderungen und Subventionen zu bekommen. Oftmals übernehmen die Hersteller des BHKWs die Anmeldung beim BAFA oder dem Stromnetzversorger.

Warum sich für ein Blockkraftwerk entscheiden?

Besonders die wirtschaftlichen Vorteile überzeugen viele, sich für ein Blockkraftwerk zu entscheiden. Allein die Anschaffung verspricht bereits eine satte Rendite. Nur zehn Jahre beträgt die Amortisationszeit und danach kann bereits Gewinn erzielt werden. Die Strom- und Heizkosten werden minimiert und der überschüssige, erzeugte Strom wird ins öffentliche Netz eingespeist, welches wiederum vergütet wird. Aber auch der Wert eines Gebäudes steigt durch die Anschaffung eines Blockkraftwerkes. Ein weiterer, positiver Aspekt ist der Umweltschutz, denn ein Blockkraftwerk ist bedeutend umweltfreundlicher als manche anderen Heizsysteme.

Приложение Б

Таблица Б.1- Расчет полных нагрузок

	Наименование узлов	п	Рн, кВт	Рнсум,кВт	п	Ки	cosφ/tgφ	Рсм, кВт	Qсм, кВАр	пэ	Км/Км`	Рр, кВт	Qр, кВАр	Sp, кВА	Ip/п
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
ПР85-1															
	Группа А														
	Токарный станок	3	10	30		0.14	0,5/1,73	4.2	7.266						
	Станки разные	2	5	10		0.14	0,5/1,73	1.4	2.422						
	Передаточная телега	1	4	4		0.5	0,7/1,02	2	2.04						
	Станок токарный РТ-381	1	35	35		0.14	0,5/1,73	4.9	8.477						
	Гидропресс	1	5	5		0.2	0,5/1,73	1	1.73						
	Итого по группе А	8	4-35	84	>3	0.1607	0,52/1,624	13.5	21.935	5	3/1,1	40.5	24.1285		
	Группа Б														
	Термопечь №1	1	30	30		0.75	0,95/0,33	22.5	7.425						
	Итого по группе Б	1		30			0,95/0,33	22.5	7.425			22.5	7.425		
	Итого по ПР85-1	9	4-35	114			0,775/0,816	36	29.36			63	31.5535	70.46	107.05
ПР85-2															
	Группа А														
	Передаточная телега	1	20	20		0.5	0,65/1,17	10	11.7						
	Кран-балка ПВ=25%	1	12	12		0.06	0,5/1,73	0.72	1.2456						
	Кузнечный молот	1	5	5		0.25	0,5/1,73	1.25	2.1625						
	Станок заточки пил	1	7	7		0.14	0,5/1,73	0.98	1.6954						
	Итого по группе А	4	5-24	44	>3	0.2943	0,61/1,3	12.95	16.8035	3	2,14/1,1	33	24.75		
	Группа Б														
	Термопечь №14	1	15	15		0.75	0,95/0,33	11.25	3.7125						
	Термопечь №7	1	30	30		0.75	0,95/0,33	22.5	7.425						
	Итого по группе Б	2	15-35	45			0,33	33.75	11.1375	1		33.75	11.1375		
	Итого по ПР85-2	6	5-30	89			0,86/0,6	46.7	27.941			66.75	35.8875	75.79	115.14
ПР85-3															
	Группа А														
	Станок токарный РТ-381	2	35	70		0.14	0,5/1,73	9.8	16.954						
	Ножницы механические	1	1.5	1.5		0.14	0,5/1,73	0.21	0.3633						
	Итого по группе А	3	1,5-35	71.5	>3	0.14	0,5/1,73	10.01	17.3173			10.01	19.04903		
	Группа Б														
	Термопечи 30	2	30	60		0.75	0,95/0,33	45	14.85						
	Термопечи 40	2	40	80		0.75	0,95/0,33	60	19.8						
	Итого по группе Б	4	30-40	140			0,95/0,33	105	34.65	1		105	34.65		
	Итого по ПР85-3	7	1,5-40	211.5			0,91/0,45	115.01	51.9673			115.01	53.69903	126.93	192.85
ПР85-4															
	Группа А														
	Станки разные	2	5	10		0.14	0,5/1,73	1.4	2.422						
	Мешалка	1	5	5		0.5	0,5/1,73	2.5	4.325						
	Итого по группе А	3	5	15	<3	0.26	0,5/1,73	3.9	6.747			3.9	7.4217		
	Группа Б														
	Термопечи 30	2	30	60		0.75	0,95/0,33	45	14.85						
	Термопечи 40	2	40	80		0.75	0,95/0,33	60	19.8						
	Итого по группе Б	4	30-40	140			0,95/0,33	105	34.65	1		105	34.65		
	Итого по ПР85-4	7	5-40	155			0,93/0,38	108.9	41.397			108.9	42.0717	116.74	177.37
ПР85-5															
	Группа А														
	Сверлильный станок	1	55	55		0.14	0,5/1,73	7.7	13.321						
	Итого по группе А	1	55	55	<3	0.14	0,5/1,73	7.7	13.321			7.7	14.6531		
	Группа Б														
	Термопечи 30	1	30	30		0.75	0,95/0,33	22.5	7.425						
	Термопечи 40	2	40	80		0.75	0,95/0,33	60	19.8						
	Итого по группе Б	3	30-40	110			0,95/0,33	82.5	27.225	1		82.5	27.225		
	Итого по ПР85-5	4	30-55	165			0,91/0,45	90.2	40.546			90.2	41.8781	99.45	151.09
	Итого	33	1,5-55	734.5		0.5402	0,482	396.81	191.2113			443.86	205.08983	489.37	743.52
СШ															
	Автомат круглопильный 6МП	4	100	400		0.22	0,5/1,73	88	152.24						
	Станок токарный РТ-507	2	150	300		0.14	0,5/1,73	42	72.66						
	Станок токарный РТ-646	1	130	130		0.14	0,5/1,73	18.2	31.486						
	Итого по группе А	7	100-150	830	<3	0.1785	0,5/1,73	148.2	256.386	7	2.1	311.22	282.0246	419.9949	564
	Итого	40	1,5-150	1564.5		0.3483	0,812	545.01	447.5973			755.08	487.11443	898.5690	148

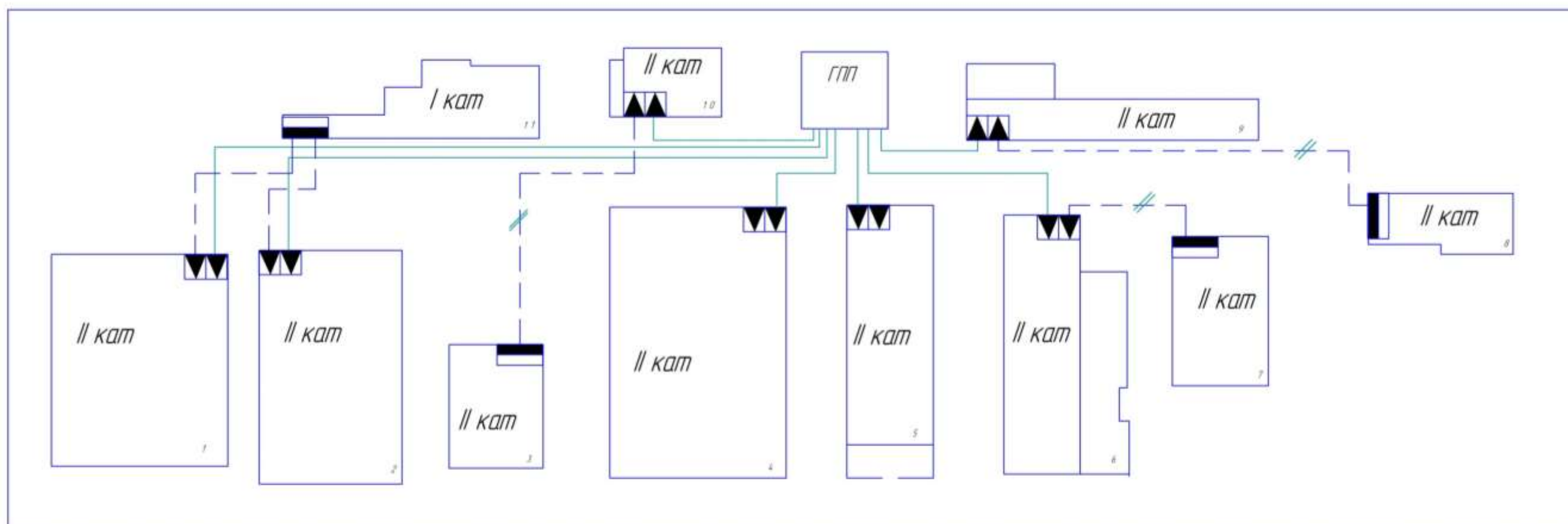
Приложение В

Таблица В1-Расчетная нагрузка всех цехов

		Силовая нагрузка					Осветительная					Силовая и		
№	Наименование потребителей	P _н , кВт	K _с	cosφ	P _р , кВт	Q _р , кВар	F, м2	P _{уд.о.} , Вт/м ²	P _{н.о.} , кВт	K _{с.о.}	P _{р.о.} , кВт	P _(р+ро) , кВт	Q _р , квар	S _р , кВА
1	Цех крупногабаритных агрегатов	4481	0.3	0.65	1344.3	1572	48941	3.00	146.82	0.95	139.48	1483.8	1571.7	2161.4
2	Механо-сборочный цех	5047	0.2	0.6	1009.4	1346	43736	3.00	131.21	0.95	124.65	1134.0	1345.9	1759.9
3	Инструментальный цех	1823	0.3	0.7	546.9	558	15229	3.00	45.69	0.95	43.40	590.3	557.9	812.3
4	Механо-сборочный цех	7913	0.2	0.6	1582.6	2110	62537	3.00	187.61	0.95	178.23	1760.8	2110.1	2748.3
5	Термо-обдирочный цех	3921	0.5	0.65	1960.5	2292	30783	3.00	92.35	0.95	87.73	2048.2	2292.1	3073.9
6	Механо-сборочный цех	4215	0.2	0.6	843	1124	38373	3.00	115.12	0.95	109.36	952.4	1124.0	1473.2
7	Механо-сборочный цех	1841	0.2	0.6	368.2	491	18747	3.00	56.24	0.95	53.43	421.6	490.9	647.1
8	Кузнечно-штамповочный цех	1827	0.4	0.7	730.8	746	10627	3.00	31.88	0.95	30.29	761.1	745.6	1065.4
9	Кузнечно-прессовый цех	3584	0.4	0.7	1433.6	1463	19837	3.00	59.51	0.95	56.53	1490.1	1462.6	2088.0
10	Термо-обдирочный цех	1564.5	0.348	0.773	755	487	10778	3.00	32.33	0.95	30.72	785.7	487.1	924.5
11	Литейный цех	2839	0.5	0.65	1419.5	1660	17215	3.00	51.65	0.95	49.06	1468.6	1659.6	2216.1
	Территория завода						751243	0.16	120.20	1	120.20	120.2	0.0	120.2
	Итого по заводу											13017	13847	19090

Приложение Г

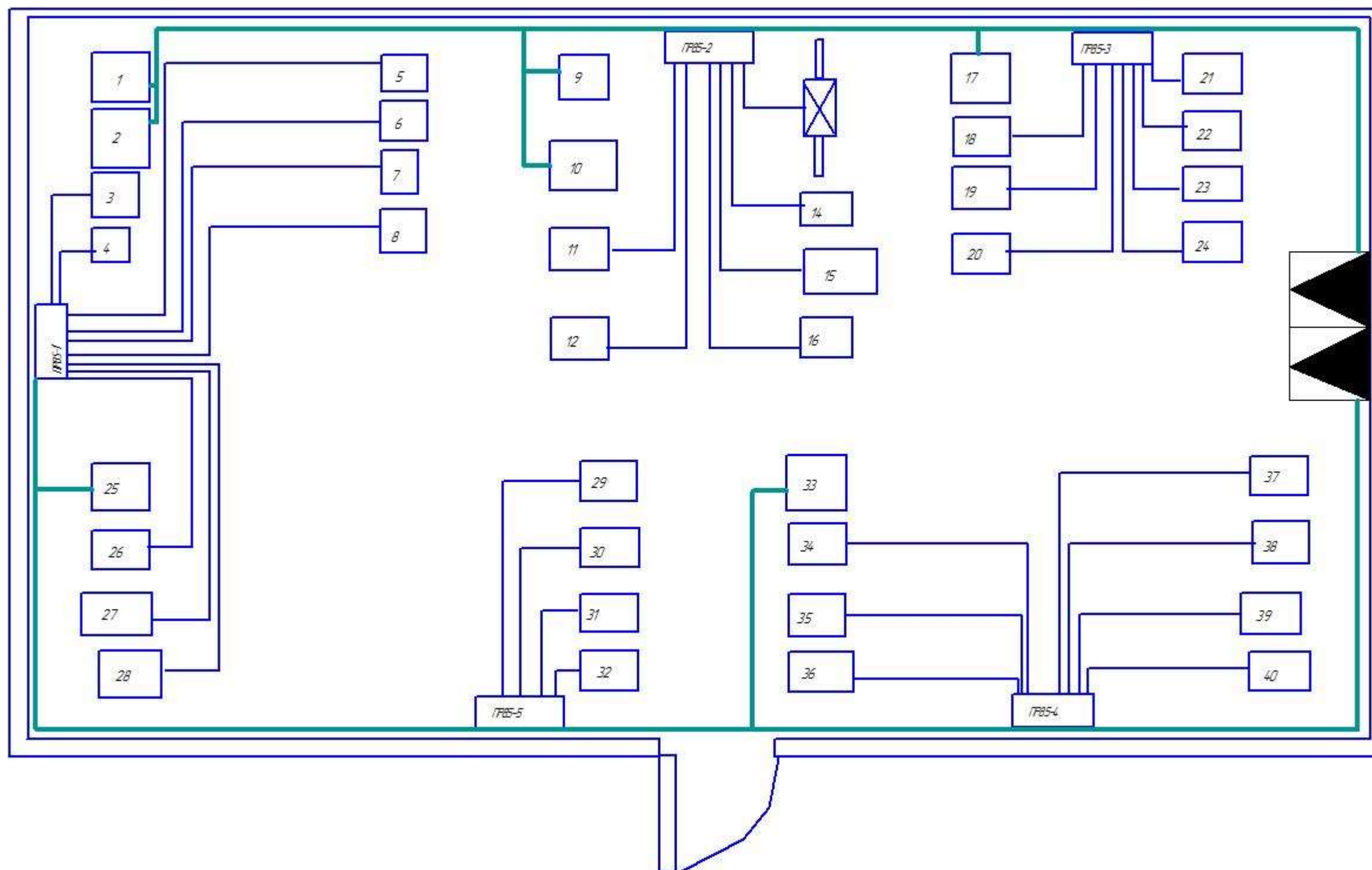
Рисунок Г1-Схема питания цехов



100м

Приложение Д

Рисунок Д1-Схема внутрещехового питания



Приложение Е

Таблица Е1-Выбор кабелей и аппаратов защиты

№	Электроприемник	P, кВт	Kи	Cosφ	Идл,А	Ток группы	авв	Сечение	Ипров	Ипуск, А	I,с уч к.зА	Апп заш	И _н апп,заш	И _н вст/И _н рас	I _{доп} Кз1;Кпр0,87	Сечение
1	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0.22	0.9	187.6		АВВ	1х4х120	270	937.8659344	1406.799	ВА 57-35	250	200/1600	229.8850575	4х150
2	Станок токарный РТ-507	150	0.14	0.9	281.4		АПВ	2х4х120	190х2	1406.798902	2110.198	ВА 52-39	630	320/2500	367.816092	2х4х120
3	Токарный станок	10	0.14	0.8	21.1	2,3	АПВ	4х6	30	105.5099176	158.2649	ВА 57-35	250	25/200	28.73563218	4х6
4	Сверлильный станок	5	0.14	0.8	10.55	31.65298	АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5
5	Передаточная телега	4	0.5	0.8	8.441		АПВ	4х2,5	19	42.20396705	63.30595	ВА 13-29	63	10/120	11.49425287	4х2,5
6	Термопечь №1	30	0.75	0.95	47.98		АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
7	Станок токарный	5	0.14	0.8	10.55	5,6,7,8	АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5
8	Станок токарный	10	0.14	0.8	21.1	88.07302	АПВ	4х6	30	105.5099176	158.2649	ВА 57-35	250	25/200	28.73563218	4х6
9	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0.22	0.9	187.6		АВВ	1х4х120	270	937.8659344	1406.799	ВА 57-35	250	200/1600	229.8850575	1х4х120
10	Станок токарный РТ-646	130	0.14	0.9	243.8		АПВ	2х4х120	190х2	1219.225715	1828.839	ВА 52-39	630	250/2500	287.3563218	2х4х120
11	Термопечь №14	15	0.75	0.95	23.99	11,12	АПВ	4х6	30	23.98962337	35.98444	ВА 57-35	250	25/150	28.73563218	4х6
12	Передаточная телега	20	0.5	0.8	42.2	66.19359	АПВ	4х25	70	211.0198352	316.5298	ВА 57-35	250	50/400	57.47126437	4х25
13	Кран-балка ПВ=25%	24	0.06	0.8	50.64		АПВ	4х35	85	253.2238023	379.8357	ВА 57-35	250	63/504	72.4137931	4х35
14	Кузнечный молот	5	0.25	0.8	10.55		АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5
15	Термопечь №7	30	0.75	0.95	47.98	13,14,15,16	АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
16	Станок заточки пил	7	0.14	0.8	14.77	123.9464	АПВ	4х2,5	19	73.85694233	110.7854	ВА 57-35	250	16/128	18.3908046	4х2,5
17	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0.22	0.9	187.6		АПВ	2х4х120	190х2	937.8659344	1406.799	ВА 57-35	250	200/1600	229.8850575	2х4х120
18	Термопечь №5	30	0.75	0.95	47.98		АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
19	Термопечь №11	40	0.75	0.95	63.97	18,19,20	АПВ	4х50	120	63.972329	95.95849	ВА 57-35	250	80/480	91.95402299	4х50
20	Станок токарный РТ-381	35	0.14	0.9	65.65	177.6022	АПВ	4х50	120	328.253077	492.3796	ВА 57-35	250	80/640	91.95402299	4х50
21	Термопечь № 2	30	0.75	0.95	47.98		АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
22	Станок токарный РТ-381	35	0.14	0.9	65.65		АПВ	4х50	120	328.253077	492.3796	ВА 57-35	250	80/640	91.95402299	4х50
23	Ножницы механические	1.5	0.14	0.8	3.165	21,22,23,24	АПВ	4х2,5	19	15.82648764	23.73973	ВА 13-29	63	4/24	4.597701149	4х2,5
24	Термопечь № 9	40	0.75	0.95	63.97	180.7675	АПВ	4х16	55	63.972329	95.95849	ВА 57-35	250	80/480	91.95402299	4х16
25	Автомат отрезной круглопильный 6МП	100	0.22	0.9	187.6		АВВ	1х4х120	270	937.8659344	1406.799	ВА 57-35	250	200/1600	229.8850575	1х4х120
26	Станок токарный РТ-381	35	0.14	0.9	65.65		АПВ	4х50	120	328.253077	492.3796	ВА 57-35	250	80/640	91.95402299	4х50
27	Гидропресс	5	0.25	0.8	10.55	26,27,28	АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5
28	Станок токарный	10	0.14	0.8	21.1	97.30359	АПВ	4х6	30	105.5099176	158.2649	ВА 57-35	250	25/200	28.73563218	4х6
29	Термопечь №10	40	0.75	0.95	63.97		АПВ	4х50	120	63.972329	95.95849	ВА 57-35	250	80/480	91.95402299	4х50
30	Термопечь №13	40	0.75	0.95	63.97		АПВ	4х50	120	63.972329	95.95849	ВА 57-35	250	80/480	91.95402299	4х50
31	Термопечь №3	30	0.75	0.95	47.98	29,30,31,32	АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
32	Сверлильный станок	55	0.14	0.9	103.2	279.0892	АПВ	4х120	200	515.8262639	773.7394	ВА 57-35	250	125/1000	174.7126437	4х120
33	Станок токарный РТ-507	150	0.14	0.9	281.4		АПВ	2х4х120	190х2	1406.798902	2110.198	ВА 52-39	630	320/2500	367.816092	2х4х120
34	Термопечь № 12	40	0.75	0.95	63.97		АПВ	4х50	120	63.972329	95.95849	ВА 57-35	250	80/480	91.95402299	4х50
35	Термопечь № 4	30	0.75	0.95	47.98	34,35,36	АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
36	Заточный станок	5	0.14	0.8	10.55	122.5026	АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5
37	Термопечь № 6	30	0.75	0.95	47.98		АПВ	4х25	70	47.97924675	71.96887	ВА 57-35	250	50/300	57.47126437	4х25
38	Мешалка	5	0.5	0.8	10.55		АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5
39	Термопечь №8	40	0.75	0.95	63.97	37,38,39,40	АПВ	4х50	120	63.972329	95.95849	ВА 57-35	250	80/480	91.95402299	4х50
40	Станок токарный	5	0.14	0.8	10.55	133.0536	АПВ	4х2,5	19	52.75495881	79.13244	ВА 57-35	250	16/80	18.3908046	4х2,5

Прокладка в стальных(виниловых) трубах под полом

Таблица Е2-Выбор кабелей и аппаратов защиты

№	Электроприемник	МестУст	Дл,для ПР	Сечен	табл 3	В скобах	Iпик, 1,25Iпик,А	Iр,для	Апп	Ин вст/Ин рас
1	Автомат отрезной круглопильный 6МП	ТП	ПР85-1	АВВГ						
2	Станок токарный РТ-507	ТП	217.02958	4х120	270		440	549.952489	120.9	ВА5125/750
3	Токарный станок	ПР85-1	ПР85-2	АВВГ						
4	Сверлильный станок	ПР85-1	190.13998	4х95	240		391	488.168896	140.35	ВА5160/960
5	Передаточная телега	ПР85-1	ПР85-3	АВВГ						
6	Термопечь №1	ПР85-1	358.36968	4*240	380		667	834.089989	348.21	ВА51400/2500
7	Станок токарный	ПР85-1	ПР85-4	АВВГ						
8	Станок токарный	ПР85-1	255.55613	4х150	305		302	378.034775	251.15	ВА51320/2500
9	Автомат отрезной круглопильный 6МП	ТП	ПР85-5	АВВГ						
10	Станок токарный РТ-646	ТП	279.08916	4х185	380		770	962.103911	268.3	ВА51320/2500
11	Термопечь №14	ПР85-2								
12	Передаточная телега	ПР85-2								
13	Кран-балка ПВ=25%	ПР85-2								
14	Кузнечный молот	ПР85-2								
15	Термопечь №7	ПР85-2								
16	Станок заточки пил	ПР85-2								
17	Автомат отрезной круглопильный 6МП	ТП								
18	Термопечь №5	ПР85-3								
19	Термопечь №11	ПР85-3								
20	Станок токарный РТ-381	ПР85-3								
21	Термопечь № 2	ПР85-3								
22	Станок токарный РТ-381	ПР85-3								
23	Ножницы механические	ПР85-3								
24	Термопечь № 9	ПР85-3								
25	Автомат отрезной круглопильный 6МП	ТП								
26	Станок токарный РТ-381	ПР85-1								
27	Гидропресс	ПР85-1								
28	Станок токарный	ПР85-1								
29	Термопечь №10	ПР85-5								
30	Термопечь №13	ПР85-5								
31	Термопечь №3	ПР85-5								
32	Сверлильный станок	ПР85-5								
33	Станок токарный РТ-507	ТП								
34	Термопечь № 12	ПР85-4								
35	Термопечь № 4	ПР85-4								
36	Заточный станок	ПР85-4								
37	Термопечь № 6	ПР85-4								
38	Мешалка	ПР85-4								
39	Термопечь №8	ПР85-4								
40	Станок токарный	ПР85-4								

Приложение Ж

Приложение И