

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

Институт **Энергетический (ЭНИН)**

Направление подготовки **13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника**

Кафедра **Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)**

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Электроснабжение котельного цеха ОАО «КрасФарма»

УДК 621.31.031:621.181

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Д2	Ержикевич Даниил Евгеньевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рахматуллин И. А.	к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент кафедры Менеджмента	Грахова Е.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Король И.С.	к.х.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2017 г.

Запланированные результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Универсальные компетенции</i>	
P1	<i>Совершенствовать</i> и развивать свой интеллектуальный и общекультурный уровень, добиваться нравственного и физического совершенствования своей личности, обучению новым методам исследования, к изменению научного и научно-производственного профиля своей профессиональной деятельности.
P2	<i>Свободно пользоваться русским и иностранным языками</i> как средством делового общения, способностью к активной социальной мобильности.
P3	<i>Использовать</i> на практике навыки и умения в организации научно-исследовательских и производственных работ, в управлении коллективом, использовать знания правовых и этических норм при оценке последствий своей профессиональной деятельности.
P4	<i>Использовать</i> представление о методологических основах научного познания и творчества, роли научной информации в развитии науки, готовностью вести работу с привлечением современных информационных технологий, синтезировать и критически резюмировать информацию.
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P5	Применять углубленные естественнонаучные, математические, социально-экономические и профессиональные знания в междисциплинарном контексте в инновационной инженерной деятельности в области электроэнергетики и электротехники.
P6	Ставить и решать инновационные задачи инженерного анализа в области электроэнергетики и электротехники с использованием глубоких фундаментальных и специальных знаний, аналитических методов и сложных моделей в условиях неопределенности.
P7	Выполнять инженерные проекты с применением оригинальных методов проектирования для достижения новых результатов, обеспечивающих конкурентные преимущества электроэнергетического и электротехнического производства в условиях жестких экономических и экологических ограничений.
P8	Проводить инновационные инженерные исследования в области электроэнергетики и электротехники, включая критический анализ данных из мировых информационных ресурсов.
P9	Проводить технико-экономическое обоснование проектных решений; выполнять организационно-плановые расчеты по созданию или реорганизации производственных участков, планировать работу персонала и фондов оплаты труда; определять и

	обеспечивать эффективные режимы технологического процесса.
P10	Проводить <i>монтажные, регулировочные, испытательные, наладочные</i> работы электроэнергетического и электротехнического оборудования.
P11	<i>Осваивать новое</i> электроэнергетическое и электротехническое <i>оборудование</i> ; проверять техническое состояние и остаточный ресурс оборудования и организовывать профилактический осмотр и текущий ремонт.
P12	Разрабатывать рабочую <i>проектную и научно-техническую документацию</i> в соответствии со стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами; организовывать метрологическое обеспечение электроэнергетического и электротехнического оборудования; составлять <i>оперативную документацию</i> , предусмотренную правилами технической эксплуатации оборудования и организации работы.

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

Институт Энергетический (ЭНИН)

Направление подготовки 13.03.02 – Электроэнергетика и электротехника

Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий (ЭПП)

УТВЕРЖДАЮ:

И. о. зав. кафедрой ЭПП

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

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-5А2Д2	Ержикевич Д.Е.

Тема работы:

Электроснабжение котельного цеха ОАО «КрасФарма»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	приказ №2687/с от 17.04.2017

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(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.).</i>	Объектом исследования является котельный цех фармацевтического завода. В качестве исходных данных представлены: - генеральный план завода; - план котельного цеха; - сведения об электрических нагрузках завода; - сведения об электрических нагрузках котельного цеха.
--	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	- постановка задачи проектирования; - проектирование системы электроснабжения рассматриваемого завода; - детальное рассмотрение особенностей трансформаторных подстанций в системах электроснабжения с последующим выбором цеховых трансформаторов; - разработка раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»; - разработка раздела «Социальная ответственность»; - заключение.
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	- схема расположения ГПП с картограммой нагрузок на плане завода; - однолинейная схема внешнего электроснабжения 6 кВ; - план котельного цеха с сетью 0,4 кВ; - однолинейная схема электроснабжения цеха; - Расчет токов КЗ и карта селективности.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Рахматулин И.А.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5А2Д2	Ержикевич Д.Е		

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка 131 с., 13 рис., 29 табл., 31 источник.

ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ НАГРУЗКА, СИСТЕМА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ, ЦЕХОВАЯ ПОДСТАНЦИЯ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ, ТОК КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, КАРТА СЕЛЕКТИВНОСТИ, ОТКЛОНЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЯ.

Объектом выполненной работы является система электроснабжения котельного цеха ООО «ФармЭнерго» и фармацевтический завод.

Цель работы – разработка проекта по реконструкции системы электроснабжения фармацевтического завода и котельного цеха с учетом бесперебойного электроснабжения предприятия при соблюдении требований экономичности, надёжности, безопасности при эксплуатации проектируемой системы.

В ходе проектирования электроснабжения предприятия, на основании ведомости электроприемников, определяется расчетная электрическая нагрузка. Рассчитано число и мощность силовых трансформаторов 6/0,4 кВ, выбрано местоположение трансформаторных подстанций, распределительных пунктов, определено местоположение пункта приема электроэнергии (ППЭ). Произведен выбор уровней напряжения. Произведен технико-экономический расчет вариантов схемы электроснабжения выше и до 1000 В.

В процессе работы также произведены: расчет токов короткого замыкания, выбор и проверка электрооборудования системы электроснабжения, построение карты селективности и эпюр отклонения напряжений.

Выбранное электрооборудование и материалы соответствуют требованиям ГОСТ и технических условий, утверждённых в установленном порядке.

В результате исследования была спроектирована конкретная модель электроснабжения промышленного предприятия, также представлена ее экономическая целесообразность и безопасность для окружающей среды.

ПЕРЕЧЕНЬ УСЛОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ – воздушная линия электропередачи;

ГРУ – генераторное распределительное устройство;

ГПП – главная понизительная подстанция;

ЗРУ – закрытое распределительное устройство;

КЗ – короткое замыкание;

КЛ – кабельная линия;

КРУ – комплектное распределительное устройство;

ПС – подстанция;

ПУЭ – правила устройства электроустановок;

РУ – распределительное устройство;

СЭС – система электроснабжения;

ТП – трансформаторная подстанция;

ЭП – электроприемник;

ЦРП – центральный распределительный пункт;

ЦЭН – центр электрических нагрузок.

[illegible]

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Краткая характеристика предприятия	13
2 Расчет электрических нагрузок предприятия	15
2.1 Расчет электрических нагрузок цеха	15
2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом	19
2.3 Расчет и построение картограммы нагрузок	24
3 Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций	28
4 Схема внешнего электроснабжения 6 кВ	32
4.1 Выбор напряжения питающей линии ГПП предприятия	32
4.2 Выбор трансформаторов ГПП	32
4.3 Выбор линий электропередач	34
4.4 Конструктивное исполнение питающих линий	37
5 Реконструкция схемы внутризаводской сети 6 кВ	39
6 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1 кВ	43
6.1 Расчет токов короткого замыкания в системе питания	44
6.2 Расчет токов короткого замыкания в системе распределения	48
7 Реконструкция схемы электроснабжения 0,4 кВ котельного цеха	52
7.1 Выбор схемы и способа прокладки питающей сети цеха	52
7.2 Выбор и размещение распределительных щитков 0,4 кВ	53
7.3 Выбор и проверка сечения проводников до 1 кВ	56
7.3.1 Выбор сечения кабелей для питающей сети	57
7.3.2 Выбор сечений проводов и кабелей для распределительной сети	60
7.4 Выбор защитной аппаратуры для сетей напряжением до 1 кВ	62

		7.3.2 Выбор сечений проводов и кабелей для распределительной								
		сети					60			
		7.4 Выбор защитной аппаратуры для сетей напряжением до 1 кВ					62			
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
		Проверил					Электроснабжение котельного цеха ОАО КрасФарма	Стадия	Лист	Листов
		Выполнил						П	9	131
								ТПУ ЭЛТИ		
		Н. контр								
		Утв.								

7.4.1	Выбор плавких предохранителей	62
7.4.2.	Выбор автоматических выключателей	64
7.4.3	Проверка сечений проводников напряжением до 1 кВ с учетом соответствия выбранному защитному аппарату	68
7.5	Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ	69
7.6	Построение карты селективности	74
7.7	Построения эпюры отклонений напряжения для режимов максимальных и минимальных нагрузок	75
8	Финансовый менеджмент ресурсоэффективность и ресурсосбережение	83
8.1	Оценка коммерческого потенциала	83
8.1.1	Анализ конкурентных технических решений	85
8.1.2	Технология QuaD	87
8.2	Организация работ технического проекта	89
8.3.	Определение сметы проекта	94
8.4.	Расчет стоимости технических средств	97
8.5	Определение ресурсоэффективности проекта	105
9	Социальная ответственность	108
9.1	Производственная безопасность. Анализ опасных и вредных факторов	109
9.2	Экологическая безопасность	123
9.3	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	125
	Заключение	127
	Список использованных источников	129
	Приложение А	132
	Приложение Б	136
	Приложение В	138
	Приложение Г	139

		Приложение А				132				
		Приложение Б				136				
		Приложение В				138				
		Приложение Г				139				
		Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Электроснабжение котельного цеха ОАО КрасФарма	Стадия	Лист	Листов
		Проверил						П	10	131
		Выполнил						ТПУ ЭЛТИ		
		Н. контр								
		Утв.								

Электроснабжение котельного цеха
ОАО КрасФарма

ВВЕДЕНИЕ

Системы электроснабжения создаются для обеспечения питания промышленных предприятий электроэнергией электроприемников электрической энергии. По мере развития электропотребления системы электроснабжения усложняются.

С развитием систем электроснабжения возрастают требования надежности и экономичности в их работе в сочетании с изменяющейся структурой и характером потребителей электроэнергии, с широким внедрением устройств управления и потреблением электроэнергии на базе современной вычислительной техники.

Первое место по потребляемой электроэнергии принадлежит промышленности, на долю которого приходится более 65% вырабатываемой в стране энергии. С помощью электрической энергии приводятся в движение миллиарды станков и механизмов, освещение зданий, осуществляется управление технологическими процессами. Существуют технологии, где единственным энергоносителем является электроэнергия.

Энергетическая политика России в дальнейшем предусматривает развитие программы энергосбережения. Экономия энерг- ресурсов должна осуществляться путем: перехода производства на энергосберегающие технологии энергосбережения; усовершенствование электрического оборудования, реконструкция старого оборудования; сокращение всех энергетических потерь и повышение уровня повторного использования энергетических ресурсов.

Кроме прямого энергосбережения существует ряд важных задач, что в конечном итоге приводит к тому же эффекту в самих производственных установках, в производстве в целом. В преоритете повышение надежности электроснабжения, потому что даже весьма краткое прекращение электропитания может привести к гигантским убыткам в производстве.

Повышение надежности влечет возрастание стоимости элементов системы электроснабжения, поэтому важнейшей задачей считается выбор оптимальной системы энергетического снабжения.

Также важной задачей является обеспечение требуемого качества электроэнергии. Низкое качество электроэнергии приводит помимо прочих нежелательных явлений к увеличению потерь электроэнергии как в электроприемниках, так и в сети.

В данной выпускной квалификационной работе выполнена разработка проекта по проектирование системы электроснабжения котельного цеха ООО «ФармЭнерго», а также самого фармацевтического завода ОАО «Красфарма».

Используя справочные данные по расчётам нагрузок, выбирается необходимое количество и мощность трансформаторов на ТП, проводится расчёт элементов системы электроснабжения. А именно, выбирается и проверяется коммутационно-защитная аппаратура, сечения и марки проводников распределительной сети 6 кВ.

Все элементы СЭС должны соответствовать требованиям электробезопасности.

Целью ВКР является разработка рационального варианта реконструкции СЭС завода и котельного цеха, с соблюдением требований ГОСТ к надёжности и качеству электроэнергии, отпускаемой потребителям, а также разработка электрической схемы, выбора основного оборудования.

Компания ОАО «Красфарма» входит в число крупнейших производителей высокотехнологичной химико-фармацевтической продукции в России и специализируется на производстве, хранении и распространении лекарственных средств, большинство из которых включены в национальный перечень Жизненно необходимых и важнейших лекарственных препаратов (ЖНВЛП).

Производственная площадка ОАО «Красфарма» находится в городе Красноярске. На сегодняшний момент в активе компании – современное фармацевтическое предприятие общей площадью 252 035 кв. метров, в том числе:

- производственные помещения площадью 82 792 кв. метров; цеха предприятия соответствуют стандарту GMP и оснащены передовым оборудованием для фармотрасли ведущих мировых производителей;
- складские помещения площадью 5 631 кв. метров;
- собственная центральная лаборатория.

Для изготовления медикаментов требуется остро-редуцированный пар, который поставляется дочерним подразделением ООО «Фармэнерго», которое обслуживает котельную фармацевтического завода. Также данная организация отвечает за отопление всех цехов и зданий на заводе.

На сегодняшний день ТЭЦ ООО «ФАРМЭНЕРГО» является обычной котельной, так как все имеющиеся генераторы законсервированы, в виду их ненадобности. Данная ТЭЦ вырабатывает только тепловую энергию и пар без электрической энергии.

Котельная установка ООО «Фармэнерго» — это сооружение, в котором осуществляется нагрев рабочей жидкости (теплоносителя) (как правило воды) для системы отопления и пароснабжения завода, расположенное в одном техническом помещении. Котельные соединяются с потребителями при помощи теплотрассы и паропроводов.

Основным устройством рассматриваемой котельной является паровой и водогрейный котлы. Котельная широко используются при централизованном тепло- и пароснабжении.

Котельная по назначению тепловой нагрузки является производственной, и ее основная задача это выработка и поставка горячей воды и пара технологическим потребителям.

Для изготовления практически всех медикаментов требуется остро-редуцированный пар, который поступает на редукционную охлаждающую установку и далее происходит обработка препаратов.

Основным источником питания для фармацевтического завода является ПС-7 110/6 кВ «Медпрепараты», от которой в свою очередь осуществляется питание ГРУ-6,3 кВ, снабжающая котельный цех.

На сегодняшний день энергетическое оборудование завода и самой котельной сильно устарело и нуждается в замене (реконструкции), что и является целью данного проекта.

По степени надёжности потребители завода относятся к потребителям 1-й, 2-й и 3-й категории:

- электроприемники 1 категории (определенные технологические установки, котельный цех). Электроснабжение данных ЭП должно быть предусмотрено от двух независимых источников, с автоматическим переключением на резерв.

- электроприемники 2 категории, к которым относятся ремонтно-хозяйственный цех, картонажно-печатный цех, производственные корпуса).

Электроприемники II категории.

- электроприемники 3 категории (административное здание, склады, гаражи).

1. Объект и методы исследования

Объектом исследования является фармацевтический завод
ОАО «КрасФарма» и его котельный цех в частности ОАО «ФармЭнерго».
Исходными данными являются генплан предприятия (рисунок 1.1), сведения
об электрических нагрузках завода (таблица 1.1.1 и 1.1.2) , генплан
котельного цеха и сведения об электрических нагрузках котельного цеха
(рисунок 1.2, таблица 1.2)

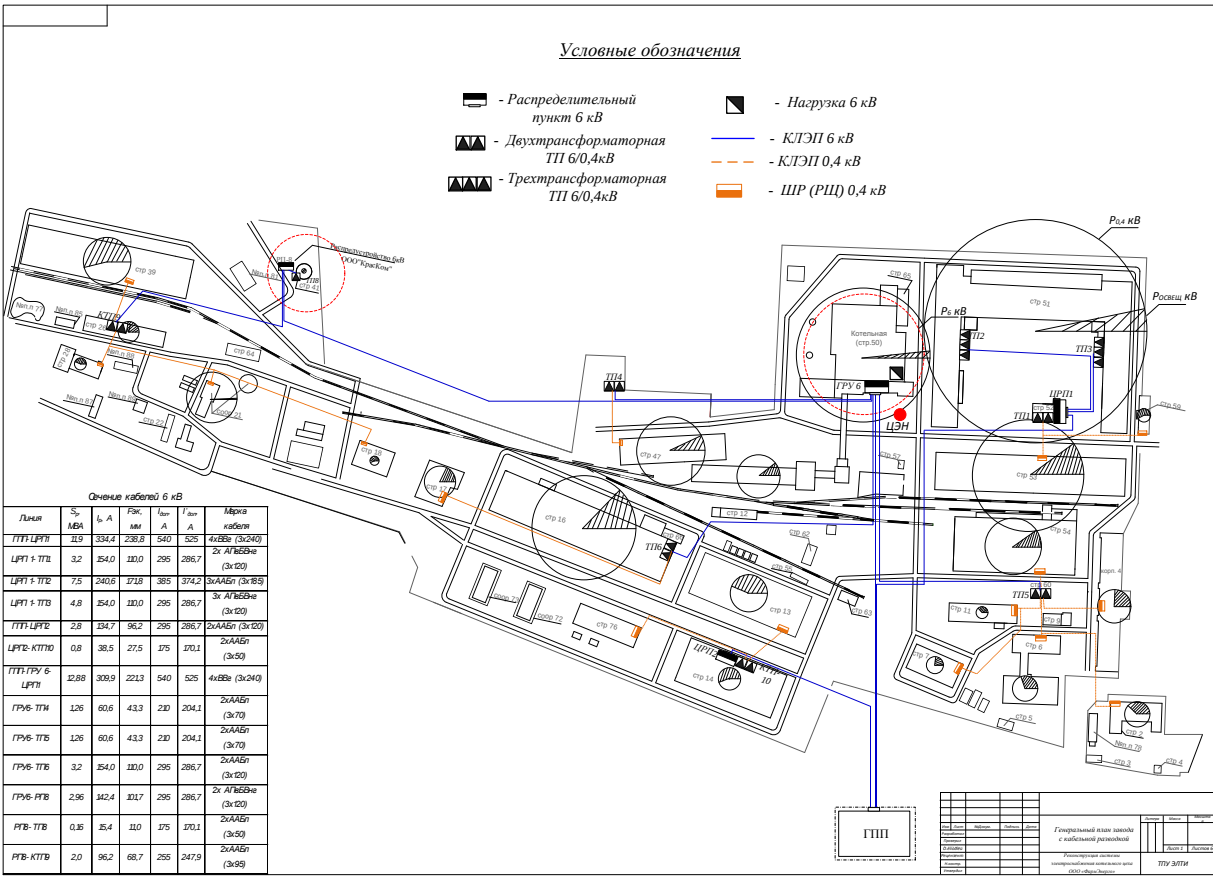


Рисунок 1.1

Таблица 1.1.1 – Электрические нагрузки завода для ЭП 0,4 кВ

№	Название	Суммарная ном. нагрузка	K_c	$\cos\varphi$	$\operatorname{tg}\varphi$	Силовая нагрузка		Освещение
		$P_{уст\Sigma}$, кВт				$P_{р.н.}$, кВт	$Q_{р.н.}$, квар	$P_{р.о.}$, кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КНС №8 (41 стр.)	-	-	-	-	-	-	1,47
2	Станция нейтрализации (21 стр.)	474,5	0,8	0,85	0,62	379,6	235,35	1,26
3	Склад оборудования и материалов (39 стр.)	375	0,4	0,8	0,75	150	112,5	176
4	Спирт хранилище (18 стр.)	12,8	0,4	0,8	0,75	5,12	3,84	6,6
5	Склад (стр.54)	1059	0,4	0,8	0,75	423,6	317,7	46
6	Административно-лабораторный корпус (кор.4)	239,85	0,5	0,8	0,75	119,9	89,95	38,34
7	Цех №7, отделение питательных сред (стр.16)	79,1+2620	0,5	0,75	1,02	1349,5	1376,5	22,64+179
8	Транспортно-хозяйственный цех (стр. 2, 3, 4)	112,3	0,5	0,8	0,75	56,15	42,1	34,5
9	Производственный корпус (стр.7)	64,5	0,5	0,75	1,02	32,25	32,9	9,5
10	Производственный корпус (стр.6)	118,2	0,5	0,75	1,02	59,1	60,3	25,5
11	Производственный корпус (стр.11)	24,5	0,5	0,75	1,02	12,25	12,5	7,1
12	Картонажно-печатный цех (стр.13)	282	0,5	0,75	1,02	141	143,82	53,5

Продолжение таблицы 1.1.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Производственный корпус (стр.28)	24,5	0,5	0,75	1,02	12,25	12,5	9,5
14	Производственный корпус (стр.26)	82,2	0,5	0,75	1,02	41,1	41,92	18,6
15	Производственный корпус (стр.17)	216	0,5	0,75	1,02	108	110,16	23,2
16	Котельный цех ООО «Фармэнерго» (стр.50)	2690	-	-		2463,6	1550	38,5
17	Топливоподача ООО «Фармэнерго» (стр.50)	335	0,7	0,8	0,75	234,5	175,88	27,8
18	Дежурно-контрольная служба (стр.59)	15,2	0,5	0,8	0,75	7,6	5,7	10,2
19	Цех №3 (фармацевтика) (стр.53)	3212	0,5	0,75	1,02	1606	1638,1	176
20	Производственный корпус (стр.14)	58,6	0,5	0,75	1,02	29,3	29,9	36,8
21	Главный корпус основных цехов (стр.51)	16000	0,5	0,75	1,02	8000	8160	234
22	Электро-ремонтный цех (стр.47)	1240	0,5	0,75	1,02	620	632,4	47,96
	ИТОГО	29335,25	-	-	18,11	15850	14784	1223,0

Таблица 1.1.2 – Электрические нагрузки завода для ЭП 6 кВ

№	Характерные категории	Суммарная установленная мощность, кВт	cosφ	tg φ	K _и	P _{р.в.н.} , кВт	Q _{р.в.н.} , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
16	Котельный цех	2600	1	0	0,8	2080	0
1	КНС №8	1000	1	0	0,8	800	0
	ИТОГО	3600	-	-	-	2880	0

Таблица 1.2 сведения об электрических нагрузках котельного цеха

Приёмник					Ответвление к ЭП			Предохранитель		Соотв. току I _з
№ по плану цеха	Наименование ЭП	P _н , кВт	I _p , А	I _{п/2,5} , А	Марка и сечение проводника, мм ²	Способ прокладки	Длина, м	Тип предохранителя	I _{пл.вс} А	кзI _з , А
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
19	Дымосос Д-15,5	60	110,14	220,28	АВВГ 3х35+1х25 мм ²	ЛОТОК	3	ПН2-250	250	82,50
18	Молотковые мельницы ММА-1000	75	140,96	281,92	АВВГ 3х50+1х25 мм ²	ЛОТОК	3	ПН2-400	315	103,95
20	Дутьевой вентилятор ВД-10	28	55,61	111,22	АВВГ 3х16+1х10 мм ²	ЛОТОК	3	ПН2-250	150	49,50
49	Дымосос Д-18	160	293,89	587,77	АВВГ 3х120+1х70	ЛОТОК	28/34	ПН2-600	600	198,00
47	Молотковые мельницы ММА-1300	200	394,24	788,47	АВВГ 3х185+1х95 мм ²	ЛОТОК	2,5	ПН2-1000	800	264,00
48	Дутьевой вентилятор ВД-15,5	100	192,21	384,41	АВВГ 3х70+1х25 мм ²	ЛОТОК	4,2	ПН2-400	400	132,00
45	ЭД шнека золоудаления	10	21,30	42,60	АПВ (4х4 мм ²)	ЛОТОК	10,6	ПН-2-100	50	16,50
65	ЭД шнека золоудаления	10	21,30	42,60	АПВ (4х4 мм ²)	ЛОТОК	10	ПН-2-100	50	16,50
77	Фосфатный насос	1	2,60	5,19	АПВ (4х2,5 мм ²)	ЛОТОК	1/6	ПН-2-100	31,5	10,40
43	Повысительный насос ГВС	30	59,58	119,17	АПВ (4х25 мм ²)	ЛОТОК	18/25	ПН2-250	150	49,50
42	Повысительный насос городской воды	10	21,30	42,60	АПВ (4х4 мм ²)	ЛОТОК	3/4	ПН-2-100	31,5	10,40

Продолжение таблицы 1.2 сведения об электрических нагрузках котельного цеха

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
14	Пожарный насос	20	38,38	76,77	АПВ (4x10 мм ²)	ЛОТОК	8/8,5	ПН-2-100	80	26,40
15	Конденсационный насос	20	38,38	76,77	АПВ (4x10 мм ²)	ЛОТОК	9/10	ПН-2-100	80	26,40
55	Насос ГВС №1	28	55,61	111,22	АПВ (4x16 мм ²)	ЛОТОК	1,5	ПН2-250	150	49,50
56	Насос ГВС №1	40	74,23	148,45	АПВ (4x16 мм ²)	ЛОТОК	3	ПН2-250	150	49,50
31	Конденсационный насос	30	59,58	119,17	АПВ (4x16 мм ²)	ЛОТОК	8,2	ПН2-250	150	49,50
66	Насос взрыхления	45	82,61	165,21	АВВГ 3x16+1x10 мм ²	ЛОТОК	7,6	ПН2-250	200	66,00
73	Повысительный насос тех. воды	30	59,58	119,17	АПВ (4x16 мм ²)	ЛОТОК	2,5/3	ПН2-250	150	49,50
74	Эжекторный насос	14	28,11	56,21	АПВ (4x4 мм ²)	ЛОТОК	4	ПН-2-100	80	26,40
75	Насос декорбанизированной воды	55	104,59	209,18	АПВ (4x25 мм ²)	ЛОТОК	6/7	ПН2-250	250	82,50
76	Конденсационный насос	14	28,11	56,21	АПВ (4x4 мм ²)	ЛОТОК	4/5	ПН-2-100	80	26,40
80	Вентилятор ХВО	22	42,22	84,44	АПВ (4x10 мм ²)	ЛОТОК	3/4	ПН-2-100	100	33,00

2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК ПРЕДПРИЯТИЯ

2.1 Расчет электрических нагрузок цеха

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше.

Правильное определение расчётных электрических нагрузок (расчётных мощностей и токов) на всех участках СЭС является главным основополагающим этапом её проектирования.

1) Расчетную силовую нагрузку котельного цеха будем осуществлять по методу упорядоченных диаграмм.

Для этого все ЭП разделим на 2 группы:

- Группа А – ЭП с переменным графиком нагрузки $K_{и} < 0,6$;
- Группа Б – ЭП с постоянным графиком нагрузки $K_{и} \geq 0,6$.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Для электроприемников (ЭП) работающих в длительном (продолжительном) режиме работы – это паспортная мощность.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

$$P_{НОМ} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} , \quad (1)$$

где n – число электроприемников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

$$Q_{НОМ} = \sum_{i=1}^n q_{НОМ,i} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ,i} \cdot \operatorname{tg} \varphi \quad (2)$$

Средние активные и реактивные мощности за наиболее загруженную схему для характерной группы ЭП:

$$\begin{cases} P_{cp} = P_{НОМ} \cdot k_{II}, \\ Q_{cp} = P_{cp} \cdot tg\phi \end{cases} \quad (3)$$

Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП за смену:

$$\begin{cases} \Sigma P_{cp} = \sum_1^m P_{НОМ} \cdot k_{II}, \\ \Sigma Q_{cp} = \sum_1^m P_{cp} \cdot tg\phi, \end{cases} \quad (5)$$

где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

$$K_{и.ср} = \frac{\Sigma P_{cp}}{\Sigma P_{НОМ}}. \quad (7)$$

Определяется эффективное число ЭП:

$$n_{эф} = \frac{(\Sigma P_{НОМ})^2}{\Sigma P_{НОМ}^2}, \quad (8)$$

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым определяется коэффициент максимума расчетной нагрузки $K_p(m)$, [9].

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

$$P_M = K_p \cdot \Sigma P_{cp}, \quad (9)$$

Максимальная расчетная реактивная мощность:

$$\text{При } n_{эф} \leq 10 \quad Q_M = 1,1 \cdot Q_{cp} \quad (10)$$

$$\text{При } n_{эф} > 10 \quad Q_M = Q_{cp}.$$

Результаты расчета нагрузок ЭП не разбитых на категории приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Расчет электрических нагрузок

№ на плане	Наименование ЭП	Кол. ЭП	$P_{ном},$ кВт	$P_{номΣ},$ кВт	K_u	tgφ	Средняя мощность ЭП	
							$P_{ср},$ кВт	$Q_{ср},$ кВар
Котельный цех								
19	Дымосос Д-15,5	4	60	240	0,8	0,75	192	144
18	Молотковые мельницы ММА-1000	8	75	600	0,8	0,62	480	297,6
20	Дутьевой вентилятор ВД-10	4	28	112	0,7	0,62	78,4	48,61
49	Дымосос Д-18	2	160	320	0,8	0,75	256	192
47	Молотковые мельницы ММА-1300	4	200	800	0,8	0,62	640	396,8
48	Дутьевой вентилятор ВД-15,5	2	100	200	0,7	0,62	140	86,8
45	ЭД шнека золоудаления	2	10	20	0,5	1,02	10	10,2
65	ЭД шнека золоудаления	4	10	40	0,5	1,02	20	20,4
77	Фосфатный насос	4	1	4	0,8	0,62	3,2	1,984
Машинный зал								
9, 10,41	Питательные насосы 6 кВ	5	320	1600	0,8	0,62	1280	793,6
43	Повысительный насос ГВС	3	30	90	0,8	0,62	72	44,64
42	Повысительный насос городской воды	2	10	20	0,8	0,62	16	9,92
14	Пожарный насос	2	20	40	0,8	0,62	32	19,84
15	Конденсационный насос	2	20	40	0,8	0,62	32	19,84
55	Насос ГВС №1	1	28	28	0,8	0,62	22,4	13,9
56	Насос ГВС №1	1	40	40	0,8	0,62	32	19,84
Бойлерная тепловой сети								
30	Центробежный сетевой насос 6 кВ	4	250	1000	0,8	0,62	800	496
31	Конденсационный насос	2	30	60	0,8	0,62	48	29,76

Продолжение таблицы 1

Участок химоводоподготовки								
66	Насос взрыхления	1	45	45	0,8	0,62	36	22,32
73	Повысительный насос тех. воды	2	30	60	0,8	0,62	48	29,76
74	Эжекторный насос	1	14	14	0,8	0,62	11,2	6,95
75	Насос декорбанизированной воды	3	55	165	0,8	0,62	132	81,84
76	Конденсационный насос	2	14	28	0,8	0,62	22,4	13,9
80	Вентилятор ХВО	2	22	44	0,7	0,62	30,8	19,1

Сводная ведомость расчета электрических нагрузок разбитых на группы представлена в таблице 2 без учета насосов 6 кВ. Расчет произведен в программе Excel 2010.

Таблица 2 – Характерные группы ЭП

[illegible]

2) Расчет осветительной нагрузки

Освещение любого промышленного объекта приходится примерно 10 % нагрузки от суммарной, на которую подключаются ЭП.

Осветительная нагрузка котельного цеха будет определяться следующему выражению:

$$P_{p.o} = A \cdot B \cdot a \cdot k_{co} = 77 \cdot 49 \cdot 12 \cdot 10^{-3} \cdot 0,85 = 38,5 \text{ кВт} \quad (11)$$

где A, B – ширина и длина цеха;

$k_{co} = 0,85-0,95$ – коэффициент спроса осветительной нагрузки;

$a = 12$ – удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м³

3) Расчет полной нагрузки по цеху

Суммарная расчётная нагрузка равна сумме расчётных нагрузок каждой из групп:

$$P_{p\Sigma} = P_{p1} + P_{p2} + P_{p3} + P_{p4} = 2463,6 \text{ кВт};$$

$$Q_{p\Sigma} = Q_{p1} + Q_{p2} + Q_{p3} + Q_{p4} = 1550 \text{ кВар.}$$

Максимальная полная нагрузка цеха:

$$S_{M.цеха} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + P_{p.o})^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{2502^2 + 1550^2} = 2944 \text{ кВА.} \quad (12)$$

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_P = \frac{S_{M.цеха}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{2944}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 4472 \text{ А}; \quad (13)$$

Таким образом, были рассчитаны нагрузки котельного цеха.

2.2 Определение расчетной нагрузки предприятия в целом

Расчётная полная мощность предприятия определяется по расчётным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учётом расчётной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

Расчёт силовой нагрузки производится с применением коэффициентов спроса, которые определяются по таблицам [5] для соответствующего цеха (здания) в целом.

При этом методика расчета будет иметь следующий вид:

1) Определяется средняя активная и реактивная мощности цеха по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} P_p = P_{уст} \cdot k_c, \\ Q_p = P_p \cdot tg\varphi \end{array} \right. \quad (14)$$

$$(15)$$

где $P_{уст}$ – установленная мощность цеха (здания);

k_c – коэффициент спроса;

$tg\varphi$ – коэффициент реактивной мощности.

Приёмники напряжением выше 1 кВ учитывается отдельно. Расчётная активная и реактивная мощности групп приёмников выше 1 кВ определяются по выше приведённым формулам.

Для примера приведены расчетные активная и реактивная мощности ЭП (9 насосов) котельного цеха по стороне 6 кВ (для них $K_p=1$):

$$P_p = P_{уст} \cdot k_{II} = 2600 \cdot 0,8 = 2080 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi = 2080 \cdot 0,62 = 1290 \text{ квар.}$$

Активная и реактивная мощности ЭП (4 насоса) береговой насосной станции технической воды по стороне 6 кВ:

$$P_p = n \cdot P_{уст} \cdot k_{II} = 4 \cdot 250 \cdot 0,8 = 800 \text{ кВт};$$

$$Q_p = P_p \cdot tg\varphi = 800 \cdot 0,62 = 496 \text{ квар.}$$

Расчет остальных значений электрических нагрузок электропотребителей осуществлен в программе Excel и приведен в таблицах 3 и 4.

Таблица 3 – Электрические нагрузки завода для ЭП 0,4 кВ

№	Название	Суммарная ном. нагрузка	K _c	cosφ	tg φ	Силовая нагрузка		Освещение
		P _{устΣ} , кВт				P _{р.н.} , кВт	Q _{р.н.} , квар	P _{р.о.} , кВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	КНС №8 (41 стр.)	-	-	-	-	-	-	1,47
2	Станция нейтрализации (21 стр.)	474,5	0,8	0,85	0,62	379,6	235,35	1,26
3	Склад оборудования и материалов (39 стр.)	375	0,4	0,8	0,75	150	112,5	176
4	Спирт хранилище (18 стр.)	12,8	0,4	0,8	0,75	5,12	3,84	6,6
5	Склад (стр.54)	1059	0,4	0,8	0,75	423,6	317,7	46
6	Административно-лабораторный корпус (кор.4)	239,85	0,5	0,8	0,75	119,9	89,95	38,34
7	Цех №7, отделение питательных сред (стр.16)	79,1+2620	0,5	0,75	1,02	1349,5	1376,5	22,64+179
8	Транспортно-хозяйственный цех (стр. 2, 3, 4)	112,3	0,5	0,8	0,75	56,15	42,1	34,5
9	Производственный корпус (стр.7)	64,5	0,5	0,75	1,02	32,25	32,9	9,5
10	Производственный корпус (стр.6)	118,2	0,5	0,75	1,02	59,1	60,3	25,5
11	Производственный корпус (стр.11)	24,5	0,5	0,75	1,02	12,25	12,5	7,1
12	Картонажно-печатный цех (стр.13)	282	0,5	0,75	1,02	141	143,82	53,5

Продолжение таблицы 3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
13	Производственный корпус (стр.28)	24,5	0,5	0,75	1,02	12,25	12,5	9,5
14	Производственный корпус (стр.26)	82,2	0,5	0,75	1,02	41,1	41,92	18,6
15	Производственный корпус (стр.17)	216	0,5	0,75	1,02	108	110,16	23,2
16	Котельный цех ООО «Фармэнерго» (стр.50)	2690	-	-		2463,6	1550	38,5
17	Топливоподача ООО «Фармэнерго» (стр.50)	335	0,7	0,8	0,75	234,5	175,88	27,8
18	Дежурно-контрольная служба (стр.59)	15,2	0,5	0,8	0,75	7,6	5,7	10,2
19	Цех №3 (фармацевтика) (стр.53)	3212	0,5	0,75	1,02	1606	1638,1	176
20	Производственный корпус (стр.14)	58,6	0,5	0,75	1,02	29,3	29,9	36,8
21	Главный корпус основных цехов (стр.51)	16000	0,5	0,75	1,02	8000	8160	234
22	Электро-ремонтный цех (стр.47)	1240	0,5	0,75	1,02	620	632,4	47,96
	ИТОГО	29335,25	-	-	18,11	15850	14784	1223,0

Таблица 4 – Электрические нагрузки завода для ЭП 6 кВ

№	Характерные категории	Суммарная установленная мощность, кВт	cosφ	tg φ	K _и	P _{р.в.н.} , кВт	Q _{р.в.н.} , квар
1	2	3	4	5	6	7	8
16	Котельный цех	2600	1	0	0,8	2080	0
1	КНС №8	1000	1	0	0,8	800	0
	ИТОГО	3600	-	-	-	2880	0

Расчётная мощность предприятия на шинах напряжением до 1 кВ за максимально загруженную смену:

$$S_p^H = \sqrt{(\sum P_p + \sum P_{po})^2 + (\sum Q_p)^2} \quad (16)$$

$$S_p^H = \sqrt{(15850 + 1223)^2 + (14784)^2} = 22584,4 \text{ кВА}$$

Так как трансформаторы цеховых подстанций и кабели распределительной сети еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений:

$$\Delta P_{mp} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 22584,4 = 451,7 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{mp} = 0,1 \cdot S_p^H = 0,1 \cdot 22584,4 = 2258,44 \text{ кВар};$$

$$\Delta P_{\text{л}} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 22584,4 = 677,5 \text{ кВт}.$$

Суммарные расчётные активная и реактивная мощности, отнесённые к шинам 6 кВ ГПП, определяются из выражений:

$$P_{p\Sigma} = (\sum P_p^H + \sum P_p^G) \cdot K_{p.m} + \sum P_{po} + \Delta P_{mp} + \Delta P_{\text{л}} \quad (17)$$

где $K_{p.m}$ – коэффициент разновременности максимумов нагрузки отдельных групп электроприёмников, принимаемый 0,95.

$$P_{p\Sigma} = (17073 + 2880) \cdot 0,95 + 1223 + 451,7 + 677,5 = 21308 \text{ кВт}.$$

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

$$Q_{p\Sigma} = (14784) \cdot 0,95 + 2258,44 = 16303,24 \text{ кВар}.$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{P_{p\Sigma}^2 + Q_{p\Sigma}^2} = \sqrt{21308^2 + 16303,24^2} = 26830 \text{ кВА}.$$

Потери мощности в трансформаторах ГПП определяются:

$$\Delta P_{m, \text{ГПП}} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 26830 = 537 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{m, \text{ГПП}} = 0,1 \cdot S_{p\Sigma} = 0,1 \cdot 26830 = 2683 \text{ кВар}.$$

Полная расчётная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП определяется:

$$S_{p, \text{ГПП}} = \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{m, \text{ГПП}})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{m, \text{ГПП}} - Q_{\text{ку}})^2}, \quad (18)$$

где $Q_{\text{ку}}$ – мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{ку}} = Q_{p\Sigma} - Q_c; \quad (19)$$

где Q_c – наибольшее значение реактивной мощности, передаваемой из сети энергосистемы в сеть предприятия в режиме наибольших активных нагрузок энергосистемы [26]:

$$Q_c = \alpha \cdot P_{\Sigma}. \quad (20)$$

Принимаем $\alpha = 0,29$ для предприятий, расположенных в Сибири и величине напряжения питающей линии 110 кВ.

$$Q_c = 0,29 \cdot 21308 = 6179,32 \text{ кВар};$$

$$Q_{ky} = 16303,24 - 6179,32 = 10123,92 \text{ кВар}.$$

$$S_{P.III} = \sqrt{(21308 + 537)^2 + (16303,24 + 2683 - 10123,92)^2} = 25580 \text{ кВА}.$$

2.3 Расчет и построение картограммы нагрузок

Картограмма нагрузок представляет собой план предприятия с нанесенными на него окружностями, площади которых пропорциональны величинам расчетных нагрузок цехов.

Радиус круга, характеризующий активную мощность цеха (объекта), определяется по формуле:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{\pi \cdot m_p}} \quad (21)$$

где P_{pi} – расчётная активная нагрузка 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 1 кВ изображаются отдельными кругами или секторами в круге. Считаем, что нагрузка по цеху распределена равномерно, поэтому центр нагрузок совпадает с центром тяжести фигуры, изображающей цех в плане [25].

По генеральному плану завода определяем координаты X и Y и определяем радиус круга активной мощности. Все расчеты по расчету центра нагрузок приводятся в Excel 2010.

Координаты ЦЭН определяются как центр тяжести плоской фигуры:

$$\left\{ \begin{array}{l} X_{цЭН} = \frac{\sum P_i \cdot x_i}{\sum P_i}; \end{array} \right. \quad (22)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} Y_{цЭН} = \frac{\sum P_i \cdot y_i}{\sum P_i}, \end{array} \right. \quad (23)$$

где P_i - мощность ЭП;
 x_i, y_i – координаты цеха (объекта).

Угол сектора, характеризующего долю осветительной нагрузки в общей нагрузке до 1000 В, определяется по формуле:

$$\alpha_{io} = 360^\circ \frac{P_{POi}}{P_{PCi}}, \quad (24)$$

где P_{POi} – осветительная нагрузка i–го цеха;

P_{PCi} – суммарная нагрузка i -го цеха.

Этот угол отсчитывается от горизонтали против часовой стрелки.

Для примера рассмотрен расчет котельного цеха (№50 на плане).

Результаты расчетов остальных цехов сведены в табл. 5.

Радиус окружности находится по формуле:

$$r_1 = \sqrt{\frac{2463,6}{3,14 \cdot 5}} = 12,52 \text{ м}$$

Таблица 5 - Исходные данные для построения картограммы электрических нагрузок

№ цеха	P_{PCi}	P_{POi}	α_o	$X_i, \text{ м}$	$Y_i, \text{ м}$	ΣP^*x	ΣP^*y	$r_{i, \text{ м}}$
0,4 кВ								
1	1,47	1,47	360	222	410	326,34	602,7	1,08
2	380,86	1,26	1,19	157	326	59795,02	124160	17,41
3	326	176	194,36	90	416	29340	135616	16,11
4	11,72	6,6	202,73	269	285	3152,68	3340,2	3,05
5	469,6	46	35,26	701	225	329189,6	105660	19,34

Продолжение таблицы 5

6	158,24	38,34	87,22	766	186	121211,8	29432,6	11,22
7	1551,14	201,64	46,80	413	238	640620,8	369171	35,14
8	90,65	34,5	137,01	785	96	71160,25	8702,4	8,50
9	41,75	9,5	81,92	647	144	27012,25	6012	5,77
10	84,6	25,5	108,51	707	138	59812,2	11674,8	8,21
11	19,35	7,1	132,09	679	181	13138,65	3502,35	3,93
12	194,5	53,5	99,02	524	194	101918	37733	12,44
13	21,75	9,5	157,24	68	350	1479	7612,5	4,16
14	59,7	18,6	112,16	100	370	5970	22089	6,89
15	131,2	23,2	63,66	310	266	40672	34899,2	10,22
16	2502,1	38,5	5,54	605	360	1513771	900756	44,63
17	262,3	27,8	38,15	520	270	136396	70821	14,45
18	17,8	10,2	206,29	778	314	13848,4	5589,2	3,76
19	1782	176	35,56	712	275	1268784	490050	37,67
20	66,1	36,8	200,42	510	306	33711	20226,6	7,25
21	8234	234	10,23	715	390	5887310	3211260	80,97
22	667,96	47,96	25,85	470	290	313941,2	193708	23,06
6 кВ								
16	2080	-	-	605	360	1258400	748800	40,69
1	800	-	-	222	410	177600	328000	25,24

В результате расчета были получены следующие данные:

Центр электрических нагрузок ЦЭН:

$x = 607$ м,

$y = 344$ м.

Данный центр выпадает в центр завода (котельный цех). Расположение ГПП будет определяется его реальным размещением, за территорией завода.

Фактически на каждый крупный цех приходится своя КТП, распределительных пункты будут располагаться по пути движения потока.

В качестве сети внутреннего электроснабжения выбирается сеть напряжением 6 кВ.

3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ПОДСТАНЦИЙ

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, как правило, одинаковой для всей группы. Удельная плотность нагрузки определяется по следующей формуле:

$$\delta = \frac{S_{расч}^H}{F_{цехов}} = \frac{32243}{110973} = 0,291 \quad (25)$$

где $F_{цехов}$ — площадь всех цехов предприятия, м².

В зависимости от полученной плотности нагрузки, наиболее предпочтителен вариант номинальной мощности цеховых трансформаторов 1600 (кВА). Тип трансформатора ТМЗ-1600/6, согласно [31,стр.42].

Минимальное возможное число трансформаторов определяется по формуле:

$$No = \frac{\sum (P_p + P_{p.o})}{\beta_m \cdot S_{н.тр}}, \quad (26)$$

где β_m — коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме (принимается 0,7, согласно [31,стр.42]).

$\sum P_p$ — номинальная расчётная активная мощность в сетях до 1 кВ.

$$No = \frac{15850,82 + 1222,5}{0,7 \cdot 1600} = 15,24.$$

Полученное значение округляем до ближайшего большего целого значения N=16 (шт.).

После выбора числа и мощности цеховых трансформаторов распределяют активные нагрузки цехов между ними равномерно.

Активная нагрузка, приходящаяся на один цеховой трансформатор, может быть определена по формуле:

$$P_1 = \frac{\sum (P_p + P_{p.o})}{N} = \frac{\sum P_p''}{N} = \frac{15850,82 + 1222,5}{16} = 1067,08 \text{ (кВт)}.$$

Число трансформаторов N_i , которое следует установить в том или ином цехе, определяется делением нагрузки цеха $(P_p + P_{p.o})_i$ на P_1 :

$$N_i = \frac{(P_p + P_{p.o})_i}{P_1}. \quad (27)$$

Результаты расчета сведены в таблицу 6.

Таблица 6 – Количество трансформаторов в цехе

№	Наименование цехов	Количество трансформаторов N , шт.
1	2	3
1	КНС №8 (41 стр.)	0,001
2	Станция нейтрализации (21 стр.)	0,357
3	Склад оборудования и материалов (39 стр.)	0,306
4	Спирт хранилище (18 стр.)	0,011
5	Склад (стр.54)	0,440
6	Административно-лабораторный корпус (кор.4)	0,148
7	Цех №7, отделение питательных сред (стр.16)	1,454
8	Транспортно-хозяйственный цех (стр. 2, 3, 4)	0,085
9	Производственный корпус (стр.7)	0,039
10	Производственный корпус (стр.6)	0,079
11	Производственный корпус (стр.11)	0,018
12	Картонажно-печатный цех (стр.13)	0,182
13	Производственный корпус (стр.28)	0,020
14	Производственный корпус (стр.26)	0,056
15	Производственный корпус (стр.17)	0,123
16	Котельный цех ООО «Фармэнерго» (стр.50)	2,345
17	Топливоподача ООО «Фармэнерго» (стр.50)	0,246
18	Дежурно-контрольная служба (стр.59)	0,017
19	Цех №3 (фармацевтика) (стр.53)	1,670
20	Производственный корпус (стр.14)	0,062
21	Главный корпус основных цехов (стр.51)	7,717
22	Электро-ремонтный цех (стр.47)	0,626

Так как получились не целые значения, нагрузки ближайших цехов следует объединить.

Распределение нагрузок по пунктам питания представлено в таблице 7.

Таблица 7 - Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

№ п/п	Наименование пункта питания		Потребители электроэнергии	Месторасположение пунктов питания на генплане	Номинальная мощность трансформатора В
1	ЦРП- 1	ТП-1	Цех №3 (фармацевтика) (стр.53), стр.59	ЦРП-1 (стр.52)	2хТМГ-1600/6
2		ТП-2	Главный корпус основных цехов (стр.51)	стр.51 (левая часть)	3хТМГ-1600/6
3		ТП-3		стр.51 (правая часть)	3хТМГ-1600/6
4	ГРУ- 6 кВ	ТП-4	Электро- ремонтный цех (стр.47)	Возле стр.47	2хТМ-630/6
5		ТП-5	корпус 4, Стр.6, стр.7, стр.11, (стр. 2, 3, 4), стр.54	стр.60	2хТМ-630/6
6		ТП-6	Цех №7 (стр.16), стр.17	стр.16	2хТМГ-1600/6
7	РП-8	ТП-8	КНС №8 (41 стр.)	Возле стр.41	1хТМ-160/6
8		КТП-9	стр.21, стр.39, стр. 18, стр. 26, стр.28, стр.64	стр.26	2хТМГ-1000/6
9	ЦРП-2, КТП-10		стр.13, стр.14, стр.76	стр.14	2хТМ-400/6
10	ГРУ-6 кВ	ТСН- 1,2,3,4,5	Котельный цех ООО «Фармэнерго» (стр.50), 9 насосов 6 кВ	Котельный цех ООО «Фармэнерго» (стр.50)	5хТМГ-1000/6

Расположение цеховых трансформаторных подстанций представлено на генеральном плане (лист 1 графической части).

Упрощенная однолинейная схема 6 кВ фармацевтического завода ОАО «Красфарма» до реконструкции изображена на рисунке 3.1.

Подробная однолинейная электрическая схема 6 кВ фармацевтического завода после реконструкции представлена на листе 2 графической части.

4 СХЕМА ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 6 КВ

4.1 Выбор напряжения питающей линии ГПП предприятия

Номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удалённости их от источника питания, конфигурации сети и т. д. Существенные из этих факторов являются: мощность, передаваемая по сети $P_{P\Sigma}$ и длина линии сети l . При повышении номинального напряжения снижаются потери активной мощности, сечение линии, но растёт пропускная способность линии.

Рациональное напряжение в данном случае определится по формуле:

$$U = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} \quad (28)$$

где L – наибольшее расстояние от источника питания, км;

P_P – передаваемая мощность, равная расчетной нагрузке предприятия, отнесенной к шинам ВН ГПП, МВт.

Оценим экономически целесообразное напряжение:

$$U_{\text{эк}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{16} + \frac{2500}{21,308}}} = 82,1 \text{ кВ}$$

Очевидно, что рациональное напряжение для проектируемой ГПП принимается 110 кВ.

4.2 Выбор трансформаторов ГПП

На ГПП устанавливаются два понижающих трансформатора одинаковой единичной мощности, что значительно упрощает схему и конструкцию подстанций и обеспечивает надежное электроснабжение потребителей электроэнергии I и II категори и.

Мощность трансформаторов выбирается такой, чтобы при выходе из работы одного из них, второй принял основную нагрузку подстанции с учетом допускаемой перегрузки в послеаварийном режиме и возможного

временного отключения потребителей III категории. Согласно ГОСТ 14209-85 для трансформатора допускается длительная аварийная перегрузка 40%.

Мощность трансформаторов ГПП определяется по формуле:

$$S_{н.тр} = \frac{S_{р.ГПП}}{n \cdot \beta_3} \quad (29)$$

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

n – число трансформаторов на ГПП;

β_3 – коэффициент загрузки трансформаторов ГПП (принимается 0,7).

$$S_{н.тр} = \frac{25,58}{2 \cdot 0,7} = 18,3 \text{ кВА}$$

Полученное значение $S_{н.тр}$ округляем до ближайших стандартных значений и в соответствии со справочной литературой к установке принимаются два двухобмоточных трансформатора типа ТРДН-25000/110/6.

Принятый к установке трансформатор проверяется по условию допустимой 40 % перегрузки в послеаварийном режиме:

$$k_{m.n/a} = \frac{S_{р.ГПП}}{S_{т.ном}} = \frac{25,58}{25} = 1,02 \leq 1,4 \quad (30)$$

Отсюда следует вывод, что трансформаторы в послеаварийном режиме перегружены не будут.

Фактический коэффициент загрузки:

$$k_{факт} = \frac{S_{р.ГПП}}{S_{т.ном} \cdot N_t} = \frac{25,58}{25 \cdot 2} = 0,51 \quad (31)$$

Трансформаторы загружены оптимально.

Характеристики трансформатора приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Каталожные данные трансформаторов

Тип	$S_{ном}$	Пределы регулирован	$U_{вн}$	$U_{нн}$	U_k	ΔP_k	ΔP_{xx}	I_{xx}
-----	-----------	------------------------	----------	----------	-------	--------------	-----------------	----------

	МВ·А	ия, %	кВ	кВ	%	кВт	кВт	%
ТРДН- 25000/110	25	$\pm 9 \times 1,78$	115	6,3	10,5	120	27	0,7

4.3 Выбор линий электропередач

Критерием для выбора сечения проводников питающих линий является минимум приведенных затрат. Для проектирования линий массового строительства выбор сечения производится по нормируемым обобщенным показателям.

Сечение провода является основным параметром линии. С его увеличением, увеличиваются затраты на ее сооружение и отчисления, при том уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

На воздушных линиях предусматривается применение сталеалюминевых проводов марки АС. Выбор проводов производится по методу экономических токовых интервалов по значениям расчетной токовой нагрузки.

Расчетный ток в воздушных линиях вычисляется по формуле:

$$I_{ВЛ} = \alpha_i \cdot \alpha_T \cdot \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n}, \quad (32)$$

где n – количество цепей;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение;

α_i – коэффициент, учитывающий изменение тока по годам эксплуатации, $\alpha_i = 1,05$;

α_T – коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки (T_m). В зависимости от величины коэффициент попадания в максимум нагрузки энергосистемы ($K_{макс.сету} = 1$), и от числа часов использования наибольшей нагрузки ($T_{max} = 5000$) определяется величина $\alpha_T = 1$.

Номинальный ток в линии составляет:

$$I_{ВЛ110} = 1,05 \cdot 1 \cdot \frac{25,58}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 71 \text{ А}$$

Ток в послеаварийном режиме увеличивается вдвое:

$$I_{\text{пар}} = 2 \cdot I_{\text{ном}} = 2 \cdot 71 = 142 \text{ А}$$

Проверка проводов осуществляется по следующим условиям:

1) По нормированной (экономической) плотности тока

Для фармацевтического завода рассчитанное значение T_M составляет 5000 ч/год. Согласно ПУЭ для алюминиевых неизолированных проводов воздушных линий 35-500 кВ нормированная плотность тока $j_H = 0,9 \text{ А/мм}^2$ при числе часов использования максимума нагрузки T_M от 3000 до 5000 ч/год., что соответствует современному уровню экономических условий в энергетике и отличается от значений, указанных в 6-м издании ПУЭ.

$$F_{\text{расч}} = \frac{I_{\text{ном}}}{j_{\text{ном}}} = \frac{71}{0,9} = 79 \text{ мм}^2. \quad (33)$$

Предварительно принимаем провод марки АС-120/19 с длительно-допустимым током 390 А.

2) По условию образования короны.

Согласно ПУЭ минимальная площадь сечения проводов по условию образования короны для ВЛ напряжением 110 кВ должна приниматься не менее 70 мм^2 .

Начальная критическая напряженность:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right) \quad (34)$$

где m — коэффициент, учитывающий шероховатость поверхности провода (для многопроволочных проводов $m = 0,82$);

r_0 - радиус провода, см (для провода АС-120 $d=1,52 \text{ см}$).

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,76}}\right) = 33,36 \text{ кВ/см}$$

Напряженность вокруг провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} \quad (35)$$

где U — линейное напряжение, кВ;

D_{cp} — среднее геометрическое расстояние между проводами фаз, см.

$$E = \frac{0,354 \cdot 110}{0,76 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 120}{0,76}} = 22,25 \text{ кВ/см}$$

Условие проверки:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 22,25 = 23,8 < 0,9 \cdot 33,36 = 30,02 \text{ кВ/см.}$$

Таким образом, провод АС-120/19 по условиям короны проходит.

3) По длительно-допустимому току.

$$1,3 \cdot I_{дон} \geq I_{p.av.}$$

$$1,3 \cdot 390 > 170 \text{ А} \rightarrow 570 \text{ А} > 142 \text{ А.}$$

Выбранное сечение провода проходит проверку по длительно-допустимому току.

4) По потерям напряжения

$$\Delta U = \sqrt{3} I_p l (r_{y\partial} \cos \varphi + x_{y\partial} \sin \varphi) \cdot \frac{100}{U_n} \leq 10\%, \quad (36)$$

где l — длина питающей линии, км;

$r_{y\partial}$, $x_{y\partial}$ — удельные активное и реактивное сопротивления провода ВЛ, Ом/км.

Согласно справочнику [20] удельное сопротивление линий 110 кВ на единицу длины при применении провода АС-120:

$$r_{y\partial} = 0,249 \text{ Ом/км}; \quad x_{y\partial} = 0,427 \text{ Ом/км.}$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot 71 \cdot 16 \cdot (0,249 \cdot 0,8 + 0,427 \cdot 0,6) \cdot \frac{100}{110000} = 0,96 \% \leq 10\%$$

Окончательно принимаем к подвеске провод марки АС-120/19.

4.4 Конструктивное исполнение питающих линий

Проектируемые ВЛ должны сооружаться с учетом атмосферных явлений, загрязнения воздуха, условий прокладки. Из анализа условий ВЛ следует, что материалы и конструкции линий должны удовлетворять ряду требований: экономически приемлемая стоимость, хорошая электропроводность и достаточная механическая прочность материалов проводов и тросов, стойкость их к коррозии, химическим воздействиям; линии должны быть электрически и экологически безопасны, занимать минимальную территорию.

Основными конструктивными элементами ВЛ являются опоры, провода, грозозащитные тросы, изоляторы и линейная арматура.

Опоры ВЛ – конструкции, предназначенные для поддержания проводов на необходимой высоте над, землей, водой и каким-либо инженерным сооружением. Кроме того, на опорах в необходимых случаях подвешивают необходимые стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молнии и связанных с этим перенапряжением.

Для найденного сечения ЛЭП, и номинального напряжения 110 кВ выбираются следующие опоры - стальные многогранные промежуточные ПМ110-1Ф и стальные анкерно-угловые одноцепные опоры АМ110-1Ф.

Стальные многогранные опоры отличает высокая надежность и долговечность по сравнению с железобетонными стойками, повышенная устойчивость при гололедно-ветровых и коррозионных воздействиях, повышенная скорость установки и вандалоустойчивость.

На данных опорах устанавливаем грозозащитные тросы по всей длине линии. Тросы подвешивают над фазными проводами на ВЛ напряжением 110 кВ в зависимости от района по грозовой деятельности и материала опор, что регламентируется ПУЭ. Крепление тросов к опорам для класса напряжения 110 кВ осуществляется без изоляции троса. В качестве молниезащитных тросов применяются стальные тросы ТК-50 (стальной канат диаметром 9,1 мм).

Линейная арматура предназначена для закрепления проводов к изоляторам и тросов к опорам и содержит следующие основные элементы: зажимы, соединители, дистанционные распорки и др. Поддерживающие зажимы применяют для подвески и закрепления проводов ВЛ на промежуточных опорах с ограниченной жесткостью заделки. На анкерных опорах для жесткого крепления проводов используют натяжные гирлянды и зажимы. Сцепная арматура (серьги, ушки, скобы, коромысла) предназначена для подвески гирлянд на опорах. Соединители применяются для соединения отдельных участков провода с помощью овальных или прессующих соединителей [10].

Изоляторы на опорах будут устанавливаться полимерные марки ЛК-70-110 УХЛ1. Такие изоляторы используются для крепления, а также изоляции проводов ВЛ.

5 РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНУТРИЗАВОДСКОЙ СЕТИ 6 КВ

Распределительная сеть выше 1000 (В) по территории завода выполняется кабельными линиями, проложенными в траншеях.

Сечение кабельных линий выбирается по экономической плотности тока. Экономически целесообразное сечение определяется из выражения:

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_p}{j_{\text{эк}}}, \quad (37)$$

где I_p – расчётный ток установки, (А);

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

Полученное значение округляется до ближайшего стандартного значения. Расчётный ток должен соответствовать условиям нормальной работы, при его определении не следует учитывать увеличение тока при аварийных ситуациях.

Расчётным током линии для питания цеховых трансформаторов, высоковольтных электродвигателей и трансформаторов электропечей является их номинальный ток, независимо от фактической нагрузки.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_p = \frac{S_p}{n_{\text{л}} \sqrt{3} U_n} \quad (38)$$

где S_p – расчетная нагрузка, передаваемая по линии, кВА;

$n_{\text{л}}$ – число параллельных питающих линий.

Так как длительно допустимые токи зависят от температуры окружающей среды и совместного прокладывания кабелей, то пересчитаем длительно допустимый ток для выбранного кабеля по формуле:

$$I'_{дон} = I_{дон} \cdot K_1 \cdot K_2$$

(39)

где K_1 – коэффициент, учитывающий число работающих кабелей проложенных в траншее;

K_2 – коэффициент, учитывающий температуру окружающей среды и допустимую температуру кабеля.

Условие допустимости по нагреву для КЛ-6 кВ:

$$I'_{дон} \geq I_{кл}$$

Расчет приведен на примере линии ЦРП №1-ТП №1

Определяем расчетный ток:

$$I_p = \frac{S_{\Sigma н.тр}}{n\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 1600}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 154 \text{ А.}$$

Определяем послеаварийный ток:

$$I_{п.ав.} = 2 \cdot I_p = 2 \cdot 154 = 308 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока для алюминиевых кабелей:

$$j_{эк} = 1,4 \text{ (А/мм}^2\text{)}.$$

Рассчитаем экономически целесообразное сечение:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}} = \frac{154}{1,4} = 110 \text{ мм}^2.$$

Округляем полученное значение до ближайшего стандартного значения $S=120 \text{ (мм}^2\text{)}$.

Выбираем алюминиевый кабель марки АПвБВнг 3х120 с длительно допустимым током 295 А. Средняя температура окружающей среды летом 25 °С, поэтому $K_{ср}=1,08$. Так как кабели прокладываются в земле, то $K_{с.н} = 0,9$ [17].

Длительно допустимый ток:

$$I'_{дон} = 295 \cdot 0,9 \cdot 1,08 = 386 \text{ А}$$

Сделаем необходимые проверки:

$$I_p \leq I'_{\text{доп}} \rightarrow 154 \text{ A} < 295 \text{ A}$$

$$I_{\text{н.ав.}} \leq 1,3I'_{\text{доп}} \quad 308 \text{ A} < 502 \text{ A}.$$

Проверки показали, что кабель АПвБВнг 3х120 выбран верно.

Результаты расчета для остальных участков и выбранные сечения сведены в таблицу 9.

Таблица 9 – Сечение кабелей 6 кВ

Линия	S _р , МВА	I _р , А	Фэк, мм	I _{доп} , А	I' _{доп} , А	Марка кабеля
ГПП-ЦРП1	11,9	334,4	238,85	540	525	4хВВГ (3х240)
ЦРП 1-ТП1	3,2	154,0	110,0	295	286,7	2х АПвБВнг (3х120)
ЦРП 1-ТП2	7,5	240,6	171,8	385	374,2	3хААБл (3х185)
ЦРП 1-ТП3	4,8	154,0	110,0	295	286,7	3х АПвБВнг (3х120)
ГПП-ЦРП2	2,8	134,7	96,2	295	286,7	2хААБл (3х120)
ЦРП2-КТП10	0,8	38,5	27,5	175	170,1	2хААБл (3х50)
ГПП-ГРУ 6- ЦРП1	12,88	309,9	221,3	540	525	4хВВГ (3х240)
ГРУ6-ТП4	1,26	60,6	43,3	210	204,1	2хААБл (3х70)
ГРУ6-ТП5	1,26	60,6	43,3	210	204,1	2хААБл (3х70)
ГРУ6-ТП6	3,2	154,0	110,0	295	286,7	2хААБл (3х120)
ГРУ6-РП8	2,96	142,4	101,7	295	286,7	2х АПвБВнг (3х120)
РП8-ТП8	0,16	15,4	11,0	175	170,1	2хААБл (3х50)
РП8-КТП9	2,0	96,2	68,7	255	247,9	2хААБл (3х95)
ГРУ 6 – ТСН1,2,3,4,5	1,0	96,2	68,7	255	247,9	1хААБл (3х95) (5 штук)

Таким образом, определены кабельные линии, проходящие проверку по длительно-допустимым токам.

По всему фармацевтическому завода кабельные линии прокладываются в земляных траншеях по проекту типа А5-92 [23].

Прокладка кабелей 6 кВ по территории котельного цеха (ТЭЦ) от ГРУ 6 кВ будет выполняться по кабельным и технологическим эстакадам, выпускаемых компанией Schneider Electric, с учетом особенностей производства (ПУЭ 7.3.120). Стойки кабельных эстакад выполняются из стальных труб. Кабельные эстакады выполняются из негорючих материалов. Наименьшая высота такой эстакады принимается из расчета возможности прокладки кабелей на высоте не менее 2,5 м. Преимущество эстакадной прокладки кабелей заключается: в удобстве монтажа и эксплуатации, в возможности ведения монтажных работ вне зависимости от полной готовности всего объекта, малая вероятность механических повреждений.

Проходы кабелей с изоляцией из шитого полиэтилена через стены, перегородки и перекрытия в производственных помещениях и кабельных сооружениях осуществляются через отрезки неметаллических труб (асбоцементных безнапорных, пластмассовых и т.д.).

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1 КВ

Основной причиной нарушения нормального режима работы системы электроснабжения является возникновение коротких замыканий в сети. Для снижения ущерба, обусловленного выходам из строя электрооборудования при протекании токов короткого замыкания, а также для быстрого восстановления нормального режима работы системы электроснабжения, необходимо правильно определить токи короткого замыкания, после чего выбрать электрооборудование, защитную аппаратуру и средства ограничения токов короткого замыкания. При возникновении токов короткого замыкания имеет место увеличение токов в фазах системы по сравнению с их значениями в нормальном режиме работы.

Расчётным видом для выбора или проверки электрооборудования обычно является трёхфазное короткое замыкание.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ учитывают индуктивные сопротивления электрических машин, силовых трансформаторов и автотрансформаторов, реакторов, воздушных и кабельных линий. Активное сопротивление следует учитывать только для воздушных линий с проводами малых площадей сечений и стальными проводами, а также для протяжённых кабельных сетей малых сечений с большим активным сопротивлением.

Расчётная схема для определения токов КЗ представляет собой схему в однолинейном исполнении, в которую введены элементы оказывающие влияние на ток КЗ, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ.

По расчётной схеме составляют схему замещения, в которой трансформаторные связи заменяют электрическими. Элементы системы электроснабжения, связывающие источники электроэнергии с местом КЗ, вводят в схему замещения сопротивлениями, а источники энергии – сопротивлениями и ЭДС. Сопротивления и ЭДС схемы замещения должны быть приведены к одной ступени напряжения [18].

6.1 Расчет токов короткого замыкания в системе питания

Расчётная схема и схема замещения для системы питания представлена на рисунке 6.1.

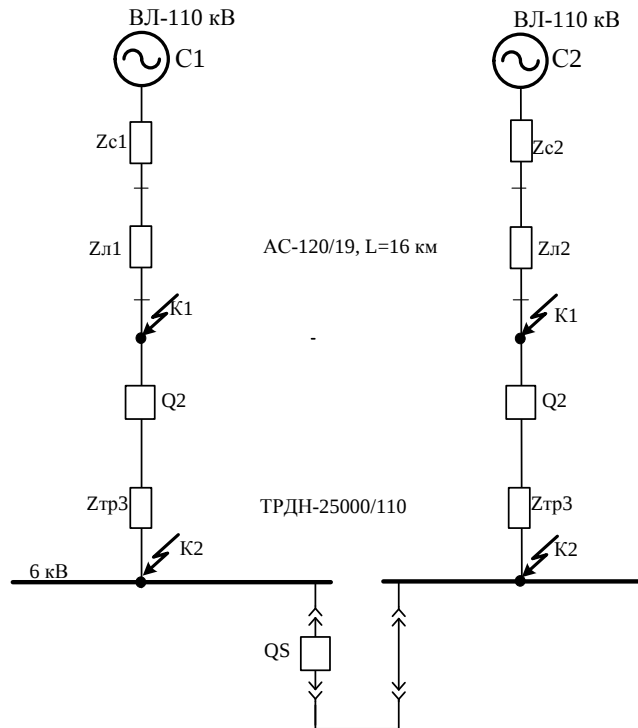


Рисунок 6.1 – Схема замещения для расчета токов КЗ

1) Расчёт токов трехфазного КЗ в максимальном режиме в т. К1

Расчёт производится методом точного приближения в относительных единицах по РД 153-34.0-20.527-98.

Для выражения параметров элементов эквивалентной схемы замещения в относительных единицах (о.е.) необходимо задаться базисной мощностью:

Определим базисные условия:

$$E_{C*} = 1 \text{ о.е.}, \quad S_B = 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{B1} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{B2} = 6,3 \text{ кВ}.$$

Базисные токи определяются из выражений:

$$I_{B1} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B1}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{B2}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА};$$

$$I_{БЗ} = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{БЗ}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 144,3 \text{ кА};$$

Параметры системы определяются по формулам:

$$X_{*C} = \frac{U_{cp.ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}} \quad (40)$$

где $I_{кз} = 1000 \text{ А}$ - значение тока короткого замыкания принято по данным преддипломной практики:

$$X_{*C1} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 1000} = 0,066 \text{ о.е.},$$

Сопротивления воздушных линий приведенные к базисным условиям:

$$X_{*Л} = X_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{cp}^2}, \quad (41)$$

где U_{cp} – среднее номинальное напряжение той ступени напряжения сети, на которой находится элемент.

$$X_{*Л1} = 0,427 \cdot 16 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,051 \text{ о.е.},$$

$$X_{*Л2} = X_{*Л1}$$

Индуктивные сопротивления трансформатора марки ТРДН 25000/110:

$$X_{*Т1} = X_{*Т2} = \frac{U_k \% S_{\delta}}{100 S_H}, \quad (42)$$

$$X_{*Тр1} = X_{*2Тр1} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{100}{25} = 0,42 \text{ о.е.}$$

Преобразование схемы замещения:

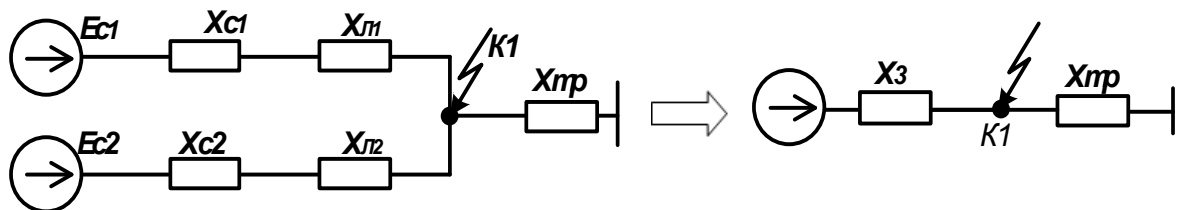


Рисунок 6.2 – Преобразование схемы замещения

$$X_1 = X_{C1} + X_{Л1} = 0,066 + 0,051 = 0,117 \text{ о.е.}$$

$$X_2 = X_1 = 0,117 \text{ о.е.}$$

$$X_3 = \frac{X_1 \cdot X_2}{X_1 + X_2} = \frac{0,117 \cdot 0,117}{0,117 + 0,117} = 0,058 \text{ о.е.} \quad (43)$$

Далее производится расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени:

$$I_{ПО} = \frac{E}{X_3} \cdot I_B, \quad (44)$$

$$I_{ПО.} = \frac{1}{0,058} \cdot 0,502 = 8,66 \text{ кА}$$

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ следует считать равным амплитуде периодической составляющей в начальный момент времени.

$$i_{aO.} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.} \quad (45)$$

$$i_{aO.} = \sqrt{2} \cdot 8,66 = 12,24 \text{ кА.}$$

Далее рассчитывается ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial.i} = \sqrt{2} \cdot I_{ПО.i} \left(1 + e^{-\frac{0,01}{T_{a.i}}} \right), \quad (47)$$

$$i_{y\partial.} = \sqrt{2} \cdot 8,66 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,015}} \right) = 22 \text{ кА.}$$

2) Расчёт токов трехфазного КЗ в максимальном режиме в т. К2

Расчет части элементов схемы замещения был приведен выше. Полученная схема замещения для т. К2 имеет следующий вид (рисунок 6.3).

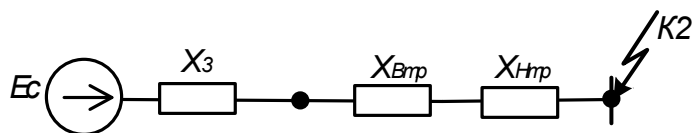


Рисунок 6.3 – Схема замещения для точки К2 в максимальном режиме

Рассчитаем общее сопротивление для преобразованной схемы замещения:

$$X_{1\Sigma} = X_3 + X_{mp} = 0,058 + 0,42 = 0,478 \text{ о.е.}$$

Расчёт периодической составляющей тока в начальный момент времени:

$$I_{ПО.К2} = \frac{E_{сис}}{X_{1\Sigma}} \cdot I_{Б2} = \frac{1}{0,478} \cdot 9,164 = 19,17 \text{ кА,}$$

Далее производится расчёт ударного тока КЗ по формуле:

$$i_{уд.сис} = \sqrt{2} \cdot 19,17 \cdot \left(1 + e^{-\frac{0,01}{0,012}} \right) = 38,8 \text{ кА.}$$

Все значения токов для точек К1, К2 сведены в таблицу 10.

Таблица 10 – Расчетные значения токов короткого замыкания

Точка	$I_{ПО}^{(3)}$	$i_{ao}^{(3)}$	$i_{y0}^{(3)}$
К1	8,66	12,24	22,0
К2	19,17	27,11	38,8

Таким образом, был проведен расчет симметричного короткого замыкания в максимальном режиме для т. К1 и К2.

6.2 Расчет токов короткого замыкания в системе распределения

Расчеты токов КЗ в сетях 6 кВ производятся как и во внешнем электроснабжении, для выбора или проверки параметров электрооборудования РП и КТП 6 кВ, а также для выбора и проверки уставок РЗиА.

Составляется схему замещения для расчета токов КЗ в сети 6 кВ.

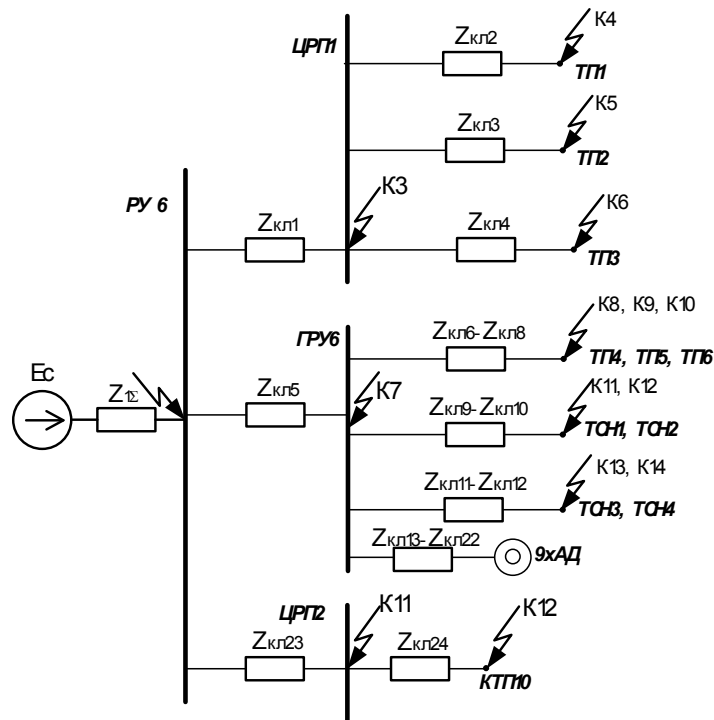


Рисунок 6.4 – Схема замещения для расчета токов КЗ в сети 6 кВ

Ток КЗ рассчитывается в характерных точках, т.е. в точках, где ток КЗ будет наибольшим и наименьшим.

Расчет тока КЗ произведен на участке ГРУ6-ТОН-1 (ТОН-2, ТОН-3, ТОН-4) для котельного цеха:

- 1) на шинах ГРУ 6 кВ (К7);
- 2) для ТОН-1 (К-11);
- 3) для ТОН-2 (К-12);
- 4) для ТОН-3 (К-13);
- 5) для ТОН-4 (К-14)

Расчет для остальных точек КЗ выполняется аналогично.

Общее сопротивление $Z_{1\Sigma}$ было определено ранее:

$$X_{1\Sigma} = 0,478 \text{ о.е.}, \quad R_{1\Sigma} = 0,088 \text{ о.е.}$$

Для асинхронных двигателей 6 кВ:

$$E''_{*НОМ} = 0,9 \text{ о.е.}$$

$$x''_{*НОМ} = 0,2 \text{ о.е.}$$

Сверхпереходное сопротивление, приведенное к базисным условиям:

$$X_{AD} = x''_{*НОМ} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}} \cdot \cos \varphi_{НОМ} \cdot \eta\% \cdot 100\%}{n \cdot P_{НОМ}} \quad (48)$$

$$X_{AD250} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 0,79 \cdot 92,5 \cdot 100}{4 \cdot 250} = 14,615 \text{ о.е.}$$

$$X_{AD320} = 0,2 \cdot \frac{100 \cdot 0,9 \cdot 93,5 \cdot 100}{5 \cdot 320} = 10,18 \text{ о.е.}$$

Длины кабельных линий на данном участке следующее:

- длина питающей линии: $l_{кл5} = 0,650 \text{ км};$
- длина линии от ГРУ до ТСН1: $l_{кл9} = 0,035 \text{ км};$
- длина линии от ГРУ до ТСН2: $l_{кл10} = 0,080 \text{ км};$
- длина линии от ГРУ до ТСН3: $l_{кл11} = 0,060 \text{ км};$
- длина линии от ГРУ до ТСН4: $l_{кл12} = 0,100 \text{ км};$

Удельные сопротивления линий от ПС до ГРУ 6 для кабеля ВВГ (3х240):

$$x_{кл5} = 0,077, \quad r_{кл5} = 0,11 \text{ Ом/км};$$

Удельные сопротивления линий от ГРУ 6 до ТСН-1,2,3,4 для кабеля 1хААБл (3х95):

$$x_{ААБл95} = 0,081, \quad r_{ААБл} = 0,329 \text{ Ом/км};$$

Активные и индуктивные сопротивления линий, выраженные в о.е.:

$$X_{кл5} = l_{кл5} \cdot x_{кл5} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U^2} = 0,65 \cdot 0,077 \cdot \frac{100}{10,5^2} = 0,045 \text{ о.е.};$$

$$R_{\kappa\tau5} = l_{\kappa\tau5} \cdot r_{\kappa\tau5} \cdot \frac{S_6}{U_2} = 0,065 \text{ о.е.};$$

$$X_{\kappa\tau9} = 0,0025 \text{ о.е.} \quad R_{\kappa\tau9} = 0,0104 \text{ о.е.}$$

$$X_{\kappa\tau10} = 0,006 \text{ о.е.} \quad R_{\kappa\tau10} = 0,024 \text{ о.е.}$$

$$X_{\kappa\tau11} = 0,0044 \text{ о.е.} \quad R_{\kappa\tau11} = 0,018 \text{ о.е.}$$

$$X_{\kappa\tau12} = 0,0074 \text{ о.е.} \quad R_{\kappa\tau12} = 0,03 \text{ о.е.}$$

Полное индуктивное и активное сопротивления до характерных точек КЗ:

$$X_{\Sigma ГРУ} = X_{1\Sigma} + \frac{X_{\kappa\tau5}}{2} = 0,478 + \frac{0,045}{2} = 0,501 \text{ о.е.}$$

$$R_{\Sigma ГРУ} = R_{1\Sigma} + \frac{R_{\kappa\tau10}}{2} = 0,088 + \frac{0,065}{2} = 0,121 \text{ о.е.}$$

$$X_{TCH1} = 0,5035 \text{ о.е.} \quad R_{TCH1} = 0,1314 \text{ о.е.}$$

$$X_{TCH2} = 0,507 \text{ о.е.} \quad R_{TCH2} = 0,145 \text{ о.е.}$$

$$X_{TCH3} = 0,5054 \text{ о.е.} \quad R_{TCH3} = 0,139 \text{ о.е.}$$

$$X_{TCH4} = 0,5084 \text{ о.е.} \quad R_{TCH4} = 0,151 \text{ о.е.}$$

Определим начальное действующее значение периодических составляющих тока с учетом подпитки АД:

$$I_{ПО.ГРУ(К7)} = \frac{0,9}{0,2 + 0,501} \cdot 9,164 = 11,76 \text{ кА}$$

$$I_{noK11} = \frac{E}{\sqrt{R_{1\Sigma}^2 + X_{1\Sigma}^2}} \cdot I_6 = \frac{1}{\sqrt{0,1314^2 + 0,5035^2}} 9,164 = 17,62 \text{ кА}$$

$$I_{noK12} = 17,35 \text{ кА} \quad I_{noK13} = 17,49 \text{ кА} \quad I_{noK14} = 17,27 \text{ кА}$$

Ударный коэффициент:

$$K_{удГРУ} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{аРП}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,013}} = 1,46;$$

$$K_{удK11} = 1 + e^{\frac{-0,01}{T_{аTCH1}}} = 1 + e^{\frac{-0,01}{0,012}} = 1,434;$$

$$K_{y\partial K12} = K_{y\partial K13} = K_{y\partial K14} = 1,43$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удГРУ} = \sqrt{2} \cdot K_{удГРУ} \cdot I_{ПО.К7} = \sqrt{2} \cdot 1,46 \cdot 11,76 = 24,3 \text{ кА};$$

$$i_{удК11} = \sqrt{2} \cdot 1,434 \cdot 17,62 = 35,73 \text{ кА};$$

$$i_{удК12} = 35,08 \text{ кА} \quad i_{удК13} = 35,36 \text{ кА} \quad i_{удК14} = 34,92 \text{ кА}$$

Расчет токов короткого замыкания в остальных точках рассчитывается аналогично.

7 РАСЧЕТ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ 0,4 КВ КОТЕЛЬНОГО ЦЕХА

7.1 Выбор схемы и способа прокладки питающей сети цеха

Цеховые сети распределения электроэнергии должны:

- 1) обеспечивать необходимую надежность электроснабжения ЭП в зависимости от их категории;

- 2) быть удобными и безопасными в эксплуатации;
- 3) иметь оптимальные технико-экономические показатели (минимум приведенных затрат);
- 4) иметь конструктивное исполнение, обеспечивающее применение промышленных и скоростных методов монтажа [7].

Сети до 1 кВ подразделяются на питающие, прокладываемые от трансформаторов до силовых пунктов, шинопроводов, и распределительные, к которым непосредственно присоединяются электроприёмники. Питающие и распределительные сети могут быть выполнены по радиальным, магистральным и смешанным схемам.

Магистральные схемы обеспечивают высокую надежность электроснабжения, обладают универсальностью и гибкостью (позволяют заменять технологическое оборудование без особых изменений электрической сети). Поэтому их применение рекомендуется во всех случаях, если этому не препятствуют территориальное расположение нагрузок, условия среды и технико-экономические показатели.

Магистральные схемы применяются для питания ЭП, обслуживающих один агрегат и связанных единым технологическим процессом.

Радиальная схема электроснабжения представляет собой совокупность линий цеховой электрической сети, отходящих от РУ низшего напряжения ТП и предназначенных для питания небольших групп приемников электроэнергии, расположенных в различных местах цеха. Радиальные схемы электроснабжения применяют в тех случаях, когда невозможно применить магистральные схемы. По сути они обеспечивают высокую надежность электроснабжения, но требуют больших затрат на электрооборудование и монтаж, чем магистральные.

Радиальные схемы используются наиболее часто для питания отдельных относительно мощных ЭП, а также в случаях, когда мелкие по мощности приёмники распределяются по цеху неравномерно и сосредоточены группами на отдельных участках.

На практике наибольшее распространение находят смешанные схемы, сочетающие в себе элементы радиальных и магистральных схем. В данном проекте применяется смешанная схема.

Конструктивно сети в проектируемом цехе выполняются как:

- питающие сети – шинопроводы и кабели 0,4 кВ, прокладываемые в полу;
- распределительные сети – кабелями и проводами в трубах (лотках) от РУ 0,4 кВ, от РП (РЩ) или от шинопровода к объектам.

Для распределения электроэнергии в цехах промышленных предприятий применяются силовые распределительные шкафы (ШРС) и пункты (СП).

Питание силовых пунктов осуществляется при помощи кабелей, присоединенных к РУ НН через автоматический выключатель. Питание ЭП от СП выполнено кабельными линиями. Для защиты ЭП применяются предохранители типа ПН2.

7.2 Выбор и размещение распределительных щитков 0,4 кВ

Для проектируемой электрической сети котельного цеха применительно установить распределительные трехфазные шкафы серии ПР85-018501 с числом отходящих линий от 2 до 12, с глухим присоединением питающего кабеля на вводе. Ошинровка шкафов ПР85-01 стойкая к сквозным токам КЗ до 50 кА (рисунок 7.1).



Рисунок 7.1 - Силовой шкаф серии ПР 85-01

Выбранные шкафы обеспечивают следующее:

- Ввод трехфазной электрической сети напряжением 380/220В частотой 50 Гц и/или однофазной сети напряжением 220В, 50 Гц;
- Распределение электроэнергии по трехфазным и/или однофазным цепям;
- Защиту всех цепей от перегрузок и токов короткого замыкания;
- Учет электроэнергии в трехфазной и однофазной цепях потребления.

Шкафы типа ПР предназначены для установки в электрощитовых, а также в производственных помещениях с естественной вентиляцией. Они выполняются в напольном исполнении. Доступ в щиток обеспечивается через дверцу со стороны фасада. Установка осуществляется вблизи стен помещений, чтобы не загромождать доступ к оборудованию. Питание распределительных пунктов осуществляется по кабельным линиям от шин РУ 0,4 кВ.

Размещение распределительных пунктов по цеху, представлено на рисунке 8.2.

Помимо распределительных пунктов по цеху прокладываются шинопроводы типа ШМА, рассчитанные на большие токи (1600 - 4000 А) и на несколько присоединений к ним ответвлений для питания потребителей.

Наиболее мощные электроприемники, расположенные близко к РУ 0,4 кВ, питаются напрямую от шин РУ 0,4 кВ (дутьевые вентиляторы, шнеки золоудаления, насосы ГВС и др.).

Также на плане (рисунок 8.2) отмечено размещение щитков освещения, от которых питается осветительная распределительная сеть.

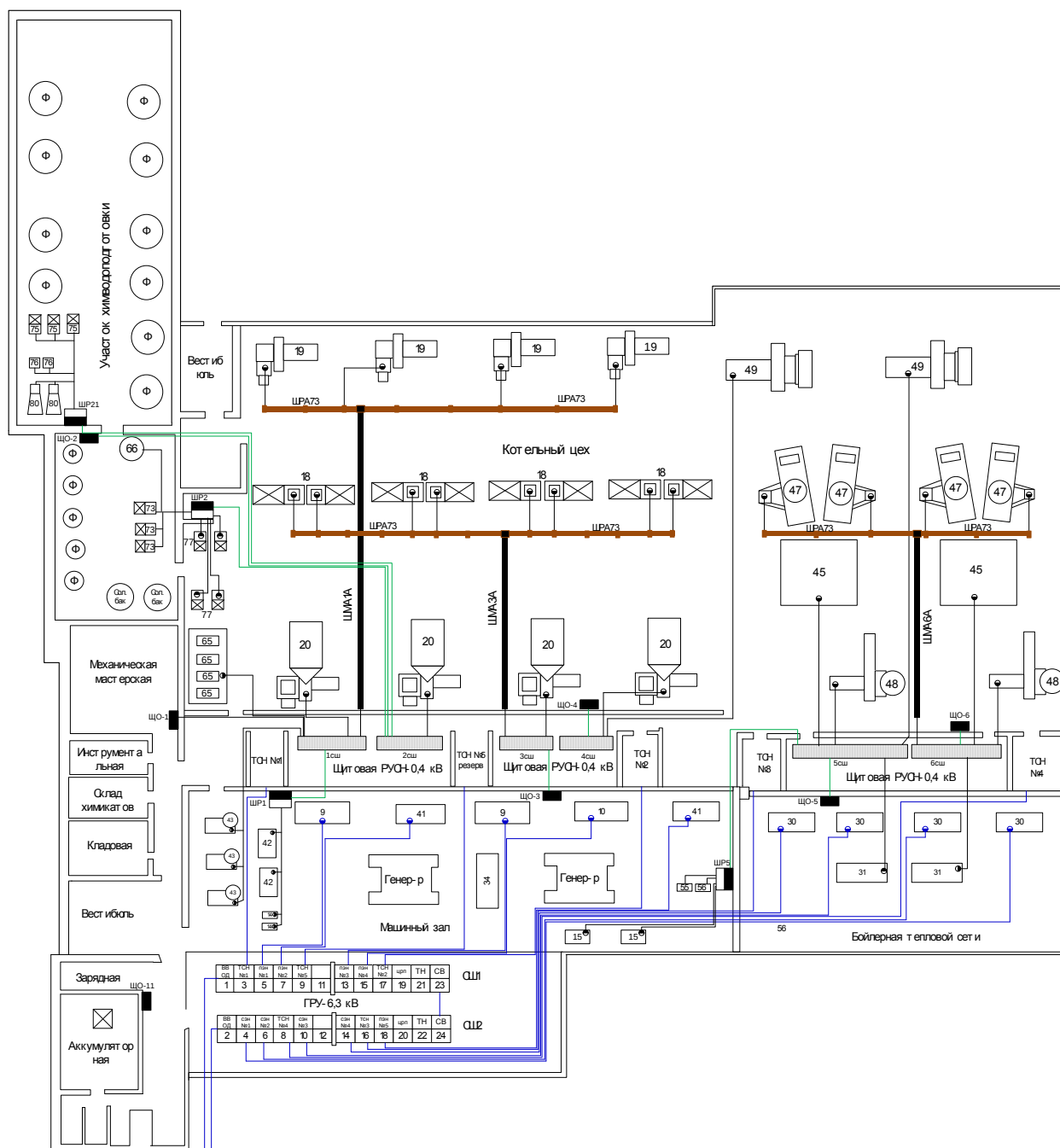


Рисунок 7.2 – Распределительная сеть 0,4 кВ

7.3 Выбор и проверка сечения проводников до 1 кВ

Согласно ПУЭ сечения проводников силовой сети напряжением до 1 кВ при числе использования максимума нагрузки в год меньше 4000 выбирают по нагреву или по допустимому току нагрузки.

Известно, что ток, проходя по проводнику, нагревает его. Чем больше ток, тем больше температура нагрева проводника. Чрезмерно высокая температура может привести к преждевременному износу изоляции,

ухудшению контактных соединений, а также пожарной опасности. Поэтому ПУЭ устанавливает предельно допустимые температуры нагрева проводников в зависимости от марки и материала изоляции проводника.

Ток, длительно протекающий по проводнику, при котором устанавливается наибольшая допустимая температура, называется длительно допустимым током по нагреву $I_{\text{доп}}$.

Значение токов $I_{\text{доп}}$ для проводников различных марок и сечений, с учётом температуры окружающей среды и условий прокладки определены расчетно, проверены экспериментально и приведены в справочниках. При этом значения допустимых токов приведены для нормальных условий прокладки — температура воздуха + 25 °С, температурой земли + 15 °С и прокладка в стене (полу) проложен один кабель [17].

Сечения проводов и жил кабелей цеховой сети на напряжение до 1 кВ выбирают по нагреву расчетным током по формуле:

$$I_P \leq k_{cp} \cdot k_{np} \cdot I_{\text{доп}} , \quad (49)$$

где I_P - расчетный ток линии, питающей группу приемников (для линии, питающей единичный приемник, вместо I_P принимают номинальный ток приемника);

$k_{CP} = 1,04$ - поправочный коэффициент, учитывающий отличие температуры в цехе от температуры, при которой заданы в ПУЭ;

$k_{np} = 1$ - поправочный коэффициент, учитывающий снижение допустимой токовой нагрузки для проводов и кабелей при их многослойной прокладке в коробах.

Сечение жил проводников выбирают по условию

$$I_{\text{расч}} \leq I_{\text{доп}} , \quad (50)$$

где $I_{\text{расч}}$ — это максимальный расчётный ток в рассматриваемой линии.

Расчетный ток определяется по формуле:

$$I_P = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}; \quad (51)$$

Номинальный ток ЭП определяется по формуле:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \cos \varphi}; \quad (52)$$

7.3.1 Выбор сечения кабелей для питающей сети

Вид и марку проводника сети 380 В выбирают в зависимости от среды, характеристики помещений его конфигурации, размещения оборудования, способу прокладки сетей.

Питающие сети 0,4 кВ предполагается выполнить шинопроводами ШМА (ШРА) и кабелями АВВГ (АВРГ).

АВВГ – кабель состоящий из алюминиевых жил, гибкий, каждая жила защищена изоляционным слоем из поливинилхлоридного материала, кроме того сам кабель имеет защитную наружную оболочку состоящую из ПВХ пластиката [3].

Расчет показан на примере выбора питающих линия к ШР1. Определение расчетных нагрузок по пунктам питания котельного цеха представлено в Приложении А.

Расчетный ток линии от 1 СШ РУ 0,4 кВ к ШР1:

$$I_{P.ШР1} = \frac{\sqrt{54,72^2 + 31,64^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 96,03 \text{ А}$$

К прокладке принимается силовой алюминиевый кабель с изоляцией из силанольноштитого полиэтилена с защитным покровом, бронированный типа АВВГ-нг сечением 25 мм² с длительно-допустимым током $I_{дл.доп.} = 115 \text{ А}$.

$$I'_{дл.доп} = 115 \cdot 1,04 \cdot 1 = 119,6 \text{ А}$$

Проверка выбранного кабеля:

$$I_{н/ав.р} \leq 1,3 \cdot I'_{дл.доп} \rightarrow 96,03 \text{ А} \leq 1,3 \cdot 119,6 \text{ А}$$

Условие выполняется, кабель выбран правильно.

Расчеты для остальных шкафов, а также для ШРА аналогичны и их результаты приведены в таблице 11.

Таблица 11 – Питающие линии 380 В

Питающие линии	I_{MAX} , А	$I_{доп}$, А	Тип кабеля и его сечение, шинопровод
РУ- ШР1	96,03	115	АВВГ 3х25+1х16 мм ²
РУ- ШР2	170,3	175	АВВГ 3х50+1х25мм ²
РУ- ШР21	360	385	АВВГ 3х185+1х95 мм ²
РУ- ШР5	174,4	175	АВВГ 3х50+1х25мм ²
РУ - ШМА 1А,	364,5	385	АВВГ 3х185+1х95 мм ²
РУ- ШМА 3А	286,03	465	АВВГ 3х240+1х95 мм ²
РУ – ШМА 6А	285,3	465	АВВГ 3х240+1х95 мм ²
ШРА1А, ШРА1Б от ШМА1А	182	250	ШРА-73-250
ШРА3А, ШРА3Б от ШМА3А	429	630	ШРА-73-630
ШРА6А, ШРА6Б от ШМА6А	572	630	ШРА-73-630

Понижение напряжения у ЭП по сравнению с нормальным сказывается на работе токоприемника, будь то силовая или осветительная нагрузка.

Выбранное сечение кабелей 0,4 кВ проверяется по потере напряжения, при этом отклонение напряжения у наиболее удаленного электропотребителя не должно превышать $\pm 5 \%$ в нормальном режиме, и $\pm 10 \%$ в послеаварийном режиме [12].

Потери напряжения в линиях определяется по формуле.

$$\Delta U = \frac{I \cdot L \cdot \sqrt{3}}{U_{ном}} \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi) \cdot 100 \%, \quad (53)$$

где I – рабочий максимальный ток, А;

L – длина линии, км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение, кВ;

r_o и x_o – удельные активное и индуктивное сопротивление Ом/км.

Проверка по потере напряжения приведена на примере линии 0,4 кВ КТП-ШР1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 85,8 \cdot 0,006}{380} \cdot (1,17 \cdot 0,8 + 0,066 \cdot 0,6) \cdot 100\% = 0,23\% \text{ \%}.$$

Для остальных питающих линий 0,4 кВ результаты проверки отражены в таблице 12.

Таблица 12 - Проверка питающих линий 0,4 кВ по потере напряжения

Кабель	I_p , А	L, км	R_0 , Ом/км	X_0 , Ом/км	ΔU , %
РУ сш1- ШР1	85,8	0,006	1,17	0,066	0,23
РУсш2- ШР2	155,9	0,03	0,59	0,063	1,09
РУсш2- ШР21	331,1	0,045	0,2	0,059	1,33
РУсш5- ШР5	154,4	0,016	0,59	0,063	0,57
РУ сш1- ШМА 1А,	364,5	0,003	0,16	0,058	0,08
РУсш3- ШМА 3А	286,03	0,003	0,24	0,06	0,09
РУ сш6– ШМА 6А	285,3	0,003	0,24	0,06	0,09

Таким образом, потери напряжения в питающей сети 0,4 кВ не превышают предельно-допустимые, менее 5 %.

7.3.2 Выбор сечений проводов и кабелей для распределительной сети

Распределительные линии предполагается выполнять алюминиевым поливинилхлоридным четырехжильными проводами марки АПВ либо трехжильными кабелями АВВГ, уложенными в трубе (лотке) в зависимости от нагрузки.

Выбранный кабель марки АПВ имеет следующее конструктивное исполнение:

1) Токопроводящая жила:

– у проводов марки АПВ – алюминиевая, 1 проволочная или многопроволочная, класса 1 для сечений от 2,5 до 16 мм² включительно, класса 2 для сечений от 25 до 120 мм² включительно по ГОСТ 22483;

2) Изоляция - из ПВХ пластика, различных цветов. Расцветка выполняется в виде двух продольных полос на изоляции натурального цвета расположенных диаметрально.

Сечение провода выбирается по условию (50).

Ток расчётный ЭП определяется по формуле (52).

Произведем расчет для дымососа Д-15,5 (№19 на плане) с КПД равным 93 %:

$$I_p = I_n = \frac{P_n}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{60}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,89 \cdot 0,93} = 110,14 \text{ А},$$

К прокладке принимается кабель марки АВВГ 3х35+1х25 мм², с длительно-допустимым током:

$$I_{\text{доп}} = 140 \text{ А}.$$

Таким образом,

$$I_{\text{доп}} \geq I_p \rightarrow 140 \text{ А} \geq 110,14 \text{ А} - \text{данный кабель проходит проверку.}$$

Расчеты для всех остальных электроприемников сведены в таблицу 13.

Таблица 13 – Выбор распределительных линий

Линия к № ЭП	Рном, кВт	КПД	cosφ	I_{MAX} , А	$I_{\text{доп}}$, А	Марка провода
1	2	3	4	5	6	7
19	60	0,93	0,89	110,14	140	АВВГ 3х35+1х25 мм ²
18	75	0,94	0,86	140,96	175	АВВГ 3х50+1х25 мм ²
20	28	0,9	0,85	55,61	90	АВВГ 3х16+1х10 мм ²
49	160	0,94	0,88	293,89	295	АВВГ 3х120+1х70 мм ²
47	200	0,94	0,82	394,24	395	АВВГ 3х185+1х95 мм ²
48	100	0,93	0,85	192,21	210	АВВГ 3х70+1х25 мм ²
45	10	0,87	0,82	21,30	38	АПВ (4х4 мм ²)
65	10	0,87	0,82	21,30	38	АПВ (4х4 мм ²)
77	1	0,76	0,77	2,60	29	АПВ (4х2,5 мм ²)

43	30	0,9	0,85	59,58	115	АПВ (4x25 мм ²)
42	10	0,87	0,82	21,30	38	АПВ (4x4 мм ²)
14	20	0,91	0,87	38,38	70	АПВ (4x10 мм ²)
15	20	0,91	0,87	38,38	70	АПВ (4x10 мм ²)
55	28	0,9	0,85	55,61	90	АПВ (4x16 мм ²)
56	40	0,92	0,89	74,23	90	АПВ (4x16 мм ²)
31	30	0,9	0,85	59,58	90	АПВ (4x16 мм ²)
66	45	0,93	0,89	82,61	90	АВВГ 3x16+1x10 мм ²
73	30	0,9	0,85	59,58	90	АПВ (4x16 мм ²)
74	14	0,88	0,86	28,11	38	АПВ (4x4 мм ²)
75	55	0,94	0,85	104,59	115	АПВ (4x25 мм ²)
76	14	0,88	0,86	28,11	38	АПВ (4x4 мм ²)
80	22	0,91	0,87	42,22	70	АПВ (4x10 мм ²)

Проверка кабелей распределительной сети, принятых по длительно-допустимым токам выполняется.

7.4 Выбор защитной аппаратуры для сетей напряжением до 1 кВ

Для защиты проводов и аппаратуры от ненормальных токов в сетях напряжением до 1 кВ устанавливаются плавкие предохранители и автоматические выключатели.

7.4.1 Выбор плавких предохранителей

Для защиты трансформатора от токов короткого замыкания на высокой и низкой стороне устанавливаются предохранители.

Выбор предохранителей производится по:

- напряжению;
- току предохранителя (основания);
- номинальному току плавкой вставки.

Номинальный ток плавкой вставки выбирается так, чтобы в нормальном режиме и при допустимых перегрузках отключения не происходило, а при длительных перегрузках и КЗ цепь отключалась возможно быстрее. При этом должны соблюдаться условия избирательности защиты.

Условия выбора плавких предохранителей:

$$1) I_{\text{вс}} \geq I_{\text{дл}} = I_{\text{ном}}; \quad (54)$$

$$2) I_{\text{вс}} \geq \frac{I_{\text{кр}}}{\alpha} \quad (\text{для ЭП, у которых есть электродвигатель}), \quad (55)$$

где $I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cdot \cos \varphi \cdot \eta}$ – номинальный (длительно протекающий) ток ЭП, А;

$I_{\text{вс}}$ – номинальный ток плавкой вставки предохранителя, А;

$I_{\text{кр}} = I_{\text{пуск}} = 5I_{\text{ном}}$ – критический или пусковой ток электродвигателя, А;

$\alpha = 2,5$ – коэффициент, характеризующий условия пуска двигателя.

Выбор плавкого предохранителя для дымососа Д-15,5 (№19 на плане):

$$I_{\text{пл.вс}} \geq \frac{I_{\text{пуск}}}{\alpha} = \frac{5 \cdot 110,14}{2,5} = 220,28 \text{ А}$$

Выбираем предохранитель марки ППН2- 250 с током плавкой вставки $I_{\text{пл.вс}} = 250 \text{ (А)}$.

Расчеты для всех электроприемников сведены в таблицу 14.

Принятые предохранители сочетаются с выбранными распределительными шкафами серии ПР85-018501.

Так как среда в цехе нормальная, то коэффициент защиты k_z принимаем равным единице.

Таблица 14 – Выбор предохранителей 0,4 кВ

№ЭП на плане	Наименование	$I_{\text{расч}}$, (А)	$I_{\text{пл.вс.}}$, А	Тип предохранителя	$I_{\text{номПР}}$, А	I_B , А
1	2	3	4	5	6	7
19	Дымосос Д-15,5	110,14	220,28	ПН2-250	250	250
18	Молотковые мельницы ММА- 1000	140,96	281,92	ПН2-400	400	315
20	Дутьевой вентилятор ВД-10	55,61	111,22	ПН2-250	250	150
49	Дымосос Д-18	293,89	587,77	ПН2-600	600	600
47	Молотковые мельницы ММА- 1300	394,24	788,47	ПН2-1000	1000	800

48	Дутьевой вентилятор ВД-	192,21	384,41	ПН2-400	400	400
45	ЭД шнека золоудаления	21,30	42,60	ПН-2-100	100	50
65	ЭД шнека золоудаления	21,30	42,60	ПН-2-100	100	50
77	Фосфатный насос	2,60	5,19	ПН-2-100	100	31,5
43	Повысительный насос ГВС	59,58	119,17	ПН2-250	250	150
42	Повысительный насос городской воды	21,30	42,60	ПН-2-100	100	31,5
14	Пожарный насос	38,38	76,77	ПН-2-100	100	80
15	Конденсационный насос	38,38	76,77	ПН-2-100	100	80
55	Насос ГВС №1	55,61	111,22	ПН2-250	250	150
56	Насос ГВС №1	74,23	148,45	ПН2-250	250	150

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
31	Конденсационный насос	59,58	119,17	ПН2-250	250	150
66	Насос взрыхления	82,61	165,21	ПН2-250	250	200
73	Повысительный насос тех. воды	59,58	119,17	ПН2-250	250	150
74	Эжекторный насос	28,11	56,21	ПН-2-100	100	80
75	Насос декорбанизированной воды	104,59	209,18	ПН2-250	250	250
76	Конденсационный насос	28,11	56,21	ПН-2-100	100	80
80	Вентилятор ХВО	42,22	84,44	ПН-2-100	100	100

7.4.2 Выбор автоматических выключателей

В качестве устройств защиты отходящих от РУ 0,4 кВ используются автоматические выключатели типа ВА. Выключатели предназначены для проведения тока цепи в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при перегрузках и токах КЗ, чрезмерных понижениях напряжения и других аварийных режимах. Возможно использование автоматов для нечастых (6-30 раз в сутки) оперативных включений и отключений цепей.

Выбор автоматических выключателей производится по:

- напряжению установки;
- номинальному току;
- конструктивному исполнению;
- коммутационной способности;
- ключаемому току;
- термической стойкости;
- постоянной времени затухания апериодической составляющей.

Условия выбора автоматических выключателей:

$$1. \quad I_{н.расц} \geq I_{дл}; \quad (56)$$

$$2. \quad I_{кз} \geq 1,25 I_{кр} = 1,25 (I_{пуск.наиб.} + \sum I_{ном}) - \text{для группы ЭД в кол-ве до 5 шт.}$$

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

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

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

Подробный выбор автоматических выключателей для защиты ШР и ШМА (ШРА) приведен ниже.

ШР-1:

Расчетный ток: $I_{дл} = 96 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 191,9 + (96 - 0,8 \cdot 38,38) = 257,2 \text{ А.}$$

$$I_{н.расц} \geq 96 \text{ А.}$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 257,2 = 321,5 \text{ А.}$$

Используя каталожные данные [4] выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 100 \text{ А, } I_{н.ап.} = 125 \text{ А, } I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 100 = 600 \text{ А. } I_{откл} = 20 \text{ кА}$$

$$600 \text{ А} > 321,5 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

ШР-2:

Расчетный ток: $I_{дл} = 170,3 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 413 + (170,3 - 0,8 \cdot 82,61) = 517,2 \text{ А.}$$

$$I_{н.расц} \geq 170,3 \text{ А.}$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 517,2 = 646,5 \text{ А.}$$

Используя каталожные данные выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 200 \text{ А, } I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 200 = 1200 \text{ А. } I_{откл} = 20 \text{ кА}$$

$$1200 \text{ А} > 646,5 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

ШР-21:

Расчетный ток: $I_{дл} = 360 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 523 + (360 - 0,8 \cdot 104,59) = 800 \text{ А.}$$

$$I_{н.расц} \geq 360 \text{ А.}$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 800 = 1000 \text{ А.}$$

Используя каталожные данные выбираем автоматический выключатель типа ВА51-39 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 400 \text{ А, } I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 400 = 2400 \text{ А. } I_{откл} = 20 \text{ кА}$$

$$2400 \text{ А} > 1000 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

ШР-5:

Расчетный ток: $I_{дл} = 174,4 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 371 + (174,4 - 0,8 \cdot 74,23) = 486 \text{ А.}$$

$$I_{н.расц} \geq 174,4 \text{ А.}$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 486 = 607,5 \text{ А.}$$

Используя каталожные данные выбираем автоматический выключатель типа ВА57-35 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 200 \text{ А, } I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 200 = 1200 \text{ А. } I_{откл} = 20 \text{ кА}$$

$$1200 \text{ А} > 607,5 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

Автоматический выключатель на отсоединение к ШМА 1А:

Расчетный ток: $I_{дл} = 364 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 550,7 + (364 - 0,8 \cdot 110,14) = 827 \text{ А} .$$

$$I_{н.расц} \geq 364 \text{ А} .$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 827 = 1034 \text{ А} .$$

Используя каталожные данные выбираем автоматический выключатель типа ВА51-39 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 400 \text{ А} , \quad I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 400 = 2400 \text{ А} . \quad I_{откл} = 20 \text{ кА}$$

$$2400 \text{ А} > 1034 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

Автоматический выключатель на отсоединение к ШМА 3А:

Расчетный ток: $I_{дл} = 858 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 704,8 + (858 - 0,8 \cdot 140,96) = 1450 \text{ А} .$$

$$I_{н.расц} \geq 858 \text{ А} .$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 1450 = 1812,5 \text{ А} .$$

Используя каталожные данные выбираем автоматический выключатель типа ВА53-41 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 1000 \text{ А} , \quad I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 1000 = 6000 \text{ А} . \quad I_{откл} = 135 \text{ кА}$$

$$6000 \text{ А} > 1812,5 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

Автоматический выключатель на отсоединение к ШМА 6А:

Расчетный ток: $I_{дл} = 1144 \text{ А}$

$$I_{тик} = I_{пуск.наиб.} + (I_p - K_u \cdot I_{ном.наиб.}) = 1971,2 + (1144 - 0,8 \cdot 394,24) = 2800 \text{ А} .$$

$$I_{н.расц} \geq 1144 \text{ А} .$$

$$I_{кз} \geq 1,25 \cdot 1173 = 3500 \text{ А} .$$

Используя каталожные данные выбираем автоматический выключатель типа ВА53-43 со следующими данными:

$$I_{н.расц} = 1600 \text{ А} , \quad I_{кз} = 6 \cdot I_{н.расц.} = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А} . \quad I_{откл} = 160 \text{ кА}$$

$$9600 \text{ А} > 3500 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

Автоматический выключатель на каждую секцию РУ 0,4 кВ:

$$\text{Расчетный ток: } I_{\text{дл}} = \frac{I_{\text{цеха}0,4}}{n_{\text{сш}}} = \frac{4472}{3} = 1490 \text{ А}$$

$$I_{\text{тик}} = I_{\text{пуск.наиб.}} + (I_p - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.наиб.}}) = 1971,2 + (1490 - 0,8 \cdot 394,24) = 3146 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.расц}} \geq 1490 \text{ А.}$$

$$I_{\text{кз}} \geq 1,25 \cdot 3146 = 3932 \text{ А.}$$

Используя каталожные данные, выбираем автоматический выключатель типа ВА53-43 со следующими данными:

$$I_{\text{н.расц}} = 1600 \text{ А, } I_{\text{кз}} = 6 \cdot I_{\text{н.расц.}} = 6 \cdot 1600 = 9600 \text{ А. } I_{\text{откл}} = 160 \text{ кА}$$

$$9600 \text{ А} > 3932 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

Вводной автоматический выключатель на каждый трансформатор:

$$\text{Расчетный ток: } I_{\text{н.расц.}} \geq I_{\text{вл.}} = I_{\text{ном.тр}} = \frac{S_{\text{н.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1520 \text{ (А);}$$

$$I_{\text{кр}} = I_{\text{пуск.наиб.}} + (I_p - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.наиб.}}) = 1971,2 + (1520 - 0,8 \cdot 394,24) = 3176 \text{ А.}$$

$$I_{\text{н.расц}} \geq 1520 \text{ А.}$$

$$I_{\text{кз}} \geq 1,25 \cdot 3176 = 3970 \text{ А.}$$

Используя каталожные данные, выбираем автоматический выключатель типа ВА75-45 со следующими данными:

$$I_{\text{н.расц}} = 2000 \text{ А, } I_{\text{кз}} = 6 \cdot I_{\text{н.расц.}} = 6 \cdot 2000 = 12000 \text{ А. } I_{\text{откл}} = 160 \text{ кА}$$

$$12000 \text{ А} > 3970 \text{ А}$$

Выключатель проходит проверку.

7.4.3 Проверка сечений проводников напряжением до 1 кВ с учетом соответствия выбранному защитному аппарату

Осуществляем проверку выбранного сечения кабеля на соответствие току защитного аппарата для случая, когда коэффициент защиты $\kappa_3 = 0,33$ - для сетей не требующих защиты от перегрузки. Пример расчета для электроприемника дымососа:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{\kappa_3 \cdot I_3}{\kappa_{\text{прокл.}}}; \quad I_{\text{доп}} \geq \frac{0,33 \cdot 250}{1} = 82,5 \text{ (А)}, \quad \text{где } I_{\text{доп}} = 140 \text{ (А)}, \quad (57)$$

Следовательно проверка выполняется, кабель АВВГ 3х35+1х25 мм² выбран верно.

Аналогичные расчеты проводятся и для всех остальных электроприемников и приводятся в ПРИЛОЖЕНИЕ Б.

Расчеты по распределительным шкафам приведены ниже.

Проверка для ШР- 1:

$$I_{доп} \geq \frac{\kappa_z \cdot I_{н.расц}}{\kappa_{прокл.}}; I_{доп} \geq \frac{0,33 \cdot 96}{1} = 31,68 \text{ А},$$

Кабель АВВГ 3х25+1х16 мм² с длительно-допустимым током 115 А выбран верно.

Проверка для ШР- 2:

$$I_{доп} \geq \frac{\kappa_z \cdot I_{н.расц}}{\kappa_{прокл.}}; I_{доп} \geq \frac{0,33 \cdot 170,3}{1} = 56,2 \text{ А},$$

Кабель АВВГ 3х50+1х25мм²с длительно-допустимым током 175 А выбран верно.

Проверка для ШР- 21:

$$I_{доп} \geq \frac{\kappa_z \cdot I_{н.расц}}{\kappa_{прокл.}}; I_{доп} \geq \frac{0,33 \cdot 360}{1} = 118,8 \text{ А},$$

Кабель АВВГ 3х185+1х95 мм² длительно-допустимым током 385А выбран верно.

Проверка для ШР-5:

$$I_{доп} \geq \frac{\kappa_z \cdot I_{н.расц}}{\kappa_{прокл.}}; I_{доп} \geq \frac{0,33 \cdot 174,4}{1} = 57,5 \text{ А},$$

Кабель АВВГ 3х50+1х25мм² длительно-допустимым током 175 А выбран верно.

7.5 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1 кВ

Особенности расчета токов короткого замыкания:

1. Мощность системы принимается равной бесконечности. Это допущение возможно, если $S_c \geq 50 \cdot S_{н.тр.}$. В этом случае можем считать, что

напряжение на первичной обмотке при коротком замыкании остается постоянным.

2. При расчете токов короткого замыкания учитываются активное и индуктивное сопротивления всех элементов сети от источника питания до точки короткого замыкания.

3. Расчет ведется в именованных единицах. Принимаем $U = 400$ (В), действующая величина тока короткого замыкания:

$$I_k = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma}} \quad (58)$$

Расчет выполняем для самого мощного электроприемника: молотковые мельницы ММА-1300 (№ 47 на генплане).

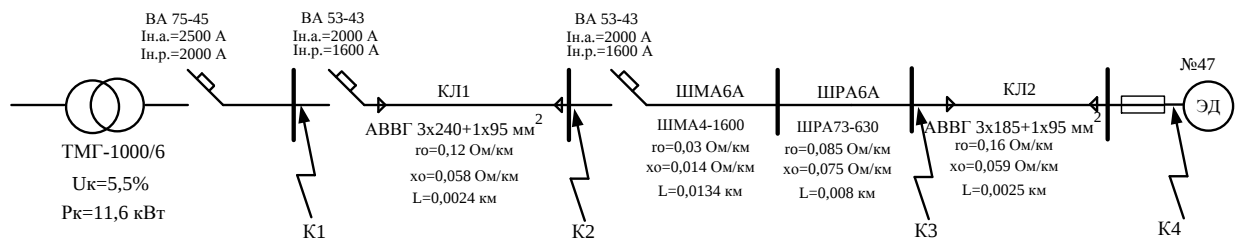


Рисунок 7.3 – Расчётная схема для участка цеховой сети
РУ 0,4 кВ (сшб) ТСН №4 – ЭП № 47

Параметры силового трансформатора:

$$R_T = \frac{U_{ном}^2 \cdot \Delta P_{кз}}{S_{т.ном}^2} = \frac{0,4^2 \cdot 11,6}{1000^2} = 1,86 \text{ мОм.} \quad (59)$$

$$Z_T = \frac{U_{ном}^2 \cdot u_k}{S_{т.ном}} = \frac{0,4^2 \cdot 0,055}{1000} = 8,8 \text{ мОм.} \quad (60)$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{8,8^2 - 1,86^2} = 8,6 \text{ мОм.} \quad (61)$$

Параметры линий:

КЛ1 (АВВГ 3х240):

$$R_{КЛ1} = r_0 \cdot l = 0,12 \cdot 0,0024 = 28,8 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ1} = x_0 \cdot l = 0,058 \cdot 0,0024 = 13,9 \text{ мОм}$$

ШМА6А:

$$R_{ШМА6} = r_o \cdot l = 0,03 \cdot 0,0134 = 40,2 \text{ мОм}$$

$$X_{ШМА6} = x_o \cdot l = 0,014 \cdot 0,0134 = 18,76 \text{ мОм}$$

ШРА6А:

$$R_{ШРА6} = r_o \cdot l = 0,085 \cdot 0,008 = 6,8 \text{ мОм}$$

$$X_{ШРА6} = x_o \cdot l = 0,075 \cdot 0,008 = 6 \text{ мОм}$$

КЛ2 (АВВГ 3х185):

$$R_{КЛ2} = r_o \cdot l = 0,16 \cdot 0,0025 = 40 \text{ мОм}$$

$$X_{КЛ2} = x_o \cdot l = 0,059 \cdot 0,0025 = 14,75 \text{ мОм}$$

Также при расчёте токов короткого замыкания в электроустановках напряжением до 1 кВ в общем случае необходимо учитывать активные и индуктивные сопротивления всех элементов короткозамкнутой цепи (табл. 15).

Таблица 15 - Значения сопротивлений элементов сети 0,4 кВ

Наименование	R, мОм	X, мОм
Трансформатор ТМГ-1000/6	1,86	8,6
Трансформатор тока 300/5	0,2	0,3
Автоматический выключатель ВА75-45 (2000 А)	0,13	0,07
Автоматический выключатель ВА53-43 (1600 А)	0,14	0,08
Переходное сопротивление контактов	0,25	-
Шины	0,015	-
Дуга при КЗ вблизи выводов низшего напряжения трансформатора 1000 кВА в разделе кабелей напряжением 0,4 кВ	5,00	-

Точка К1:

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-1:

$$Z_{К1} = \sqrt{(X_T + X_{Т.Т.} + X_{авт})^2 + (R_T + R_{Т.Т.} + R_{авт} + R_K + R_{шин} + R_{дуги})^2} = \\ = \sqrt{(8,6 + 0,3 + 0,07)^2 + (1,86 + 0,2 + 0,13 + 0,015 + 5)^2} = 11,4 \text{ мОм.}$$

Ток короткого замыкания в точке К1:

$$I_{K1} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 11,4} = 20,25 \text{ кА}$$

Отношение $R/X = 7,2/8,97 = 0,8$. По кривым зависимости ударного коэффициента от этого отношения, приведённым в Указаниях РД [18], находится ударный коэффициент: $k_{уд} = 1,1$.

Ударный ток в К-1:

$$i_{удк1} = \sqrt{2} k_{уд} I_{п0 K1} = \sqrt{2} \cdot 1,1 \cdot 20,25 = 31,5 \text{ кА}.$$

Точка К-2:

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-2:

$$\begin{aligned} Z_{K2} &= \sqrt{(X_{\Sigma K1} + X_{авт.} + X_{кл1})^2 + (R_{\Sigma K1} + R_{авт.} + R_{перех} + R_{кл1})^2} = \\ &= \sqrt{(8,97 + 0,07 + 13,9)^2 + (7,2 + 0,14 + 0,25 + 28,8)^2} = 43,01 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Ток короткого замыкания в точке К-2:

$$I_{K2} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K2}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 43,01} = 5,36 \text{ кА}$$

Отношение $R/X = 36,39/22,94 = 1,6$. По кривым зависимости ударного коэффициента от этого отношения, приведённым в Указаниях РД [], находится ударный коэффициент: $k_{уд} = 1,05$.

Ударный ток в К-2:

$$i_{удк2} = \sqrt{2} k_{уд} I_{п0 K2} = \sqrt{2} \cdot 1,05 \cdot 5,36 = 7,96 \text{ кА}.$$

Точка К-3:

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-3:

$$\begin{aligned} Z_{K3} &= \sqrt{(X_{\Sigma K2} + X_{авт.} + X_{ШМА} + X_{ШРА})^2 + (R_{\Sigma K2} + R_{авт.} + R_{ШМА} + R_{ШРА})^2} = \\ &= \sqrt{(22,97 + 0,07 + 18,76 + 6)^2 + (36,29 + 0,14 + 40,2 + 6,8)^2} = 47,8 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Ток короткого замыкания в точке К-3:

$$I_{K3} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma K3}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 47,8} = 4,83 \text{ кА}$$

Отношение $R/X = 83,43/47,8 = 2$. По кривым зависимости ударного коэффициента от этого отношения, приведённым в Указаниях РД [18], находится ударный коэффициент: $k_{уд} = 1,00$.

Ударный ток в К-3:

$$i_{удк3} = \sqrt{2} k_{уд} I_{п0\ К3} = \sqrt{2} \cdot 1,00 \cdot 4,83 = 6,83 \text{ кА}.$$

Точка К-4:

Результирующее сопротивление схемы замещения до точки К-3:

$$\begin{aligned} Z_{К4} &= \sqrt{(X_{\Sigma К3} + X_{кл2.})^2 + (R_{\Sigma К3} + R_{кл2.})^2} = \\ &= \sqrt{(47,8 + 14,75)^2 + (83,43 + 40)^2} = 138,4 \text{ мОм}. \end{aligned}$$

Ток короткого замыкания в точке К-4:

$$I_{к4} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot Z_{\Sigma К4}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 138,4} = 1,66 \text{ кА}$$

Отношение $R/X = 123,43/62,55 = 2$. По кривым зависимости ударного коэффициента от этого отношения, приведённым в Указаниях РД [18], находится ударный коэффициент: $k_{уд} = 1,00$.

Ударный ток в К-4:

$$i_{удк4} = \sqrt{2} k_{уд} I_{п0\ К4} = \sqrt{2} \cdot 1,00 \cdot 1,66 = 2,36 \text{ кА}.$$

Результаты расчетов в таблице 16.

Таблица 16 – Токи КЗ в сети до 1 кВ

Точка КЗ	$Z\Sigma$, мОм	I_k , кА	$I_{уд}$, кА
К1	11,4	20,25	31,5
К2	43,01	5,36	7,96
К3	47,8	4,83	6,83
К4	138,4	1,66	2,36

7.6 Построение карты селективности

Карта селективности строится в логарифмическом масштабе: по оси абсцисс откладываются токи – расчетные, пиковые и КЗ; по оси ординат – времена продолжительности пиковых токов и времена срабатывания защит

по защитным характеристикам. Проверим выбранную коммутационную аппаратуру по условию селективности. Исходя из расчета токов КЗ.

Построим карту селективности по следующим данным:

$I_{\text{ном}} \text{ЭП} = 200 \text{ А}$, $I_{\text{пуск}} \text{ЭП} = 788 \text{ А}$, $I_{\text{расч}} \text{ШМА6А} = 1144 \text{ А}$, $I_{\text{пик}} \text{ШМА6А} = 2800 \text{ А}$,

$I_{\text{к1}} = 20,25 \text{ кА}$, $I_{\text{к2}} = 5,36 \text{ кА}$, $I_{\text{к3}} = 4,83 \text{ кА}$, $I_{\text{к4}} = 1,66 \text{ кА}$

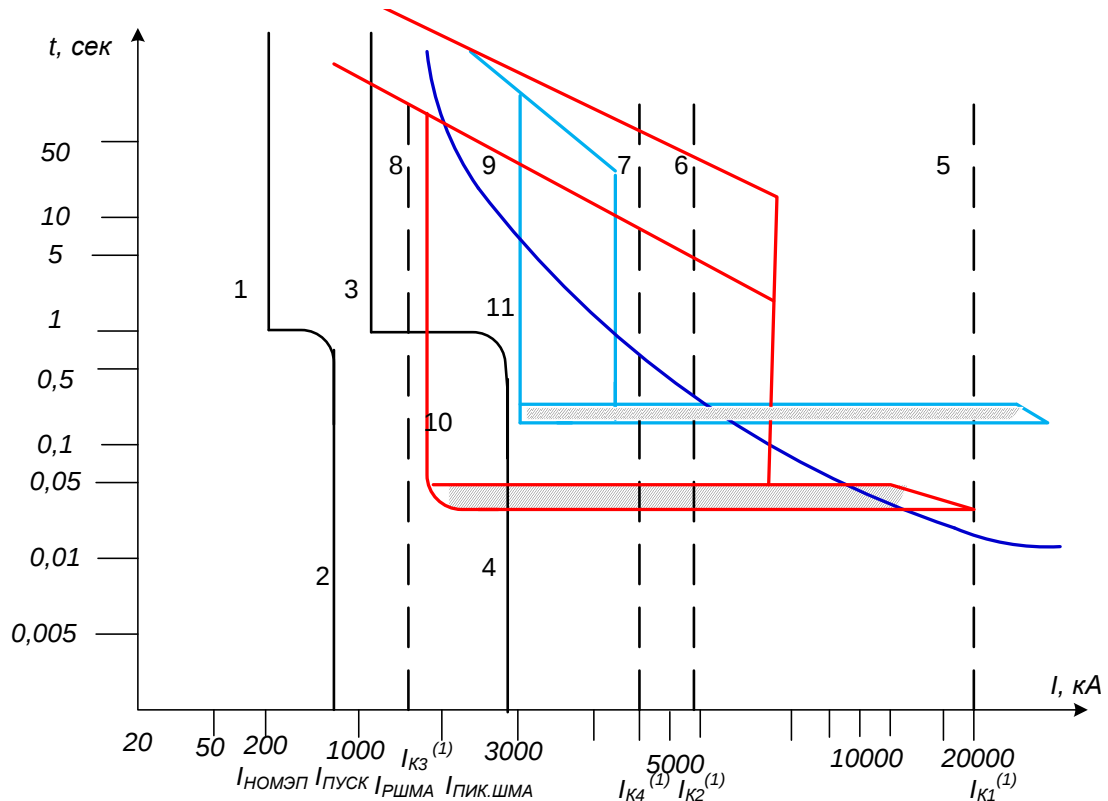


Рисунок 7.4 - Карта селективности

1 – номинальный ток двигателя; 2 – пусковой ток двигателя; 3 и 4 – расчетный и пиковый токи ШМА; 5 -ток КЗ в т. К1, 6 – ток КЗ в т.К2, 7 – ток КЗ в т. К3; 8 – ток КЗ в т. К4; 9 – характеристика плавкой вставки ПН2-1000, 10 – характеристика автомата ВА53-43 с расцепителем 1600 А, 11 – характеристика автомата ВА75-45 с расцепителем 2000 А.

7.7 Построения эпюры отклонений напряжения для режимов максимальных и минимальных нагрузок

Построение эпюры отклонения напряжения выполняется для цепочки линий от шин ГПП 6 кВ до самого мощного электроприемника в котельном цехе для режимов максимальных и минимальных нагрузок. Питание

осуществляется по схеме ГПП-ГРУ 6 кВ – ТСН №4 - РУ0,4 кВ-ШМА-ШРА-ЭП №47.

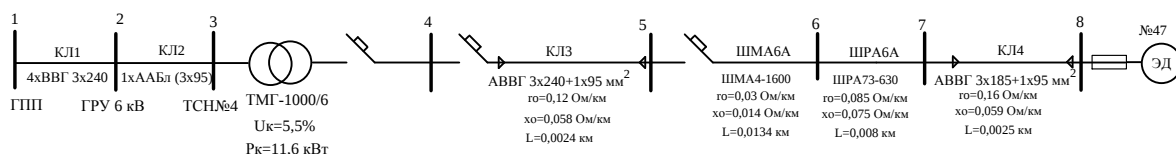


Рисунок 7.5 - Расчетная схема

Основные расчётные выражения:

$$\Delta U_{ij} = \frac{P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}}{10U_i^2}; \quad (62)$$

$$\Delta U_m = \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_2 + U_p \sin \varphi_2) + \frac{\beta_m^2}{200} (U_a \sin \varphi_2 - U_p \cos \varphi_2), \quad (63)$$

где ΔU_{ij} – отклонение напряжения на соответствующем участке сети %;

P_{ij} – поток активной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети, кВт;

Q_{ij} – поток реактивной мощности, передаваемый по соответствующему участку сети, кВАр;

$R_{ij} = \tau_{oij} \cdot l_{ij}$ – активное сопротивление линии соответствующего участка сети, мОм,

здесь τ_{oij} – удельное активное сопротивление линии соответствующего участка сети, Ом/км.

l_{ij} – длина линии соответствующего участка сети, км;

U_i – напряжение в начале соответствующего участка сети, кВ;

ΔU_m – отклонение напряжения на цеховом трансформаторе %;

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

трансформатора,

здесь S_{ij} – поток мощности, передаваемый через цеховой трансформатор, кВА,

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

$$U_a = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot 100\%}{S_{н.тр.}} - \text{активная составляющая напряжения короткого}$$

замыкания цехового трансформатора, %,

здесь $\Delta P_{\kappa 3}$ – потери активной мощности при КЗ, кВт.

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

замыкания цехового трансформатора, %,

здесь U_{κ} – напряжение короткого замыкания, %.

$$\cos \varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{P - \Delta P_m}{\sqrt{(P - \Delta P_m)^2 + (Q - \Delta Q_m)^2}} - \text{коэффициент мощности для}$$

вторичной нагрузки цехового трансформатора;

здесь P – поток активной мощности, передаваемой через цеховой трансформатор, кВт;

Q – поток реактивной мощности, передаваемой через цеховой трансформатор, кВАр;

$\Delta P_m = 0,02S$ – потери активной мощности в цеховом трансформаторе, кВт;

$\Delta Q_m = 0,1S$ – потери реактивной мощности в цеховом трансформаторе, кВАр;

$\sin \varphi_2$ – соответствующий $\cos \varphi_2$ синус для вторичной нагрузки цехового трансформатора [25].

1) Расчет максимального режима:

Участок 1-2 (ГПП-ГРУ 6 кВ):

В данном случае передача мощности происходит через два параллельно проложенных кабеля. Для расчета однолинейной схемы примем, что через один кабель передается половина общей мощности. То есть

$$P_{12} = \frac{P_{р.котел.цеха} + P_{ТП4} + P_{ТП5} + P_{ТП6} + P_{ПЭН1-5} + P_{СЭН1-4}}{2};$$

$$Q_{12} = \frac{Q_{р.котел.цеха} + Q_{ТП4} + Q_{ТП5} + Q_{ТП6} + Q_{ПЭН1-5} + Q_{СЭН1-4}}{2},$$

где $P_{p.\text{котел.цеха}}, Q_{p.\text{котел.цеха}}$ - активная и реактивная нагрузка котельного цеха;

$P_{ТП4}, P_{ТП5}, P_{ТП6}, Q_{ТП4}, Q_{ТП5}, Q_{ТП6}$, - активная и реактивная нагрузка ТП4, ТП5, ТП6 соответственно;

$P_{ПЭН1-5}, Q_{ПЭН1-5}$ - суммарная активная и реактивная нагрузка пяти питательных насосов 6 кВ;

$P_{СЭН1-4}, Q_{СЭН1-4}$ - суммарная активная и реактивная нагрузка четырех сетевых насосов 6 кВ.

Сопротивления для кабеля ВВГ (3х240):

$$R_{12} = \frac{r_{012}}{2} \cdot L_{12} = \frac{0,07}{2} \cdot 0,640 = 0,0224 \text{ Ом}$$

$$X_{12} = \frac{x_{012}}{2} \cdot L_{12} = \frac{0,058}{2} \cdot 0,640 = 0,0185 \text{ Ом}$$

$$P_{12} = \frac{2463,6 + 667,96 + 864,19 + 1682 + 1280 + 800}{2} = 3879 \text{ кВт};$$

$$Q_{12} = \frac{1550 + 632,4 + 555,45 + 1486,7 + 793,6 + 496}{2} = 2757 \text{ кВар};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{10 U_1^2} = \frac{3879 \cdot 0,0224 + 2757 \cdot 0,0185}{10 \cdot 6,3^2} = 0,347 (\%);$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{12} = 0,347 \cdot \frac{6300}{100} = 21,86 \text{ В};$$

$$U_2 = 6300 - 21,861 = 6278,14 \text{ В}.$$

Участок 2-3 (ГРУ 6 кВ - ТСН №3, ТСН №4):

Питание от ГРУ до рассматриваемых ТСН два параллельно проложенных кабеля. Для расчета однолинейной схемы примем, что через один кабель передается половина общей мощности. То есть

$$P_{12} = \frac{P_{ЭП31} + P_{ЭП45} + P_{ЭП47} + P_{ЭП48} + P_{ЭП49/2} + P_{ЭП15} + P_{ЭП55} + P_{ЭП56}}{2};$$

$$Q_{12} = \frac{Q_{ЭП31} + Q_{ЭП45} + Q_{ЭП47} + Q_{ЭП48} + Q_{ЭП49/2} + Q_{ЭП15} + Q_{ЭП55} + Q_{ЭП56}}{2},$$

где $P_{ЭП31}, P_{ЭП45}, P_{ЭП47}, P_{ЭП48}, P_{ЭП49/2}, P_{ЭП15}, P_{ЭП55}, P_{ЭП56}$ - расчетная активная нагрузка ЭП №31, 45, 47, 48, 15, 55, 56 соответственно;

$Q_{ЭП31}, Q_{ЭП45}, Q_{ЭП47}, Q_{ЭП48}, Q_{ЭП49/2}, Q_{ЭП15}, Q_{ЭП55}, Q_{ЭП56}$ - расчетная реактивная нагрузка ЭП №31, 45, 47, 48, 15, 55, 56 соответственно.

Сопротивления для кабеля ААБл (3х95):

$$R_{23} = \frac{r_{023}}{2} \cdot L_{23} = \frac{0,326}{2} \cdot 0,08 = 0,01304 \text{ Ом}$$

$$X_{23} = \frac{x_{23}}{2} \cdot L_{23} = \frac{0,078}{2} \cdot 0,08 = 0,00312 \text{ Ом}$$

$$P_{23} = \frac{48+10+640+140+128+32+22,4+32}{2} = 526,2 \text{ кВт};$$

$$Q_{23} = \frac{29,76+10,2+86,8+396,8+96+19,84+13,9+19,84}{2} = 336,57 \text{ кВар};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23} R_{23} + Q_{23} X_{23}}{10 U_1^2} = \frac{526,2 \cdot 0,01304 + 336,57 \cdot 0,00312}{10 \cdot 6,3^2} = 0,02 (\%);$$

$$\text{Или в вольтах: } \Delta U_{23} = 0,02 \cdot \frac{6300}{100} = 1,26 \text{ В};$$

$$U_2 = 6300 - 1,26 = 6298,74 \text{ В}.$$

Участок 3-4 (ТЧН-РУ 0,4 кВ (сшб)):

$$\Delta U_{34} = \beta_m (U_a \cdot \cos \varphi_3 + U_p \sin \varphi_3) + \frac{\beta_m^2}{200} (U_a \sin \varphi_3 - U_p \cos \varphi_3),$$

$$U_a \% = \frac{\Delta P_{\kappa}}{S_{н.тр}} \cdot 100\% = \frac{11,6}{1000} \cdot 100\% = 1,16 (\%);$$

$$U_p \% = \sqrt{U_{\kappa}^2 - U_a^2} = \sqrt{5,5^2 - 1,16^2} = 5,37 (\%);$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{526,2^2 + 336,57^2} = 624,6 \text{ кВА}$$

$$\beta_m = \frac{S_{23}}{S_{н.тр.}} = \frac{624,6}{1000} = 0,624$$

$$\Delta P_m = 0,02 \cdot 624,6 = 15,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 0,1 \cdot 624,6 = 62,46 \text{ квар};$$

$$P'_3 = P_{23} - \Delta P_m = 526,2 - 15,5 = 510,7 \text{ кВт};$$

$$Q'_3 = Q_{32} - \Delta Q_m = 336,57 - 64,46 = 272,11 \text{ кВар};$$

$$S'_3 = \sqrt{P_3'^2 + Q_3'^2} = \sqrt{510,7^2 + 272,11^2} = 578,7 \text{ кВА};$$

$$\cos \varphi_3 = \frac{P'_3}{S'_3} = \frac{510,7}{578,7} = 0,882;$$

$$\sin \varphi_3 = \frac{Q'_3}{S'_3} = \frac{272,11}{578,7} = 0,47;$$

$$\Delta U_{34} = 0,624 \cdot (1,16 \cdot 0,882 + 5,37 \cdot 0,47) + \frac{0,624^2}{200} (1,16 \cdot 0,47 - 5,37 \cdot 0,882) = 2,177 (\%)$$

С учетом потерь в обмотках трансформатора напряжение ВН:

$$U = 6298,74 - 2,177 \cdot \frac{6298,74}{100} = 6162 (В).$$

Перерасчет напряжения НН:

$$U_3 = 400 \cdot \frac{6162}{6300} = 391,22 (В) .$$

Участок 4-5 (от РУ 0,4 кВ до ШМА)

Для кабельной линии, проложенной кабелем АВВГ(3х240) принимаем удельное активное сопротивление $r_o = 0,12$ (Ом/км) и удельное индуктивное сопротивление $x_o = 0,058$ (Ом/км), согласно [стр.90].

$$R_{45} = r_{o45} \cdot L_{45} = 0,12 \cdot 0,0024 = 0,0003 (Ом) ;$$

$$X_{45} = x_{o45} \cdot L_{45} = 0,058 \cdot 0,0024 = 0,00014 (Ом) ;$$

$$P_{45} = P_{ШМА6А} = 640 (\text{кВт}) ; \quad Q_{45} = 396,8 \text{ кВар} ;$$

$$\Delta U_{45} = \frac{640 \cdot 0,0003 + 396,8 \cdot 0,00014}{10 \cdot (391,22 \cdot 10^{-3})^2} = 0,16 (\%);$$

$$\text{Или в вольтах } \Delta U_{45} = 0,16 \cdot \frac{391,22}{100} = 0,64 (В) ;$$

$$U_5 = 391,22 - 0,66 = 390,58 (В) .$$

Участок 5-6

Для магистрального шинопровода:

$$R_{56} = r_o \cdot l = 0,03 \cdot 0,0134 = 0,0000402 \text{ мОм}$$

$$X_{56} = x_o \cdot l = 0,014 \cdot 0,0134 = 0,000018 \text{ мОм}$$

$$P_{56} = P_{ШМА6А} = 640 (\text{кВт}) ; \quad Q_{56} = 396,8 \text{ кВар} ;$$

$$\Delta U_{56} = \frac{640 \cdot 0,0000402 + 396,8 \cdot 0,000018}{10 \cdot (390,58 \cdot 10^{-3})^2} = 0,027 (\%);$$

$$\text{Или в вольтах } \Delta U_{56} = 0,027 \cdot \frac{390,58}{100} = 0,1 (B);$$

$$U_6 = 390,58 - 0,1 = 390,48(B).$$

Участок 6-7

Для распределительного шинопровода:

$$R_{67} = r_o \cdot l = 0,085 \cdot 0,008 = 6,8 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$$

$$X_{67} = x_o \cdot l = 0,075 \cdot 0,008 = 6 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$$

$$P_{67} = P_{\text{ШПА6А}} = 320(\text{кВт}); \quad Q_{67} = 198,4 \text{ кВар};$$

$$\Delta U_{67} = \frac{320 \cdot 6,8 \cdot 10^{-6} + 198,4 \cdot 6 \cdot 10^{-6}}{10 \cdot (390,48 \cdot 10^{-3})^2} = 0,003 (\%);$$

$$\text{Или в вольтах } \Delta U_{67} = 0,003 \cdot \frac{390,48}{100} = 0,02 (B);$$

$$U_7 = 390,48 - 0,02 = 390,46(B).$$

Участок 7-8

Для кабельной линии, проложенной проводом АВВГ 4х185 к ЭП:

$$R_{78} = r_o \cdot l = 0,16 \cdot 0,0025 = 40 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$$

$$X_{78} = x_o \cdot l = 0,059 \cdot 0,0025 = 14,75 \cdot 10^{-6} \text{ Ом}$$

$$P_{78} = 160 (\text{кВт}); \quad Q_{78} = 99,2 \text{ кВар}.$$

$$\Delta U_{78} = \frac{160 \cdot 40 \cdot 10^{-6} + 99,2 \cdot 14,75 \cdot 10^{-6}}{10 \cdot (390,46 \cdot 10^{-3})^2} = 0,05 (\%);$$

$$\text{Или в вольтах } \Delta U_{78} = 0,05 \cdot \frac{390,46}{100} = 0,19 (B);$$

$$U_8 = 390,46 - 0,19 = 390,27(B).$$

2) Расчет для режима минимальной нагрузки

Для расчета мощностей, потребляемой в минимальном режиме необходим годовой график активной и реактивной нагрузок. Но так как данный график отсутствуют, принято произвольно, что

$$P_{\min} = 0,37 \cdot P_{\max}, \quad (64)$$

где $P_{\min}$ - активная мощность, потребляемая в режиме минимальной нагрузки; $P_{\max}$ - активная мощность, потребляемая в режиме максимальной нагрузки.

$$Q_{\min} = 0,55 \cdot Q_{\max}, \quad (65)$$

где $Q_{\min}$ - реактивная мощность, потребляемая в режиме минимальной нагрузки;

$Q_{\max}$ - реактивная мощность, потребляемая в режиме максимальной нагрузки. Согласно ПУЭ на шинах 6-10 (кВ) ГПП в режиме минимальной нагрузки должно поддерживаться напряжение $U_{\text{ном}}$.

$$P_{\min 12} = 0,37 \cdot P_{\max 12} = 0,37 \cdot 935,5 = 346,1 \text{ (кВт)};$$

$$Q_{\min 12} = 0,55 \cdot Q_{\max 12} = 0,55 \cdot 506,8 = 278,7 \text{ (кВар)};$$

Расчет выполнен аналогично как и для максимального режима, результаты расчета для построения эпюр представлены в таблице 17.

3) Расчет для послеаварийного режима

При расчете для послеаварийного режима принимаем, что в работе остается одна линия от ГПП до ГРУ 6 кВ, и трансформатор ТСН №4.

Нагрузка на одну линию увеличивается вдвое. Результаты расчета для послеаварийного режима также представлены в таблице 17.

Таблица 17 - Расчетные данные для построения эпюр отклонения напряжений

Участок	Максимальный режим	Минимальный режим	Послеаварийный режим
1-2	0,347	0,151	0,7
2-3	0,02	0,01	0,215
3-4	2,177	1,21	4,38
4-5	0,16	0,0026	0,24
5-6	0,027	0,009	0,033
6-7	0,02	0,008	0,03
7-8	0,05	0,002	0,064

По результатам, полученным в ходе расчетов построим эпюры отклонения напряжения для максимального, минимального и послеаварийного режима. Построенные эпюры приведены на рис.7.6.

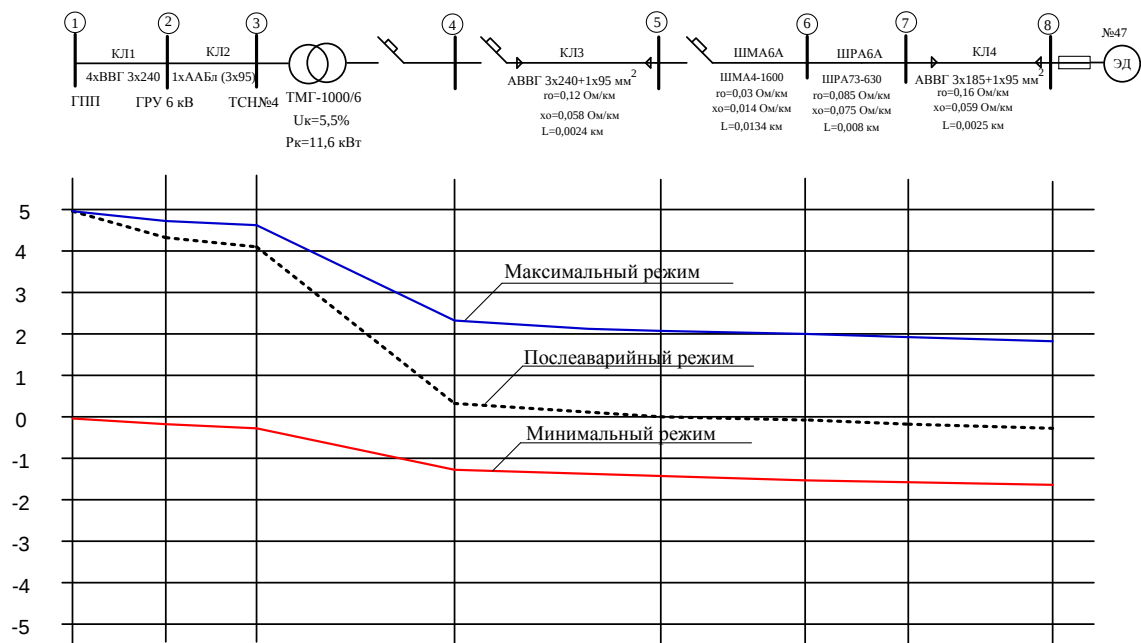


Рисунок 7.6 – Эпюры отклонения напряжений

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
35A2D2	Ержикевич Даниил Евгеньевич

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Затраты на специальное оборудование определяются согласно стоимости оборудования по прейскурантам или по договорной цене. Заработная плата определяется исходя из тарифной ставки и коэффициентов, зависящих от различных условий: организация, регион. Стоимость кабелей, зависит от материала жилы и изоляции
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Страховые отчисления определяются согласно Федеральному закону от 24.07.2009 №212-ФЗ Прочие и накладные расходы определяются исходя из суммы остальных статей расходов
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	В соответствии с Налоговым кодексом РФ ЕСН=30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Потенциал и перспективность реализации технического проекта. Анализ конкурентных технических решений. QuaD-анализ..
2. <i>Планирование и формирование бюджета графика по реализации ТП</i>	Потенциал и перспективность реализации технического проекта. Анализ конкурентных технических решений. QuaD-анализ.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение ресурсоэффективности проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i>
2. <i>График проведения и бюджет НИ</i>
3. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Грахова Е.А.	ассистент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5A2D2	Ержикевич Д.Е.		

8. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ РЕСУРСО- ЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

На сегодняшний день перспективность научного исследования определяется не столько масштабом открытия, оценить которое на первых этапах жизненного цикла высокотехнологического и ресурсоэффективного продукта бывает достаточно трудно, сколько коммерческой ценностью разработки. Оценка коммерческой ценности разработки является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Это важно для разработчиков, которые должны представлять состояние и перспективы проводимых научных исследований.

Таким образом, целью данного раздела является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения для системы электроснабжения фармацевтического завода и котельного цеха.

Достижение цели обеспечивается решением задач:

1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований;
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
3. Планирование научно-исследовательских работ;
4. Определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

8.1 Оценка коммерческого потенциала

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование.

Целевой рынок – сегменты рынка, на котором будет продаваться в будущем разработка. В свою очередь, сегмент рынка – это особым образом выделенная часть рынка, группы потребителей, обладающих определенными общими признаками.

Сегментирование – это разделение потребителей на однородные группы, для каждой из которых может понадобиться определенный товар (услуга).

В зависимости от категории потребителей необходимо использовать соответствующие критерии сегментирования [26].

При рассмотрении вопросов системы электроснабжения фармацевтического завода задаемся решением вопроса применения различного типа выключателей нагрузки. Сегментирование сведем в таблицу 18.

Таблица 18- Карта сегментирования применения выключателей в системе электроснабжения

Напряжение сети	Категории потребителей по степени надежности СЭС		
	1 категория	2 категория	3 категория
110 кВ	Выключатель элегазовый (ВГ)	Выключатель вакуумный (ВВ)	Выключатель масляный (ВМ)
6 кВ	Выключатель вакуумный (ВВ)	Выключатель вакуумный (ВВ)	Выключатель масляный (ВМ)

Результатом сегментирования должно быть:

- определение основных сегментов данного рынка;
- выбор сегмента, на которое намерено ориентироваться предприятие;
- выявление сегментов рынка, привлекательных для предприятия в будущем.

Из карты сегментирования видим, что выключатели могут применяться для всех трёх категорий потребителей и на каждое напряжение применяется определенный тип выключателя.

Для правильного выбора необходимо сравнить один выключатель по отношению к другому, при этом нужно взять во внимание надежность отключения нагрузки и электробезопасность.

8.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения [26].

Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты. Для этого составляется таблица 19, в которой 1- элегазовый выключатель, 2- масляный выключатель, 3 – вакуумный выключатель.

Таблица 19 –Оценочная карта для сравнения конкурентных вариантов

Критерии	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		1	2	3	Кв1	Кв2	Кв3
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Надежность	0,2	5	4	5	1	0,8	1
2. Легкость эксплуатации	0,05	3	4	5	0,15	0,2	0,15
3. Безопасность	0,2	5	4	5	1	0,8	1
4. Лёгкость монтажа	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
Экономические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Цена	0,15	3	4	3	0,45	0,6	0,45
2. Затраты на монтаж и установку	0,05	3	4	3	0,15	0,2	0,15
3. Затраты на обслуживание и ремонт	0,05	2	3	5	0,05	0,15	0,25
4. Сроки эксплуатации	0,15	2	4	2	0,03	0,6	0,3
5. Затраты, связанные с потерями электроэнергии	0,1	5	3	5	0,5	0,3	0,5
ИТОГО	1	32	34	35	3,8	3,85	4

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

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

(66)

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Из оценочной карты видим, что наиболее конкурентоспособным является вакуумный выключатель 4. Его конкурентное преимущество состоит в простоте конструкции, простоте ремонта, возможности работы в любом

положении в пространстве, надежности, малых размерах, удобстве эксплуатации и электробезопасности.

8.1.2 Технология QuaD

Технология QuaD (QUality ADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество новой разработки и ее перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект [26].

В основе технологии QuaD лежит нахождение средневзвешенной величины следующих групп показателей:

1) Показатели оценки коммерческого потенциала разработки:

- влияние нового продукта на результаты деятельности компании;
- перспективность рынка;
- пригодность для продажи;
- перспективы конструирования и производства;
- финансовая эффективность;
- правовая защищенность и др.

2) Показатели оценки качества разработки:

- динамический диапазон;
- вес;
- ремонтпригодность;
- энергоэффективность;
- долговечность;
- эргономичность;
- унифицированность;
- уровень материалоемкости разработки и др.

Показатели оценки качества и перспективности новой разработки подбираются, исходя из выбранного объекта исследования с учетом его технических и экономических особенностей разработки, создания и коммерциализации.

Для упрощения процедуры проведения QuaD рекомендуется оценку проводить в табличной форме (таблица 20).

В соответствии с технологией QuaD каждый показатель оценивается экспертным путем по стобальной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 100 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Таблица 20 - Оценка по технологии QuaD

Критерий	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относит-е значение	Средневзвешенное значение
Показатели оценки качества разработки					
1.Энергоэффективность	0,1	95	100	0,95	0,095
2.Надежность	0,2	100	100	1	0,2
3.Функционал.мощность	0,05	70	100	0,7	0,035
4.Простота обслуживания	0,05	90	100	0,9	0,045
5. Безопасность	0,2	100	100	1	0,2
6. Уровень шума	0,07	100	100	1	0,07
7. Ремонтопригодность	0,08	100	100	1	0,08
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
8. Конкурентоспособность	0,1	95	100	0,95	0,095
9. Перспективность	0,05	80	100	0,8	0,04
10 Цена	0,1	41	100	0,4	0,04
ИТОГО	1				0,9

Оценка качества и перспективности исследуемого варианта по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum B_i \cdot B_i$$

(67)

где P_{cp} - средневзвешенное значение показателя качества и перспективности,
 B_i - вес показателя (в долях единицы),
 B_i - средневзвешенное значение i-го показателя.

Значение P_{cp} позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Если значение показателя P_{cp} получилось от 100

до 80, то такая разработка считается перспективной. Если от 79 до 60 – то перспективность выше среднего. Если от 69 до 40 – то перспективность средняя. Если от 39 до 20 – то перспективность ниже среднего. Если 19 и ниже – то перспективность крайне низкая.

В нашем случае $P_{ср} = 0,9 \cdot 100\% = 90\%$, что указывает на перспективность разработки.

8.2 Организация работ технического проекта

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в проектировании системы электроснабжения;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика выполнения проекта.

В рабочей группе предусматриваются два исполнителя: преподаватель и студент (бакалавр). Составлен перечень этапов и работ в рамках проведения проектирования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей приведены в таблице 21.

Таблица 21 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

№	Основные этапы	Содержание работ	Должность исполнителя
1	2	3	4
1	Постановка задачи	Изучение первичной информации об объекте, формулировку требований к техническому проекту, составление задания и плана на работу	Руководитель

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4
2	Обзор литературы	Изучение первичной информации об объекте, составление задания и	Бакалавр

		плана на работу	
3	Изучение особенностей основ расчета и проектирования СЭС	Подбор источников, касающихся расчетов и различных сторон ТП	Бакалавр
4	Сбор и систематизация данных об электроприемниках (ЭП)	Уточнение коэффициентов мощности для каждого ЭП	Бакалавр
5	Создание схемы системы электроснабжения для котельного цеха	Проектирование внутрицехового электроснабжения	Бакалавр
6	Проверка схемы	Согласование и ознакомление руководителя с принятым решением по созданию схемы СЭС	Руководитель
7	Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций	Обоснование принятых решений по расчетам нагрузок цехов	Бакалавр
8	Проработка схемы внутризаводской сети до 1 кВ	Выбор оптимального варианта по электроснабжению предприятия	Бакалавр
9	Проработка и проверка схемы прокладки низковольтных линий от КТП до отдельных ЭП	Обоснование выбора кабельных линий с учетом категории помещения	Бакалавр
10	Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построение эпюр отклонения напряжения	Расчет потерь напряжения до самого мощного ЭП в цеху, построение эпюры отклонений напряжения	Руководитель, Бакалавр

Продолжение таблицы 21

11	Построение карты селективности действия защитных аппаратов	Построение карты селективности с учетом принятой защитной аппаратуры	Бакалавр
12	Обработка результатов	Обоснование принятых	Бакалавр

		решений, корректировка замечаний и исправлений, указанных руководителем	
13	Оформление записки	Окончательная проверка руководителем, устранение недочетов	Руководитель, Бакалавр
14	Сдача ВКР	Подготовка к защите и защита ВКР	Бакалавр

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ож. i}$ используется следующая формула, [26]:

$$t_{ож. i} = \frac{3t_{min} + 2t_{max}}{5}$$

(68)

где $t_{ож. i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Ожидаемая трудоёмкость и время выполнения работ приведены в таблице 22.

Таблица 22 – Календарная продолжительность работ

№	Наименование этапа	Количество человек	Трудоемкость работ, чел.дни		
			Миним.возмож	Максим.возмож	Ожидаемая
1	2	3	4	5	6
1	Постановка задачи	Руководитель	1	1	1

2	Обзор литературы	Бакалавр	6	9	8
3	Изучение особенностей основ расчета и проектирования электроснабжения	Бакалавр	2	5	4
4	Сбор и систематизация данных об электроприемниках (ЭП)	Бакалавр	7	15	11
5	Создание схемы СЭС для котельного цеха	Бакалавр	7	11	9
6	Проверка схемы	Руководитель	1	1	1
7	Выбор количества, мощности и расположения цеховых трансформаторных подстанций	Бакалавр	6	10	8
8	Проработка схемы внутриводской сети до 1 кВ	Бакалавр	8	10	9
9	Проработка и проверка схемы прокладки низковольтных линий от КТП до отдельных ЭП	Бакалавр	6	10	8
10	Проверка внутрицеховой сети по потерям напряжения. Построение эпюр отклонения напряжения	Руководитель, Бакалавр	2	2	2
			9	13	10

Продолжение таблицы 21

1	2	3	4	5	6
11	Построение карты селективности действия защитных аппаратов	Бакалавр	4	6	5
12	Обработка результатов	Бакалавр	4	8	6
13	Оформление записки	Руководитель,	2	2	2

		Бакалавр	14	18	16
14	Сдача ВКР	Бакалавр	2	3	3
		Руководитель	1	1	1

На основе таблицы 21 строится план-график проведения работ (рисунок 8). График строится для ожидаемого по длительности исполнения работ в рамках технического проекта с разбивкой по месяцам и декадам за период времени подготовки ВКР.

№	Вид работ	Исполнители	Т _р Дн.	Продолжительность выполнения работ											
				фев	март			апрель			май			июнь	
				3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
1	Постановка задачи	Руководитель	1	■											
2	Обзор литературы	Бакалавр	8	■											
3	Изучение особенностей проектирования	Бакалавр	4		■										
4	Систематизация данных	Бакалавр	11		■	■									
5	Создание схемы электроснабжения цеха	Бакалавр	9			■	■								
6	Проверка схемы руководителем	Руководитель	1				■								
7	Выбор трансформаторных подстанций	Бакалавр	8				■	■							
8	Проработка внутриводской схемы	Бакалавр	9					■	■						
9	Выбор распределительных пунктов	Бакалавр	11						■	■					
10	Проработка низковольтных линий	Бакалавр	8							■	■				
11	Проверка по потерям напряжения	Руководитель	1									■			
		Бакалавр	10								■	■	■		
12	Построение карты селективности	Руководитель	1										■		
		Бакалавр	5										■	■	
13	Обработка результатов	Бакалавр	6										■	■	
14	Оформление записки	Руководитель	2											■	
		Бакалавр	16											■	■
15	Сдача проекта	Бакалавр	2												■
		Руководитель	1												■

Рисунок 8.1 - План-график продолжительности работы

Общая продолжительность выполнения расчетов составила 108 рабочих дней ($t_{\text{раб}}$), при этом не учитывались выходные и праздничные дни.

По данным таблицы 21 и по линейному графику (рисунок 8) продолжительность работ для исполнителей проекта составляет:

- для руководителя проекта 7 раб. дн.;
- для студента 107 раб. дн.

8.3. Определение сметы проекта

В смету проекта включаются затраты на финансирование деятельности исполнителей: заработная плата всех работников, непосредственно участвующих в выполнении работ по данному проекту, отчисления во внебюджетные фонды, а также накладные расходы.

1) Заработная плата исполнителей проекта

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату [26]:

$$Z_{\text{зн}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}$$

(69)

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная.

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p$$

(70)

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}$$

(71)

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 36 раб. дня $M = 10,9$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6- дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, 215 раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{прем}} + k_d) \cdot k_p$$

(72)

где $Z_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{прем}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Красноярска).

Возьмем обычного преподавателя, доцента, который добросовестно выполняет свою работу: стимулирующие – 20 %, премиальные коэффициент – 30%. Оклад (тарифная ставка) для данного преподавателя в рамках ТПУ будет составлять примерно 23000 рубля. Для инженер-проектировщика (студента) принимается тарифная ставка 2500 руб. Расчет основной заработной платы приведен в таблице 22.

Таблица 22 - Расчет основной заработной платы

Исполнитель	Оклад, руб	Доплата, руб	Месячный оклад работника, руб	Средне-дневная заработная плата, руб	Продолжительность, дн	Основная ЗП, руб
Преподаватель	23000	4600	44850	2274	7	15918
Бакалавр	14000	2800	27300	1385	107	145195

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей проекта учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

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

(73)

где $k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12 – 0,15).

Расчет дополнительной и полной заработной платы приведен в таблице 23.

Таблица 23 - Расчет полной заработной платы

Исполнитель	Коэффициент дополнительной заработной платы	Основная заработная плата, руб	Дополнительная заработная плата, руб	Полная заработная плата, тыс. руб
Преподаватель	0,15	15918	2388	18,306
Бакалавр	0,12	145195	17783	162,98
ИТОГО				181,28

2) Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} (З_{осн} + З_{доп})$$

(74)

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

$$З_{внеб} = 0,30 \cdot (18,306 + 162,98) = 54,75 \text{ тыс.руб.}$$

3) Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые расходы, размножение материалов и т.д. Их величина составляет 16% от общей суммы затрат.

Результаты расчетов по затратам на полную заработную плату, отчисления во внебюджетные фонды, накладные расходы и структура затрат приведена в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет сметы проекта

Наименование статьи	$\Sigma И_{\text{смет}}$, тыс. руб	Структура затрат, %
1. Затраты на полную заработную плату исполнителей проекта	181,28	64,5
2. Отчисления во внебюджетные фонды	54,75	19,5
3. Накладные расходы	44,97	16
ИТОГО	281,0	100

Общая сумма затрат проекта по принятому варианту исполнения составляет 281 тыс. руб. Наибольшую часть суммы (64,5%) данного проекта составляет заработная плата исполнителям.

8.4. Расчет стоимости технических средств

По результатам расчетов было выбрано все необходимое электрооборудование на напряжение 6 и 0,4 кВ, которое требуется к установке. Схемы внутреннего и внутрицехового электроснабжения приведены на листах 2 и 4 графической части.

Все устанавливаемое электрооборудование соответствует современных требованиям, цены на электрооборудование взяты по прайс-листам сайтов-производителей на 2016-2017 г.г. [24], [27], [28] исходные данные приведены в таблицах 25-27.

Таблица 25 – Исходные данные по ценам на силовые трансформаторы

№ТП	Тип трансформаторов	Стоимость т-ра, тыс. руб. ед.	N	Общие затраты на трансформаторы, тыс.руб.
ТП1	ТМГ-1600/6	895,0	2	1790
ТП2	ТМГ-2500/6	1459,5	3	4378,5
ТП3	ТМГ-1600/6	895,0	3	2685
ТП4	ТМ-630/6	341,0	2	682
ТП5	ТМ-630/6	341,0	2	682

ТП6	ТМГ-1600/6	895,0	2	1790
ТП8	ТМ-160/6	133,0	1	133
КТП-9	ТМГ-1000/6	489,0	2	978
КТП-10	ТМ-400/6	234,0	2	468
ТСН-1,2,3,4,5	ТМГ-1000/6	489,0	5	2445
ИТОГО				16032,0

Таблица 26 – Исходные данные по кабельным линиям 6 кВ

Линия	Марка кабеля	Длина, м	Удельная стоимость, руб/м	Общие затраты на КЛ, тыс.руб.
ГПП-ЦРП1	4хВВГ (3х240)	390	4900	7644,0
ЦРП 1-ТП1	2х АПвБВнг (3х120)	25	1105	55,250
ЦРП 1-ТП2	3хААБл (3х185)	130	1126	439,140
ЦРП 1-ТП3	3х АПвБВнг (3х120)	130	1105	430,950
ГПП-ЦРП2	2хААБл (3х120)	620	841	1042,840
ЦРП2-КТП10	2хААБл (3х50)	15	493	14,790
ГПП-ГРУ 6	4хВВГ (3х240)	640	4900	12544,000
ГРУ6-ТП4	2хААБл (3х70)	400	685	548,000
ГРУ6-ТП5	2хААБл (3х70)	345	685	472,650
ГРУ6-ТП6	2хААБл (3х120)	320	841	538,240
ГРУ6-РП8	2х АПвБВнг (3х120)	670	1105	1480,700
РП8-ТП8	2хААБл (3х50)	20	493	19,720
РП8-КТП9	2хААБл (3х95)	370	727	537,980
ГРУ 6 – ТСН1,2,3,4,5	1хААБл (3х95) (5 штук)	35/80/60/ 100/70	727	250,815
ИТОГО		4,42		26019,075

Принятые шинопроводы ШМА, ШРА и кабельные сети 0,4 кВ соответствуют существующим, проложенным в цехе, поэтому их стоимость не учитываем.

Таблица 27 – Исходные данные по заменяемому оборудованию

Наименование	Марка	Количество, шт	Стоимость, руб	Общая стоимость, тыс.руб
Автоматические выключатели	ВА51-39	2	10884	21,768
	ВА57-35	3	5407	16,221

	BA53-41	1	115156	115,156
	BA53-43	8	169760	1358,080
	BA75-45	5	225000	1125,000
Предохранители	ПН2-100	20	86,14	1,7228
	ПН2-250	18	120,36	2,16648
	ПН2-400	10	175,83	1,7583
	ПН2-600	2	698,56	1,39712
	ПН2-1000	4	2800	11,200
ИТОГО				2654,470

Таким образом, все необходимые данные для экономического расчета имеются.

1) Расчет капитальных вложений

Для создания новой системы электроснабжения, а также реконструкции и технического перевооружения предприятий необходимы материальные, трудовые и денежные ресурсы. Совокупные затраты этих ресурсов называются капиталовложениями. Они используются на строительные-монтажные работы, приобретение технологического оборудования и прочие нужды (транспортные расходы, инвентарь и т.д.)

Для системы электроснабжения завода и одного цеха:

$$K = K_{л\sigma} + K_{об\sigma}, \quad (75)$$

где $K_{л\sigma}$ - капиталовложение на сооружение питающих линий, тыс.руб;

$K_{об}$ - капиталовложение на электрооборудование, тыс.руб.

1) Расчет капиталовложений на сооружение питающих линий

В капитальные вложения на сооружение линий входят: затраты на кабели, питающие пункты приема электроэнергии, а также на их прокладку и монтаж.

Капиталовложение на сооружение питающих линий определяются:

$$K_{мт.л.} = \sum (L_{кл} \cdot k_{уд}) + K_{смп},$$

(76)

где $\sum(L_{кл} \cdot k_{вл})$ – общие затраты на кабельные линии (таблица 19);
 $K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ по прокладке кабельных линий за 1 км, [20].

Таким образом, общая стоимость питающих линий:

$$K_{пит.л} = 26019075 + 4,42 \cdot 500000 = 28229,075 \text{ тыс.руб.}$$

2) Расчет капиталовложений оборудования

В капитальные вложения на оборудование входят: затраты на приобретение новых силовых трансформаторов, автоматические выключатели и предохранители, затраты на монтаж и наладку.

Базовые показатели стоимости электрооборудования соответствуют средним условиям строительства, учитывают все затраты производственного назначения.

Величина капитальных вложений на оборудование, с учетом строительно-монтажных работ определяется исходя из следующей формулы:

$$K_{обор.Σ} = K_{СТ} + K_{AB} + K_{пред.} + K_{смп}, \quad (77)$$

где $K_{ΣСТ}$ – капиталовложения в трансформаторы;

K_{AB} – капиталовложения в автоматические выключатели с расцепителями;

$K_{пред.}$ – капиталовложения в предохранители;

$K_{смп}$ – стоимость строительно-монтажных работ.

$$K_{обор.Σ} = 16032 + 2654,47 + 50 \cdot 24 = 19886,47 \text{ тыс.руб.}$$

Общая сумма общих капиталовложений, определится по формуле (75):

$$K_{Σ} = 28229,075 + 19886,47 = 48115,545 \text{ тыс.руб.}$$

2) Расчет эксплуатационных издержек

1) Определение амортизационных отчислений

Амортизационные отчисления – денежное выражение стоимости основных фондов в себестоимости продукции; для i -го вида оборудования определяются по формуле:

$$I_{ам} = \sum_i K_i \cdot \alpha_{ам,i}, \quad (78)$$

где $\alpha_{ам,i}$ – ежегодные нормы отчислений на амортизацию для i -го основных средств [20].

Ежегодные нормы отчислений на амортизацию определяются по формуле:

$$\alpha_{ам,i} = \frac{1}{T_{сл}}, \quad (79)$$

где $T_{сл}$ – срок службы соответствующего оборудования ($T_{сл} = 20$ лет).

Определяем ежегодные издержки на амортизацию отдельно для внутреннего электроснабжения:

$$I_A = \frac{K}{T_{сл}} = \frac{48115,545 \cdot 10^3}{20} = 2405,78 \text{ тыс.руб.}$$

2) Определение эксплуатационных затрат

В результате износа и старения элементов электротехнических устройств возникают изменения в их параметрах и техническом состоянии, появляется вероятность их отказа. В отличие от других видов промышленного оборудования, авария и выход из строя электротехнического оборудования и передаточных устройств не только имеют важное самостоятельное значение, но и способны вызывать длительные перерывы в электроснабжении.

Эксплуатационные издержки вычисляются по формуле:

$$II = II_{P.O.} + II_A + II_{\Delta W}, \quad (80)$$

где $II_{P.O.}$ – издержки на ремонт и эксплуатацию электрооборудования;
 II_A – ежегодные издержки на амортизацию;
 $II_{\Delta W}$ – стоимость потерь электроэнергии в сети.

Издержки на эксплуатацию и ремонт электрооборудования схемы электроснабжения вычисляются по формулам:

$$II_{P.O.} = II_{P.O.КЛ} + II_{P.O.КТП} = \alpha_{P.O.КЛ} \cdot K_{КЛ} + \alpha_{P.O.ТП} \cdot K_{ТП}, \quad (81)$$

где $\alpha_{P.O.ВЛ} = 0,023$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт КЛ [20, табл.6.2];

$\alpha_{P.O.ПС} = 0,059$ – норма отчислений на ежегодную эксплуатацию и ремонт ТП.

$$II_{P.O.} = 0,023 \cdot 28229,075 \cdot 10^3 + 0,059 \cdot 19886,47 \cdot 10^3 = 1822,57 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в сети вычисляются по формуле:

$$II_{\Delta W} = \Delta W \cdot C_{\Delta W}, \quad (82)$$

где ΔW – потери электроэнергии;

$C_{\Delta W} = 1580 \text{ руб}/(\text{МВт} \cdot \text{ч})$ – удельная стоимость потерь электроэнергии для г. Красноярска на 2017 год.

Потери электроэнергии вычисляются по формуле:

$$\Delta W = \Delta W_{ВЛ} + \Delta W_{КТП}, \quad (83)$$

где $\Delta W_{ВЛ}$ – потери мощности в ВЛ;

$\Delta W_{КТП}$ – потери мощности в трансформатора.

Потери электроэнергии в ВЛ вычисляются по формуле:

$$\Delta W_{\Sigma ВЛ} = \Delta P_{\Sigma ВЛ} \cdot T_P, \quad (84)$$

где $\Delta P = 3 \cdot I_p^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3}$ - потери активной мощности в кабельной линии (расчетная таблица приведена в Приложении В);

T_p – время работы завода, $T_p = 4500$ ч/год.

$$\Delta W_{\Sigma BL} = 0,06132 \cdot 4500 = 275,936 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Потери электроэнергии за год в трансформаторах (Приложение Г), находятся по формуле:

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = \Delta W_{\text{XX}} + \Delta W_{\text{КЗ}}, \quad (85)$$

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{КТП}} = 2 \cdot \Delta P_{\text{xx}} \cdot 8760 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot K_3^2 \cdot \tau. \quad (86)$$

Коэффициент загрузки $K_3 = 0,7$, наибольшее число часов потерь $\tau = 1200$ час/год.

Потери XX и КЗ определяются по справочникам, исходя из марки трансформаторов.

$$\Delta W_{\text{тр}\Sigma\text{ТП}} = 596,583 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Находим суммарные потери электроэнергии по формуле (83):

$$\Delta W_{\Sigma} = 275,936 + 596,583 = 872,519 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем стоимость потерь электроэнергии в сети:

$$I_{\Delta W} = \Delta W_{\Sigma} \cdot C_{\Delta W} = 872,519 \cdot 1580 = 1378,58 \text{ тыс.руб.}$$

Определяем эксплуатационные издержки по формуле (80):

$$I_{\text{эксплут.}} = 2405,78 + 1822,57 + 1378,58 = 5606,93 \text{ тыс.руб.}$$

Помимо всего, следует учесть прочие расходы, которые возникнут во время проведения строительно-монтажных работ, они будут включать в себя: затраты на ГСМ для спецтехники, подготовку территории и т.д.

Определим прочие расходы по следующей формуле:

$$I_{IP} = 0,1 \cdot (I_{\text{ЭКСПЛ.}} + \Sigma I_{\text{смет}}) \quad (87)$$

$$I_{IP} = 0,1 \cdot (5606,93 + 281) \cdot 10^3 = 588,793 \text{ тыс.руб.}$$

Расчет эксплуатационных расходов оформляется в виде сметы и заносится в таблицу 28 где:

Таблица 28 – Смета эксплуатационных расходов на реализацию проекта

№	Статьи затрат	Обозначение	Затраты в год	
			тыс. руб.	% к итогу
1	Затраты на оплату труда персонала	$\Phi З П_{\text{год}}$	181,28	2,8
2	Отчисления на социальные нужды	$СН$	54,75	0,84
3	Накладные расходы		44,97	0,69
4	Эксплуатационно-ремонтные затраты	$I_{P.O.}$	1822,57	28,05
5	Амортизационные отчисления	I_A	2405,78	37,03
6	Затраты на потери и собственные нужды	$I_{\Delta W}$	1378,58	21,22
7	Прочие	I_{IP}	588,793	9,37
	Всего годовых затрат	I_{Σ}		100

8.5. Определение ресурсоэффективности проекта

Определение ресурсоэффективности проекта можно оценить с помощью интегрального критерия ресурсоэффективности, [26]:

$$I_{pi} = \Sigma a_i \cdot b_i$$

(88)

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i-го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i-го варианта исполнения разработки;

b_i – балльная оценка i-го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Оценку характеристик проекта проведем на основе критериев, соответствующих требованиями к системе электроснабжения промышленных предприятий:

1. Экономичность: оптимизация затрат на электрическую часть предприятия на стадии проектирования приводит к их уменьшению на доли процентов, в абсолютном же измерении речь идет об экономии значительных средств.

2. Гибкость: возможность частых перестроек технологии производства и развития предприятия.

3. Безопасность: обеспечение безопасности работ, как для электротехнического персонала, так и для не электротехнического;

4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии: качество электроэнергии, удовлетворяющее требованиям ГОСТ Р 32144-2013.

5. Надежность: бесперебойное снабжение электроэнергией в пределах допустимых показателей ее качества и исключение ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

6. Простота и удобство в эксплуатации: возможность использования персоналом более доступного, автоматизированного и адаптивного по конструкции техническим характеристикам электрооборудования на предприятии.

7. Энергоэффективность: использование меньшего количества энергии для обеспечения установленного уровня потребления энергии в зданиях либо при технологических процессах на производстве.

Весовые коэффициенты характеристик проекта приведены в таблице 29.
Таблица 29 – Сравнительная оценка характеристик проекта

Критерии	Весовой коэффициент	Балльная оценка разработки
1. Экономичность	0,15	4
2. Гибкость	0,10	4

3. Безопасность	0,15	5
4. Обеспечение надлежащего качества электроэнергии	0,18	5
5. Надежность	0,20	5
6. Простота и удобство эксплуатации	0,07	5
7. Энергоэффективность	0,15	4
Итого	1,00	

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = 4 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,1 + 5 \cdot 0,15 + 5 \cdot 0,18 + 5 \cdot 0,5 + 5 \cdot 0,07 + \\ + 5 \cdot 0,15 + 4 \cdot 0,15 = 4,6$$

Показатель ресурсоэффективности проекта имеет достаточно высокое значение (по 5-балльной шкале), что говорит об эффективности использования технического проекта. Высокие баллы надежности и помехоустойчивости позволяют судить о надежности системы.