

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

Институт Институт Электронного обучения (ИнЭО)
Направление подготовки 140400 – Электроэнергетика и электротехника
Кафедра Электропривод и электрооборудование (ЭПЭО)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ/РАБОТА

Тема работы
Выбор и расчет системы электроснабжения участка карьера

УДК 621.31.031:622.271.001.24

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Миронов Иван Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Ляпушкин Сергей Викторович	К.Т.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Фигурко Аркадий Альбертович	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король Ирина Степановна	К.Х.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой ЭПЭО	Дементьев Юрий Николаевич	К.Т.Н.		

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

Институт Институт Электронного обучения (ИнЭО)
 Направление подготовки 140400 – Электроэнергетика и электротехника
 Кафедра Электропривод и электрооборудование (ЭПЭО)

УТВЕРЖДАЮ:
 И.о.зав. кафедрой

 (Подпись) _____ (Дата) Дементьев Ю.Н.
 (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

дипломного проекта

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г2Б1	<i>Миронов Иван Александрович</i>

Тема работы:

«Выбор и расчет системы электроснабжения участка карьера»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

ИнЭО от 17.04.2017г. №2687/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

июнь 2017 года.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>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></p>	<p><i>Получены по материалам преддипломной практики</i></p>
<p>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></p>	<ol style="list-style-type: none"> <i>1. Общие сведения о предприятии</i> <i>2. Определение расчетной нагрузки цеха</i> <i>3. Определение расчетной нагрузки предприятия</i> <i>4. Картограмма и определение центра электрических нагрузок</i> <i>5. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов</i> <i>6. Компенсация реактивной мощности</i> <i>7. Схема внешнего электроснабжения</i> <i>8. Схема внутривзаводской сети выше 1000 В</i> <i>9. Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В</i> <i>10. Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В</i> <i>11. Электроснабжение цеха</i> <i>12. Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники</i>

	<p>13. Построение эпюры отклонения напряжения</p> <p>14. Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В</p> <p>15. Построение карты селективности действия аппаратов защиты</p> <p>16. Релейная защита</p> <p>17. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>18. Социальная ответственность</p>
<p>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)</p>	<p>1. Генплан предприятия. Распределение электроэнергии</p> <p>2. Картограмма нагрузок</p> <p>3. Схема электрическая принципиальная</p> <p>4. Схема силовой сети ремонтно-производственной площадки №2</p> <p>5. Электроснабжение ремонтно-производственной площадки №2. Однолинейная схема</p> <p>6. Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности</p>

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы (с указанием разделов)</p>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н., Фигурко А.А.
Социальная ответственность	Доцент, к.х.н., Король И.С.

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	10 марта 2017года
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель кафедры ЭПЭО	Ляпушкин С.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Миронов Иван Александрович		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 123 с., 26 рис., 45 табл., 40 источников, 6 прил.

Ключевые слова: электрооборудование, схема электроснабжения, линия, сеть, электроприемник, нагрузка, оборудование, защита, ток, напряжение, месторождение, золотодобыча.

Объектом исследования является электрическая часть ОАО «Алданзолото ГРК».

Цель работы – проектирование схемы электроснабжения предприятия, выбор оборудования.

В процессе исследования проводился сбор исходных данных в ходе производственной практики на объекте исследования.

В результате была спроектирована схема электроснабжения от подстанции энергосистемы, до конечного электроприемника. Были выбраны кабели и провода, коммутационное оборудование, были сделаны необходимые проверки. Также результатом работы стал экономический расчет капитальных затрат на сооружение данной схемы, определены условия безопасного труда рабочих предприятия.

Основные характеристики: схема электроснабжения состоит из кабельных и воздушных линий электропередачи. В высоковольтной сети применяются вакуумные выключатели, в низковольтной сети автоматические выключатели. Воздушные линии располагаются на опорах, кабельные – на лотках и в коробах. Схема проста в эксплуатации и надежна по степени бесперебойности питания. Схема пригодна к эксплуатации.

Значимость проектирования схемы электроснабжения очень высокая, так как от правильной ее работы зависит работа всего предприятия.

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Миронов И.А.			Оглавление	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	3
Консульт.								
Н. контр.								
Уте.								
						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		

ОГЛАВЛЕНИЕ

	с.
Введение	8
1 Исходные данные	11
2 Определения расчетной нагрузки ремонтно-производственной площадки №2	15
2.1 Распределение приёмников по пунктам питания	16
2.2 Определение расчетной нагрузки цеха	16
3 Электроснабжение на территории предприятия	23
3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия	24
3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок	28
3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов	31
3.4 Компенсация реактивной мощности	33
3.5 Составление схемы внешнего электроснабжения	35
3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП	36
3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП	38
3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи	39
3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования	41
3.10 Технико-экономическое сравнение вариантов	42
3.11 Схема внутриводской сети выше 1000 В	43
3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В	45
4 Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В	49
4.1 Выбор выключателей и разъединителей	50
4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока	52
4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	54
4.4 Учет электрической энергии	56
5 Электроснабжение ремонтно-производственной площадки №2	58
5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники	59
5.2 Построение эпюры отклонения напряжения	65
5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В	68
5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты	71
5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ	72

6 Релейная защита	75
6.1 Назначение РЗА	76
6.2 Защиты трансформатора	76
6.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий	77
6.4 Газовая защита	78
6.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов	79
6.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП	79
7 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	84
7.1 Общие сведения	86
7.2 Смета на проектирование	86
7.3 Смета затрат на электрооборудование	91
7.4 Интегральные показатели ресурсоэффективности	92
8 Социальная ответственность	94
8.1 Производственная безопасность	97
8.2 Экологическая безопасность	105
8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	105
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	108
8.5 Заключение	109
Заключение	110
Список использованных источников	113
Приложение А ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Генплан предприятия. Распределение электроэнергии	118
Приложение Б ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Картограмма нагрузок	119
Приложение В ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Схема электрическая принципиальная	120
Приложение Г ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Схема силовой сети ремонтно- производственной площадки №2	121
Приложение Д ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Электроснабжение ремонтно- производственной площадки №2	122
Приложение Е ДП-ФЮРА.3710000.052.Э4 Эпюра отклонения напряжения. Карта селективности	123

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			<i>Введение</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	3
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

ВВЕДЕНИЕ

Целью дипломного проекта является проектирование системы электроснабжения ремонтно-производственной площадки №2 ОАО «Алданзолото ГРК», используя при проектировании реальные данные предприятия (генплан, план цеха, сведения об электрических нагрузках), детально проработать систему электроснабжения приемников в здании рассматриваемого цеха, сделать выводы.

Куранахские месторождения обоснованно считаются перспективными. Площадь рудного поля составляет около 1500 кв. километров. Мастера горного дела продолжают разработку уникальной группы месторождений.

Сегодня в составе горнорудной компании 12 подразделений, в их числе основные – рудник «Куранах», автотранспортный цех, золотоизвлекательная фабрика.

1849-1859 годы обследование Станового хребта подтвердило наличие золотых россыпей в верховьях Алдана. В поисках промышленного золота было заинтересовано Московское золотопромышленное общество, которое в 1908 году сделало открытие, подталкивавшее к освоению богатого района. Однако политические катаклизмы отодвинули воплощение замыслов на долгие годы.

В первые годы установления советской власти страну облетели слухи о несметных залежах золота в таежном краю, в далекой Якутии. Речь шла об Алдане, тогда еще поселке с символическим названием Незаметный. Местные жители, в основном рыбаки и охотники, буквально ходили по золоту и не подозревали о богатствах, спрятанных под землей. В край потянулись сотни желающих попытать счастья.

В 1923 году легендарный золотоискатель В. Бертин предложил правительству Якутии организовать трудовую артель и вместе с горным мастером К. Нисковских собрал золотопоисковую группу, которой стоило немалых усилий добиться цели. Вскоре на место стали прибывать стихийные старатели, выросли целые поселения. Чтобы поднять уровень добычи золота и, главное, установить государственный контроль, в начале 1924 года правительство республики приняло решение создать Якутский государственный золотопромышленный трест.

В 1925 году было создано старейшее предприятие золотодобывающей промышленности Якутии – всесоюзный государственный трест «Алданзолото», вскоре переименованный в трест «Якутзолото».

Открытое акционерное общество «Алданзолото» Горнорудная компания» сегодня входит в число крупнейших предприятий Республики Саха (Якутия), Российской Федерации, успешно развивающих золотодобывающую промышленность.

Осенью 2005 года собственником ОАО «Алданзолото» ГРК» стало ЗАО «Полюс», в свою очередь вошедшее в состав ОАО «Полюс Золото» — ведущего производителя золота в России. Портфель активов ОАО «Полюс Золото» включает в себя рудные и россыпные месторождения в Красноярском крае, Казахстане, Иркутской, Магаданской, Амурской областях, Республике Саха (Якутия), на которых компания ведет разведку и добычу драгоценного металла. На его предприятиях трудятся более 12 тысяч высокопрофессиональных сотрудников, что создает серьезную основу для дальнейшего развития. Компания располагает большими финансовыми возможностями для инвестиций в объекты развития. Стратегия базируется на росте производства, работе по российским и международным стандартам.

В сутки на руднике отгружается более 13 тысяч тонн руды и до 30 тысяч метров кубических вскрышных пород. Задействовано отечественное и импортное современное оборудование. В работе электрические и гидравлические экскаваторы.

С 2005 по 2008 год парк горнотранспортного оборудования обновлено полностью. Это касается экскаваторов, буровых установок, бульдозеров, другой техники.

За 85-летнюю историю «Алданзолото» пережило не одну реорганизацию. Только на золотоизвлекательной фабрике прошло несколько реконструкций. Идёт очередная модернизация этого подразделения, в результате которой предприятие планирует выйти на уровень обработки четырех с половиной миллионов тонн руды в год. Устаревшее оборудование заменяется современным, более производительным, автоматизируется технологический процесс.

Сегодня на предприятии время обновления, внедрения новых методов организации труда. Проведена большая работа в горнотранспортных подразделениях ОАО «Алданзолото» ГРК» — на руднике «Куранах» и в автотранспортном цехе. Здесь внедрена автоматизированная система диспетчеризации горного транспорта «Карьер», направленная на повышение производительности горнотранспортного комплекса за счет оперативного контроля за ходом производственных процессов.

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			<i>Исходные данные</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	4
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Утв.</i>								

1 ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Таблица 1.1 – Сведения об электрических нагрузках, степени надежности и среде производственных помещений

Наименование объекта	Число смен	Категория ЭП	Среда	Установленная мощность, кВт
1 АЗС	3	III	Нормальная	50
2 РПП №1	2	III	Нормальная	800
3 РПП №2	2	III	Нормальная	—
4 Столовая	2	III	Нормальная	202
5 Кочегарка	3	III	Пыльная	175
6 Бокс взрывных машин	2	III	Нормальная	240
7 Бокс грейдерной техники	2	III	Нормальная	300
8 Электроцех	2	III	Нормальная	228
9 Главный корпус	2	II	Нормальная	1100
10 Сторонние потребители 6 кВ	—	II	—	4000

Генплан предприятия представлен на рисунке 1.1

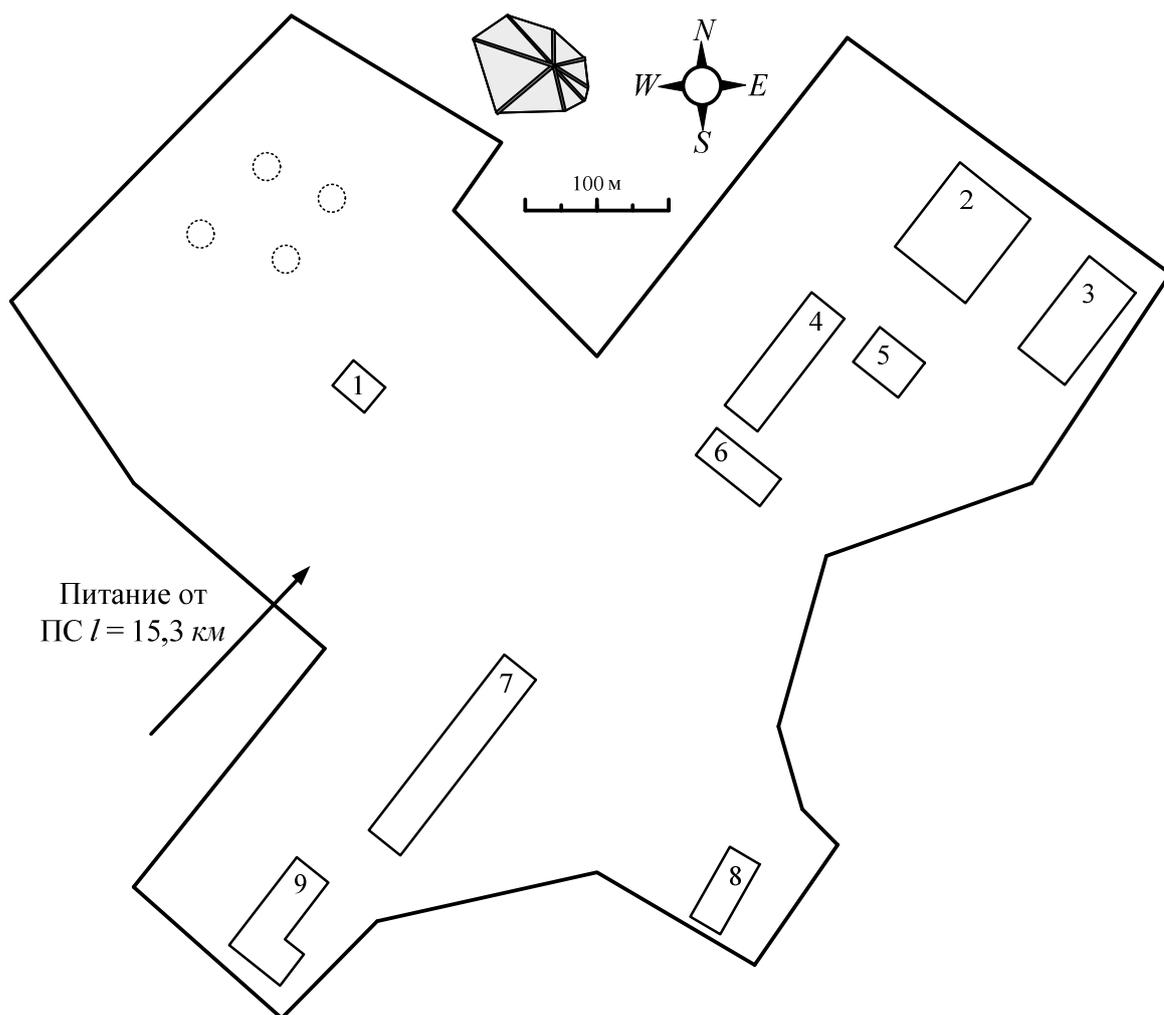


Рисунок 1.1 – Генплан предприятия

Таблица 1.2 – Сведения об электрических нагрузках ремонтно-производственной площадки №2

Наименование	$P_{уст}$ кВт	$K_{исп}$	$\cos\phi$	$\operatorname{tg}\phi$	η	$K_{пуск}$	$I_{ном}$ А	$I_{пуск}$ А
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1 Подъемник ворот	10,0	0,15	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
2 Подъемник ворот	10,0	0,15	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
3 Тепловентилятор	8,3	0,75	0,80	0,75	0,89	7	17,7	124,0
4 Кран-балка ПВ=25%	22,0	0,05	0,50	1,73	0,89	5	75,1	375,6
5 Кран-балка ПВ=25%	22,0	0,05	0,50	1,73	0,89	5	75,1	375,6
6 Вытяжная вентиляция	10,2	0,75	0,80	0,75	0,89	7	21,8	152,4
7 Пресс-ножницы	19,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	49,9	249,5
8 Компрессор	28,0	0,65	0,80	0,75	0,89	5	59,7	298,7
9 Печь	25,0	0,80	0,95	0,33	0,95	–	42,1	–
10 Сушильный шкаф	21,0	0,80	0,95	0,33	0,95	–	35,4	–
11 Отрезной станок	24,0	0,18	0,65	1,17	0,89	5	63,0	315,2
12 Фрезерный станок	19,4	0,18	0,65	1,17	0,89	5	51,0	254,8
13 Токарный станок	17,9	0,18	0,65	1,17	0,89	5	47,0	235,1
14 Наждачный станок	4,2	0,18	0,65	1,17	0,89	5	11,0	55,2
15 Трубогибочный станок	15,0	0,18	0,65	1,17	0,89	5	39,4	197,0
16 Подъемник ворот	10,0	0,15	0,50	1,73	0,89	5	34,1	170,7
17 Тепловентилятор	8,3	0,75	0,80	0,75	0,89	7	17,7	124,0
18 Кран-балка ПВ=25%	22,0	0,05	0,50	1,73	0,89	5	75,1	375,6
19 Сварочный агрегат ПВ=60%	40,0	0,30	0,60	1,33	0,98	3	103,4	310,1
20 Сварочный трансформатор ПВ=40%	32,0	0,30	0,60	1,33	0,98	3	82,7	248,1
21 Приточная вентиляция	8,5	0,75	0,80	0,75	0,89	7	18,1	127,0
22 Сверлильный станок	2,8	0,18	0,65	1,17	0,89	5	7,4	36,8
23 Вытяжная вентиляция	10,2	0,75	0,80	0,75	0,89	7	21,8	152,4
24 Точильно-шлифовальный станок	5,5	0,18	0,65	1,17	0,89	5	14,4	72,2
25 Вертикально-сверлильный станок	5,3	0,18	0,65	1,17	0,89	5	13,9	69,6
26 Пресс гидравлический	25,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	65,7	328,3
27 Пресс гидравлический	25,0	0,25	0,65	1,17	0,89	5	65,7	328,3
28 Приточная вентиляция	8,5	0,75	0,80	0,75	0,89	7	18,1	127,0
29 Точильно-шлифовальный станок	5,5	0,18	0,65	1,17	0,89	5	14,4	72,2
30 Консольно-фрезерный станок	16,0	0,18	0,65	1,17	0,89	5	42,0	210,1
31 Консольно-фрезерный станок	16,0	0,18	0,65	1,17	0,89	5	42,0	210,1
32 Токарно-винторезный станок	12,4	0,18	0,65	1,17	0,89	5	32,6	162,8
33 Токарно-винторезный станок	12,4	0,18	0,65	1,17	0,85	5	34,1	170,5
34 Вытяжная вентиляция	10,2	0,75	0,80	0,75	0,85	7	22,8	159,5

План цеха с расположением электрического оборудования представлен на рисунке 1.2.

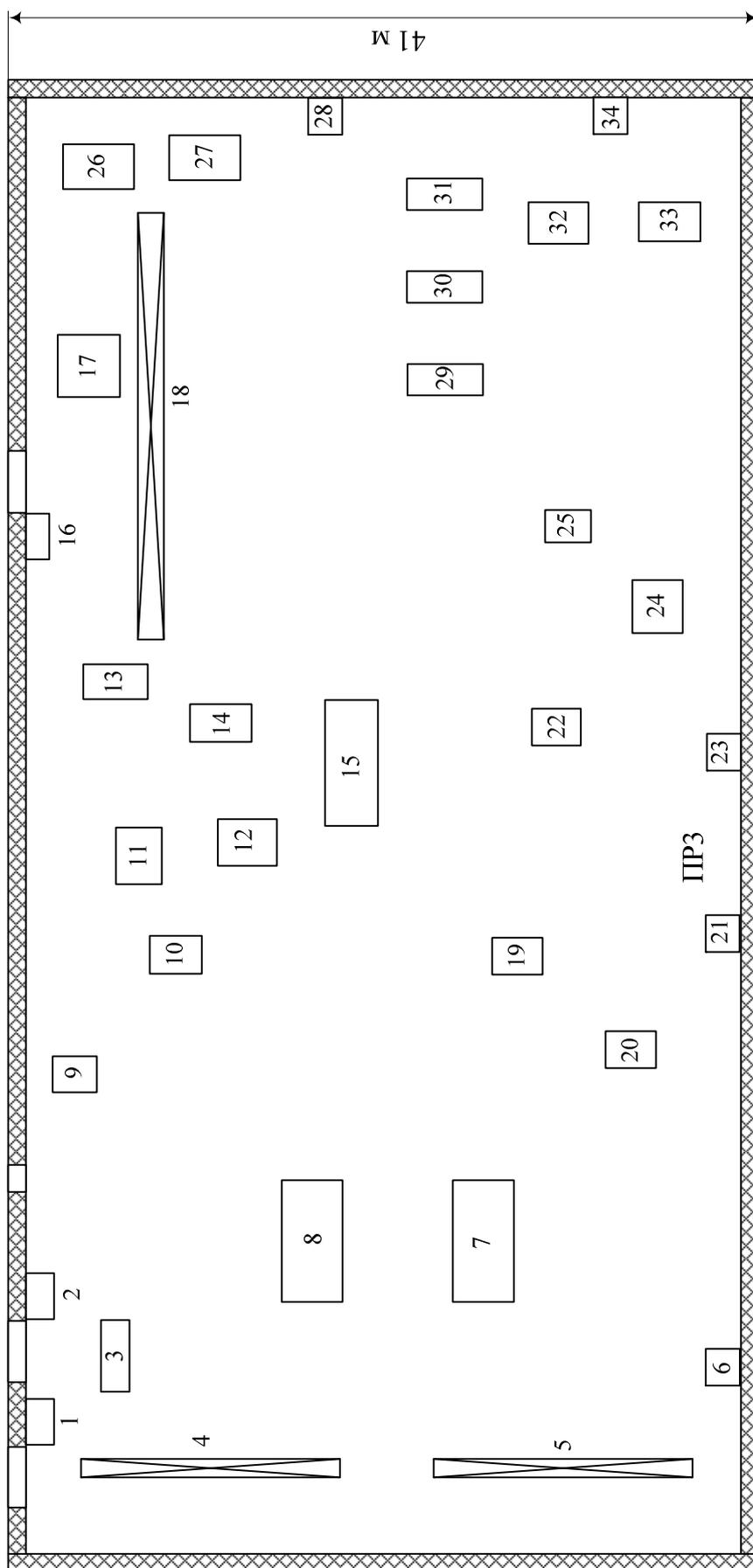
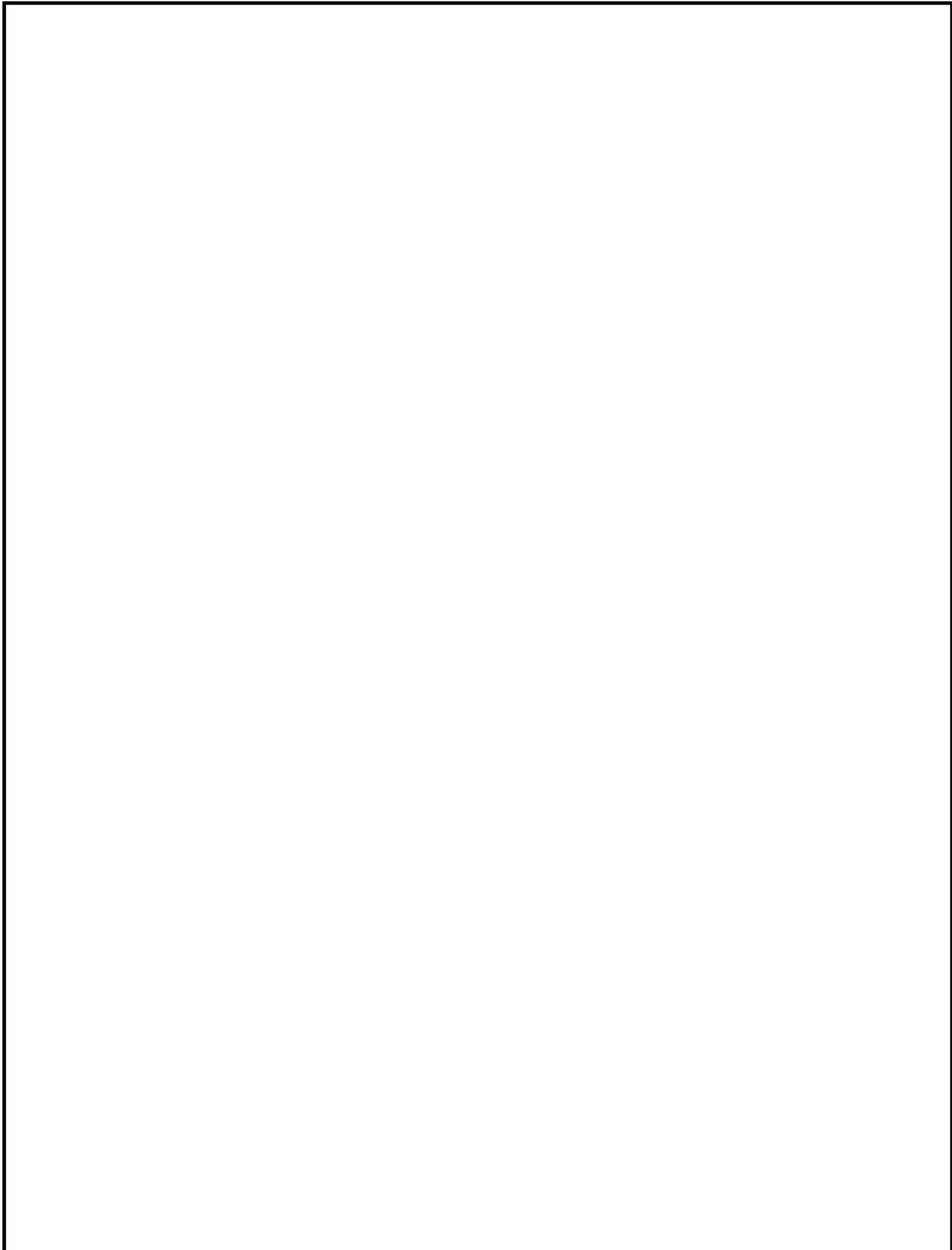


Рисунок 1.2 – Схема расположения электроприемников в здании ремонтно-производственной площадки №2



					ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Миронов И.А.			Определение расчетной нагрузки ремонтно- производственной площадки №2	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	8
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

2 ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКИ РЕМОНТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПЛОЩАДКИ №2

2.1 Распределение приёмников по пунктам питания

Распределение электроприемников по пунктам питания осуществляется путём подключения группы электроприёмников к соответствующему распределительному пункту.

Распределительные пункты устанавливаются по возможности в центре электрических нагрузок, подключенных к нему, чтобы расстояния до электроприемников было минимально. Это позволит избежать большой протяженности кабельных линий, и сократить потери в них.

Питание отдельных электроприемников и распределительных пунктов осуществляем по радиальным линиям, проложенным открыто на лотках по стенам. Принятая схема обеспечивает требуемую степень надежности питания приемников и требуемую по технологическим условиям гибкость и универсальность сети в отношении присоединения новых приемников и перемещения приемников по площади цеха.

В качестве распределительных пунктов принимаем пункты марки ПР11-7123. Данный пункт рассчитан на количество отходящих линий до двенадцати штук.

На рисунке 2.1 изображен план цеха с расположением распределительных пунктов и питаемых от них электроприемников.

2.2 Определение расчетной нагрузки цеха

Для правильного выбора сечений линий, коммутационных и защитных аппаратов произведем расчет электрических нагрузок рассматриваемого цеха. Для этого воспользуемся методом коэффициента максимума.

Паспортные мощности электроприемников с повторно-кратковременным режимом работы (ПКР) приводятся к ПВ = 100%, то есть к номинальной установленной мощности.

Кран-балка ПВ = 25%

$$P_{\text{НОМ}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 22,0 \cdot \sqrt{0,25} = 11,000 \text{ кВт.}$$

Сварочный агрегат ПВ = 60%

$$P_{\text{НОМ}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 40,0 \cdot \sqrt{0,60} = 30,984 \text{ кВт.}$$

Сварочный трансформатор ПВ = 40%

$$P_{\text{НОМ}} = P \cdot \sqrt{\text{ПВ}} = 32,0 \cdot \sqrt{0,40} = 20,239 \text{ кВт.}$$

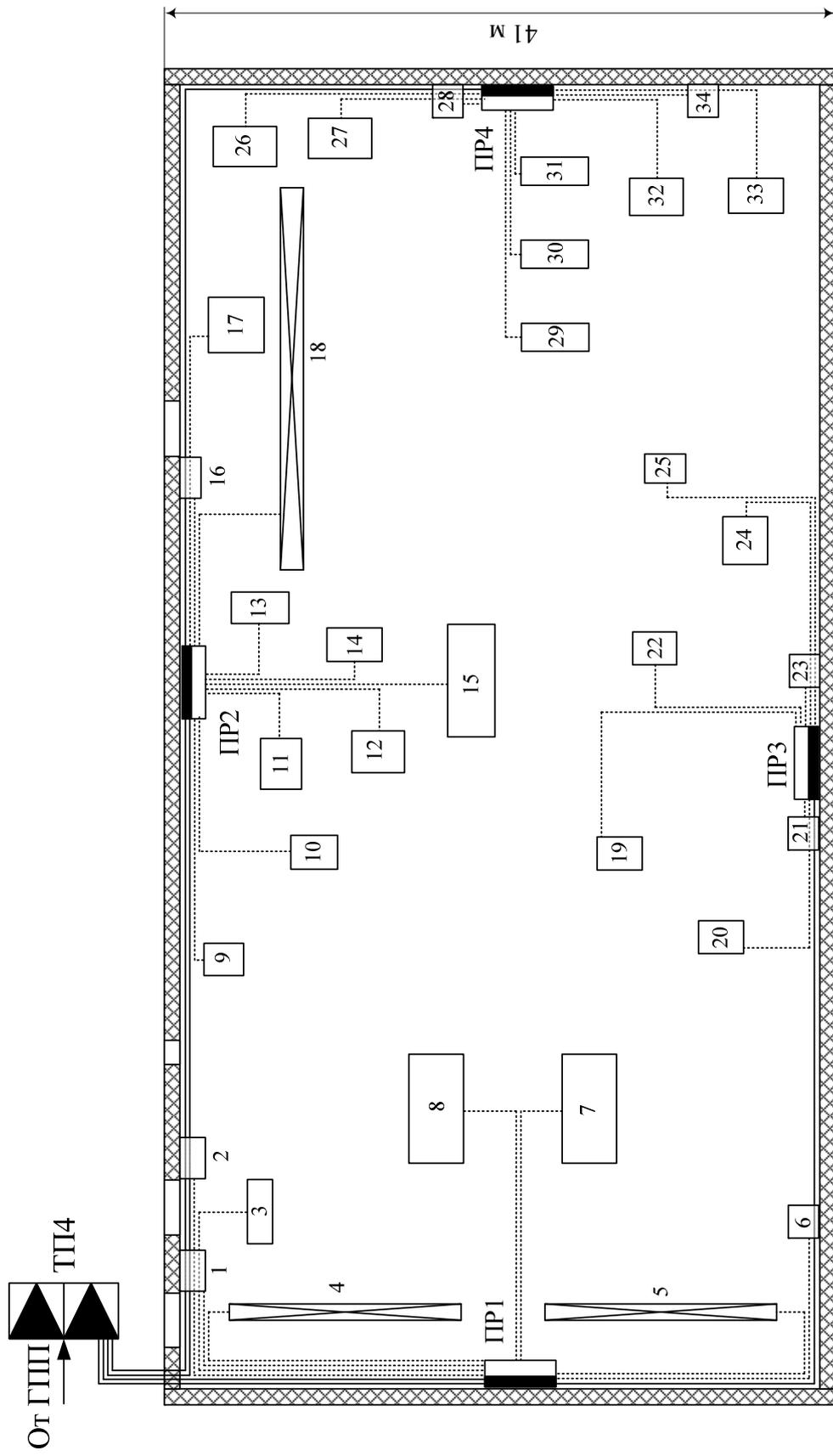


Рисунок 2.1 – Схема расположения распределительных пунктов в здании ремонтно-производственной площадки №2

Для каждой группы определяется суммарная номинальная мощность электроприемников (на примере группы «А» ПР2)

$$P_{\text{НОМ.}\Sigma} = \sum_{i=1}^n P_{\text{НОМ.}i} = 80,5 + 10,0 + 11,0 = 101,5 \text{ кВт.}$$

Коэффициент использования $K_{\text{и}}$, $\cos\varphi$, $\text{tg}\varphi$ для каждого электроприемника или группы электроприемников определяется по справочным данным [1, стр. 19, табл. 1.7].

Средняя активная и реактивная нагрузки за наиболее загруженную смену для электроприемников (на примере станков)

$$P_{\text{СМ}} = K_{\text{и}} \cdot P_{\text{НОМ.}\Sigma} = 0,18 \cdot 80,5 = 14,5 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{СМ}} = P_{\text{СМ}} \cdot \text{tg}\varphi = 14,5 \cdot 1,17 = 16,9 \text{ кВАр,}$$

где $P_{\text{НОМ}}$ – суммарная номинальная активная мощность электроприемников;

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

$\text{tg}\varphi$ – принимается по соответствующему значению коэффициента мощности.

Для каждой группы электроприемников подводится итог по среднесменной активной и реактивной нагрузке для всей группы (на примере группы «А»)

$$P_{\text{СМ}}^{\text{«А»}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{СМ.}i} = 14,5 + 1,5 + 0,6 = 16,5 \text{ кВт,}$$

$$Q_{\text{СМ}}^{\text{«А»}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{СМ.}i} = 16,9 + 2,6 + 1,0 = 20,5 \text{ кВАр.}$$

Диапазон величины модуля силовой сборки

$$m = \frac{P_{\text{НОМ.max}}}{P_{\text{НОМ.min}}} = \frac{24,0}{4,2} = 5,7 > 3.$$

Определение средневзвешенного коэффициента использования по группе

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{P_{\text{СМ}}^{\text{«А»}}}{P_{\text{НОМ.}\Sigma}} = \frac{16,5}{101,5} = 0,16 .$$

Средневзвешенное значение коэффициента реактивной мощности

$$\text{tg}\varphi_{\text{ср}} = \frac{Q_{\text{СМ}}^{\text{«А»}}}{P_{\text{СМ}}^{\text{«А»}}} = \frac{20,5}{16,5} = 1,24 .$$

Для электроприемников группы «А» определим эффективное число электроприемников $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{[P_{\text{НОМ.}\Sigma}]^2}{\sum P_{\text{НОМ}}^2} = \frac{101,5^2}{1736,4} = 5,9 \text{ шт} \quad \text{принимаем } n_{\text{э}} = 6 \text{ шт.}$$

Коэффициент максимума активной мощности [2, стр. 28, табл. 2.1]

$$K_{\text{М}} = 2,39 .$$

Коэффициент максимума реактивной мощности

$$K'_M = 1,1 .$$

Расчетная активная и реактивная мощности пункта

$$P_p^{''A''} = K_M \cdot P_{CM}^{''A''} = 2,39 \cdot 16,5 = 39,5 \text{ кВт},$$

$$Q_p^{''A''} = K'_M \cdot Q_{CM}^{''A''} = 1,1 \cdot 20,5 = 22,5 \text{ кВАр}.$$

С учетом того, что в группе "Б" количество приемников не превышает трех штук, расчетные активная и реактивная мощности рассчитываются по суммарной номинальной мощности приемников группы

$$P_p^{''B''} = \sum_{i=1}^n P_{НОМ.i}^{''B''} = 54,3 \text{ кВт}, \quad Q_p^{''B''} = \sum_{i=1}^n (P_{НОМ.i}^{''B''} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i) = 21,3 \text{ кВАр}.$$

Определяем активную, реактивную и полную расчетные мощности электроприемников пункта

$$P_p = P_p^{''A''} + P_p^{''B''} = 39,5 + 54,3 = 93,8 \text{ кВт},$$

$$Q_p = Q_p^{''A''} + Q_p^{''B''} = 22,5 + 21,3 = 43,9 \text{ кВАр},$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{93,8^2 + 43,9^2} = 103,6 \text{ кВА}.$$

Определение расчётного тока пункта

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{103,6}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 157,3 \text{ А},$$

где $U_{НОМ}$ – номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока пункта

Номинальный ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{НОМ}^{\max} = \frac{P_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ} \cdot \cos\varphi \cdot \eta} = \frac{22,0}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,50 \cdot 0,89} = 75,1 \text{ А},$$

где $P_{НОМ}$ – номинальная активная мощность электроприемника, кВт;

η – КПД электроприемника.

Пусковой ток самого мощного электроприемника пункта

$$I_{пуск}^{\max} = K_{пуск} \cdot I_{НОМ}^{\max} = 5 \cdot 75,1 = 375,6 \text{ А},$$

где $K_{пуск}$ – кратность пускового тока.

Пиковый ток пункта

$$I_{пик.п} = I_{пуск}^{\max} + (I_p - K_{и.маx} \cdot I_{НОМ}^{\max}) = 375,6 + (157,3 - 0,05 \cdot 75,1) = 529,1 \text{ А},$$

где $K_{и.маx}$ – коэффициент использования самого мощного электроприемника.

Номинальная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{н.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,016 \cdot 3280 = 52,5 \text{ кВт},$$

где $F_{ц} = 3280 \text{ м}^2$ – площадь цеха;

$P_{уд.о} = 0,016 \text{ кВт/м}^2$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{н.о} = 0,95 \cdot 52,5 = 49,9 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \text{tg}\varphi_о = 49,9 \cdot 0,33 = 16,4 \text{ кВАр},$$

где $K_{со} = 0,95$ – коэффициент спроса для производственных зданий, состоящих из отдельных крупных пролетов [1, стр. 22, табл. 1.10];

$\text{tg}\varphi_о = 0,33$ – для люминесцентных ламп [1, стр. 16, табл. 1.7].

Определение расчётной нагрузки цеха с учетом освещения

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_p + P_{р.о})^2 + (Q_p + Q_{р.о})^2} = \\ &= \sqrt{(295,6 + 49,9)^2 + (176,9 + 16,4)^2} = 395,9 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Определение расчётного тока цеха

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{395,9}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 601,5 \text{ А},$$

где $U_{ном}$ – номинальное напряжение электроприемников, В.

Определение пикового тока цеха

Расчетный ток самого мощного пункта цеха

$$I_p^{\text{max.ПП}} = 529,1 \text{ А}.$$

Пиковый ток самого мощного пункта цеха

$$I_{\text{пик}}^{\text{max.ПП}} = 157,3 \text{ А}.$$

Пиковый ток цеха

$$I_{\text{пик.ц}} = I_{\text{пик}}^{\text{max.ПП}} + I_p - I_p^{\text{max.ПП}} = 529,1 + 601,5 - 157,3 = 973,3 \text{ А}.$$

Распределение электроприемников по пунктам питания и расчет электрических нагрузок по пунктам питания сведены в таблицу 2.1.

Таблица 2.1 – Определение расчетных нагрузок ремонтно-производственной площадки №2 по пунктам питания

Наименование узлов питания и групп ЭП	Количество ЭП n		Установленная мощность		$m = P_{\text{ном. max}} / P_{\text{ном. min}}$	Коэффициент использования $K_{\text{н}}$	cosφ	tgφ	Средняя нагрузка за смену		Эффективное число электромощностей n_p	Коэффициент максимума $K_{\text{м}}$	Максимальная нагрузка			$I_{\text{плк}}$ А	$I_{\text{д}}$ А	$I_{\text{плк}}$ А
	$P_{\text{ном}}$ кВт	$\Sigma P_{\text{ном}}$ кВт	кВт	кВАр					$P_{\text{см}} = K_{\text{н}} \cdot P_{\text{ном}}$ кВт	$Q_{\text{см}} = P_{\text{см}} \cdot \text{tg}\varphi$ кВАр			$P^p = K_{\text{м}} \cdot P_{\text{см}}$ кВт	$Q^p = (1 + 1,1) \cdot Q_{\text{см}}$ кВАр	$S^p = \sqrt{P^p + Q^p}$ кВА			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17		
Шкаф распределительный ПР-1																		
Электромощности группы "А" $K_{\text{н}} < 0,6$																		
1	2	10,0 ÷ 10,0	20,0		0,15	0,50	1,73	3,0	5,2									
2	2	11,0 ÷ 11,0	22,0		0,05	0,50	1,73	1,1	1,9									
3	1	19,0 ÷ 19,0	19,0		0,25	0,65	1,17	4,8	5,6									
Итого по группе "А"	5	10,0 ÷ 19,0	61,0	<3	0,15	0,57	1,43	8,9	12,7	5	2,63	23,3	13,9	27,1				
Электромощности группы "Б" $K_{\text{н}} \geq 0,6$																		
4	2	8,3 ÷ 10,2	18,5		0,75	0,80	0,75	13,9	10,4									
5	1	28,0 ÷ 28,0	28,0		0,65	0,80	0,75	18,2	13,7									
Итого по группе "Б"	3	8,3 ÷ 28,0	46,5		0,69	0,80	0,75	32,1	24,1			46,5	34,9	58,1				
Итого по ПР-1	8	8,3 ÷ 28,0	107,5		0,38	0,74	0,90	40,9	36,7			69,8	48,8	85,1	129,3	501,2		
Шкаф распределительный ПР-2																		
Электромощности группы "А" $K_{\text{н}} < 0,6$																		
1	5	4,2 ÷ 24,0	80,5		0,18	0,65	1,17	14,5	16,9									
2	1	10,0 ÷ 10,0	10,0		0,15	0,50	1,73	1,5	2,6									
3	1	11,0 ÷ 11,0	11,0		0,05	0,50	1,73	0,6	1,0									
Итого по группе "А"	7	4,2 ÷ 24,0	101,5	>3	0,16	0,63	1,24	16,5	20,5	6	2,39	39,5	22,5	45,5				

Окончание таблицы 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
Электроприемники группы "Б" $K_{г} \geq 0,6$																
4	Печь, сушильный шкаф	2	21,0 ÷ 25,0	46,0	0,80	0,95	0,33	36,8	12,1							
5	Тепловентилятор	1	8,3 ÷ 8,3	8,3	0,75	0,80	0,75	6,2	4,7							
	Итого по группе "Б"	3	8,3 ÷ 25,0	54,3	0,79	0,93	0,39	43,0	16,8			54,3	21,3	58,3		
	Итого по ПР-2	10	4,2 ÷ 25,0	155,8	0,38	0,85	0,63	59,6	37,3			93,8	43,9	103,6	157,3	529,1
Шкаф распределительный ПР-3																
Электроприемники группы "А" $K_{г} < 0,6$																
1	Сварочное оборудование	2	20,2 ÷ 31,0	51,2	0,30	0,60	1,33	15,4	20,5							
2	Станки разные	3	2,8 ÷ 5,5	13,6	0,18	0,65	1,17	2,4	2,9							
	Итого по группе "А"	5	2,8 ÷ 31,0	64,8	>3	0,27	1,31	17,8	23,4	3	2,41	42,9	25,7	50,0		
Электроприемники группы "Б" $K_{г} \geq 0,6$																
3	Вентиляция	2	8,5 ÷ 10,2	18,7	0,75	0,80	0,75	14,0	10,5							
	Итого по группе "Б"	2	8,5 ÷ 10,2	18,7	0,75	0,80	0,75	14,0	10,5			18,7	14,0	23,4		
	Итого по ПР-3	7	2,8 ÷ 31,0	83,5	0,38	0,68	1,06	31,8	33,9			61,6	39,7	73,3	111,3	390,4
Шкаф распределительный ПР-4																
Электроприемники группы "А" $K_{г} < 0,6$																
1	Пресс гидравлический	2	25,0 ÷ 25,0	50,0	0,25	0,65	1,17	12,5	14,6							
2	Станки разные	5	5,5 ÷ 16,0	62,3	0,18	0,65	1,17	11,2	13,1							
	Итого по группе "А"	7	5,5 ÷ 25,0	112,3	>3	0,21	1,17	23,7	27,7	6	2,18	51,8	30,5	60,1		
Электроприемники группы "Б" $K_{г} \geq 0,6$																
3	Вентиляция	2	8,5 ÷ 10,2	18,7	0,75	0,80	0,75	14,0	10,5							
	Итого по группе "Б"	2	8,5 ÷ 10,2	18,7	0,75	0,80	0,75	14,0	10,5			18,7	14,0	23,4		
	Итого по ПР-4	9	5,5 ÷ 25,0	131,0	0,29	0,70	1,01	37,7	38,2			70,5	44,5	83,4	126,7	438,5
	Итого силовая нагрузка	34	2,8 ÷ 31,0	477,8	0,36	0,76	0,86	170,1	146,1			295,6	176,9	345,3		
	Электрическое освещение			52,5	$K_{св} = 0,95$	0,95	0,33	49,9	16,4			49,9	16,4			
	Итого по цеху	34	2,8 ÷ 31,0	530,3	0,41	0,80	0,74	219,9	162,5			345,5	193,3	395,9	601,5	973,3

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			Электроснабжение на территории предприятия	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	26
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

3 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ НА ТЕРРИТОРИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

3.1 Определение расчетной нагрузки предприятия

Расчет электрических нагрузок предприятия производится по установленной мощности и коэффициенту спроса [3].

Расчетная нагрузка (активная и реактивная) силовых приемников цехов (кроме рассмотренного) определяются из соотношений

$$P_p = K_c \cdot P_{уст}, \quad Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi,$$

где P_p , Q_p – суммарные активная и реактивная мощности всех приемников цеха;

K_c – коэффициент спроса [1, стр. 13, табл. 1.6];

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

Расчет осветительной нагрузки цехов идентичен расчету осветительной нагрузки рассчитанного цеха.

Расчетная активная мощность групп приемников выше 1000 В определяется по выше приведенным формулам и учитываются отдельно.

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.1.

Пример расчета (АЗС)

$$P_{уст} = 50,0 \text{ кВт}; \quad K_c = 0,55; \quad \cos\varphi = 0,80; \quad \operatorname{tg}\varphi = 0,75.$$

Расчетные активная и реактивная мощности корпуса

$$P_p = K_c \cdot P_{уст} = 0,55 \cdot 50,0 = 27,5 \text{ кВт},$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg}\varphi = 27,5 \cdot 0,75 = 20,6 \text{ кВАр}.$$

Номинальная нагрузка осветительных приемников корпуса определяется по удельной плотности осветительной нагрузки и площади цеха

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F_{ц} = 0,018 \cdot 655 = 11,8 \text{ кВт},$$

где $F_{ц} = 655 \text{ м}^2$ – площадь цеха;

$P_{уд.о} = 0,018 \text{ кВт/м}^2$ – удельная плотность осветительной нагрузки [1, стр. 22, табл. 1.11].

Расчетная нагрузка осветительных приемников цеха определяется по номинальной мощности и коэффициенту спроса

$$P_{р.о} = K_{со} \cdot P_{ном.о} = 1,00 \cdot 11,8 = 11,8 \text{ кВт},$$

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \operatorname{tg}\varphi_0 = 11,8 \cdot 0,33 = 3,9 \text{ кВАр},$$

где $K_{со} = 1,00$ – коэффициент спроса [1, стр. 22, табл. 1.10],

$\operatorname{tg}\varphi_0 = 0,33$ – для люминесцентных ламп [1, стр. 16, табл. 1.7].

Таблица 3.1 – Определение расчетных нагрузок по цехам предприятия

Наименование цеха	Силовая нагрузка						Осветительная нагрузка						Суммарная нагрузка		
	$P_{учп}$ кВт	K_c	$\cos\phi$	$\text{tg}\phi$	$P_{рп}$ кВт	$Q_{рп}$ кВАр	F , м^2	$P_{уд.0}$ $\text{Вт}/\text{м}^2$	$P_{н.0}$ кВт	$K_{с.0}$	$P_{р.0}$ кВт	$Q_{р.0}$ кВАр	$P_p + P_{р.0}$ кВт	$Q_p + Q_{р.0}$ кВАр	$S_{рп}$ кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Потребители электроэнергии до 1000 В															
1 АЗС	50,0	0,55	0,80	0,75	27,5	20,6	655	18	11,8	1,00	11,8	3,9	39,3	24,5	46,3
2 РПП №1	800,0	0,40	0,75	0,88	320,0	282,2	4583	16	73,3	0,95	69,7	22,9	389,7	305,1	494,9
3 РПП №2	477,8	–	0,76	0,86	295,6	176,9	3280	16	52,5	0,95	49,9	16,4	345,5	193,3	395,9
4 Столовая	202,0	0,40	0,70	1,02	80,8	82,4	2876	17	48,9	0,90	44,0	14,5	124,8	96,9	158,0
5 Кочегарка	175,0	0,60	0,70	1,02	105,0	107,1	1200	16	19,2	0,95	18,2	6,0	123,2	113,1	167,3
6 Бокс взрывных машин	240,0	0,55	0,80	0,75	132,0	99,0	1337	16	21,4	0,95	20,3	6,7	152,3	105,7	185,4
7 Бокс грейдерной техники	300,0	0,55	0,80	0,75	165,0	123,8	4272	16	68,4	0,95	64,9	21,3	229,9	145,1	271,9
8 Электроцех	228,0	0,45	0,80	0,75	102,6	77,0	1343	16	21,5	0,95	20,4	6,7	123,0	83,7	148,8
9 Главный корпус	1100,0	0,65	0,75	0,88	715,0	630,6	3313	16	53,0	0,95	50,4	16,6	765,4	647,1	1002,3
Территория предприятия	0	–	–	–	0	0	413854	0,16	66,2	1	66,2	21,8	66,2	21,8	69,7
Итого по 0,38 кВ	3572,8	–	–	–	1943,5	1599,6	$\Sigma F_{н} = 22859$		436,1	–	415,8	136,7	2359,3	1736,2	2929,3
Потребители электроэнергии выше 1000 В															
10 Сторонние потребители 6 кВ	4000,0	0,85	0,80	0,75	3400,0	2550,0	–	–	–	–	–	–	3400,0	2550,0	4250,0
Итого по 6 кВ	4000,0	–	–	–	3400,0	2550,0	–	–	–	–	–	–	3400,0	2550,0	4250,0

Полная максимальная мощность корпуса

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2} = \\ = \sqrt{(27,5 + 11,8)^2 + (20,6 + 3,9)^2} = 46,3 \text{ кВА.}$$

Для удобства вынесем отдельно результаты расчетов

ЭП до 1000 В	ЭП выше 1000 В
$\sum P_p^H = 1943,5 \text{ кВт,}$	$\sum P_p^B = 3400,0 \text{ кВт,}$
$\sum Q_p^H = 1599,6 \text{ кВАр,}$	$\sum Q_p^B = 2550,0 \text{ кВАр.}$
$\sum P_{p.o} = 415,8 \text{ кВт,}$	
$\sum Q_{p.o} = 136,7 \text{ кВт,}$	

Полная мощность нагрузки предприятия на шинах напряжением до 1000 В за максимально загруженную смену

$$S_p^H = \sqrt{\left(\sum P_p^H + \sum P_{p.o}\right)^2 + \left(\sum Q_p^H + \sum Q_{p.o}\right)^2} = \\ = \sqrt{(1943,5 + 415,8)^2 + (1599,6 + 136,7)^2} = 2929,3 \text{ кВА.}$$

Так как трансформаторы цеховых подстанций и высоковольтная сеть еще не выбраны, то приближенно потери мощности в них можно определить из выражений [3, стр. 32]

$$\Delta P_{тр} = 0,02 \cdot S_p^H = 0,02 \cdot 2929,3 = 58,6 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{тр} = 0,10 \cdot S_p^H = 0,10 \cdot 2929,3 = 292,9 \text{ кВАр,}$$

$$\Delta P_{л} = 0,03 \cdot S_p^H = 0,03 \cdot 2929,3 = 87,9 \text{ кВт,}$$

где $\Delta P_{тр}$ – потери активной мощности в цеховых трансформаторах, кВт;

$\Delta Q_{тр}$ – потери реактивной мощности в цеховых трансформаторах, кВАр;

$\Delta P_{л}$ – потери активной мощности в линиях, кВт.

Суммарные расчетные активная, реактивная и полная мощности с учетом потерь в линиях и цеховых трансформаторах

$$P_{p\Sigma} = \left(\sum P_p^H + \sum P_p^B\right) \cdot K_{p.m} + P_{p.o} + \Delta P_{тр} + \Delta P_{л} = \\ = (1943,5 + 3400,0) \cdot 0,95 + 415,8 + 58,6 + 87,9 = 5638,6 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p\Sigma} = \left(\sum Q_p^H + \sum Q_p^B\right) \cdot K_{p.m} + Q_{p.o} + \Delta Q_{тр} = \\ = (1599,6 + 2550,0) \cdot 0,95 + 136,7 + 292,9 = 4371,7 \text{ кВАр,}$$

$$S_{p\Sigma} = \sqrt{(P_{p\Sigma})^2 + (Q_{p\Sigma})^2} = \sqrt{5638,6^2 + 4371,7^2} = 7134,8 \text{ кВА.}$$

где $K_{p,m} = 0,9 \div 0,95$ – коэффициент одновременности максимумов нагрузки [3, стр. 35].

Приблизительные потери мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta P_{тр.ГПП} = 0,02 \cdot S_{p\Sigma} = 0,02 \cdot 7134,8 = 142,7 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{тр.ГПП} = 0,10 \cdot S_{p\Sigma} = 0,10 \cdot 7134,8 = 713,5 \text{ кВАр},$$

где $\Delta P_{тр.ГПП}$ – потери активной мощности в трансформаторах ГПП, кВт;

$\Delta Q_{тр.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, кВАр.

Определяем полную расчетную мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП

$$\begin{aligned} S_p &= \sqrt{(P_{p\Sigma} + \Delta P_{тр.ГПП})^2 + (Q_{p\Sigma} + \Delta Q_{тр.ГПП})^2} = \\ &= \sqrt{(5638,6 + 142,7)^2 + (4371,7 + 713,5)^2} = \\ &= \sqrt{5781,3^2 + 5085,2^2} = 7699,5 \text{ кВА}. \end{aligned}$$

Т.о., произведен расчет нагрузки предприятия без учета компенсации реактивной мощности. Чтобы учесть компенсацию реактивной мощности необходимо определиться с уровнем напряжения питающих линий.

При выборе напряжения питающей линии ГПП используются следующие рекомендации [5, стр. 46]:

- напряжение 35 кВ имеет экономические преимущества при передаваемой мощности не более 10 МВА;

- напряжение 110 кВ целесообразно применять при потребляемой предприятием мощности 10 – 120 МВА;

- при мощностях, превышающих 120 – 150 МВА, для электроснабжения предприятия возможно применение напряжения 220 кВ.

Для определения экономически целесообразной величины напряжения питающей линии ГПП воспользуемся формулой Илларионова

$$U_{эк} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P_p}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{15,3} + \frac{2500}{5,781}}} = 46,4 \text{ кВ},$$

где $L = 15,3$ км – длина питающей линии;

$U_{эк}$ – экономическое напряжение рассматриваемого участка, кВ.

С учетом рекомендаций принимаем напряжение питающих линий

$$U_{ном} = 35 \text{ кВ}.$$

Реактивная мощность, передаваемая в сеть предприятия от системы

$$Q_3 = \alpha \cdot P_p = 0,24 \cdot 5781,3 = 1387,5 \text{ кВАр},$$

где α – расчетный коэффициент, соответствующий средним условиям передачи реактивной мощности по сетям системы [3, стр. 35].

Приблизительное значение мощности компенсирующих устройств

$$Q_{\text{кв}} = Q_{\text{р}} - Q_{\text{э}} = 5085,2 - 1387,5 = 3697,7 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом компенсации реактивной мощности

$$\begin{aligned} S_{\text{р.ГПП}} &= \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{кв}})^2} = \sqrt{5781,3^2 + (5085,2 - 3697,7)^2} = \\ &= \sqrt{5781,3^2 + 1387,5^2} = 5945,5 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

В дальнейшем, после точного определения мощности компенсирующих устройств будет определено более точное значение полной расчетной мощности предприятия.

3.2 Картограмма и определение центра электрических нагрузок

Для определения места расположения ГПП, на генплане предприятия наносится картограмма электрических нагрузок. Картограмма нагрузок представляет собой размещенные на генплане предприятия площади, ограниченные кругами, которые в определенном масштабе соответствуют расчетным нагрузкам цехов. Силовые нагрузки до и выше 1000 В изображаются отдельными кругами.

Осветительная нагрузка наносится в виде сектора круга, изображающего нагрузку до 1000 В.

На генплан предприятия произвольно наносятся оси координат и определяются значения x_i и y_i для каждого цеха.

Пример расчета (АЗС)

$$S_{\text{р}} = 46,3 \text{ кВА}, \quad S_{\text{р.о}} = \sqrt{P_{\text{р.о}}^2 + Q_{\text{р.о}}^2} = \sqrt{11,8^2 + 3,9^2} = 12,4 \text{ кВА.}$$

$$x = 72,4 \text{ мм}, \quad y = 129,8 \text{ мм.}$$

Радиус окружности для силовой нагрузки корпуса

$$r = \sqrt{\frac{S_{\text{р}}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{46,3}{3,14 \cdot 0,250}} = 7,7 \text{ мм,}$$

где $S_{\text{р.и}}$ – расчетная полная мощность i -того цеха с учетом освещения, кВА;

$m = 0,250 \text{ кВА/мм}^2$ – масштаб для определения площади круга нагрузки до 1000 В;

Угол сектора нагрузки освещения корпуса

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot S_{\text{р.о}}}{S_{\text{р}}} = \frac{360 \cdot 12,4}{46,3} = 96,5 \text{ град.}$$

Тогда

$$S_p \cdot x = 46,3 \cdot 72,4 = 3352,3 \text{ кВА} \cdot \text{мм},$$

$$S_p \cdot y = 46,3 \cdot 129,8 = 6010,1 \text{ кВА} \cdot \text{мм}.$$

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.2.

Координаты центра электрических нагрузок предприятия

$$x_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot x_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{375993,9}{2870,7} = 131,0 \text{ мм},$$

$$y_0 = \frac{\sum(S_{p,i} \cdot y_i)}{\sum S_{p,i}} = \frac{245251,5}{2870,7} = 85,4 \text{ мм}.$$

Так как ЦЭН попал в зону расположения цехов, то расположение ГПП смещается в сторону открытой площадки. Тогда новые координаты ЦЭН будут

$$x_0 = 122,0 \text{ мм}, \quad y_0 = 93,5 \text{ мм}.$$

Картограмма нагрузок приведена на рисунке 3.1.

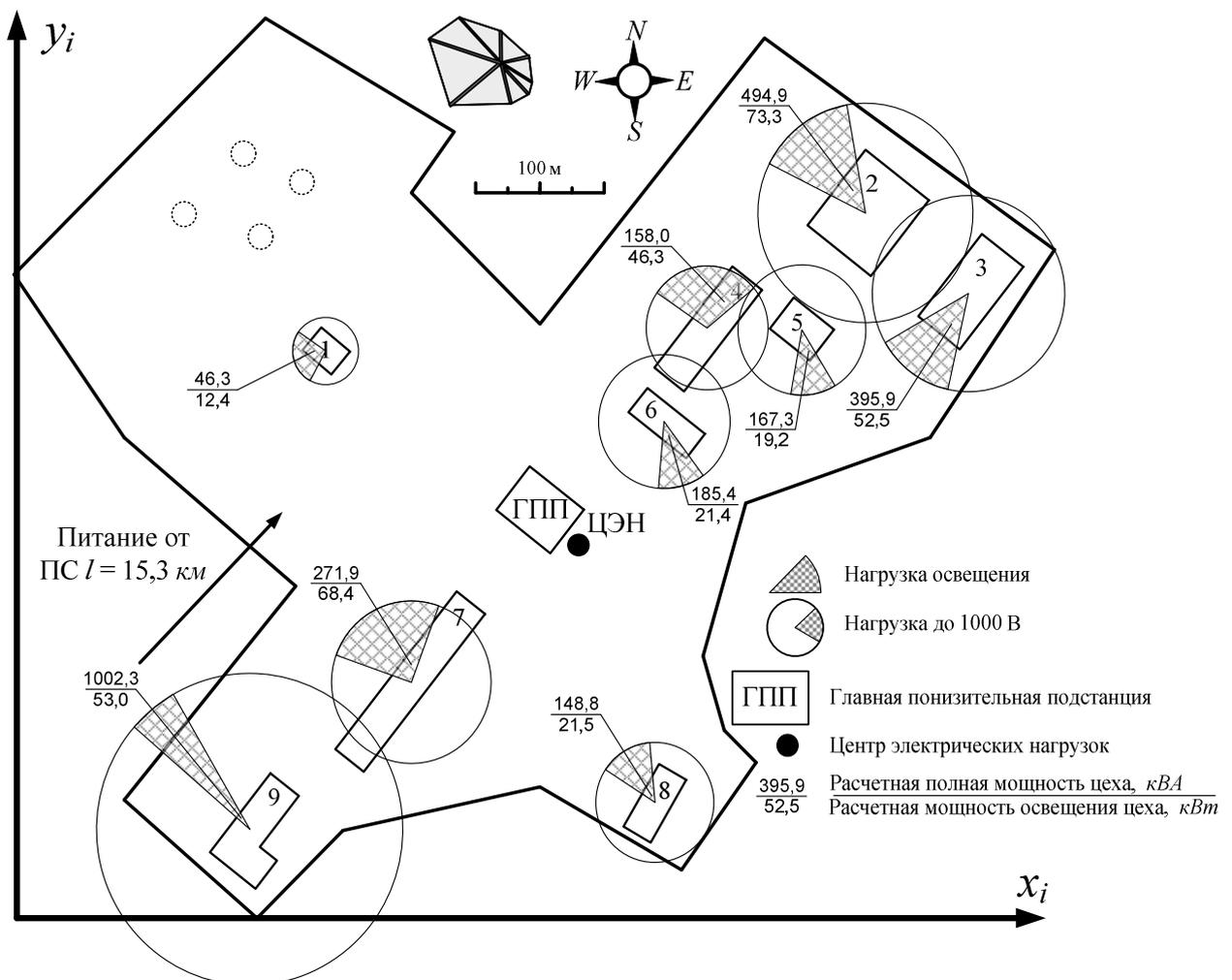


Рисунок 3.1 – Картограмма нагрузок

Таблица 3.2 – Расчетные данные для построения картограммы нагрузок

Наименование цеха	$S_{p.i}$ кВА	$S_{p.o.i}$ кВт	r_i мм	α_i град	$X_{i,p}$ мм	$Y_{i,p}$ мм	$S_{p.i} \cdot X_{i,p}$ кВА·мм	$S_{p.i} \cdot Y_{i,p}$ кВА·мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Потребители электроэнергии до 1000 В								
1 АЗС	46,3	12,4	7,7	96,5	72,4	129,8	3352,3	6010,1
2 РПП №1	494,9	73,3	25,1	53,3	199,0	161,0	98485,6	79679,3
3 РПП №2	395,9	52,5	22,5	47,7	222,6	143,0	88121,2	56609,7
4 Столовая	158,0	46,3	14,2	105,5	161,6	134,8	25533,0	21298,6
5 Кочегарка	167,3	19,2	14,6	41,3	183,4	134,6	30679,6	22516,2
6 Бокс взрывных машин	185,4	21,4	15,4	41,5	152,3	113,0	28235,2	20949,3
7 Бокс грейдерной техники	271,9	68,4	18,6	90,5	91,0	53,5	24741,6	14545,9
8 Электроцех	148,8	21,5	13,8	52,0	148,7	26,2	22121,5	3897,7
9 Главный корпус	1002,3	53,0	35,7	19,0	54,6	19,7	54723,8	19744,7
Итого	2870,7	—	—	—	—	—	375993,9	245251,5

3.3 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

При установке на крупных промышленных предприятиях группы цеховых трансформаторов их номинальная мощность определяется плотностью нагрузки и выбирается, одинаковой для всей группы. Удельная плотность нагрузки [2, стр. 82, табл. 5.1]

$$\sigma = \frac{S_p^H}{F_{ц}} = \frac{2929,3}{22859,0} = 0,128 \text{ кВА/м}^2; \quad \text{принимаем } S_{\text{ном.тр}} = 630 \text{ кВА.}$$

Таблица 3.3 – Данные по трансформаторам [1, стр. 157, табл. 7.3]

Тип	S _{ном} , МВА	U _{вн} , кВ	U _{нн} , кВ	P _{хх} , кВт	Q _{хх} , кВАр	P _{кз} , кВт	Q _{кз} , кВАр	U _к , %	I _{хх} , %
ТМ-630/10	0,63	10,0	0,4	1,56	12,6	8,5	34,7	5,5	2,00

Минимальное число цеховых трансформаторов

$$n_{\text{тр.0}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{p.0})}{\beta_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{2359,3}{0,7 \cdot 630} = 5,35 \text{ шт.}, \quad \text{принимаем } n_{\text{тр}} = 6 \text{ шт.}$$

Активная нагрузка на один трансформатор

$$P_1 = \frac{\sum(P_p^H + P_{p.0})}{n_{\text{тр}}} = \frac{2359,3}{6} = 393,2 \text{ кВт.}$$

Число трансформаторов для установки в цехах предприятия (корпус №1)

$$n_{\text{тр.i}} = \frac{\sum(P_p^H + P_{p.0})}{P_1} = \frac{39,3}{393,2} = 0,100 \text{ шт.}$$

Нагрузки цехов объединяются таким образом, чтобы трансформаторные подстанции были загружены оптимально, а количество трансформаторов было в пределах расчетного числа трансформаторов.

Результаты расчетов располагаются в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Число трансформаторов в цехах предприятия

Наименования цехов	P _p +P _{p.0} , кВт	Количество тр-ов n _i , шт
1	2	3
1 АЗС	39,3	0,100
2 РПП №1	389,7	0,991
3 РПП №2	345,5	0,879
4 Столовая	124,8	0,317
5 Кочегарка	123,2	0,313
6 Бокс взрывных машин	152,3	0,387
7 Бокс грейдерной техники	229,9	0,585
8 Электроцех	123,0	0,313
9 Главный корпус	765,4	1,946

На основании расчетов и группирований нагрузок на генплане предприятия производим расстановку цеховых трансформаторных подстанций, таблица 3.5, рисунок 3.2.

Таблица 3.5 – Распределение электрических нагрузок по пунктам питания

Наименование пункта питания и количество трансформаторов	Потребители энергии (номер по генплану)	Суммарная мощность, кВт	Место расположения на генплане
ТП1 2 трансф.	9	765,4	Цех №9
ТП2 1 трансф.	1, 7, 8	392,2	Цех №7
ТП3 1 трансф.	4, 5, 6	400,4	Цех №4
ТП4 2 трансф.	2, 3	735,1	Территория предприятия

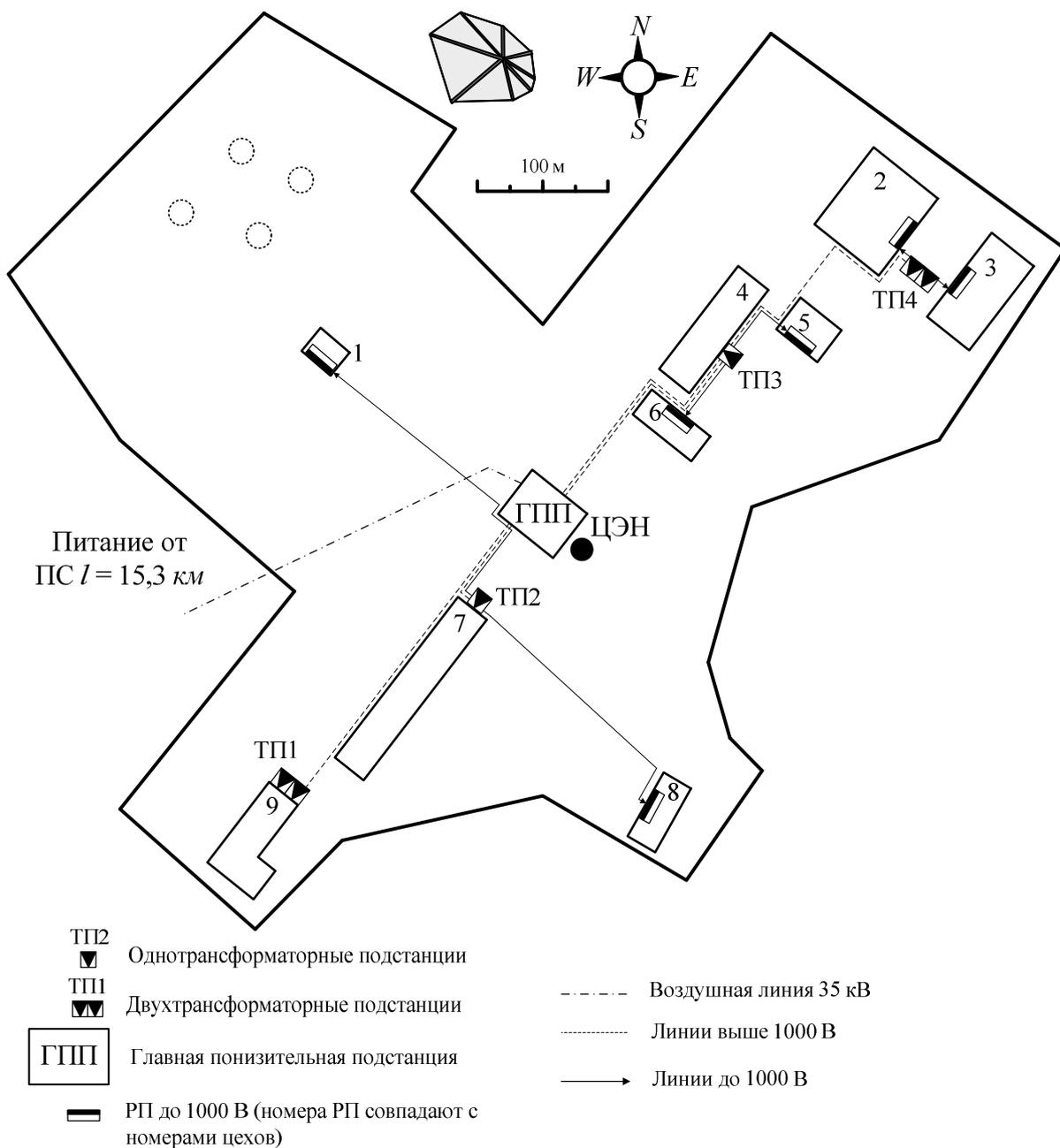


Рисунок 3.2 – Предварительное размещение трансформаторных подстанций

3.4 Компенсация реактивной мощности

При выборе средств компенсации реактивной мощности решающее значение имеет количество установленных трансформаторов, наличие синхронных и асинхронных двигателей и нагрузки со стороны напряжения выше 1000 В.

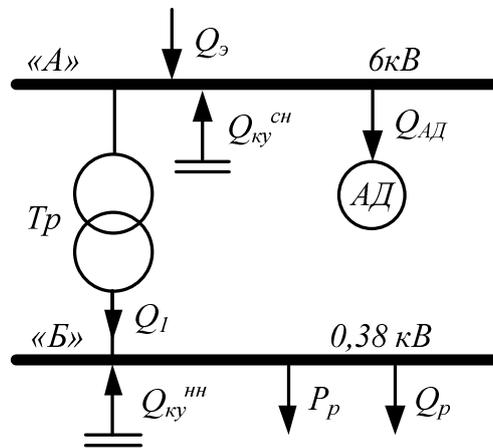


Рисунок 3.3 – Схема распределения реактивной мощности
На данном предприятии имеется асинхронная высоковольтная нагрузка

$$Q_{АД} = 2550,0 \text{ кВАр.}$$

Наибольшая реактивная мощность, которая может быть передана со стороны сети выше 1000 В в сеть до 1000 В

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тр} \cdot \beta \cdot S_{ном.тр})^2 - (P_p^H + P_{р.о})^2} = \\ = \sqrt{(6 \cdot 0,7 \cdot 630)^2 - 2359,3^2} = 1197,9 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «А»

$$Q_A = Q_3 - Q_{АД} - Q_1 = 1387,5 - 2550,0 - 1197,9 = -2360,4 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении выше 1000 В

$$Q_{ку.расч}^{сн} = Q_1 + Q_{АД} - Q_3 = 1197,9 + 2550,0 - 1387,5 = 2360,4 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УК-6,3(10,5)-675-У1 с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

– номинальное напряжение $U_{ном.ку} = 6,3 \text{ кВ}$;

– номинальная мощность $Q_{ном.ку} = 675 \text{ кВАр}$;

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{ку} = \left(\frac{U_{ном}^{сн}}{U_{ном.ку}} \right)^2 \cdot Q_{ном.ку} = \left(\frac{6,0}{6,3} \right)^2 \cdot 675 = 612,2 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне СН

$$n_{\text{ку.расч}} = \frac{Q_{\text{ку.расч}}^{\text{СН}}}{Q_{\text{ку}}} = \frac{2360,4}{612,2} = 3,9 \text{ шт} \text{ принимаем } n_{\text{ку}} = 4 \text{ шт.}$$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{\text{ку}}^{\text{СН}} = Q_{\text{ку}} \cdot n_{\text{ку}} = 612,2 \cdot 4 = 2449,0 \text{ кВАр.}$$

Баланс реактивной мощности в узле «Б»

$$Q_{\text{Б}} = Q_1 - Q_{\text{р.н}} = 1197,9 - 1736,2 = -538,3 \text{ кВАр.}$$

Мощность конденсаторных установок на напряжении 0,4 кВ

$$Q_{\text{ку.расч}}^{\text{НН}} = Q_{\text{р.н}} - Q_1 = 1736,2 - 1197,9 = 538,3 \text{ кВАр.}$$

Намечаем установку комплектных конденсаторных установок типа УКБ-0,38-150-У3 с параметрами [5, стр. 167, табл. П6.2]:

– номинальное напряжение $U_{\text{ном.ку}} = 0,38 \text{ кВ}$;

– номинальная мощность $Q_{\text{ном.ку}} = 150 \text{ кВАр.}$

Полная реактивная мощность, генерируемая одной комплектной конденсаторной установкой

$$Q_{\text{ку}} = \left(\frac{U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}}{U_{\text{НОМ.КУ}}} \right)^2 \cdot Q_{\text{НОМ.КУ}} = \left(\frac{0,38}{0,38} \right)^2 \cdot 150 = 150 \text{ кВАр.}$$

Необходимое количество комплектных конденсаторных установок для установки на стороне НН

$$n_{\text{ку.расч}} = \frac{Q_{\text{ку.расч}}^{\text{НН}}}{Q_{\text{ку}}} = \frac{538,3}{150,0} = 3,6 \text{ шт} \text{ принимаем } n_{\text{ку}} = 4 \text{ шт.}$$

Полная реактивная мощность, генерируемая комплектными конденсаторными установками

$$Q_{\text{ку}}^{\text{НН}} = Q_{\text{ку}} \cdot n_{\text{ку}} = 150 \cdot 4 = 600,0 \text{ кВАр.}$$

Суммарная генерируемая мощность компенсирующих устройств

$$Q_{\text{ку}} = Q_{\text{ку}}^{\text{СН}} + Q_{\text{ку}}^{\text{НН}} = 2449,0 + 600,0 = 3049,0 \text{ кВАр.}$$

Полная расчетная мощность предприятия со стороны высшего напряжения трансформаторов ГПП с учетом точного значения реактивной мощности компенсирующих устройств

$$\begin{aligned} S_{\text{р.ГПП}} &= \sqrt{P_{\text{р}}^2 + (Q_{\text{р}} - Q_{\text{ку}})^2} = \sqrt{5781,3^2 + (5085,2 - 3049,0)^2} = \\ &= \sqrt{5781,3^2 + 2036,2^2} = 6129,4 \text{ кВА.} \end{aligned}$$

3.6 Выбор мощности силовых трансформаторов на ГПП

Мощность трансформатора выберем с учетом известного суточного графика нагрузки предприятия, рисунок 3.5.

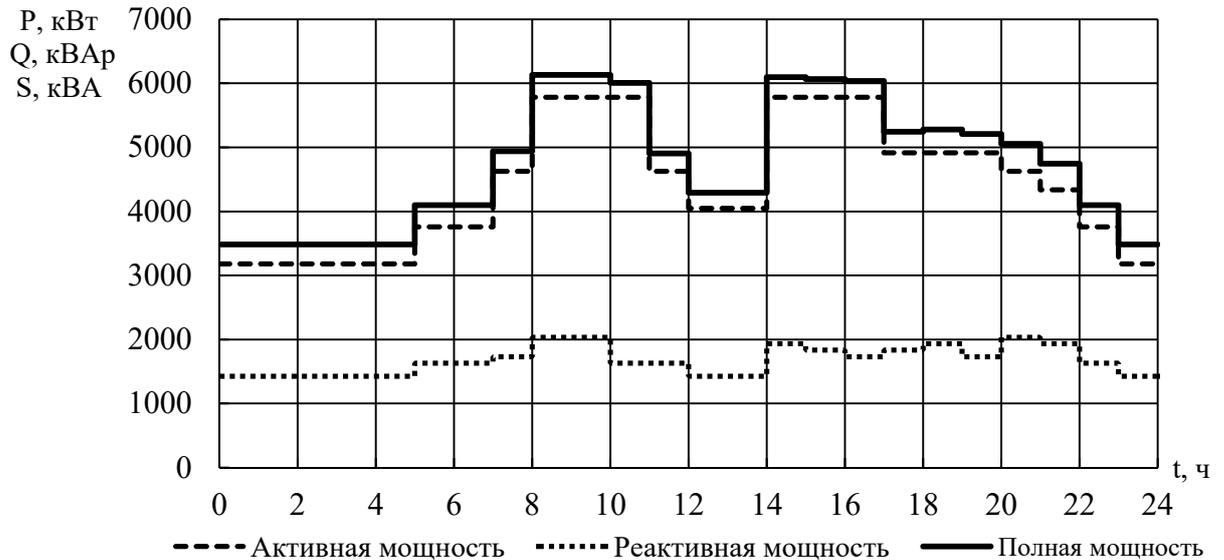


Рисунок 3.5 – Суточный график нагрузок предприятия

Из суточного графика можно определить

$$S_{\max} = 6129,4 \text{ кВА.}$$

Потребляемая за сутки активная и реактивная энергия

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \cdot t_i = 106086,8 \text{ кВт}\cdot\text{ч}, \quad V = \sum_{i=1}^n Q_i \cdot t_i = 40316,7 \text{ кВАр}\cdot\text{ч.}$$

Средняя за сутки нагрузка предприятия

$$S_{\text{cp}} = \frac{\sqrt{W^2 + V^2}}{24} = \frac{\sqrt{106086,8^2 + 40316,7^2}}{24} = 4728,7 \text{ кВА.}$$

Суточный график активной нагрузки перестраиваем в годовой график нагрузок по продолжительности, рисунок 3.6.

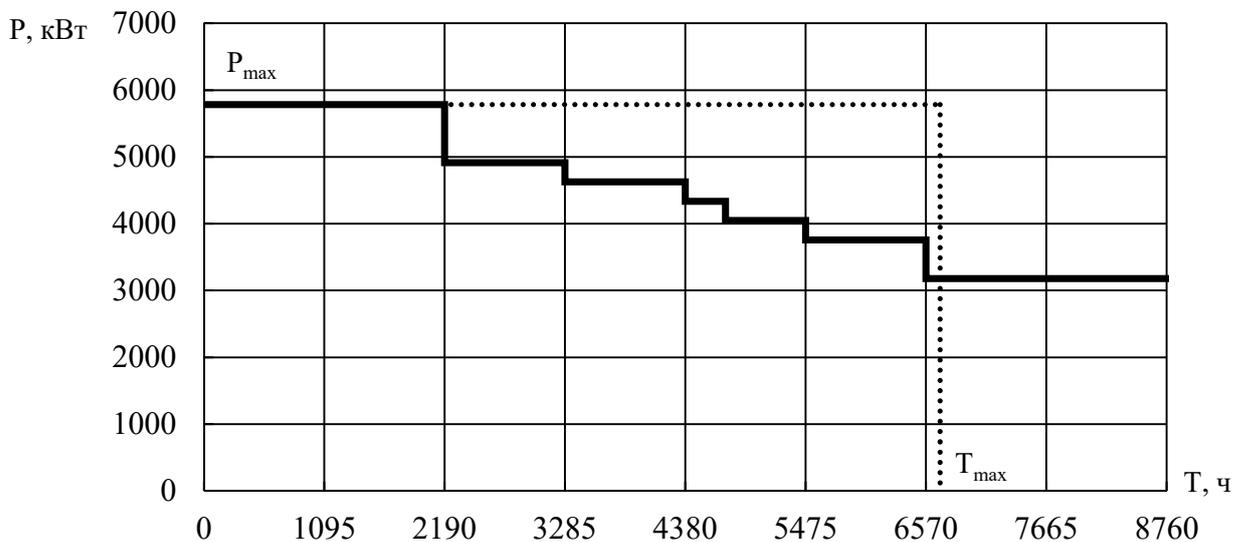


Рисунок 3.6 – Годовой график нагрузки по продолжительности

Количество потребленной за год электрической энергии

$$W_{\text{год}} = 38721673,0 \text{ кВт}\cdot\text{ч.}$$

Число часов использования максимальной нагрузки

$$T_{\text{max}} = \frac{W_{\text{год}}}{P_{\text{max}}} = \frac{38721673,0}{5781,3} = 6697,8 \text{ ч.}$$

Время максимальных потерь

$$\tau_{\text{max}} = (0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6697,8 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 5519,5 \text{ ч.}$$

Выбор трансформаторов по перегрузочной способности производится по продолжительности максимума нагрузки t_{max} и коэффициенту заполнения графика нагрузки $k_{\text{зап.гр}}$, который определяется по суточному графику нагрузки

$$k_{\text{зап.гр}} = \frac{S_{\text{ср}}}{S_{\text{max}}} = \frac{4728,7}{6129,4} = 0,77 \text{ .}$$

Продолжительность максимума нагрузки из суточного графика нагрузок предприятия

$$t_{\text{max}} = 6 \text{ ч.}$$

Кратность допустимой нагрузки трансформатора с учетом коэффициента заполнения графика и продолжительности максимума нагрузки [5, стр. 70, рис. 3.9.]

$$k_{\text{нагр}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{ном.тр}}} = 1,11 \text{ .}$$

Расчетная мощность трансформаторов

$$S_{\text{тр.расч}} = \frac{S_{\text{max}}}{k_{\text{нагр}}} = \frac{6129,4}{1,11} = 5512,0 \text{ кВА.}$$

Принимаем к установке на ГПП по два трансформатора мощностью

$$S_{\text{ном.тр}} = 4000 \text{ кВА.} \quad S_{\text{ном.тр}} = 6300 \text{ кВА,}$$

1) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\text{max}}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{6129,4}{2 \cdot 4000} = 0,77 \text{ .}$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 4000 = 5600,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{\text{I-II}} \cdot S_{\text{max}} = 0,67 \cdot 6129,4 = 4127,9 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

2) Коэффициент загрузки

$$\beta = \frac{S_{\max}}{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}} = \frac{6129,4}{2 \cdot 6300} = 0,49 .$$

Проверяем установленную мощность трансформатора в послеаварийном режиме при отключении одного из трансформаторов

$$1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}} = 1,4 \cdot 6300 = 8820,0 \text{ кВА} >$$

$$k_{I-II} \cdot S_{\max} = 0,67 \cdot 6129,4 = 4127,9 \text{ кВА.}$$

Следовательно, выбранная мощность трансформаторов обеспечивает электроснабжение предприятия как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

Таблица 3.6 – Параметры трансформаторов [6, стр. 207, табл. 5.12], [6, стр. 209, табл. 5.13], [6, стр. 212, табл. 5.17]

Тип	$S_{\text{ном}}$ МВА	$U_{\text{вн}}$ кВ	$U_{\text{нн}}$ кВ	$P_{\text{хх}}$ кВт	$Q_{\text{хх}}$ кВАр	$P_{\text{кз}}$ кВт	$Q_{\text{кз}}$ кВАр	$U_{\text{к}}$ %	$I_{\text{хх}}$ %	Цена руб
ТМН-4000/35	4,0	35,0	6,3	6,7	40,0	33,5	300,0	7,5	1,00	2606100
ТМН-6300/35	6,3	35,0	6,3	9,2	56,7	46,5	472,5	7,5	0,90	3391500

3.7 Выбор сечения линии, питающей ГПП

Выбор сечения линии производится для двух видов трансформаторов с последующим технико-экономическим сравнением двух вариантов.

Выбор сечения провода проводится по экономической плотности тока.

ВЛЭП 35 кВ, трансформаторы ТМН-4000/35

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 4000}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 66,0 \text{ А.}$$

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{тр.ГПП}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 4000}{1 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 132,0 \text{ А.}$$

Экономическое сечение

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{66,0}{1,0} = 66,0 \text{ мм}^2,$$

где $j_{\text{эк}} = 1,0$ – нормированное значение экономической плотности тока с учетом числа часов использования максимальной нагрузки [15, табл. 1.3.36], А/мм².

Из стандартного ряда сечений принимаем сталеалюминевый провод

АС 120/19 с $I_{\text{доп}} = 390 \text{ А}$ [6, стр. 82, табл. 3.15.]

– Проверка по перегрузочной способности (в послеаварийном режиме при отключении одной из питающих линий)

$$I_{\text{расч.п/ав}} < 1,3 \cdot I_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 390 = 507,0 \text{ А.}$$

Проверка выполняется

– Проверка по условию механической прочности: согласно ПУЭ, воздушные линии напряжением 35 кВ и выше, сооружаемые на двухцепных опорах с применением сталеалюминевых проводов, должны иметь сечение не менее 120 мм². Таким образом, проверка выполняется.

– Проверка по допустимой потере напряжения

$$L_{\text{доп}} < L_{\Delta U 1\%} \cdot \Delta U_{\text{доп}} \cdot \frac{I_{\text{доп}}}{I_{\text{расч}}} = 2,05 \cdot 5 \cdot \frac{390}{66,0} = 60,6 \text{ км} > L_{\text{факт}} = 15,3 \text{ км},$$

где $\Delta U_{\text{доп}} = 5\%$ – допустимое значение потери напряжения;

$L_{\text{доп}}$ – допустимая длина питающей линии, км;

$L_{\text{факт}}$ – фактическая длина питающей линии, км;

$L_{\Delta U 1\%} = 2,05$ – длина линии при полной нагрузке, на которой потеря напряжения равна 1%, [3, стр. 89, табл. П.2.7].

– Проверка на корону: для линии 35 кВ не производится.

Расчет по второму варианту сведен в таблицу 3.7.

Таблица 3.7 – Выбор сечения линии, питающей ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	Тр-тор	$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{расч. п/ав}}$, А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	Марка провода	$I_{\text{доп}}$, А	$1,3 \cdot I_{\text{доп}}$, А	$L_{\text{доп}}$, км	$L_{\text{факт}}$, км
35	ТМН-4000/35	66,0	132,0	66,0	АС 120/19	390,0	507,0	60,6	15,3
	ТМН-6300/35	103,9	207,8	103,9	АС 120/19	390,0	507,0	38,5	

3.8 Определение суммарных приведенных затрат на сооружение воздушных линий электропередачи

При определении суммарных приведенных затрат рассчитываются капитальные затраты и эксплуатационные расходы

$$Z_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{н.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}},$$

где $K_{\text{ЛЭП}}$ – капитальные затраты на сооружение ЛЭП, руб;

$K_{\text{об}}$ – капитальные затраты на сооружение схемы, руб;

$C_{\text{пот}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в линии, руб;

$C_{\text{ам}}$ – стоимость амортизационных отчислений, руб;

$C_{\text{обсл}}$ – отчисления на обслуживание ВЛЭП, руб;

$E_{\text{н.ЛЭП}} = 0,152$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для линий электропередачи [5, стр. 76].

$E_{\text{н.об}} = 0,193$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [5, стр. 76].

При расчетах рационально учитывать повышающий зональный коэффициент на базисную стоимость электроэнергетических объектов. Для Сибири данный коэффициент [6, стр. 279, табл. 7.2]

$$\gamma = 1,2.$$

Капитальные затраты на сооружение блочных и мостиковых схем указываются в целом с учетом затрат на выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, трансформаторы тока и напряжения, разрядники, аппаратуру управления, сигнализации, релейной защиты и автоматики, а так же строительные конструкции, фундаменты и соответствующие строительно-монтажные работы.

ВЛЭП 35 кВ, трансформаторы ТМН-4000/35

Капитальные затраты на сооружение линии

$$K_{\text{ЛЭП}} = A \cdot L \cdot \gamma = 1999200 \cdot 15,3 \cdot 1,2 = 36705312,0 \text{ руб},$$

где A – капитальные затраты на строительство одного километра воздушной линии [6, стр. 282, табл. 7,5], руб.

Капитальные затраты на сооружение схемы

$$K_{\text{об}} = B \cdot \gamma = 1749300,0 \cdot 1,2 = 2099160,0 \text{ руб},$$

где B – капитальные затраты на сооружение схемы [6, стр. 291, табл. 7.15], руб.

Стоимость годовых потерь электроэнергии в линии

$$\begin{aligned} C_{\text{пот}} &= n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot k_3^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = n_{\text{ц}} \cdot \Delta p_{\text{уд}} \cdot \left(\frac{I_{\text{расч}}}{I_{\text{доп}}} \right)^2 \cdot L \cdot \tau_{\text{max}} \cdot \Delta C_{\text{э}} = \\ &= 2 \cdot 140 \cdot \left(\frac{66,0}{390} \right)^2 \cdot 15,3 \cdot 5519,5 \cdot 0,216 = 146121,6 \text{ руб/год}, \end{aligned}$$

где k_3 – коэффициент загрузки линии по току;

$\Delta C_{\text{э}}$ – стоимость одного кВт·ч электроэнергии, руб/(кВт·ч);

$\Delta p_{\text{уд}}$ – удельные потери в линии при номинальной нагрузке [3, стр. 89, табл. П.2.7], кВт/км.

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{ам.об}} \cdot K_{\text{об}} =$$

$$= 0,100 \cdot 36705312,0 + 0,067 \cdot 2099160,0 = 3811174,9 \text{ руб/год},$$

где $E_{\text{ам.ЛЭП}}$, $E_{\text{ам.об}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию линии и оборудования схемы [6, стр. 258, табл. 6.1].

Отчисления на обслуживание ВЛЭП

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{обсл.об}} \cdot K_{\text{об}} =$$

$$= 0,008 \cdot 36705312,0 + 0,059 \cdot 2099160,0 = 417492,9 \text{ руб/год},$$

где $E_{\text{обсл.ЛЭП}}$, $E_{\text{обсл.об}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание линии и оборудования схемы [6, стр. 258, табл. 6.1].

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{ЛЭП}} = E_{\text{н.ЛЭП}} \cdot K_{\text{ЛЭП}} + E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{об}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} = 0,152 \cdot 36705312,0 +$$

$$+ 0,193 \cdot 2099160,0 + 146121,6 + 3811174,9 + 417492,9 = 10359134,7 \text{ руб/год.}$$

Расчет по другой линии сведем в таблицу 3.8.

Таблица 3.8 – Определение суммарных приведенных затрат на сооружение линии, питающей ГПП

U _{ном} , кВ	Тр-гор	Марка провода	k _з	K _{ЛЭП} , руб	K _{об} , руб	C _{пот} , руб/год	C _{ам} , руб/год	C _{обсл} , руб/год	Z _{ЛЭП} , руб/год
35	ТМН-4000/35	АС 120/19	0,169	36705312,0	2099160,0	146121,6	3811174,9	417492,9	10359134,7
	ТМН-6300/35	АС 120/19	0,266	36705312,0	2099160,0	362472,8	3811174,9	417492,9	10575486,0

3.9 Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

Суммарные приведенные затраты на установку силового оборудования определяются из выражения

$$Z_{\text{об}} = E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{тр}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}}$$

где $K_{\text{тр}}$ – капитальные затраты на установку одного трансформатора [6, стр. 293, табл. 7.17], руб.

$C_{\text{пот}}$ – стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах,

$C_{\text{ам}}$ – стоимость амортизационных отчислений, руб;

$C_{\text{обсл}}$ – отчисления на обслуживание трансформаторов, руб;

$E_{\text{н.об}} = 0,193$ – нормативный коэффициент эффективности капиталовложений для оборудования схемы [5, стр. 76].

Трансформатор ТМН-4000/35

Капитальные затраты на установку трансформаторов

$$K_{\text{тр}} = K \cdot n_{\text{тр}} \cdot \gamma = 2606100 \cdot 2 \cdot 1,2 = 6254640,0 \text{ руб.}$$

Приведенные потери мощности в трансформаторах

$$\Delta P'_{\text{xx}} = \Delta P_{\text{xx}} + k_{\text{эк}} \cdot \Delta Q_{\text{xx}} = 6,7 + 0,07 \cdot 40,0 = 9,5 \text{ кВт,}$$

$$\Delta P'_{\text{кз}} = \Delta P_{\text{кз}} + k_{\text{эк}} \cdot \Delta Q_{\text{кз}} = 33,5 + 0,07 \cdot 300,0 = 54,5 \text{ кВт,}$$

где $k_{\text{эк}} = 0,07$ – экономический эквивалент реактивной мощности, коэффициент, который учитывает потери активной мощности, связанные с производством и распределением 1 кВАр реактивной мощности, кВт/кВАр [8].

Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах

$$C_{\text{пот}} = n_{\text{тр}} \cdot (\Delta P'_{\text{хх}} \cdot T_{\text{вкл}} + \beta^2 \cdot \Delta P'_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{max}}) \cdot \Delta C_{\text{э}} =$$

$$= 2 \cdot (9,5 \cdot 8760 + 0,77^2 \cdot 54,5 \cdot 5519,5) \cdot 0,216 = 112178,0 \text{ руб/год.}$$

Стоимость амортизационных отчислений

$$C_{\text{ам}} = E_{\text{ам}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,067 \cdot 6254640,0 = 419060,9 \text{ руб/год,}$$

где $E_{\text{ам}}$ – нормы ежегодных отчислений на амортизацию силового оборудования [6, стр. 258, табл. 6.1].

Отчисления на обслуживание трансформаторов

$$C_{\text{обсл}} = E_{\text{обсл}} \cdot K_{\text{тр}} = 0,059 \cdot 6254640,0 = 369023,8 \text{ руб/год.}$$

где $E_{\text{обсл}}$ – нормы ежегодных отчислений на обслуживание трансформаторов [6, стр. 258, табл. 6.1].

Суммарные приведенные затраты

$$Z_{\text{тр}} = E_{\text{н.об}} \cdot K_{\text{тр}} + C_{\text{пот}} + C_{\text{ам}} + C_{\text{обсл}} =$$

$$= 0,193 \cdot 6254640,0 + 112178,0 + 419060,9 + 369023,8 = 2107408,2 \text{ руб/год.}$$

Расчет по другим трансформаторам сведем в таблицу 3.9.

Таблица 3.9 – Определение суммарных приведенных затрат на установку силового оборудования

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	$\Delta P'_{\text{хх}},$ кВт	$\Delta P'_{\text{кз}},$ кВт	β	$K_{\text{тр}},$ руб	$C_{\text{пот}},$ руб/год	$C_{\text{ам}},$ руб/год	$C_{\text{обсл}},$ руб/год	$Z_{\text{тр}},$ руб/год
35	ТМН-4000/35	9,5	54,5	0,77	6254640,0	112178,0	419060,9	369023,8	2107408,2
	ТМН-6300/35	13,2	79,6	0,49	8139600,0	94688,2	545353,2	480236,4	2691220,6

3.10 Техничко-экономическое сравнение вариантов

Для удобства сравнения сведем результаты технико-экономических расчетов в таблицу 3.10.

Таблица 3.10 – Сравнение суммарных приведенных затрат

$U_{\text{ном}},$ кВ	Тр-тор	Марка провода	$Z,$ руб/год
35	ТМН-4000/35	АС 120/19	12466542,9
	ТМН-6300/35	АС 120/19	13266706,6

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что по приведенным затратам наиболее целесообразен вариант с трансформаторами мощностью 4000 кВА.

3.11 Схема внутрив заводской сети выше 1000 В

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполняется трёхжильными кабелями марки АВБШв (кабель с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированный, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга) с прокладкой в земле. Питание высоковольтных двигателей осуществляем кабельными линиями той же марки, по эстакадам.

Упрощенная схема питания цеховых трансформаторных подстанций приведена на рисунке 3.7.

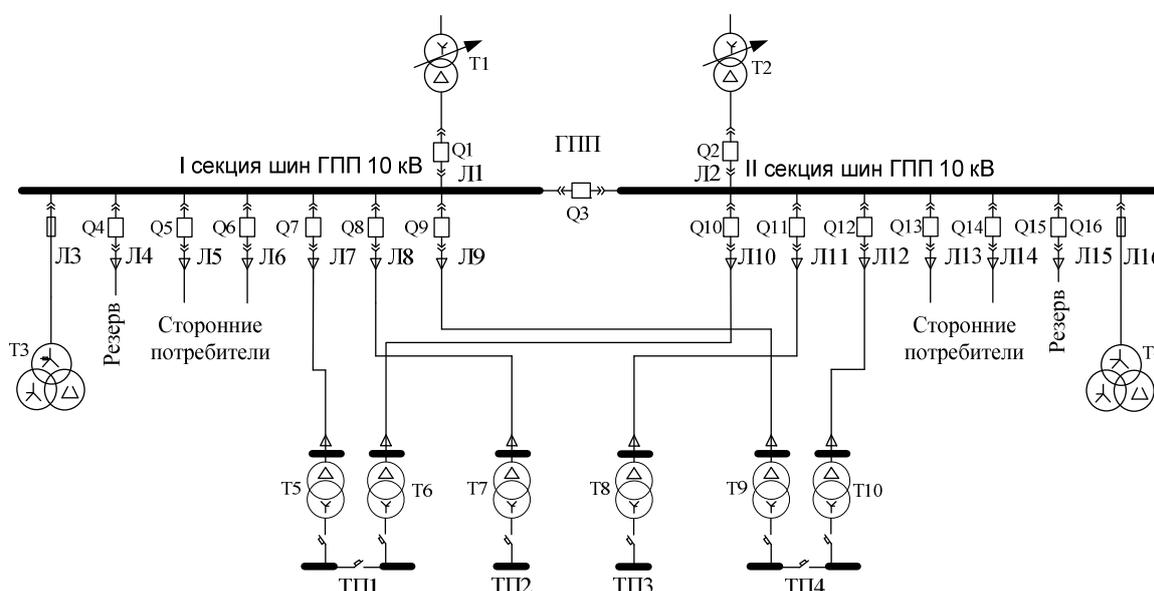


Рисунок 3.7 – Упрощенная схема питания цеховых подстанций и высоковольтных электроприёмников

ГПП – ТП1

Расчетный ток на одну цепь

$$I_{\text{расч}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{n_{\text{ц}} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 60,6 \text{ А},$$

где $S_{\text{ном.тр}}$ – номинальная мощность цехового трансформатора, кВА;

$n_{\text{тр}}$ – количество трансформаторов, шт;

$n_{\text{ц}}$ – количество цепей питающей линии, шт.

Расчетный ток в послеаварийном режиме

$$I_{\text{расч.п/ав}} = \frac{n_{\text{тр}} \cdot S_{\text{ном.тр}}}{(n_{\text{ц}} - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{2 \cdot 630}{(2 - 1) \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 121,2 \text{ А}.$$

Экономическое сечение при работе предприятия с $T_{\max} > 5000$ час/год и питании кабелями с алюминиевыми жилами определяется для экономической плотности тока $j_{\text{эк}} = 1,2 \text{ А/мм}^2$ [1, стр. 72, табл. 3.16]

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{расч}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{60,6}{1,2} = 50,5 \text{ мм}^2.$$

Намечаем кабель ближайшего стандартного сечения марки АВБбШв $F = 50 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 110 \text{ А}$. [1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

Выбранное сечение проверяется по допустимой нагрузке из условий нагрева в нормальном режиме и с учётом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме

$$I'_{\text{доп}} = K_{\text{пр}} \cdot I_{\text{доп}} = 1,00 \cdot 110 = 110,0 \text{ А} > I_{\text{расч}} = 60,6 \text{ А},$$

где $K_{\text{пр}} = 1,00$ – коэффициент прокладки при прокладке кабельных линий по эстакадам;

$$1,3 \cdot I'_{\text{доп}} = 1,3 \cdot 110 = 143,0 \text{ А} > I_{\text{расч.п/ав}} = 121,2 \text{ А}.$$

Выбранное сечение проходит по результатам проверок. Оставляем ранее намеченный кабель.

Дальнейшие расчеты сводим в таблицу 3.11.

Выбранная схема распределения электроэнергии по территории предприятия приведена на рисунке 3.8.

Таблица 3.11 – Выбор сечений проводников распределительной сети выше 1000 В

Участок	Мощность участка, кВА	$n_{\text{ц}}$, шт	$U_{\text{ном}}$, кВ	L , км	Расчетная нагрузка		$F_{\text{эк}}$, мм ²	Способ прокладки	$K_{\text{пр}}$	Марка и сечение	Допустимая нагрузка	
					$I_{\text{расч}}$, А	$I_{\text{расч.ав}}$, А					$I'_{\text{доп}}$, А	$1,3 \cdot I'_{\text{доп}}$, А
ГПП – ТП1	1260,0	2	6	0,252	60,6	121,2	50,5	Эстакады	1,00	АВБбШв-2 (3 × 50)	110,0	143,0
ГПП– ТП2	630,0	1	6	0,072	60,6	–	50,5		1,00	АВБбШв-1 (3 × 50)	110,0	–
ГПП– ТП3	630,0	1	6	0,185	60,6	–	50,5		1,00	АВБбШв-1 (3 × 50)	110,0	–
ГПП– ТП4	1260,0	2	6	0,396	60,6	121,2	50,5		1,00	АВБбШв-2 (3 × 50)	110,0	143,0

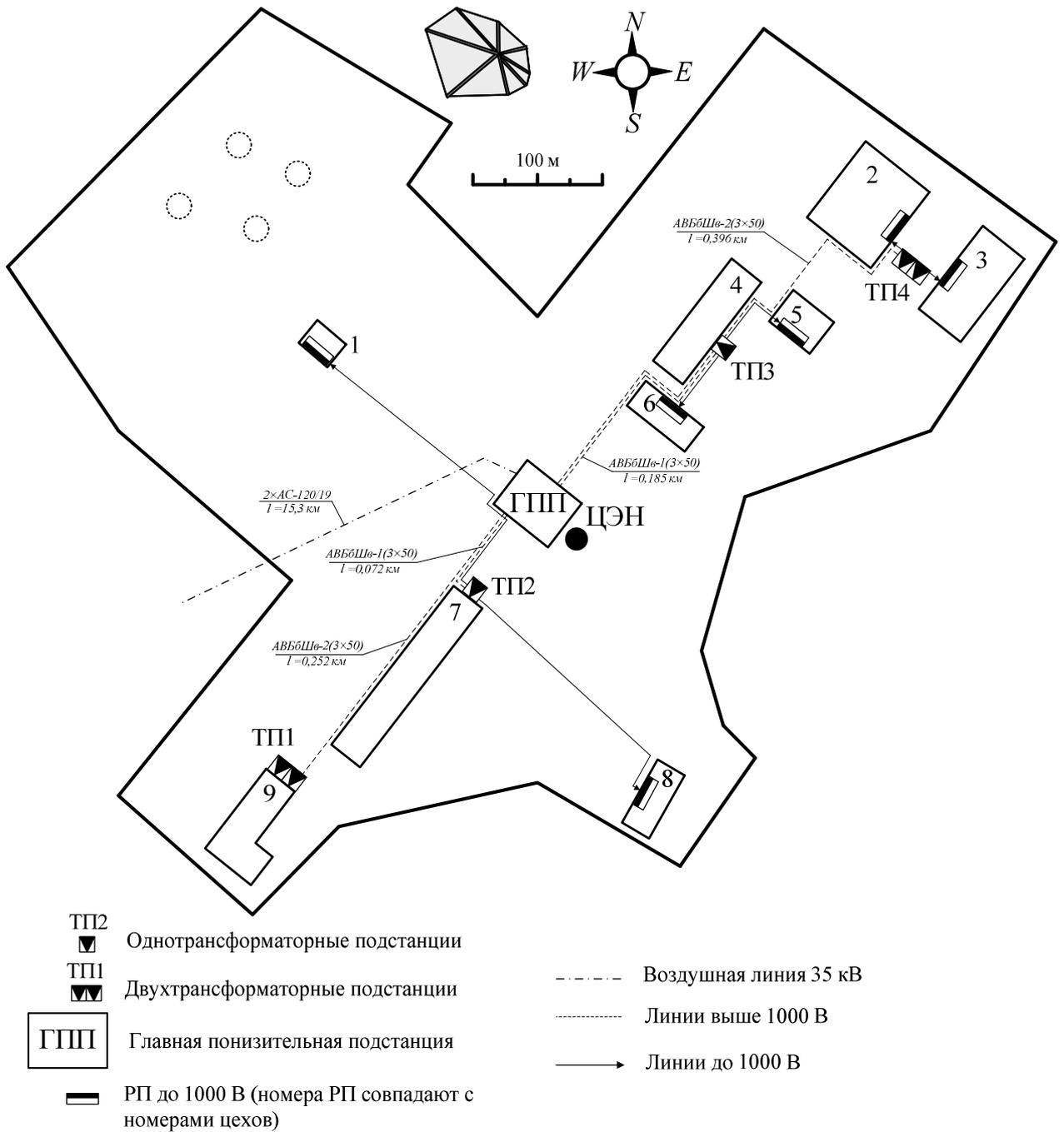


Рисунок 3.8 – Схема распределения электроэнергии по территории предприятия

3.12 Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В

В электрических установках могут возникать различные виды КЗ, сопровождающихся резким увеличением тока. Поэтому электрооборудование, устанавливаемое в системах электроснабжения, должно быть устойчивым к токам КЗ и выбираться с учетом величин этих токов.

Напряжение на шинах ВН ГПП при расчете можно считать постоянным, так как предприятие получает питание от энергосистемы неограниченной мощности, это означает, что периодическая составляющая тока КЗ практически не изменяется во времени и остается постоянной от начала КЗ до его окончания.

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

Для расчетов токов КЗ составляют расчетную схему системы электроснабжения рисунок 3.9 и на её основе схему замещения рисунок 3.10. Расчетная схема представляет собой упрощенную однолинейную схему, на которой указывают все элементы системы электроснабжения и их параметры, влияющие на ток КЗ. Здесь же указывают точки, в которых необходимо определить ток КЗ.

Расчет токов КЗ ведем на участке Система – ГПП – ТП4.

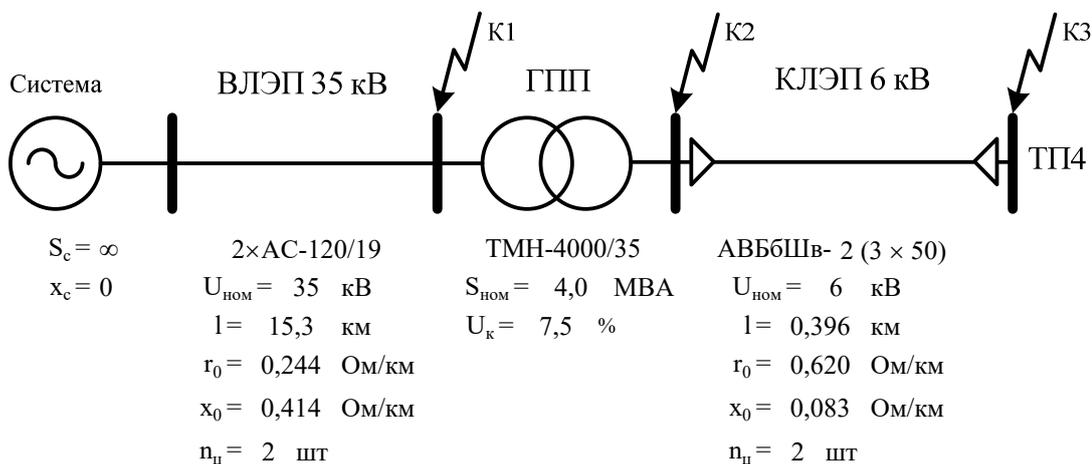


Рисунок 3.9 – Расчетная схема рассматриваемого участка

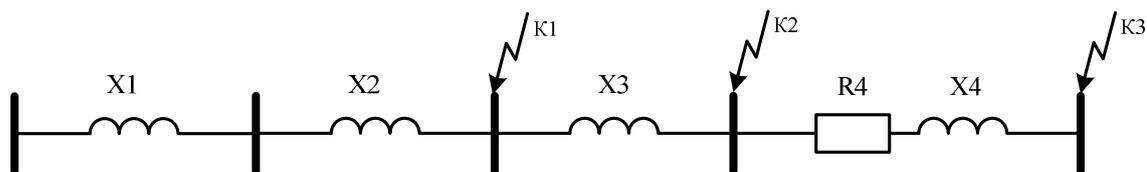


Рисунок 3.10 – Схема замещения рассматриваемого участка

Принимаем за базисные величины

$$S_6 = 100 \text{ МВА}, \quad U_{61} = 37,0 \text{ кВ}, \quad U_{62} = 6,3 \text{ кВ}.$$

$$I_{61} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{61}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37,0} = 1,560 \text{ кА}, \quad I_{62} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{62}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 9,164 \text{ кА}.$$

Для генераторов, трансформаторов, высоковольтной линии, как правило, учитываются только индуктивные сопротивления. Целесообразно учитывать активные сопротивления, если $R_{\Sigma} > X_{\Sigma} / 3$.

Сопровитвления элементов

Система

$$S_c = \infty, \quad Z_1 = X_c = X_1 = \frac{S_6}{S_c} = 0.$$

Воздушная линия

$$Z_2 = X_2 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{61}^2} = 0,414 \cdot 15,3 \cdot \frac{100}{1 \cdot 37,0^2} = 0,463.$$

Трансформаторы

$$Z_3 = X_3 = \frac{U_{\text{к, \%}}}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном.тр}}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4,0} = 1,875.$$

Кабельная линия

$$R_4 = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,620 \cdot 0,396 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,618,$$

$$X_4 = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{n_{\text{ц}} \cdot U_{62}^2} = 0,083 \cdot 0,396 \cdot \frac{100}{1 \cdot 6,3^2} = 0,083,$$

$$Z_4 = \sqrt{R_4^2 + X_4^2} = \sqrt{0,618^2 + 0,083^2} = 0,623.$$

Полное приведенное сопротивление от источника до точки К1

$$Z_{\Sigma 1} = Z_1 + Z_2 = 0 + 0,463 = 0,463.$$

Действующее значение тока КЗ в точке К1

$$I_{\text{к1}} = \frac{I_{61}}{Z_{\Sigma 1}} = \frac{1,560}{0,463} = 3,372 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ в точке К1

$$i_{\text{уд1}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{к1}} = \sqrt{2} \cdot 1,608 \cdot 3,372 = 7,7 \text{ кА,}$$

где $k_{\text{уд}}$ – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени T_a определяемый по зависимости $k_{\text{уд}} = f(T_a)$ [9, стр. 44, табл. П1.5].

Расчеты токов КЗ для других точек сведем в таблицу 3.12.

Таблица 3.12 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	U_6 , кВ	I_6 , кА	Z_{Σ}	$k_{\text{уд}}$	T_a , сек	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА
К1	37,0	1,560	0,463	1,608	0,02	3,372	7,7
К2	6,3	9,164	2,338	1,869	0,01	3,920	10,4
К3	6,3	9,164	2,961	1,869	0,01	3,095	8,2

Полученное по экономической плотности тока сечение высоковольтных линий необходимо проверить на термическую стойкость при коротком замыкании.

Время отключения короткого замыкания [9, стр. 206-211]

$$t_{\text{пр}} = 0,1 \div 0,3 \text{ сек.}$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания

$$W_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 \cdot t_{\text{пр}} = 3920,2^2 \cdot 0,3 = 4610476,1 \text{ А}^2 \cdot \text{сек.}$$

где $I_{\text{к}}$ – ток короткого замыкания на низкой стороне трансформаторов ГПП.

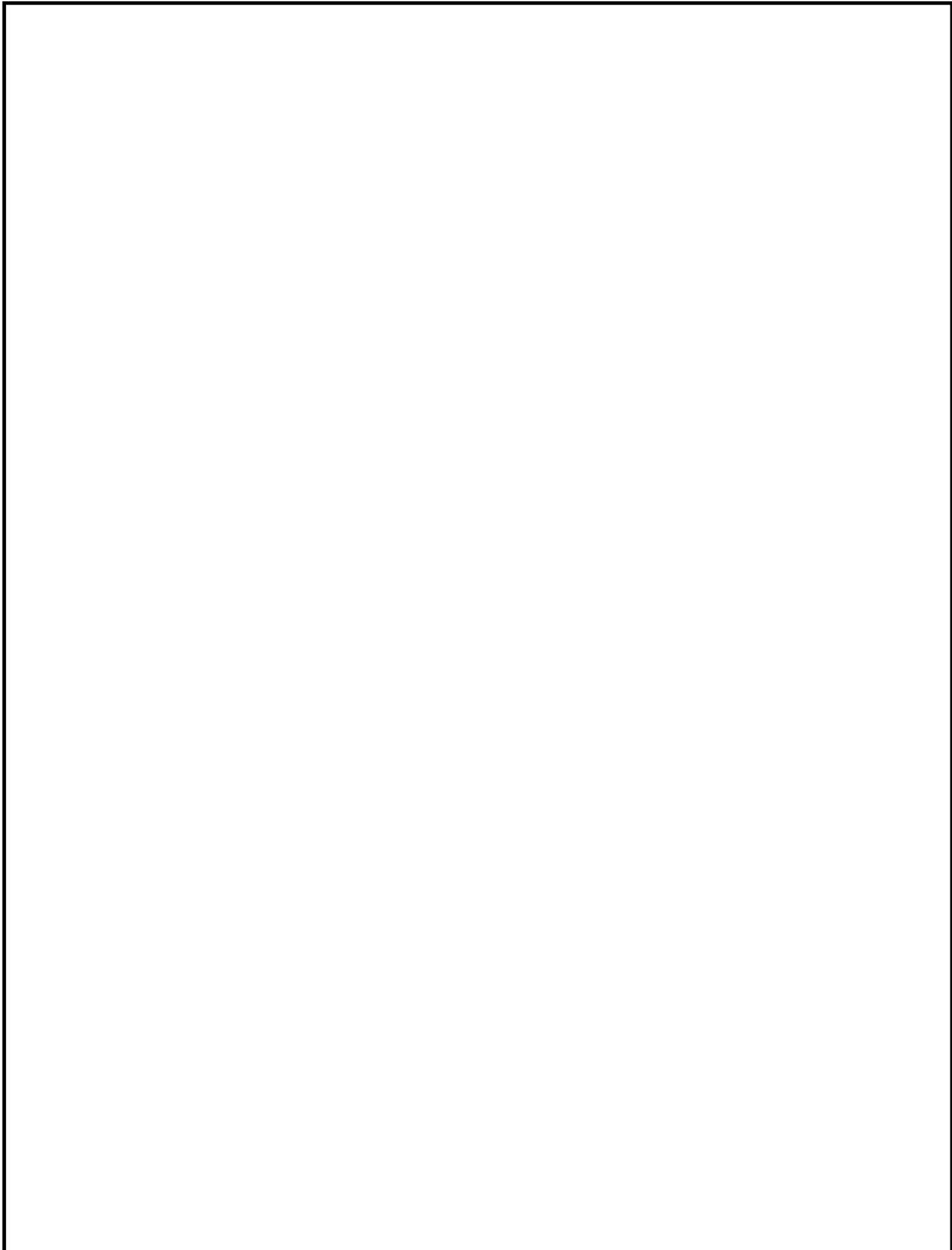
Термически стойкое сечение равно

$$F_{\text{min}} = \frac{I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t_{\text{пр}}}}{C} = \frac{\sqrt{W_{\text{к}}}}{C} = \frac{\sqrt{4610476,1}}{85} = 25,3 \text{ мм}^2 < F_{\text{реал}} = 50 \text{ мм}^2,$$

где $C = 85 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ (для линий до 10 кВ с алюминиевыми жилами) – коэффициент, зависящий от допустимой температуры при коротком замыкании и материала проводника [3, стр. 42];

$F_{\text{реал}} = 50 \text{ мм}^2$ – сечение линии, питающей подстанцию.

Таким образом, предварительно выбранное сечение по термической стойкости проходит. Оставляем ранее выбранное сечение.



					ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Миронов И.А.			Выбор и проверка оборудования в сети выше 1000 В	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	9
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

4 ВЫБОР И ПРОВЕРКА ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ ВЫШЕ 1000 В

В системах электроснабжения могут возникать режимы, характеризующиеся электрическими, тепловыми и механическими нагрузками, превышающие нагрузки нормального режима работы и представляющие, опасность для элементов системы электроснабжения. Правильно выбранное оборудование – залог надежной работы электрооборудования и всей системы электроснабжения.

4.1 Выбор выключателей и разъединителей

Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя на высокой стороне трансформатора ГПП.

Намечаем к установке выключатель типа ВВУ-35-40/2000

Параметры выключателя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;

номинальный ток $I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$;

номинальный ток отключения $I_{\text{отк.ном}} = 40 \text{ кА}$;

ток электродинамической стойкости $I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$;

пик тока электродинамической стойкости $i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА}$;

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 40,0 \text{ кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 3 \text{ с}$;

полное время отключения выключателя $t_{\text{отк.в}} = 0,07 \text{ с}$.

Проверка выключателя

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ};$$

– по току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{р.ГПП}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{6129,4}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 101,1 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 2000,0 \text{ А};$$

– по отключающей способности $I_{\text{н,т}} \leq I_{\text{отк.ном}}$

$$I_{\text{н,т}} = 3,4 \text{ кА} < I_{\text{отк.ном}} = 40,0 \text{ кА};$$

– по электродинамической стойкости $I_{\text{п,0}} \leq I_{\text{дин}}, i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}$

$$I_{\text{п,0}} = 3,4 \text{ кА} < I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА},$$

$$i_{\text{уд}} = 7,7 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 100 \text{ кА};$$

– по термической стойкости $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_k = I_{\text{п},0}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{отк.в.}} + T_a) = 3,4^2 \cdot (1,2 + 0,07 + 0,020) = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 40,0^2 \cdot 3 = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_k = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 4800,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Выключатель проходит по результатам проверок.

Намечаем к установке разъединитель типа РДЗ-35/1000

Параметры разъединителя [9, стр. 630, табл. П4.4]

номинальное напряжение $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$;

номинальный ток $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$;

амплитуда предельного сквозного тока $i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА}$;

ток термической стойкости $I_{\text{тер}} = 25,0 \text{ кА}$;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{\text{тер}} = 4 \text{ с}$;

Проверка разъединителя

– по напряжению установки $U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$

$$U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ} = U_{\text{ном}} = 35,0 \text{ кВ};$$

– по току $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$

$$I_{\text{max}} = 101,1 \text{ А} < I_{\text{ном}} = 1000,0 \text{ А};$$

– по электродинамической стойкости $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$

$$i_{\text{уд}} = 7,7 \text{ кА} < i_{\text{пр.с}} = 63 \text{ кА};$$

– по термической стойкости $B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_k = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 25,0^2 \cdot 4 = 2500,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

Разъединитель проходит по результатам проверок.

Оборудование выбираем одностипное, т.е. все разъединители на высокой стороне будут одной марки и все выключатели на высокой стороне будут одной марки.

Дальнейший расчет сведем в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 – Выбор выключателей и разъединителей

Расчетные данные	Выключатель ВВУ-35-40/2000	Разъединитель РДЗ-35/1000
$U_{уст} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{max} = 101,1$ А	$I_{ном} = 2000$ А	$I_{ном} = 1000$ А
$I_{n,t} = 3,4$ кА	$I_{отк.ном} = 40$ кА	—
$I_{n,0} = 3,4$ кА	$I_{дин} = 40$ кА	—
$i_{уд} = 7,7$ кА	$i_{дин} = 100$ кА	$i_{пр.с} = 63$ кА
$B_k = 14,7$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2500$ кА ² ·с
Расчетные данные	Выключатель ВЭ-10-20/630	Разъединитель
$U_{уст} = 6$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	Используется выкатная тележка
$I_{max} = 589,8$ А	$I_{ном} = 630$ А	
$I_{n,t} = 3,9$ кА	$I_{отк.ном} = 20$ кА	
$I_{n,0} = 3,9$ кА	$I_{дин} = 20$ кА	
$i_{уд} = 10,4$ кА	$i_{дин} = 51$ кА	
$B_k = 8,6$ кА ² ·с	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200$ кА ² ·с	

4.2 Выбор измерительных трансформаторов тока

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, наиболее удобных для измерительных приборов и реле, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам тока на понизительных подстанциях являются амперметры, ваттметры, варметры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов тока представлена в таблице 4.2 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.2 – Нагрузка трансформаторов тока

Место установки	Прибор	Тип	Нагрузка, В·А		
			А	В	С
Сторона ВН трансформатора	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
	Амперметр	Э – 350	0,5	—	0,5
Итого:			1,0	—	1,0
Сторона НН трансформатора	Амперметр	Э – 350	—	0,5	—
	Ваттметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Варметр	Д – 335	0,5	—	0,5
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	2,5	—	2,5
Итого:			6,0	0,5	6,0

Пример выбора трансформатора тока на стороне ВН трансформатора ГПП.

Из таблицы 4.2 видно, что наиболее загружены фазы А и С. Для них ведем расчет.

Намечаем к установке трансформатор тока типа ТФЗМ35

Параметры трансформатора тока [8, стр. 295, табл. 5-9]

номинальное напряжение $U_{ном} = 35$ кВ;

номинальный ток $I_{ном} = 150$ А;

вторичный номинальный ток трансформатора тока $I_2 = 5$ А;

ток электродинамической стойкости $i_{дин} = 31$ кА;

ток термической стойкости $I_{тер} = 7,0$ кА;

длительность протекания тока термической стойкости $t_{тер} = 3$ с;

вторичная номинальная нагрузка трансформатора тока $Z_{2ном} = 1,2$ Ом;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора тока по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 35,0 \text{ кВ} = U_{ном} = 35,0 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора тока по току $I_{max} \leq I_{ном}$

$$I_{max} = \frac{S_{р.ГПП}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6129,4}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 101,1 \text{ А} < I_{ном} = 150,0 \text{ А};$$

– проверка трансформатора тока по вторичной нагрузке $Z_2 \leq Z_{2ном}$

Общее сопротивление приборов, подключенных к трансформатору тока

$$r_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,0}{5^2} = 0,04 \text{ Ом},$$

где $S_{приб}$ – мощность потребляемая приборами (таблица 4.2).

Допустимое сопротивление проводников

$$r_{пр,доп} = Z_{2ном} - r_{приб} - r_k = 1,2 - 0,04 - 0,10 = 1,06 \text{ Ом},$$

где r_k – сопротивления контактов (0,05 Ом при двух-трех приборах; 0,1 Ом при большем количестве приборов) [9, стр. 374].

Для присоединения приборов к трансформаторам тока используем кабель с алюминиевыми жилами. Расчетное сечение кабеля

$$q_{расч} = \frac{\rho \cdot l_{пр}}{r_{пр}} = \frac{0,028 \cdot 6}{1,06} = 0,16 \text{ мм}^2,$$

где $\rho = 0,0283$ Ом/мм² — удельное сопротивление алюминиевого провода [9, стр. 374];

$l_{пр} = 6$ м – длина провода [9, стр. 375].

Принимаем кабель марки АКРВГ сечением $q = 4$ мм² [9, стр. 375].

Тогда сопротивление кабеля

$$r_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l_{\text{пр}}}{q} = \frac{0,0283 \cdot 6}{4} = 0,042 \text{ Ом.}$$

Тогда вторичная нагрузка трансформатора тока

$$Z_2 \approx r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}} = 0,04 + 0,042 + 0,10 = 0,182 \text{ Ом} < Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом.}$$

– проверка трансформатора тока на электродинамическую стойкость $i_{\text{уд}} \leq i_{\text{пр.с}}$

$$i_{\text{уд}} = 7,7 \text{ кА} < i_{\text{дин}} = 31 \text{ кА};$$

– проверка трансформатора тока на термическую стойкость $B_{\text{к}} \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}$

$$B_{\text{к}} = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 7,0^2 \cdot 3 = 147,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Трансформатор тока проходит по результатам проверок.

Трансформатор тока на низкой стороне трансформатора ГПП производится аналогично. Поэтому дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 – Выбор трансформаторов тока в цепях трансформатора ГПП

Тип ТТ	Расчетные данные	Каталожные данные
ТА1 ТШЛ 10 Сторона НН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 6 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 589,8 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 8,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 14700 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 10,4 \text{ кА}$	не проверяется
	$r_2 = 0,375 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 0,800 \text{ Ом}$
ТА2 ТФЗМ35 Сторона ВН трансформатора	$U_{\text{уст}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$
	$I_{\text{max}} = 101,1 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 150 \text{ А}$
	$B_{\text{к}} = 14,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к}} = 147,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
	$i_{\text{уд}} = 7,7 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 31 \text{ кА}$
	$r_2 = 0,182 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,200 \text{ Ом}$

4.3 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 вольт, а так же для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Основными приборами, которые подключаются к трансформаторам напряжения на понизительных подстанциях являются вольтметры, ваттметры, варметры, частотомеры и счетчики активной и реактивной энергии [9, стр. 371, рис. 4.104; 9, стр. 362, табл. 4.11]. Нагрузка трансформаторов напряжения представлена в таблице 4.4 [9, стр. 635, табл. П.4.7].

Таблица 4.4 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Место установки	Прибор	Тип	S _{обм} , В·А	n _{обм}	cosφ	sinφ	n _{приб}	Потр. мощн.	
								P, Вт	Q, ВАр
Сторона ВН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	1	2,0	0,0
	Вольтметр	Н – 393	10,0	1	1	0	1	10,0	0,0
	Частотомер	Н – 397	7,0	1	1	0	1	7,0	0,0
Итого:								19,0	0,0
Сторона НН трансформатора	Вольтметр	Э – 335	2,0	1	1	0	2	4,0	0,0
	Ваттметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Варметр	Д – 335	1,5	2	1	0	1	3,0	0,0
	Счетчик W	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
	Счетчик V	СЭТ-4ТМ	0,02	—	—	—	7	0,14	0,0
Итого:								10,3	0,0

а) Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа НТМИ-6

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{ном} = 6$ кВ;

номинальная мощность $S_{ном} = 75$ В·А;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 6 \text{ кВ} = U_{ном} = 6 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{10,3^2 + 0,0^2} = 10,3 \text{ В·А} < S_{ном} = 75 \text{ В·А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

б) Выбор трансформаторов напряжения на стороне ВН трансформатора.

Намечаем установку трансформатора напряжения типа ЗНОМ-35

Параметры трансформатора напряжения

номинальное напряжение $U_{ном} = 35$ кВ;

номинальная мощность $S_{ном} = 150$ В·А;

класс точности 0,5.

– проверка трансформатора напряжения по напряжению установки $U_{уст} \leq U_{ном}$

$$U_{уст} = 35 \text{ кВ} = U_{ном} = 35 \text{ кВ};$$

– проверка трансформатора напряжения по вторичной нагрузке $S_2 \leq S_{ном}$

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения из таблицы 4.4.

$$S_2 = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{19,0^2 + 0,0^2} = 19,0 \text{ В}\cdot\text{А} < S_{\text{ном}} = 150 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Трансформатор напряжения проходит по результатам проверок.

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель АКРВГ с сечением жил $q = 4 \text{ мм}^2$ по условию механической прочности [9, стр. 375].

4.4 Учет электрической энергии

Для присоединения точных измерительных приборов используются трансформаторы тока с классом точности – 0,2, для счетчиков денежного расчета – 0,5, для всех технических измерительных приборов – 1, для релейной защиты – 3 и 10.

Большое значение играет точность измерения потребленной электроэнергии, так как вопросы рационального и экономного расходования электроэнергии занимают важнейшую роль на промышленном предприятии. Одним из главных условий решения этих вопросов является организация доступной и качественной системы учета электроэнергии. В качестве такой системы применим автоматизированную систему коммерческого учета электроэнергии (АСКУЭ).

АСКУЭ – иерархическая система, представляющая собой техническое устройство, функционально объединяющее совокупность измерительно-информационных комплексов точек измерений, информационно-вычислительных комплексов электроустановок, информационно-вычислительного комплекса и системы обеспечения единого времени, выполняющее функции проведения измерений, сбора, обработки и хранения результатов измерений, информации о состоянии объектов и средств измерений, а также передачи полученной информации в интегрированную автоматизированную систему управления коммерческим учетом на оптовом рынке электроэнергии в автоматизированном режиме.

Система АСКУЭ дает возможность связать планирование энергозатрат с планом выпуска готовой продукции, а также точно определить расход энергоресурсов и выделить его в себестоимости конечного продукта производства. Кроме этого, АСКУЭ позволяет видеть моменты простоя и перегрузки работы предприятия, утечки электроэнергии, что помогает скорректировать работу и повысить экономическую эффективность предприятия, автоматизировать сбор данных.

Основными функциями АСКУЭ является:

- непрерывный опрос счетчиков электроэнергии устройством сбора данных;
- дистанционная запись тарифных расписаний в приборы учета по отложенному заданию;
- автоматическая коррекция текущего времени для каждого счетчика по внутренним часам сервера сбора данных;
- хранение даты и времени начала эксплуатации;
- возможность дистанционного отключения нагрузки;
- организация прозрачного канала связи для работы со счетчиками при помощи конфигурационного программного обеспечения;
- определение и регистрация фактов безучетного потребления электроэнергии в системе, на основе сведения балансов отпущенной и потребленной энергии за интервалы времени;
- передача данных о потребленной электроэнергии в биллинговые системы;
- технический учет расхода электроэнергии.

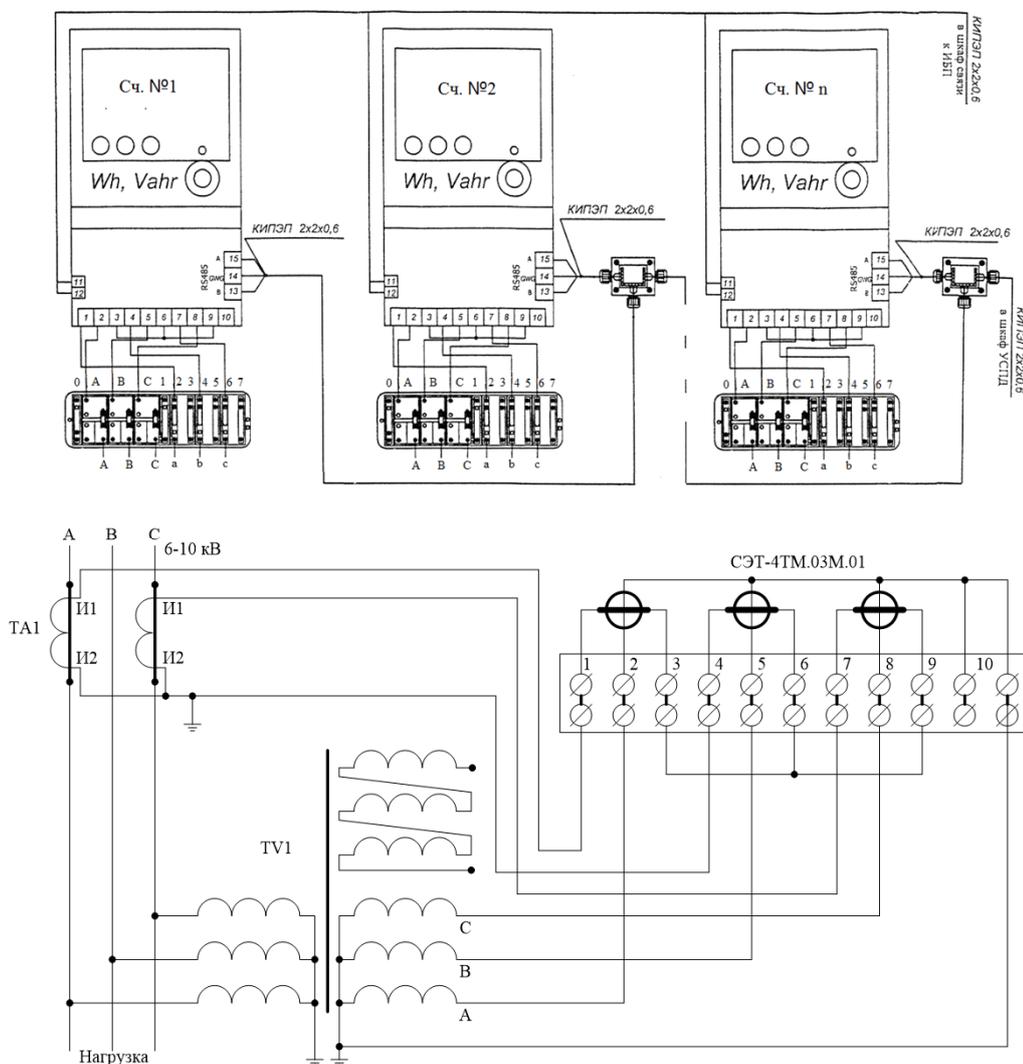
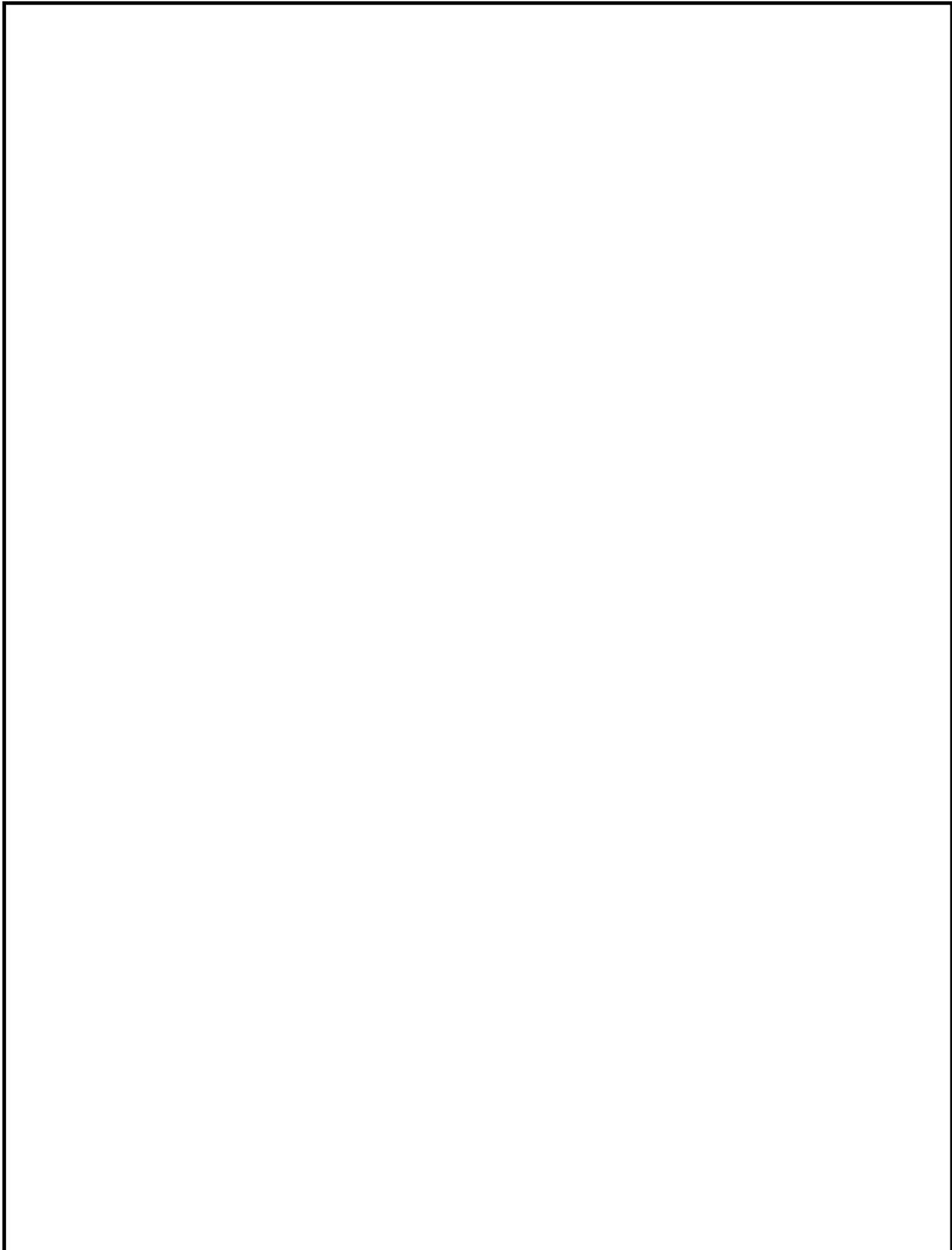


Рисунок 4.1 – Схема учета электроэнергии



					ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Миронов И.А.			Электроснабжение ремонтно- производственной площадки №2	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	17
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

5 ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ РЕМОНТНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПЛОЩАДКИ №2

Электроснабжение выполняется в следующей последовательности.

Приёмники распределяются по пунктам питания, определяются расчётные электрические нагрузки, выбирается схема и способ прокладки сети.

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

Производится выбор аппаратов защиты и силовой распределительной сети, согласуя с аппаратами защиты.

Для участка сети проектируемого объекта строится карта селективности действия аппаратов защиты.

Производится расчёт токов короткого замыкания для участка цеховой сети от ТП до наиболее мощного электроприёмника цеха. Полученные данные наносятся на карту селективности действия аппаратов защиты.

Производится расчёт питающей и распределительной сети по условиям допустимой потере напряжения.

5.1 Выбор защитных аппаратов и сечений линий, питающих распределительные пункты и электроприемники

В качестве аппаратов защиты принимаем автоматические выключатели серии ВА с электромагнитным расцепителем для защиты линии от токов КЗ и тепловым для защиты от перегрузки.

Выбор сечений питающей линий производится по длительно допустимой токовой нагрузке из условия нагрева. Линии, питающие распределительные пункты, проверяются по допустимой потере напряжения. Сечения кабелей согласовываются с действием аппаратов защиты.

Для питания распределительных пунктов и отдельных электроприемников принимаем кабель марки АВВГ с прокладкой в коробах. Питание осуществляем по радиальным линиям.

Примеры выбора аппаратуры и кабелей.

а) Выбор отходящего выключателя ТП

Расчетная мощность нагрузки подстанции

$$S_{р.пс} = 890,8 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток нагрузки подстанции

$$I_{р.пс} = \frac{S_{р.пс}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{890,8}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 1353,4 \text{ А.}$$

Номинальный ток трансформаторов подстанции

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 957,2 \text{ А.}$$

Ток послеаварийного режима трансформаторов подстанции

$$I_{п/ав.тр} = 1,4 \cdot I_{ном.тр} = 1,4 \cdot 957,2 = 1340,1 \text{ А.}$$

Пиковый ток подстанции

$$I_{пик.ПС} = I_{пик}^{max.ПР} + I_{р.ПС} - I_{р}^{max.ПР} = 529,1 + 1353,4 - 157,3 = 1725,2 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки ВА74 – 43 с параметрами $I_{ном.ав} = 1600 \text{ А}$, $I_{тепл} = 1600 \text{ А}$ [3, стр. 87, табл. П.2.3].

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 1600 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{р.ПС} = 1,1 \cdot 1353,4 = 1488,7 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по нагреву послеаварийным током

$$I_{пер} = 2 \cdot I_{тепл} = 2 \cdot 1600 = 3200,0 \text{ А} > I_{п/ав.тр} = 1340,1 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 1,25 \cdot 1725,2 = 2156,5 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик.ПС}}{I_{тепл}} = \frac{2156,5}{1600} = 1,3, \text{ принимаем } K = 2,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 2,0 \cdot 1600 = 3200,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик.ПС} = 2156,5 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

б) Участок ТП – ПР1

Расчетный и пиковый ток нагрузки ПР1

$$I_{р} = 129,3 \text{ А}, \quad I_{пик} = 501,2 \text{ А.}$$

Намечаем к установке автомат марки: ВА74 – 40 с параметрами $I_{ном.ав} = 800 \text{ А}$, $I_{тепл} = 190 \text{ А}$ [3, стр. 87, табл. П.2.3].

– проверка намеченного автомата по нагреву расчетным током

$$I_{тепл} = 190 \text{ А} > 1,1 \cdot I_{р} = 1,1 \cdot 129,3 = 142,3 \text{ А.}$$

– проверка намеченного автомата по условию перегрузки пиковым током

$$1,25 \cdot I_{пик} = 1,25 \cdot 501,2 = 626,4 \text{ А.}$$

Коэффициент кратности тока срабатывания уставки

$$K = \frac{1,25 \cdot I_{пик}}{I_{тепл}} = \frac{626,4}{190} = 3,3, \text{ принимаем } K = 5,0$$

Номинальный ток срабатывания уставки в зоне КЗ

$$I_{э.о} = K \cdot I_{тепл} = 5,0 \cdot 190 = 950,0 \text{ А} > 1,25 \cdot I_{пик} = 626,4 \text{ А.}$$

Принятый автомат проходит по результатам проверок.

Намечаем выбор кабеля марки АВВГ – 1(4 × 120) $I_{\text{доп}} = 200 \text{ А}$
[1, стр. 66-68, табл. 3.6-3.9].

– проверка намеченного кабеля по нагреву расчетным током

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А} > I_p = 142,3 \text{ А}.$$

– согласование с действием аппарата защиты

$$I_{\text{доп}} = 200 \text{ А} > \frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{прокл}}} = \frac{1 \cdot 190}{1} = 190,0 \text{ А},$$

где I_3 – ток уставки срабатывания защитного аппарата, А;

$k_{\text{прокл}}$ – поправочный коэффициент на условие прокладки (для нормальных условий принимается равным 1);

k_3 – кратность защиты (отношение длительно допустимого тока для кабеля к номинальному току или току срабатывания защитного аппарата при перегрузке или КЗ).

– проверка по допустимой потере напряжения

$$\Delta U_{p\%} = \Delta U_0 \cdot I_p \cdot l = 0,109 \cdot 129,3 \cdot 0,026 = 0,36 \% < 5 \%,$$

где l – длина рассматриваемой линии, км.

5% – допустимое значение потерь напряжения.

ΔU_0 – потеря напряжения в трехфазных сетях 380 В [3, стр. 91, табл. П.2.11], % / (А·км);

Принятый кабель проходит по результатам проверок.

Так как расчет по выбору аппаратов защиты и кабельных линий для всех распределительных пунктов и электроприемников аналогичен, то остальные расчеты сведем в таблицу 5.1 (для распределительных пунктов) и таблицу 5.2 (для отдельных электроприемников).

Таблица 5.1 – Выбор марки и сечений проводников питающей сети, аппаратов защиты

Участок	$\frac{I_p}{I_{\text{пик}}}$	$1,1 \cdot I_p$	$1,25 \cdot I_{\text{пик}}$	Автомат		Способ прокладки	K_3	$K_{\text{пр}}$	$\frac{K_3 \cdot I_3}{K_{\text{пр}}}$	Кабель		L	cosφ	ΔU_0	ΔU_p	
				K	$\frac{I_{\text{тепл}}}{I_{3,0}}$					Тип	$I_{\text{доп}}$					Марка
1	A	A	A	–	A	–	–	–	A	A	–	кМ	–	%	%	
	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	14	15	16	17	
Отходящий выключатель ТП	$\frac{1353,4}{1725,2}$	1488,7	2156,5	2,0	$\frac{1600}{3200,0}$	ВА74 – 43	8	–	–	–	–	–	–	–	–	–
ТП - ПР1	$\frac{129,3}{501,2}$	142,3	626,4	5,0	$\frac{190}{950,0}$	ВА74 – 40	На лотках	1,00	1	190	200	0,026	0,74	0,109	0,36	0,36
ТП - ПР2	$\frac{157,3}{529,1}$	173,1	661,4	5,0	$\frac{190}{950}$	ВА74 – 40		1,00	1	190	200	0,046	0,85	0,123	0,90	0,90
ТП - ПР3	$\frac{111,3}{390,4}$	122,5	488,0	5,0	$\frac{190}{950}$	ВА74 – 40		1,00	1	190	200	0,081	0,68	0,117	1,06	1,06
ТП - ПР4	$\frac{126,7}{438,5}$	139,3	548,2	5,0	$\frac{190}{950}$	ВА74 – 40		1,00	1	190	200	0,101	0,70	0,109	1,39	1,39

Таблица 5.2 – Выбор распределительных пунктов, автоматов и кабелей

Приемник	Р _{ном}	I _{ном}	I _{пуск}	1,1·I _{ном}	1,5·I _{пуск}	Автомат				K _з	K _з ·I _з		Кабель		
						K	I _{тепл}	I _{ч.з.}	Тип		K _{пр}	K _{пр}		I _{доп}	Марка
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	
ПР – 1 ПР11-7123															
Подъемник ворот	10,0	34,1	170,7	37,6	256,1	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 × 10)	
Тепловентилятор	8,3	17,7	124,0	19,5	186,0	12,0	20,0	240,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4 × 4)	
Кран-балка ПВ=25%	22,0	75,1	375,6	82,6	563,4	6,0	100,0	600,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ - 1(4 × 50)	
Вытяжная вентиляция	10,2	21,8	152,4	23,9	228,5	12,0	25,0	300,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	25,0	27	АВВГ - 1(4 × 4)	
Пресс-ножницы	19,0	49,9	249,5	54,9	374,3	6,0	63,0	378,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	63,0	75	АВВГ - 1(4 × 25)	
Компрессор	28,0	59,7	298,7	65,7	448,1	6,0	80,0	480,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	80,0	90	АВВГ - 1(4 × 35)	
ПР – 2 ПР11-7123															
Печь	25,0	42,1	–	46,3	–	–	50,0	–	ВА13 – 29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4 × 16)	
Сушильный шкаф	21,0	35,4	–	38,9	–	–	40,0	–	ВА13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 × 10)	
Отрезной станок	24,0	63,0	315,2	69,3	472,7	6,0	80,0	480,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	80,0	90	АВВГ - 1(4 × 35)	
Фрезерный станок	19,4	51,0	254,8	56,0	382,1	12,0	63,0	756,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	63,0	75	АВВГ - 1(4 × 25)	
Токарный станок	17,9	47,0	235,1	51,7	352,6	6,0	63,0	378,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	63,0	75	АВВГ - 1(4 × 25)	
Наждачный станок	4,2	11,0	55,2	12,1	82,7	12,0	12,5	150,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	12,5	27	АВВГ - 1(4 × 4)	
Трубогибочный станок	15,0	39,4	197,0	43,3	295,5	6,0	50,0	300,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	50,0	60	АВВГ - 1(4 × 16)	
Подъемник ворот	10,0	34,1	170,7	37,6	256,1	12,0	40,0	480,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	АВВГ - 1(4 × 10)	
Тепловентилятор	8,3	17,7	124,0	19,5	186,0	12,0	20,0	240,0	ВА13 – 29	1,0	1,0	20,0	27	АВВГ - 1(4 × 4)	
Кран-балка ПВ=25%	22,0	75,1	375,6	82,6	563,4	6,0	100,0	600,0	ВА57 – 35	1,0	1,0	100,0	110	АВВГ - 1(4 × 50)	

Окончание таблицы 5.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
ПР – 3 ПР11-7123														
Сварочный агрегат ПВ=60%	40,0	103,4	310,1	113,7	465,1	4,0	125,0	500,0	BA57 – 35	1,0	1,0	125,0	140	ABBГ - 1(4 × 70)
Сварочный трансформатор ПВ=40%	32,0	82,7	248,1	91,0	372,1	4,0	100,0	400,0	BA57 – 35	1,0	1,0	100,0	110	ABBГ - 1(4 × 50)
Приточная вентиляция	8,5	18,1	127,0	20,0	190,5	12,0	20,0	240,0	BA13 – 29	1,0	1,0	20,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Сверильный станок	2,8	7,4	36,8	8,1	55,2	6,0	10,0	60,0	BA13 – 29	1,0	1,0	10,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Вытяжная вентиляция	10,2	21,8	152,4	23,9	228,5	12,0	25,0	300,0	BA13 – 29	1,0	1,0	25,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Точильно-шлифовальный станок	5,5	14,4	72,2	15,9	108,3	12,0	16,0	192,0	BA13 – 29	1,0	1,0	16,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Вертикально-сверильный станок	5,3	13,9	69,6	15,3	104,4	12,0	16,0	192,0	BA13 – 29	1,0	1,0	16,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
ПР – 4 ПР11-7123														
Пресс гидравлический	25,0	65,7	328,3	72,2	492,4	6,0	80,0	480,0	BA57 – 35	1,0	1,0	80,0	90	ABBГ - 1(4 × 35)
Приточная вентиляция	8,5	18,1	127,0	20,0	190,5	12,0	20,0	240,0	BA13 – 29	1,0	1,0	20,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Точильно-шлифовальный станок	5,5	14,4	72,2	15,9	108,3	12,0	16,0	192,0	BA13 – 29	1,0	1,0	16,0	27	ABBГ - 1(4 × 4)
Консольно-фрезерный станок	16,0	42,0	210,1	46,2	315,2	12,0	50,0	600,0	BA13 – 29	1,0	1,0	50,0	60	ABBГ - 1(4 × 16)
Токарно-винторезный станок	12,4	34,1	170,5	37,5	255,7	12,0	40,0	480,0	BA13 – 29	1,0	1,0	40,0	42	ABBГ - 1(4 × 10)
Вытяжная вентиляция	10,2	22,8	159,5	25,1	239,3	12,0	31,5	378,0	BA13 – 29	1,0	1,0	31,5	32	ABBГ - 1(4 × 6)

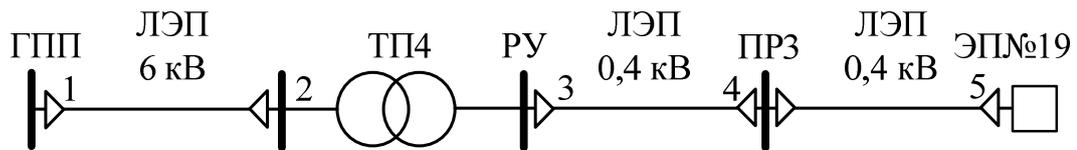
5.2 Построение эпюры отклонения напряжения

В соответствии с этим ГОСТ для силовых сетей промышленных предприятий отклонение напряжений не должен превышать $\pm 5\%$ от номинального значения. На шинах 6-10 кВ подстанции, к которой присоединены распределительные сети, напряжение должно поддерживаться не ниже 105% номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100% номинального в период наименьших нагрузок этих сетей.

Рассмотрим цепочку ГПП – ТП4 – РУ – ЭП №19.

Расчетные данные приемника №19

$$P_{\text{ном}} = 40,0 \text{ кВт}; \quad Q_{\text{ном}} = 53,3 \text{ кВАр}; \quad S_{\text{ном}} = 66,7 \text{ кВА}.$$



АВБ6ШВ-	ТМ-630/10	АВВГ –	АВВГ –
2 (3 × 50)	$S_{\text{ном}} = 0,63 \text{ МВА}$	1(4 × 120)	1(4 × 70)
$l = 395,6 \text{ м}$	$U_{\text{к}} = 5,5 \%$	$l = 81,3 \text{ м}$	$l = 19,3 \text{ м}$
$r_0 = 0,620 \text{ мОм/м}$	$P_{\text{кз}} = 8,5 \text{ кВт}$	$r_0 = 0,258 \text{ мОм/м}$	$r_0 = 0,043 \text{ мОм/м}$
$x_0 = 0,083 \text{ мОм/м}$	$n_{\text{тр}} = 2 \text{ шт}$	$x_0 = 0,060 \text{ мОм/м}$	$x_0 = 0,061 \text{ мОм/м}$
$n_{\text{ц}} = 2 \text{ шт}$		$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт}$	$n_{\text{ц}} = 1 \text{ шт}$

Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Расчет максимального режима нагрузки

Участок 1-2

Активное и реактивное сопротивление участка 1-2

$$R_{12} = \frac{r_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,620 \cdot 395,6}{2} \cdot 10^{-3} = 0,123 \text{ Ом},$$

$$X_{12} = \frac{x_{12} \cdot l_{12}}{n_{\text{ц}}} = \frac{0,083 \cdot 395,6}{2} \cdot 10^{-3} = 0,016 \text{ Ом}.$$

Активная и реактивная мощности, протекающие по участку 1-2

$$P_{12} = \sum P_{\text{ц,ТП}} = 735,1 \text{ кВт}, \quad Q_{12} = \sum Q_{\text{ц,ТП}} = 498,4 \text{ кВАр}.$$

Потеря напряжения на участке 1-2

$$\Delta U_{12,\%} = \frac{P_{12} \cdot R_{12} + Q_{12} \cdot X_{12}}{10 \cdot U_1^2} = \frac{735,1 \cdot 0,123 + 498,4 \cdot 0,016}{10 \cdot 6,3^2} = 0,248 \%$$

Потеря напряжения на участке 1-2 в именованных единицах

$$\Delta U_{12} = \Delta U_{12,\%} \cdot \frac{U_1}{100\%} = 0,248 \cdot \frac{6300}{100} = 15,6 \text{ В}.$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 1-2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 6300 - 15,6 = 6284,4 \text{ В}.$$

Участок 2-3

Активная и реактивная составляющая значения напряжения короткого замыкания трансформатора

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

$$U_p = \sqrt{U_k^2 + U_a^2} = \sqrt{5,5^2 + 1,349^2} = 5,332 \text{ .}$$

Коэффициент загрузки трансформатора

$$\beta = \frac{P_{12}}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{735,1}{2 \cdot 630} = 0,583 \text{ .}$$

Потери активной и реактивной мощности в трансформаторе

$$\Delta P_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta P_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta P_{кз}) = 2 \cdot (1,56 + 0,58^2 \cdot 8,5) = 8,9 \text{ кВт,}$$

$$\Delta Q_{тр} = n_{тр} \cdot (\Delta Q_{xx} + \beta^2 \cdot \Delta Q_{кз}) = 2 \cdot (12,6 + 0,58^2 \cdot 34,7) = 48,8 \text{ кВАр.}$$

Активная, реактивная и полная мощности, протекающие по участку 2-3

$$P_{23} = P_{12} - \Delta P_{тр} = 735,1 - 8,9 = 726,2 \text{ кВт,}$$

$$Q_{23} = Q_{12} - \Delta Q_{тр} = 498,4 - 48,8 = 449,6 \text{ кВАр.}$$

$$S_{23} = \sqrt{P_{23}^2 + Q_{23}^2} = \sqrt{726,2^2 + 449,6^2} = 854,1 \text{ кВА.}$$

Коэффициент мощности на участке 2-3

$$\cos \varphi = \frac{P_{23}}{S_{23}} = \frac{726,2}{854,1} = 0,850 \text{ ,} \quad \sin \varphi = \frac{Q_{23}}{S_{23}} = \frac{449,6}{854,1} = 0,526 \text{ ,}$$

Потеря напряжения на участке 2-3

$$\begin{aligned} \Delta U_{23,\%} = \beta \cdot (U_a \cdot \cos \varphi + U_p \cdot \sin \varphi) + \frac{\beta^2}{200} \cdot (U_a \cdot \sin \varphi - U_p \cdot \cos \varphi) = & 0,583 \cdot (1,349 \cdot 0,850 + \\ & + 5,332 \cdot 0,526) + \frac{0,583^2}{200} \cdot (1,349 \cdot 0,526 - 5,332 \cdot 0,850) = 2,300 \text{ \%}. \end{aligned}$$

Потеря напряжения на участке 2-3 в именованных единицах

$$\Delta U_{23} = \Delta U_{23,\%} \cdot \frac{U_2}{100\%} = 2,300 \cdot \frac{6284,4}{100} = 144,6 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23} = 6284,4 - 144,6 = 6139,8 \text{ В.}$$

Фактическое значение напряжения в конце участка 2-3 с учетом коэффициента трансформации

$$U_3^{HH} = U_3 = 400 \cdot \frac{6139,8}{6300} = 389,8 \text{ В.}$$

Расчет для других участков проводится аналогично.

Результаты расчетов приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Расчётные данные для построения эпюры отклонений напряжения

Максимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	735,1	726,2	61,6	40,0
Q_i , кВАр	498,4	449,6	39,7	53,3
S_i , кВА	888,2	854,1	73,3	66,7
R_i , Ом	0,123	—	0,021	0,001
X_i , Ом	0,016	—	0,005	0,001
$\cos\varphi$	—	0,850	—	—
$\sin\varphi$	—	0,526	—	—
β_T	—	0,583	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,248	2,300	0,977	0,065
ΔU_i , В	15,6	144,6	3,8	0,2
$\Sigma = 3,590 \%$				
Минимальный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	404,3	399,5	33,9	40,0
Q_i , кВАр	348,9	316,6	27,8	53,3
S_i , кВА	534,0	509,7	43,8	66,7
R_i , Ом	0,123	—	0,0210	0,001
X_i , Ом	0,016	—	0,0049	0,001
$\cos\varphi$	—	0,784	—	—
$\sin\varphi$	—	0,621	—	—
β_T	—	0,321	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,139	1,400	0,545	0,063
ΔU_i , В	8,8	88,1	2,1	0,2
$\Sigma = 2,148 \%$				
$K_{\min} = 0,550$				
$K_{\min} = 0,700$				
Послеаварийный режим нагрузки				
Участок	1–2	2–3	3–4	4–5
P_i , кВт	735,1	722,0	61,6	40,0
Q_i , кВАр	498,4	438,6	39,7	53,3
S_i , кВА	888,2	844,8	73,3	66,7
R_i , Ом	0,245	—	0,021	0,001
X_i , Ом	0,033	—	0,005	0,001
$\cos\varphi$	—	0,855	—	—
$\sin\varphi$	—	0,519	—	—
β_T	—	1,167	—	—
U_a , %	—	1,349	—	—
U_p , %	—	5,332	—	—
ΔU_i , %	0,496	4,550	1,029	0,068
ΔU_i , В	31,2	285,2	3,9	0,3
$\Sigma = 6,142 \%$				

По результатам расчетов строим эюру отклонения напряжения. Эюра представлена на рисунке 5.2.

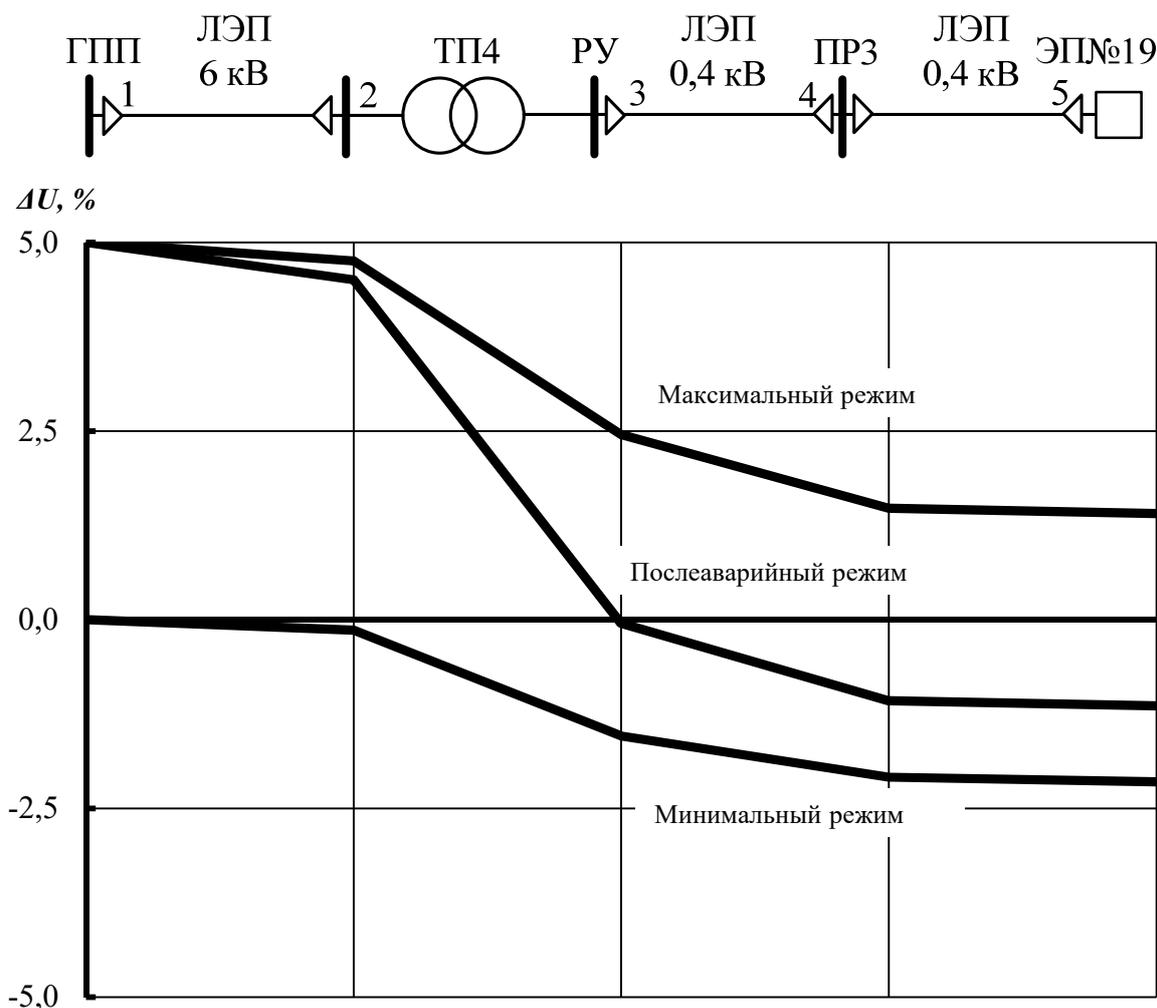


Рисунок 5.2 – Эюры отклонений напряжения

Из эюр отклонений напряжения видно, что потеря напряжения в линиях соответствует норме и принятые сечения пригодны для эксплуатации.

5.3 Расчет токов короткого замыкания в сети до 1000 В

Расчет в сравнении с расчетом токов КЗ в сетях напряжением выше 1000 В обладает следующими особенностями:

- напряжение на шинах ЦТП считается неизменным при КЗ в сети до 1000 В;
- при расчете токов КЗ учитываем активные и индуктивные сопротивления до точки КЗ всех элементов сети;
- расчет ведем в именованных единицах;
- напряжение принимаем на 5% выше номинального напряжения сети.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП4 – ПР3 – ЭП №19.

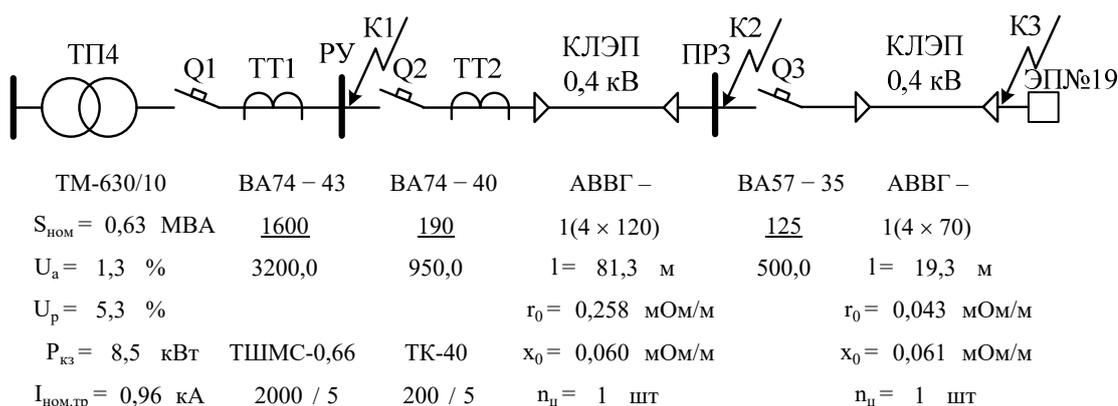


Рисунок 5.3 – Расчетная схема

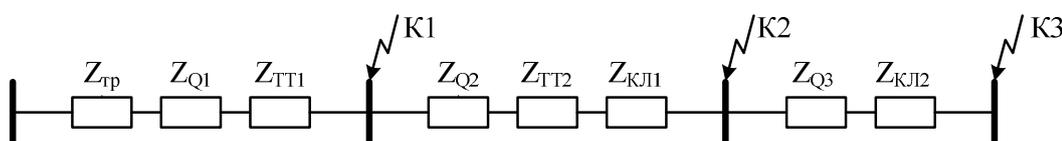


Рисунок 5.4 – Схема замещения

Сопротивления элементов.

Трансформаторы

$$R_{\text{тр}} = \frac{U_a}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.тр}}} = \frac{1,349}{100} \cdot \frac{400^2}{630} = 3,4 \text{ мОм},$$

$$X_{\text{тр}} = \frac{U_p}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ.тр}}} = \frac{5,332}{100} \cdot \frac{400^2}{630} = 13,5 \text{ мОм},$$

$$Z_{\text{тр}} = \sqrt{R_{\text{тр}}^2 + X_{\text{тр}}^2} = \sqrt{3,4^2 + 13,5^2} = 14,0 \text{ мОм}.$$

Сопротивление катушек максимального тока автоматов при номинальных токах больше 1000 А не учитываются, по этому, сопротивление автомата Q1 не учитываем.

Автоматы Q2, Q3

$$Z_{Q2} = \sqrt{R_{Q2}^2 + X_{Q2}^2} = \sqrt{0,36^2 + 0,28^2} = 0,5 \text{ мОм},$$

$$Z_{Q3} = \sqrt{R_{Q3}^2 + X_{Q3}^2} = \sqrt{0,74^2 + 0,55^2} = 0,9 \text{ мОм}.$$

Сопротивления первичной обмотки трансформаторов тока с коэффициентом трансформации >1000/5 не учитывается, по этому, сопротивление трансформатора тока ТТ1 не учитываем.

Трансформатор тока ТТ2

$$Z_{\text{ТТ2}} = \sqrt{R_{\text{ТТ2}}^2 + X_{\text{ТТ2}}^2} = \sqrt{0,42^2 + 0,67^2} = 0,8 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ1

$$R_{KL1} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,258 \cdot 81,3}{1} = 21,0 \text{ мОм},$$

$$X_{KL1} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,060 \cdot 81,3}{1} = 4,9 \text{ мОм},$$

$$Z_{KL1} = \sqrt{R_{KL1}^2 + X_{KL1}^2} = \sqrt{21,0^2 + 4,9^2} = 21,5 \text{ мОм}.$$

Кабельная линия КЛ2

$$R_{KL2} = \frac{r_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,043 \cdot 19,3}{1} = 0,8 \text{ мОм},$$

$$X_{KL2} = \frac{x_0 \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,061 \cdot 19,3}{1} = 1,2 \text{ мОм}.$$

$$Z_{KL2} = \sqrt{R_{KL2}^2 + X_{KL2}^2} = \sqrt{0,8^2 + 1,2^2} = 1,4 \text{ мОм}.$$

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Полное сопротивление до точки К1

$$Z_{K1} = Z_{тр} = 14,0 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot Z_{K1}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot 14,0} = 16,5 \text{ кА}.$$

Постоянная времени

$$T_{a1} = \frac{X_{рез1}}{\omega \cdot R_{рез1}} = \frac{13,5}{314 \cdot 3,4} = 0,0126 \text{ с}.$$

Ударный коэффициент

$$k_{уд1} = 1 + e^{-0,01/T_{a1}} = 1 + e^{-0,01 / 0,0126} = 1,452 .$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К1

$$i_{уд,К1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1,452 \cdot 16,5 = 33,9 \text{ кА}.$$

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.4.

Таблица 5.4 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_{Σ} , мОм	$k_{уд}$	T_a , сек	I_k , кА	$i_{уд}$, кА
К1	14,0	1,452	0,0126	16,5	33,9
К2	36,7	1,017	0,0025	6,3	9,0
К3	39,1	1,019	0,0025	5,9	8,5

5.4 Построение карты селективности действия аппаратов защиты

Карта селективности действия аппаратов защиты строится в логарифмической системе координат и служит для проверки правильности выбора аппаратов защиты. На карту селективности наносятся:

- номинальный и пусковой токи электроприёмника;
- расчётный и пиковый ток силового распределительного шкафа;
- расчётный и пиковый ток вводного распределительного устройства (при его наличии);
- расчётный и пиковый ток подстанции;
- характеристики защитных аппаратов;
- значения токов короткого замыкания в сети 0,4 кВ.

Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Данные нагрузки и аппаратов защиты для построения карты селективности

Узел нагрузки	ТП4	ПРЗ	Сварочный агрегат №19
Расчетный ток I_M , А	1353,4	111,3	–
Пиковый ток $I_{пик}$, А	1725,2	390,4	–
Номинальный ток $I_{ном}$, А	–	–	103,4
Пусковой ток $I_{пуск}$, А	–	–	310,1
Ток КЗ I_K , А	16533,2	6285,6	5905,4
Тип аппарата	ВА74 – 43	ВА74 – 40	ВА57 – 35
Условия срабатывания по току			
– при перегрузке $I_{ном.расц}$, А	1600	190	125,0
– при КЗ $I_{кз}$, А	3200,0	950,0	500,0
Условия срабатывания по времени, с	0,1	0,05	0

Карта селективности представлена на рисунке 5.5.

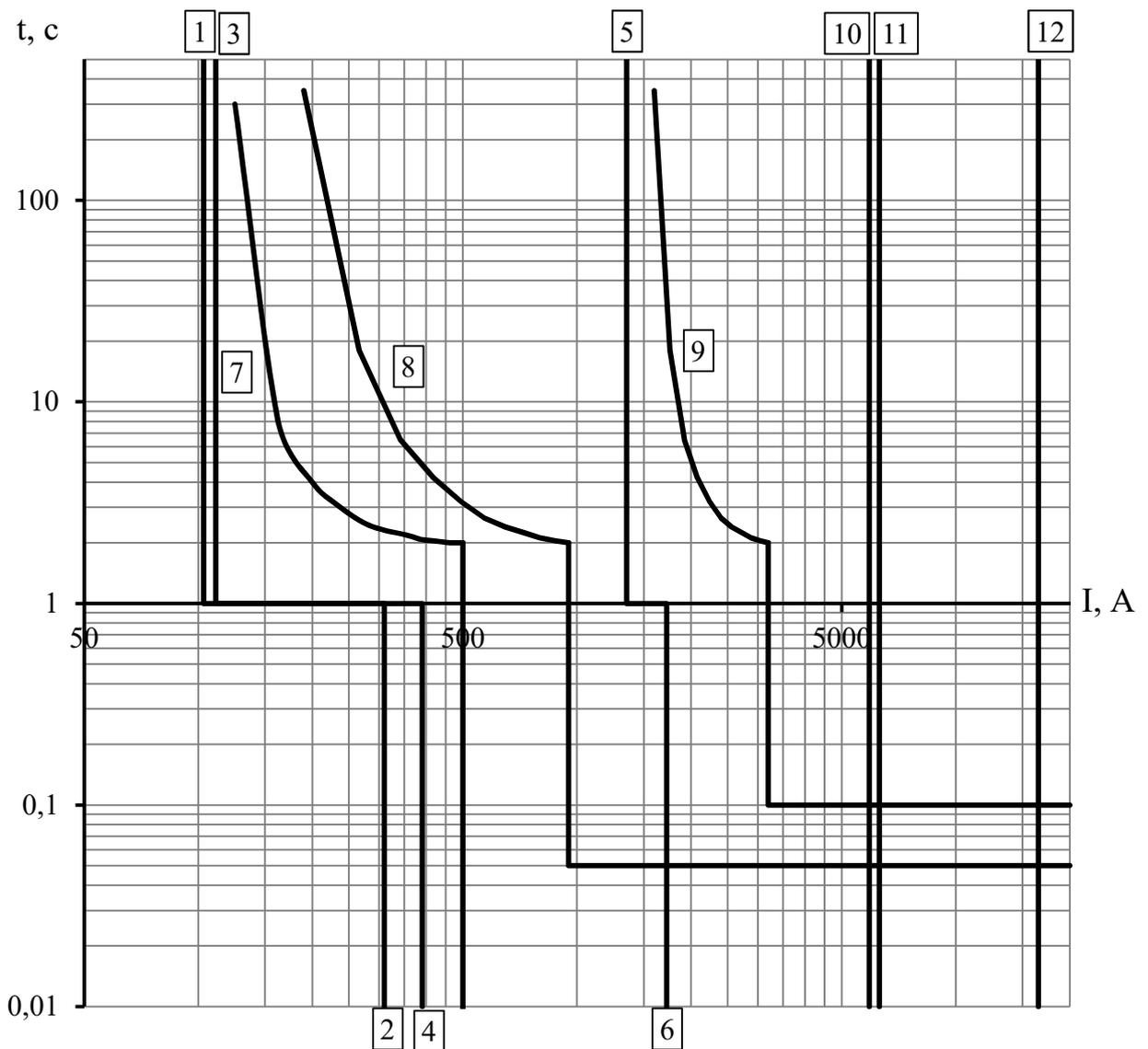


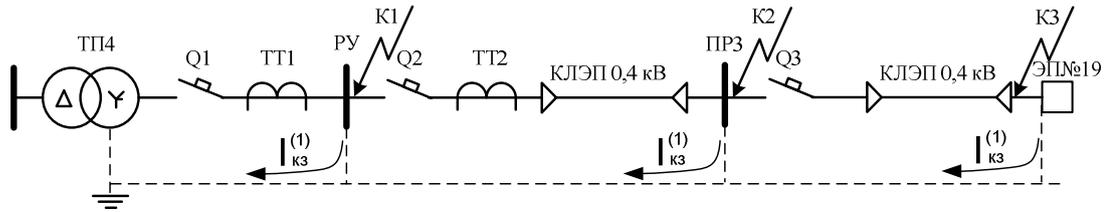
Рисунок 5.5 – Карта селективности действия аппаратов защиты

1 – номинальный ток электроприемника; 2 – пусковой ток электроприемника; 3 – расчетный ток ПР; 4 – пиковый ток ПР; 5 – расчетный ток ТП; 6 – пиковый ток ТП; 7 – автомат электроприемника; 8 – автомат ПР; 9 – автомат ТП; 10 – КЗ в точке К3; 11 – КЗ в точке К2; 12 – КЗ в точке К1.

5.5 Проверка цеховой сети 0,4 кВ по условию срабатывания защиты от однофазного КЗ

Обеспечение отключения аппаратами защиты токов трехфазного КЗ не является гарантией отключения однофазного КЗ, по той причине, что токи однофазного короткого замыкания в несколько раз меньше токов трехфазного КЗ. В сети напряжения 0,4 кВ необходимо быстрое отключение повреждения. Это достигается высокой проводимостью петли фаза ноль.

Расчет токов КЗ ведем для участка ТП4 – ПР3 – ЭП №19.



ТМ-630/10	ВА74 – 43	ВА74 – 40	АВВГ –	ВА57 – 35	АВВГ –
$z_{тр} = 42,0$ мОм	<u>1600</u>	<u>190</u>	$1(4 \times 120)$	<u>125</u>	$1(4 \times 70)$
	3200,0	950,0	$l = 81,3$ м	500,0	$l = 19,3$ м
			$r_{\phi} = 0,258$ мОм/м		$r_{\phi} = 0,043$ мОм/м
	ТШМС-0,66	ТК-40	$r_n = 0,620$ мОм/м		$r_n = 1,090$ мОм/м
	2000 / 5	200 / 5	$x' = 0,600$ мОм/м		$x' = 0,600$ мОм/м
			$n_{ц} = 1$ шт		$n_{ц} = 1$ шт

Рисунок 5.6 – Расчетная схема

Сопротивления элементов.

Сопротивление трансформатора току однофазного замыкания на корпус [2, стр. 60, табл. 4.6]

$$\frac{Z_{тр}}{3} = \frac{42,0}{3} = 14,0 \text{ мОм.}$$

Автоматы Q2, Q3

$$R_{Q2} = 0,36 \text{ мОм,} \quad X_{Q2} = 0,28 \text{ мОм,}$$

$$R_{Q3} = 0,74 \text{ мОм,} \quad X_{Q3} = 0,55 \text{ мОм,}$$

Трансформатор тока ТТ2

$$R_{ТТ2} = 0,42 \text{ мОм,} \quad X_{ТТ2} = 0,67 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ1

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 1} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,258 \cdot 81,3}{1} = 21,0 \text{ мОм,}$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{n1} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,620 \cdot 81,3}{1} = 50,4 \text{ мОм,}$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-нуль [2, стр. 61]

$$X'_1 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 81,3}{1} = 48,8 \text{ мОм.}$$

Кабельная линия КЛ2

активное сопротивление основных проводников

$$R_{\phi 2} = \frac{r_{\phi} \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,043 \cdot 19,3}{1} = 0,8 \text{ мОм,}$$

активное сопротивление нулевого проводника [1, стр. 143, табл. 6.22]

$$R_{н2} = \frac{r_n \cdot l}{n_{ц}} = \frac{1,090 \cdot 19,3}{1} = 21,0 \text{ мОм},$$

внешнее индуктивное сопротивление петли фаза-ноль [2, стр. 61]

$$X'_2 = \frac{x' \cdot l}{n_{ц}} = \frac{0,600 \cdot 19,3}{1} = 11,6 \text{ мОм}.$$

Сопротивление дуги в точке КЗ [2, стр. 61]

$$R_d = 0,03 \text{ мОм}.$$

Сопротивление питающей системы [2, стр. 61]

$$X_c = 3,2 \text{ мОм}.$$

Внутреннее индуктивное сопротивление проводов зануления X'' учитывается только для проводов выполненных из стали [2, стр. 61].

Для расчета тока однофазного КЗ рекомендуется упрощенная формула

$$I_K^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_n},$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети, В.

Расчет тока короткого замыкания для точки К1.

Сопротивление петли фаза ноль до точки К1

$$Z_{н1} = \sqrt{R_d^2 + X_c^2} = \sqrt{0,03^2 + 3,2^2} = 3,2 \text{ мОм}.$$

Ток короткого замыкания в точке К1

$$I_{K1}^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{Z_{тр}}{3} + Z_{н1}} = \frac{220}{14,0 + 3,2} = 12,8 \text{ кА}.$$

Проверка условия

$$I_{K1}^{(1)} = 12,8 \text{ кА} > 3 \cdot I_{ном,расц} = 3 \cdot 1,600 = 4,8 \text{ кА},$$

следовательно, в случае однофазного КЗ в точке К1 автомат, защищающий отходящую линию на ТП, должен безотказно сработать.

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 5.6.

Таблица 5.6 – Результаты расчёта токов короткого замыкания

Точка КЗ	Z_Σ , мОм	I_K , кА	$3 \cdot I_{ном,расц}$, кА
К1	3,2	12,8	4,8
К2	89,5	2,13	0,57
К3	114,9	1,71	0,38

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			<i>Релейная защита</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	9
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

6 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

6.1 Назначение РЗиА

Устройства защиты и автоматики должны выполнять определенные функции. Для релейной защиты такими функциями являются ее срабатывания при повреждении защищаемого элемента и несрабатывания при КЗ за пределами этого элемента. С целью ограничения отказов функционирования защите придаются определенные свойства. Основные из них – селективность, устойчивость и надежность функционирования.

Основные условия надежной работы релейной защиты:

- обеспечение селективности, т.е. отключение только поврежденных участков. Время срабатывания защиты характеризуется выдержкой времени, обеспечивающей селективность;
- чувствительность ко всем видам повреждений на защищаемой линии и на линиях, питаемых от нее, а также к изменению в связи с этим параметров, что оценивается коэффициентом чувствительности;
- максимальная простота схем с наименьшим числом аппаратов и достаточная надежность и быстродействие;
- наличие сигнализации о неисправностях в цепях, питающих аппараты релейной защиты.

Релейная защита выполняется на реле различных типов. Реле, применяемые в релейной защите, классифицируются по следующим признакам:

- по способу воздействия на отключение – прямого и косвенного действия;
- по принципу действия – электромагнитные, электродинамические, тепловые, электронные и другие;
- по параметру действия – ток, напряжение, мощность, тепловые и другие.

6.2 Защиты трансформатора

Устройства релейной защиты для силовых трансформаторов предусматривают защиту от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- однофазных замыканий на землю в обмотке и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью;
- витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ и перегрузкой, понижения уровня масла.

Виды защит трансформатора определяются его мощностью, назначением, режимом работы, местом установки, схемой включения.

6.3 Токовые защиты трансформатора от коротких замыканий

Для защиты трансформатора небольшой и средней мощности от коротких замыканий в его обмотках на выводах и в соединениях используют токовую отсечку без выдержки времени и токовую защиту со ступенчатой характеристикой выдержки времени. Защита устанавливается со стороны источника питания непосредственно у выключателя. При этом в зону действия защиты входят трансформатор и его соединения с выключателем. Срабатывая, защита действует на отключение выключателей.

Недостатком отсечки без выдержки времени является неполная защита трансформатора. В её зону действия входит только часть обмотки. Защита не реагирует на замыкания на выводах и в соединениях с выключателем со стороны низшего напряжения.

Для устранения этого недостатка токовую отсечку без выдержки времени дополняют максимальной токовой защитой, которая является вместе с тем защитой трансформатора от сверхтоков внешних коротких замыканий. При установке на трансформаторе защита действует на отключение выключателя со стороны высшего напряжения. Для повышения чувствительности к повреждениям внутри бака защита со ступенчатой характеристикой дополняется газовой защитой.

Примеры схем защит приведены на рисунке 6.1.

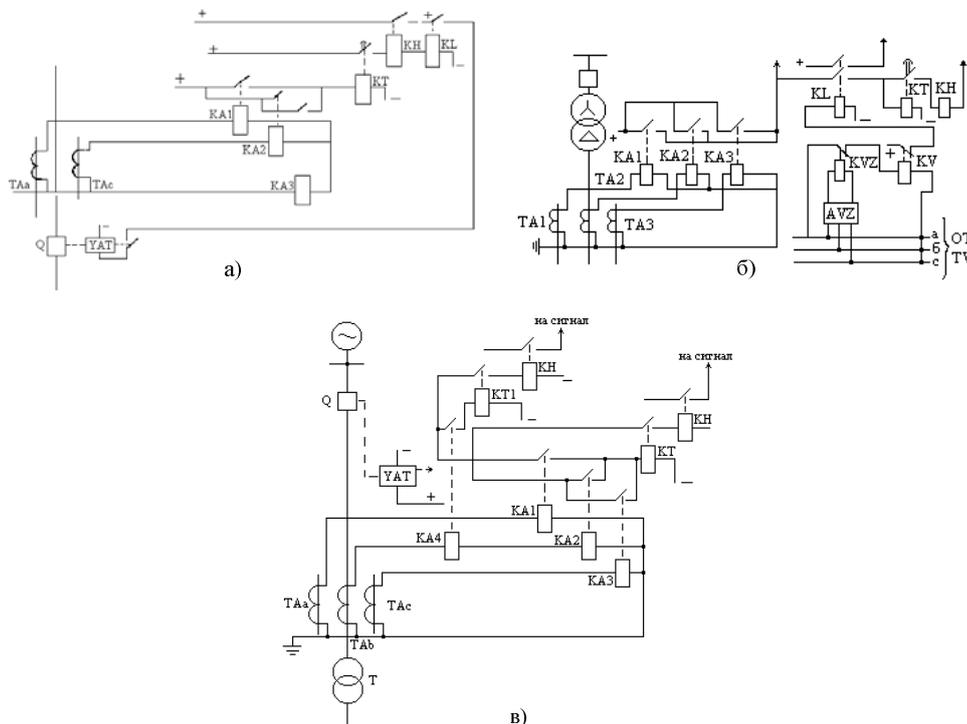


Рисунок 6.1 – Примеры схем защит энергетических объектов:

- а) МТЗ линии; б) МТЗ от внешних КЗ с комбинированным пусковым органом напряжения; в) МТЗ трансформатора от внешних КЗ и защита от перегрузок.

6.4 Газовая защита

Баки трансформаторов заполняются маслом. Ток короткого замыкания, проходящий через место установки токовой защиты при повреждении внутри бака трансформатора, определяется числом замкнутых витков и поэтому может оказаться недостаточным для ее действия. Однако витковые замыкания представляют опасность для трансформатора и должны отключаться.

Опасным внутренним повреждением является «пожар стали» магнитопровода, который возникает при нарушении изоляции между листами магнитопровода. Токовая и дифференциальная защиты на этот вид повреждения не реагируют. В этом случае применяют газовую защиту, фиксирующую появление в баке трансформатора газа. Образование газа является следствием разложения масла и других изолирующих материалов под действием электрической дуги или недопустимого нагрева.

Основным элементом газовой защиты является газовое реле (рисунок 6.2) Корпус газового реле врезается в маслопровод между крышкой бака и расширителем, так чтобы не препятствовать циркуляции масла между ними. Элементы выполнены в виде плоскодонных алюминиевых чашек, вращающихся вместе с подвижными контактами 4 вокруг осей 3. Эти контакты замыкаются с неподвижными контактами 5 при опускании чашек.

В нормальном режиме при наличии масла в кожухе реле чашки удерживаются пружинами 6 в положении, указанном на рисунке. Система отрегулирована так, что масса чашки с маслом является достаточной для преодоления силы пружины при отсутствии масла в кожухе реле. Поэтому понижение уровня масла сопровождается опусканием чашек и замыканием соответствующих контактов. Сначала опускается верхняя чашка и реле действует на сигнал. При интенсивном газообразовании возникает сильный поток масла и газов из бака в расширитель через газовое реле. На пути потока находится лопасть 7, действующая вместе с нижней чашкой на общий контакт. Лопасть поворачивается и замыкает контакт в цепи отключения трансформатора.

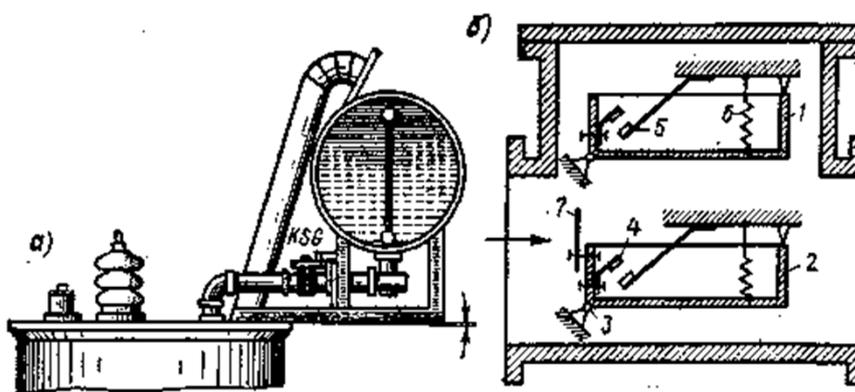


Рисунок 6.2 – Газовое реле защиты трансформатора

Достоинства газовой защиты: высокая чувствительность и реагирование практически на все виды повреждения внутри бака; сравнительно небольшое время срабатывания; простота выполнения.

Недостаток защиты – нереагирование на повреждения вне бака, в зоне между трансформатором и выключателями. Так же, вследствие несовершенства конструкции современных газовых реле защиту приходится выводить из действия при попадании воздуха в бак трансформатора, что может быть, например, при доливке масла, после ремонта системы охлаждения и др.

6.5 Дифференциальные токовые защиты трансформаторов

Дифференциальные токовые защиты трансформаторов выполняются в виде: дифференциальной токовой отсечки; дифференциальной защиты с промежуточными насыщающимися трансформаторами тока; дифференциальной токовой защиты с реле, имеющими торможение.

Дифференциальная токовая отсечка выполняется посредством максимальных реле тока КА1 и КА2, например РТ – 40 или РТМ, включаемых непосредственно в дифференциальную цепь схемы без каких-либо промежуточных устройств.

Достоинства – быстродействие и простота. Однако из-за большого тока срабатывания токовая отсечка иногда недостаточна чувствительна, поэтому она применяется на трансформаторах небольшой мощности.

Для выполнения дифференциальной токовой защиты с насыщающимися трансформаторами используются реле с НТТ типа РНТ – 565. Реле РНТ – 565 применяется при низкой чувствительности токовой отсечки или если требуются дополнительные устройства для выравнивания токов в схеме с реле косвенного действия. Благодаря НТТ защита отстраивается от бросков тока намагничивания. Если чувствительность защиты с реле типа РНТ недостаточна, то дифференциальная защита выполняется посредством реле с торможением.

6.6 Расчет дифференциальной защиты трансформатора ГПП

Дифференциальная защита трансформатора является основной быстродействующей защитой от межфазных КЗ и замыканий между витками одной фазы. Схема расчета дифференциальной защиты приведена на рисунке 6.3.

При создавшемся аварийном режиме в зоне защиты в работу вступает дифференциальная защита и отключает повреждение без выдержки времени со стороны НН и ВН одновременно.

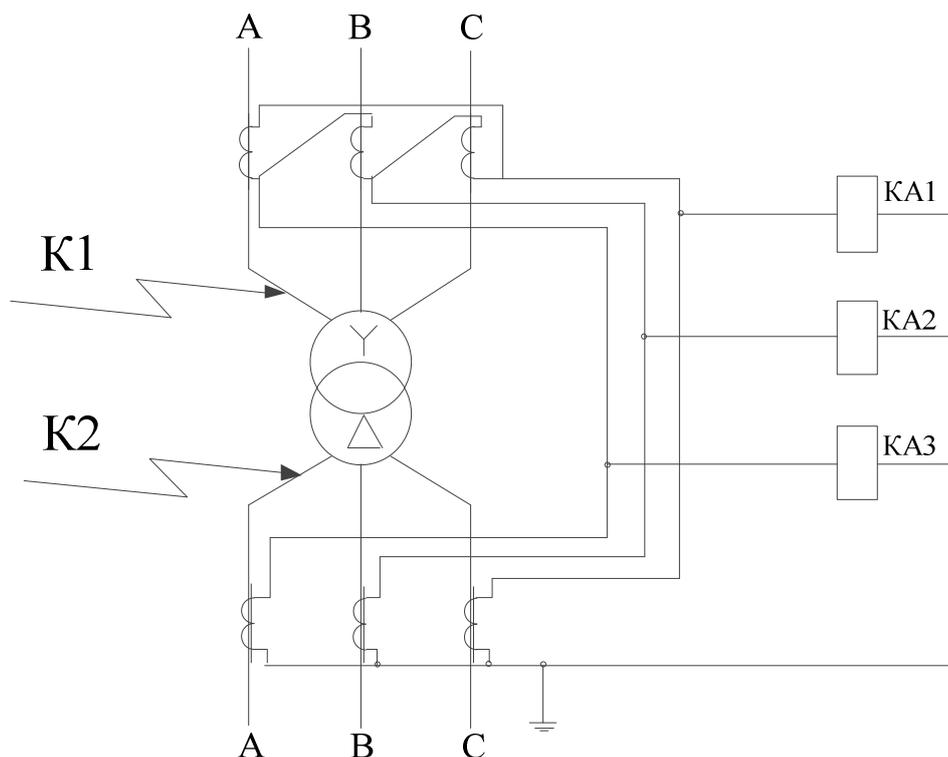


Рисунок 6.3 – Дифференциальная токовая защита трансформатора

Таблица 6.1 – Исходные данные для расчета дифференциальной защиты

Числовое значение для стороны	
35,0	6,0
Номинальные токи защищаемого трансформатора:	
$I_{ВН} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 35,0} = 92,4 \text{ А.}$	$I_{НН} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН}} = \frac{1,4 \cdot 4000}{\sqrt{3} \cdot 6,0} = 538,9 \text{ А.}$
Схема соединения обмоток трансформаторов	
Y	Δ
Схема соединения обмоток трансформаторов тока	
Δ	Y
Коэффициент схемы	
$K_{\text{сх}}^{(3)} = \sqrt{3}$	$K_{\text{сх}}^{(3)} = 1$
Принятый стандартный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{\text{А.ВН}} = \frac{150}{5} = 30,0$	$K_{\text{А.НН}} = \frac{2000}{5} = 400,0$
Расчетный коэффициент трансформации трансформаторов тока	
$K_{\text{АΔ}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{5} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,4}{5} = 32,0$	$K_{\text{АY}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{НН}}{5} = \frac{1 \cdot 538,9}{5} = 107,8$
Вторичный ток в плечах защиты	
$I_{2ВН} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{ВН}}{K_{\text{А.ВН}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 92,4}{30,0} = 5,3 \text{ А.}$	$I_{2НН} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{НН}}{K_{\text{А.НН}}} = \frac{1 \cdot 538,9}{400,0} = 1,3 \text{ А.}$
Токи КЗ	
$I_{\text{КЗ.ВН}} = 3372,5 \text{ А.}$	$I_{\text{КЗ.НН}} = 3920,2 \text{ А.}$

Ток небаланса, обусловленный погрешностью трансформаторов тока

$$I'_{нб} = I_{нб.тр} = K_a \cdot K_{одн} \cdot \Psi_i \cdot I_{кз.вн.мах} = 1 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 3372,5 = 337,2 \text{ А},$$

где $K_a = 1$ – коэффициент, учитывающий наличие апериодической составляющей [11, стр. 156];

$K_{одн} = 0,5 \div 1,0$ – коэффициент однотипности трансформаторов тока [11, стр. 156];

$\Psi_i = 0,1$ – относительное значение полной погрешности трансформаторов тока [11, стр. 156].

Ток небаланса, обусловленный наличием РПН у силового

$$I''_{нб} = I_{нб.рег} = \Delta U_{*a} \cdot K_{ток} \cdot I_{кз.вн.мах} = 0,09 \cdot 1,0 \cdot 3372,5 = 303,5 \text{ А},$$

где $\Delta U_{*a} = 0,09$ – относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, равная половине диапазона регулирования силового трансформатора;

$K_{ток} = 1,0$ – коэффициент токораспределения (для двухобмоточного трансформатора) [11, стр. 157].

Первичный расчетный ток небаланса при внешнем КЗ

$$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} = 337,2 + 303,5 = 640,8 \text{ А}.$$

Предварительный ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса

$$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 640,8 = 833,0 \text{ А},$$

где $K_{над} = 1,3$ – коэффициент надежности, учитывающий ошибку реле и необходимый запас [11, стр. 158].

Предварительный ток срабатывания защиты по условию от броска тока намагничивания

$$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{вн} = 1,3 \cdot 92,4 = 120,1 \text{ А}.$$

Принимаем расчетный ток срабатывания защиты

$$I_{с.з} = 833,0 \text{ А}.$$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{кз.вн.мин}}{K_{А.вн}} = 1,5 \cdot \frac{3372,5}{30,0} = 168,6 \text{ А}.$$

При двухфазном КЗ на стороне НН ток повреждения проходит через обмотки трансформатора тока стороны ВН, соединенные в треугольник. Предварительный ток срабатывания реле

$$I_{с.р} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_{А.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 833,0}{30,0} = 48,1 \text{ А}.$$

Предварительное значение коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{I_p}{I_{\text{с.р}}} = \frac{168,6}{48,1} = 3,51 > 2 .$$

Проверка выполняется, можно вести расчет дальше. Необходимо определить число витков обмоток реле. Расчет начинается с определения числа витков обмотки ВН, так как это питающая сторона с регулируемым напряжением.

Таблица 6.2 – Определение числа витков насыщающегося трансформатора

Расчетный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{\text{с.р.вн.расч}} = \frac{K_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{с.з}}}{K_{\text{А.вн}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 833,0}{30} = 48,1 \text{ А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{\text{вн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.вн.расч}}} = \frac{100}{48,1} = 2,1 \text{ шт, принимаем } W_{\text{вн}} = 3,0 \text{ шт.}$
Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{\text{с.р.вн}} = \frac{F_{\text{ср}}}{W_{\text{вн}}} = \frac{100}{3,0} = 33,3 \text{ А.}$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{\text{с.з.вн}} = \frac{I_{\text{с.р.вн}} \cdot K_{\text{А.вн}}}{K_{\text{сх}}^{(3)}} = \frac{33,3 \cdot 30,0}{\sqrt{3}} = 577,4 \text{ А.}$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{\text{с.р.нн.расч}} = \frac{I_{\text{с.з.вн}} \cdot U_{\text{вн}}}{U_{\text{нн}}} = \frac{577,4 \cdot 35,0}{6,0} = 3367,9 \text{ А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{\text{нн.расч}} = \frac{W_{\text{вн}} \cdot I_{2\text{вн}}}{I_{2\text{нн}}} = \frac{3 \cdot 5,3}{1,3} = 11,9 \text{ шт, принимаем } W_{\text{нн}} = 12,0 \text{ шт.}$
Ток небаланса, составляющая $I'_{\text{нб}}$
$I'_{\text{нб}} = \frac{W_{\text{нн.расч}} - W_{\text{нн}}}{W_{\text{нн.расч}}} \cdot I_{\text{кз.вн.мах}} = \frac{11,9 - 12,0}{11,9} \cdot 3372,5 = 34,9 \text{ А.}$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{\text{нб}} = I'_{\text{нб}} + I''_{\text{нб}} + I'''_{\text{нб}} = 337,2 + 303,5 + 34,9 = 675,7 \text{ А.}$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{\text{с.з}} \geq K_{\text{над}} \cdot I_{\text{нб}} = 1,3 \cdot 675,7 = 878,4 \text{ А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны ВН
$W_{\text{вн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{с.р.вн}}} = \frac{100}{33,3} = 3,0 \text{ шт, принимаем } W_{\text{вн}} = 3,0 \text{ шт.}$

Окончание таблицы 6.2

Фактический ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{F_{ср}}{W_{вн}} = \frac{100}{3,0} = 33,3 \text{ А.}$
Фактический расчетный ток срабатывания защиты на стороне ВН
$I_{с.з.вн} = \frac{I_{с.р.вн} \cdot K_{А.вн}}{K_{сх}^{(3)}} = \frac{33,3 \cdot 30,0}{\sqrt{3}} = 577,4 \text{ А.}$
Расчетный ток срабатывания защиты на стороне НН
$I_{с.р.нн.расч} = \frac{I_{с.з.вн} \cdot U_{вн}}{U_{нн}} = \frac{577,4 \cdot 35,0}{6,0} = 3367,9 \text{ А.}$
Расчетное число витков обмотки реле для стороны НН
$W_{нн.расч} = \frac{W_{вн} \cdot I_{2вн}}{I_{2нн}} = \frac{3 \cdot 5,3}{1,3} = 11,9 \text{ шт, принимаем } W_{нн} = 12,0 \text{ шт.}$
Ток небаланса, составляющая $I'''_{нб}$
$I'''_{нб} = \frac{W_{нн.расч} - W_{нн}}{W_{нн.расч}} \cdot I_{кз.вн.мах} = \frac{11,9 - 12,0}{11,9} \cdot 3372,5 = 34,9 \text{ А.}$
Первичный расчетный ток небаланса
$I_{нб} = I'_{нб} + I''_{нб} + I'''_{нб} = 337,2 + 303,5 + 34,9 = 675,7 \text{ А.}$
Ток срабатывания защиты по условию отстройки от тока небаланса
$I_{с.з} \geq K_{над} \cdot I_{нб} = 1,3 \cdot 675,7 = 878,4 \text{ А.}$
Уточненный ток срабатывания реле на стороне ВН
$I_{с.р.вн} = \frac{K_{сх}^{(3)} \cdot I_{с.з}}{K_{А.вн}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 878,4}{30,0} = 50,7 \text{ А.}$
Окончательно принятое число витков
$W_{вн} = 3,0 \text{ шт; } W_{нн} = 12,0 \text{ шт.}$
Проверка по уравнению
$I_{2вн} \cdot W_{вн} = 5,3 \cdot 3,0 = 16,0 \cong I_{2нн} \cdot W_{нн} = 1,3 \cdot 12,0 = 16,2$

Расчетный ток в реле [11, стр. 27, табл. 2.1]

$$I_p = 1,5 \cdot \frac{I_{кз.вн.мин}}{K_{А.вн}} = 1,5 \cdot \frac{3372,5}{30,0} = 168,6 \text{ А.}$$

Оценка значения коэффициента чувствительности при двухфазном КЗ

$$K_q^{(2)} = \frac{I_p}{I_{с.р}} = \frac{168,6}{50,7} = 3,32 > 2 .$$

Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Миронов И.А.			Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	10
Консульт.		Фигурко А.А.				НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Уте.								

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г2Б1	Миронов Иван Александрович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	13.03.02/140610

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	- Примерный бюджет проекта - 1030 тыс руб.; - В реализации проекта задействованы два человека: руководитель, инженер.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	- Проект выполняется в соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов» и ГОСТ Р 51541-99 - Минимальный размер оплаты труда(на 2017 год) составляет 7500 руб.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым взносам 30% от ФОТ.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка сметной стоимости на проектирование</i>	Расчет сметы затрат на проектирование
2. <i>Формирование плана и графика разработки</i>	Формирование плана и графика разработки ИП
3. <i>Оценка сметной стоимости на оборудование</i>	Расчет сметы затрат на оборудование
4. <i>Интегральные показатели ресурсоэффективности</i>	Оценка научно-технического уровня исследования

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент кафедры менеджмента	Фигурко Аркадий Альбертович	К.Э.Н. доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Миронов Иван Александрович		

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Общие сведения

Целью данной работы является составление сметы на проектирование электрической части ОАО «Алданзолото ГРК» и расчет сметы затрат на электрооборудование ремонтно-производственной площадки №2.

Капитальные вложения в электрооборудование – это в первую очередь, стоимость электрооборудования и стоимость строительно-монтажных работ.

Смета – это документ, определяющий окончательную и предельную стоимость реализации проекта. Смета служит исходным документом капитального вложения, в котором определяются затраты, необходимые для выполнения полного объема необходимых работ.

Исходными материалами для определения сметной стоимости строительства объекта служат данные проекта по составу оборудования, объему строительных и монтажных работ; прейскуранты цен на оборудование и строительные материалы; нормы и расценки на строительные и монтажные работы; тарифы на перевозку грузов; нормы накладных расходов и другие нормативные документы.

Решение о проектировании электроснабжения принимается на основе технико-экономического обоснования.

На основе утвержденного ТЭО заказчик заключает договор с проектной организацией на проектирование и выдает ей задание, которое содержит:

1. Генплан предприятия;
2. Расположение источника питания;
3. Сведения об электрических нагрузках;
4. План размещения электроприемников на корпусах;
5. Площадь корпусов и всей территории завода.

Различают две стадии проектирования:

- а) Технический проект;
- б) Рабочий чертеж.

Если проектируемый объект в техническом отношении не сложный, то обе стадии объединяются в одну – технорабочий проект.

7.2 Смета на проектирование

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на проектирование электроснабжения объекта в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 7.1).

Таблица 7.1 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн.	СЗП, руб.	ЗП, руб.
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель	2	1722,8	3445,6
		Инженер	5	987,4	4936,9
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	8	987,4	7899,0
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7	987,4	6911,7
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	1	987,4	987,4
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Техничко-экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	4	987,4	3949,5
6	Выбор трансформаторов ГПП. Техничко-экономический расчет схемы внешнего электроснабжения	Руководитель	1	1722,8	1722,8
		Инженер	5	987,4	4936,9
7	Расчет внутриводской сети предприятия	Инженер	12	987,4	11848,6
8	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	Инженер	1	987,4	987,4
9	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	2	987,4	1974,8
10	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель	2	1722,8	3445,6
		Инженер	6	987,4	5924,3
11	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	1	987,4	987,4
12	Расчет молниезащиты	Инженер	1	987,4	987,4
13	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	1	987,4	987,4
14	Расчет эпюры отклонений напряжения	Инженер	2	987,4	1974,8
15	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель	3	1722,8	5168,4
		Инженер	22	987,4	21722,4
16	Чертежные работы	Руководитель	3	1722,8	5168,4
		Инженер	20	987,4	19747,6
Итого по каждой должности		Руководитель	11	1722,8	18950,9
		Инженер	98	987,4	96763,3
Итого ФЗП сотрудников					115714,2

Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{зп}} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}},$$

где $I_{\text{зп}}$ – заработная плата;

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;

$I_{\text{со}}$ – отчисления на социальные нужды;

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$I_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

1) Расчет зарплаты

а) Месячная зарплата научного руководителя

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = (ЗП_0 \cdot K_1 + Д) \cdot K_2 = (23300,0 \cdot 1,10 + 2200,0) \cdot 1,3 = 36179,0 \text{ руб.}$$

где $ЗП_0$ – месячный оклад;

$Д$ – доплата за интенсивность труда;

K_1 – коэффициент, учитывающий отпуск;

K_2 – районный коэффициент (1,3 для Томской области).

Зарплата научного руководителя с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n \cdot \frac{36179,0}{21} \cdot 11,0 = 18950,9 \text{ руб.}$$

где n – количество отработанных дней по факту.

б) Месячная зарплата инженера

$$I_{\text{зп}}^{\text{мес}} = ЗП_0 \cdot K_1 \cdot K_2 = 14500,0 \cdot 1,10 \cdot 1,3 = 20735,0 \text{ руб.}$$

Зарплата инженера с учетом фактически отработанных дней

$$I_{\text{зп}}^{\text{ф}} = \frac{I_{\text{зп}}^{\text{мес}}}{21} \cdot n \cdot \frac{20735,0}{21} \cdot 98,0 = 96763,3 \text{ руб.}$$

в) Итого ФЗП сотрудников

$$\text{ФЗП} = 18950,9 + 96763,3 = 115714,2 \text{ руб.}$$

Расчет ФЗП приведен в таблице 7.2. Календарный план проекта и график занятости представлены на рисунке 7.1.

Таблица 7.2 – Расчет ФЗП

Должность	ЗП ₀ , руб	Д, руб	K ₁	K ₂	I _{зп} ^{мес} , руб
Руководитель	23300,0	2200,0	1,10	1,3	36179,0
Инженер	14500,0	–	1,10	1,3	20735,0
Итого	37800,0	–	–	–	56914,0

Наименование исполнителя	Календарные дни	Перечень выполняемых работ
Руководитель	0 - 5	Ознакомление с производственной документацией
	25 - 27	Выбор трансформаторов ГПП
	46 - 48	Расчет схемы электроснабжения цеха
	56 - 59	Составление расчетно-поиснительной записки
Инженер	0 - 13	Чертежные работы
	13 - 20	Ознакомление с производственной документацией
	13 - 20	Расчет электрических нагрузок по цеху
	13 - 20	Расчет электрических нагрузок по предприятию
	13 - 20	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН
	20 - 25	Выбор трансформаторов цеховых подстанций
	25 - 30	Выбор трансформаторов ГПП
	30 - 42	Расчет внутривольской сети предприятия
	42 - 44	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.
	44 - 46	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В
	46 - 51	Расчет схемы электроснабжения цеха
	51 - 52	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В
	52 - 53	Расчет молниезащиты
	53 - 54	Расчет релейной защиты и автоматики
	54 - 55	Расчет эпюры отклонений напряжения
	55 - 56	Составление расчетно-поиснительной записки
	56 - 95	Чертежные работы

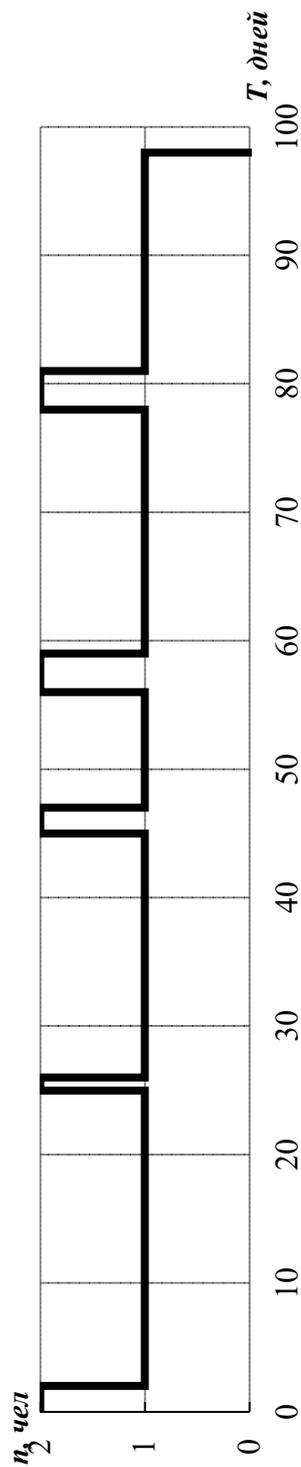


Рисунок 8.1 – Календарный план проекта и график занятости в выполнении проекта

2) Материальные затраты

Таблица 7.3 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флеш память	1	1100,0	1100,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	1	166,0	166,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	2200,0	2200,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	3766,0

3) Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{ам} = \frac{T_{исп.КТ}}{T_{кал}} \cdot C_{КТ} \cdot \frac{1}{T_{сл}} = \frac{49}{365} \cdot 26750,0 \cdot \frac{1}{5} = 718,2 \text{ руб.}$$

где $T_{исп.КТ}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{кал} = 365$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$C_{КТ}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{сл}$ – срок службы компьютерной техники (время окупаемости 5 лет).

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 7.4.

Таблица 7.4 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	T _э , дней	И _{ам} , руб
Компьютер	26750,0	1	49	718,2
Принтер	3500,0	1	10	19,2
Итого И _{ам} , руб	–	–	–	737,4

4) Отчисления на социальные нужды (соц. страхование, пенсионный фонд, мед. страховка) в размере 30% от ФЗП

$$I_{со} = 0,3 \cdot 115714,2 = 34714,3 \text{ руб.}$$

5) Прочие расходы (услуги связи, затраты на ремонт оборудования...) в размере 10% от ФЗП, затрат на материалы, амортизации и отчислений на социальные нужды

$$I_{пр} = 0,1 \cdot (\text{ФЗП} + I_{м} + I_{ам} + I_{со}) =$$

$$= 0,1 \cdot (115714,2 + 3766,0 + 737,4 + 34714,3) = 15493,2 \text{ руб.}$$

б) Накладные расходы (затраты на отопление, свет, обслуживание помещений...) в размере 16% от ФЗП

$$I_{\text{накл}} = 0,16 \cdot \text{ФЗП} = 0,16 \cdot 115714,2 = 18514,3 \text{ руб.}$$

7) Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = \text{ФЗП} + I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}} =$$

$$= 115714,2 + 3766,0 + 737,4 + 34714,3 + 15493,2 + 18514,3 = 188939,4 \text{ руб.}$$

Расчет сметы затрат разработку проекта сведем в таблицу 7.5.

Таблица 7.5 – Калькуляция сметной стоимости на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, руб.
1	ФЗП	115714,2
2	Материалы $I_{\text{мат}}$	3766,0
3	Амортизация основных фондов $I_{\text{ам}}$	737,4
4	Социальные отчисления $I_{\text{со}}$	34714,3
5	Прочие расходы $I_{\text{пр}}$	15493,2
6	Накладные расходы $I_{\text{н}}$	18514,3
Цена проекта $K_{\text{пр}}$, руб		188939,4

7.3 Смета затрат на электрооборудование

Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха приведена в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Смета затрат на электрооборудование рассматриваемого цеха

№ п/п	Наименование оборудования	Единицы измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб.		Общая стоимость, тыс. руб.	
				Оборудование	Монтаж	Оборудование	Монтаж
1	2	3	4	5	6	7	8
1	КТП 630/10 × 2	шт	2	128,80	25,76	257,60	51,52
2	ПР11-7123-21УЗ	шт	4	11,85	2,37	47,40	9,48
	ЯОУ 85-01	шт	4	3,25	0,65	13,00	2,60
3	Автомат ВА74 – 43	шт	3	10,20	2,04	30,60	6,12
	Автомат ВА74 – 40	шт	4	7,70	1,54	30,80	6,16
	Автомат ВА57 – 35	шт	7	1,43	0,29	9,98	2,00
	Автомат ВА13 – 29	шт	22	0,68	0,14	14,85	2,97

Окончание таблицы 7.6

1	2	3	4	5	6	7	8
4	Кабель АВВГ-4 × 4	км	0,025	31,25	6,25	0,78	0,16
	Кабель АВВГ-4 × 6	км	0,075	45,00	9,00	3,38	0,68
	Кабель АВВГ-4 × 10	км	0,154	66,00	13,20	10,16	2,03
	Кабель АВВГ-4 × 16	км	0,071	90,50	18,10	6,43	1,29
	Кабель АВВГ-4 × 25	км	0,031	139,25	27,85	4,32	0,86
	Кабель АВВГ-4 × 35	км	0,025	182,50	36,50	4,51	0,90
	Кабель АВВГ-4 × 50	км	0,033	248,75	49,75	8,21	1,64
	Кабель АВВГ-4 × 70	км	0,084	388,50	77,70	32,63	6,53
	Кабель АВВГ-4 × 95	км	0,010	495,00	99,00	4,95	0,99
	Кабель АВВГ-4 × 120	км	0,045	605,50	121,10	27,25	5,45
	Кабель АВВГ-4 × 150	км	0,122	750,25	150,05	91,53	18,31
	Кабель АВВГ-4 × 185	км	0,104	912,85	182,57	95,21	19,04
	Провод ПВ-2 × 2,5	км	1,274	3,75	0,75	4,78	0,96
Итого по цеху, тыс. руб						698,35	139,67

Результаты технико-экономического сравнения вариантов схемы внешнего электроснабжения приведены в таблице 7.7.

Таблица 7.7 – Определение суммарных приведенных затрат на установку высоковольтного оборудования

Тр-тор	Сечение мм ²	К _{лэп} , руб	К _{об} , руб	К _{тр} , руб	С _{пот} , руб/год	С _{ам} , руб/год	С _{обсл} , руб/год	З, руб/год
ТМН-4000/35	АС 120/19	36705312,0	2099160,0	6254640,0	258299,6	4230235,8	786516,7	12466542,9
ТМН-6300/35	АС 120/19	36705312,0	2099160,0	8139600,0	457161,0	4356528,1	897729,3	13266706,6

Исходя из сравнения расчетов, можно сделать вывод, что по приведенным затратам наиболее целесообразен вариант с трансформаторами мощностью 4000 кВА.

Технико-экономическое сравнение вариантов схемы внешнего электроснабжения было выполнено в пунктах 3.8-3.9. Результаты технико-экономического сравнения и выбор оптимального варианта приведены в таблице 3.10.

7.4 Интегральные показатели ресурсоэффективности

Для определения научно - технического уровня проекта, его научной ценности, технической значимости и эффективности необходимо, рассчитать коэффициент научно-технического уровня (НТУ).

Коэффициент НТУ рассчитывается при помощи метода балльных оценок. Суть метода состоит в присвоении каждому из признаков НТУ определенного числа баллов по принятой шкале. Общую оценку приводят по сумме баллов по всем показателям с учетом весовых характеристик.

Формула для определения общей оценки

$$НТУ = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \Pi_i,$$

где k_i – весовой коэффициент i – го признака;

Π_i – количественная оценка i – го признака.

Таблица 7.8 – Весовые коэффициенты НТУ

Признаки НТУ	Весовой коэффициент
Уровень новизны	0,5
Теоретический уровень	0,3
Возможность реализации	0,2

Таблица 7.9 – Шкала оценки новизны

Баллы	Уровень
1-4	Низкий НТУ
5-7	Средний НТУ
8-10	Сравнительно высокий НТУ
11-14	Высокий НТУ

Таблица 7.10 – Значимость теоретических уровней

Характеристика значимости теоретических уровней	Баллы
Разработка нового метода	10
Глубокая разработка проблем, многосторонний анализ	8
Разработка численных экспериментов	6
Элементарный анализ результатов исследования	3

Таблица 7.11 – Возможность реализации по времени и масштабам

Время реализации	Баллы
В течение первых лет	10
От 5 до 10 лет	5
Свыше 10 лет	3

Тогда

$$НТУ = \sum_{i=1}^n k_i \cdot \Pi_i = 0,5 \cdot 5 + 0,3 \cdot 6 + 0,2 \cdot 5 = 5.$$

По полученным значениям коэффициент научно-технического уровня (НТУ) можно сказать о достаточно высоком научно - техническом уровне исследования, его научной ценности, технической значимости и эффективности.

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			Социальная ответственность	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	16
<i>Консульт.</i>		<i>Король И.С.</i>				<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-5Г2Б1	Миронов Иван Александрович

Институт	ИнЭО	Кафедра	ЭПЭО
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	140400/140610.65

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	«Электроснабжение ремонтно-производственной площадки №2 ОАО «Алданзолото ГРК»»; - область применения – золотодобывающая промышленность; - рабочая зона - ремонтно-производственная площадка №2.
--	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – показатели микроклимата; – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты). 	<p>Анализ вредных факторов:</p> <p>1. Микроклимат (ГОСТ 12.1.005 – 88 «Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»; СанПиН 2.2.4.548 – 96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»):</p> <ul style="list-style-type: none"> - температура воздуха $t = 24^{\circ}\text{C}$; - относительная влажность воздуха $\phi = 60\%$; - скорость движения воздуха 0,5 м/с. <p>2. Шум (ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности»): не превышает 70 дБ. СИЗ: беруши, наушники, противושумные каски</p> <p>3. Вибрация (ГОСТ 12.1.012 – 90 «ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования», Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.556 – 96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»): не превышает 92 дБ. Защита: своевременное обслуживание технологического оборудования.</p> <p>4. Электромагнитное излучение (ГОСТ 12.1.002 – 84 "Электрические поля промышленной частоты. Допустимые уровни напряженности и требования к проведению контроля на рабочих местах"): не более 5 кВ/м (в пределах нормы).</p> <p>5. Освещенность рабочей зоны (ГОСТ Р 55710-2013 «Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений»): 200 лк, (разряд IV, подразряд "в"). Применение местного освещения в случае необходимости.</p> <p>Анализ опасных факторов:</p> <p>1. Механические травмы («Межотраслевые правила по охране труда при эксплуатации электроустановок» ПОТРМ-016-2001; РД 153 -34,0-03,150-00). Источники: подвижное технологическое оборудование. Защита: ограждения, предупредительные плакаты и таблички.</p> <p>2. Термическая опасность: отсутствует.</p> <p>3. Электробезопасность (ГОСТ 12.1.038 – 82 «ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»; ПУЭ; Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»). Защита: ограждения, сигнализация, плакаты, экраны. СИЗ: боты, перчатки, ковры, клещи, шианги.</p>
--	---

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>1. Воздействие на селитебную зону (СанПиН 2.2.1/21.1-1200-03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»): отсутствует.</p> <p>2. Воздействие на атмосферу (ГН 2.1.5.2280-07 «ПДК химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования»): отсутствуют.</p> <p>3. Воздействия объекта на гидросферу (ГОСТ 17.1.3.06-82 «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод»): выбросы теплоты в водоемы, изменение условий ледостава и зимнего гидрологического режима.</p> <p>4. Воздействия на литосферу (ГОСТ 30772-2001 «Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Термины и определения»): потребление ресурсов литосферы, золоотвалы.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Наиболее типичная ЧС для рассматриваемого цеха является пожар (Федеральный закон от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»). Для обеспечения безопасности приняты меры:</p> <ul style="list-style-type: none"> - установлена автоматическая пожарная сигнализация и система автоматического пожаротушения; - разработана инструкция по пожарной безопасности для работников; - помещения оснащены первичными средствами пожаротушения; - разработан план эвакуации работников при пожаре; - назначено ответственное лицо при возникновении ЧС.
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> - Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций»; - Правило внутреннего трудового распорядка предприятия; - Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны (ГОСТ 12.2.003-91 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности и настоящего стандарта»; ГОСТ 12.2.049-80 «ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.»).

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Король Ирина Степановна	к.х.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-5Г2Б1	Миронов Иван Александрович		

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Объектом исследования в данной работе является рабочее место электромонтера, которым является ремонтно-производственная площадка №2 ОАО «Алданзолото ГРК».

В рассматриваемом цехе имеется большое количество оборудования различного назначения (станочное оборудование, подъемники, прессы...). Данное оборудование создает опасные и вредные факторы. Необходимо строго соблюдать технику безопасности и применять различные меры для обеспечения безопасности рабочего персонала.

В данном разделе дипломной работы проанализируем условия труда с точки зрения наличия возможности появления опасных и вредных факторов и их воздействие на работающих, рассмотрим мероприятия по технике безопасности и производственной санитарии, а также мероприятия по противопожарной профилактике на рабочем месте сотрудника предприятия, обслуживающего электрооборудование ремонтно-производственной площадки.

Рабочим местом персонала является та зона обслуживания или ремонта, в которой персонал проводит более 50% рабочего времени.

Также рассмотрим ряд аспектов по охране окружающей среды.

Уделим внимание безопасности в чрезвычайных ситуациях и правовым и организационным вопросам обеспечения безопасности.

8.1. Производственная безопасность

8.1.1 Анализ выявленных вредных факторов

Отклонение показателей микроклимата

Для обеспечения нормальных условий труда персонала немаловажную роль играет микроклимат, т.е. факторы производственной среды, влияющие на физическое и эмоциональное состояние человеческого организма.

Нормы производственного микроклимата установлены системой стандартов безопасности труда СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [21].

Показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оптимальные показатели микроклимата распространяются на всю рабочую зону, допустимые показатели устанавливаются дифференцировано для постоянных и непостоянных рабочих мест. Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне рассматриваемого цеха, указаны в таблице 8.2 [21].

Таблица 8.2 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Па (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
Теплый	Па (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2

Допустимые макроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьми часовой рабочей смены. Они не вызывают повреждений или нарушений состояния здоровья, но могут приводить к возникновению общих и локальных ощущений теплового дискомфорта, напряжению механизмов терморегуляции, ухудшению самочувствия и понижению работоспособности. Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах должны соответствовать значениям, приведенные в таблице 8.3 [21].

Таблица 8.3 – Допустимые величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		Диапазон ниже оптим. вел.	Диапазон выше оптим. вел.			Для диапазона темпер. воздуха ниже оптим. вел., не более	Для диапазона темпер. воздуха выше оптим. вел., не более
Холодный	Па (175-232)	17-18,9	21,1-23	16-24	15-75	0,1	0,3
Теплый	Па (175-232)	18-19,9	22,1-27	17-28	15-75	0,1	0,4

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих на рабочих местах от производственных источников, нагретых до темного свечения (материалов, изделий и др.) должны соответствовать значениям, приведенным в таблице 8.4 [21].

Таблица 8.4 – Допустимые величины интенсивности теплового облучения поверхности тела работающих от производственных источников

Облучаемая поверхность тела, %	Интенсивность теплового облучения, Вт/м ² , не более
50 и более	35
25-50	70
не более 25	100

Допустимые величины интенсивности теплового облучения работающих от источников излучения, нагретых до белого и красного свечения (раскаленный или расплавленный металл, стекло, пламя и др.) не должны превышать 140 Вт/м². При этом облучению не должно подвергаться более 25 % поверхности тела и обязательным является использование средств индивидуальной защиты, в том числе средств защиты лица и глаз.

Мероприятия по созданию условий для нормальной терморегуляции организма:

1. Механизация и автоматизация производств.
2. Теплоизоляция и экранизация.
3. Естественная и искусственная вентиляция производственных помещений.

4. Рациональный питьевой режим, кратковременные перерывы в работе, спецодежда.

5. Вентиляция и отопление.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [22] В рассматриваемом цехе используются малоопасные вредные вещества ($ПДК > 10 \text{ мг/м}^3$). Основной мерой борьбы с вредными веществами является применение системы вентиляции.

Нормы производственной вентиляции установлены согласно СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование» [23].

На рабочем месте предусматривается искусственная приточно-вытяжная общеобменная вентиляция с расходом воздуха на одного работающего не менее $60 \text{ м}^3/\text{ч}$.

Повышенный уровень шума на рабочем месте

В производственных условиях разнообразные машины, аппараты и механизмы являются агрегатами динамически неуравновешенными. Для рассматриваемого цеха такими аппаратами являются станочное оборудование, подъемники, прессы, трансформаторы на трансформаторных подстанциях.

Длительное систематическое воздействие шума на организм человека приводит к следующим негативным последствиям:

- снижает производительность труда;
- снижает чувствительность слуха;
- количество ошибок возрастает;
- нарушает артериальное давление и ритм сердечной деятельности.

Характеристикой постоянного шума на рабочих местах являются уровни звукового давления. Для ориентировочной оценки (например, при проверке органами надзора, выявлении необходимости осуществления мер по шумоглушению и др.) допускается в качестве характеристики постоянного широкополосного шума на рабочих местах принимать уровень звука значение которого приведено в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ «Шум. Общие требования безопасности» [24].

Допустимый уровень звукового давления для цеха 70 дБ в октавных полосах со среднегеометрической частотой 1000 Гц и уровень звука 80 дБА [24].

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума. Квалификация» [25]. предусматривает следующие меры для снижения уровня шума:

1. Устройство кратковременных перерывов в работе.
2. Установка в помещениях звукопоглощающих конструкций и экранов.
3. Качественное изготовление деталей станков и машин.
4. Звукоизоляция ограждающих конструкций.
5. Укрытия в кожухи источников шума.
6. Применение средств индивидуальной защиты (беруши, против шумные наушники, шлемофоны и др.).

Повышенный уровень вибрации

Гигиеническое нормирование вибраций регламентирует параметры производственной вибрации и правила работы с виброопасными механизмами и оборудованием СН 2.2.4/2.1.8.556 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» [26].

Физические вибрации характеризуются частотой (Гц, 1/с), амплитудой виброперемещения (м), виброскоростью и виброускорением.

Таблица 8.5 – Предельно допустимые значения вибрации рабочих мест

Вид вибрации: Технологическая	Среднегеометрические частоты, Гц.					
	2	4	8	16	32,5	63
Предельно допустимые значения виброскорости, дБ	108	99	93	92	92	92
Предельно допустимые значения виброускорения, дБ	103	100	100	106	112	110

Вибрацию в рассматриваемом цехе можно наблюдать при работе большинства оборудования. Для снижения уровня вибрации производится тщательное наблюдение за узлами оборудования, и в случае необходимости, настройка оборудования и замена изношенных частей установки, виброизоляция, применение динамических виброгасителей, уравнивание, балансировка, жесткое присоединение агрегата к фундаменту большой массы. Применение средств индивидуальной защиты: рукавицы с прокладкой на ладонной поверхности и обувь на толстой мягкой подошве.

Повышенный уровень электромагнитных излучений

Нормирование ЭМП промышленной частоты осуществляется по предельно допустимым уровням напряженности электрического и магнитного поля частотой 50 Гц в зависимости от времени пребывания в нем СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях» [27].

Предельно допустимый уровень напряженности ЭП на рабочем месте в течение всей смены устанавливается равным 5 кВ/м. При напряженности свыше 20 до 25 кВ/м допустимое время пребывания в ЭП составляет 10 мин. Пребывание в ЭП с напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается. Напряженность магнитного поля в соответствии с предельно допустимым уровнем на рабочем месте не должна превышать 8 кА/м [27].

К основным методам защиты относятся:

- выбор рациональных режимов работы оборудования;
- ограничение места и времени нахождения работающих в ЭМП;
- защита расстоянием;
- рациональное размещение в рабочем помещении оборудования;
- уменьшение мощности источника излучений;
- использование поглощающих или отражающих экранов.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

К современному производственному освещению предъявляют высокие требования гигиенического и технико-экономического характера. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое воздействие на рабочих, содействует повышению производительности труда.

Искусственное освещение в производственных помещениях должно удовлетворять нормам СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение» [28].

Для безопасного продолжения работы или выхода людей из помещений при внезапном отключении, должно быть предусмотрено аварийное освещение. Длительное снижение напряжения у наиболее удаленной лампы не должно быть

более 5%. Питание аварийного освещения должно быть надежным и от независимого источника. Для аварийного освещения должны применяться светильники, отличающиеся от светильников рабочего освещения типом или размером, или на них должны быть нанесены специальные знаки [28].

В цехе предусмотрено четыре системы освещения: общее, аварийное, эвакуационное и ремонтное. Норма освещенности для рассматриваемого цеха приведена в таблице 8.6 [28].

Таблица 8.6 – Норма освещенности для рассматриваемого цеха

Разряд зрительной работы	Характеристика	Подразряд	Наименьший объект различения, мм	Освещённость (комбинированная система), Лк	Освещённость (общая система), Лк
IV	Средней точности	в	0,5-1,0	400	200

Вдоль всех главных коридоров, лестничным клеткам и над пожарным краном, предусмотрены эвакуационные светильники, показывающие выход. Данные светильники оборудованы аккумуляторными батареями и приборами автоматики, так что при исчезновении напряжения в сети, автоматически включаются с помощью собственного источника питания.

Расчет искусственного освещения

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Размещение светильников в помещении определяется следующими размерами:

$A = 80$ м — длина цеха;

$B = 41$ м — ширина цеха;

$H = 8,0$ м — высота цеха;

$h_c = 1,2$ м — расстояние от перекрытия до светильников (свес);

$h_p = 0,7$ м — высота от пола до рабочей поверхности;

$\rho_{п} = 50\%$ - коэффициент отражения потолка для бетонного потолка [39, стр. 9, табл. 7];

$\rho_{ст} = 30\%$ - коэффициент отражения для бетонных стен с окнами [39, стр. 9, табл. 7].

Высота светильников над полом (высота подвеса)

$$h_{п} = H - h_c = 8,0 - 1,2 = 6,8 \text{ м.}$$

Расчетная высота (высота светильников над рабочей поверхностью)

$$H_p = h_{п} - h_p = 6,8 - 0,7 = 6,1 \text{ м.}$$

Интегральный критерий оптимальности расположения люминесцентных светильников с защитной решеткой [39, стр. 6, табл. 4]

$$\lambda = \frac{L}{H_p} = 1,1.$$

Расстояние между соседними рядами светильников

$$L = \lambda \cdot H_p = 1,1 \cdot 6,1 = 6,7 \text{ м.}$$

Рекомендуемое расстояние от крайних рядов светильников до стены

$$L_{рек} = \frac{L}{3} = \frac{6,7}{3} = 2,2 \text{ м.}$$

Таким образом, принимаем число рядов светильников $m = 6$ шт.

Число светильников в каждом ряду 44 шт.

Общее количество светильников $N = 264$ шт.

Общее количество ламп $n = 2 \cdot N = 528$ шт.

Фактическое расстояние от крайних рядов светильников до стены с учетом выбранного количества рядов

$$L = \frac{B - L \cdot (m - 1)}{2} = \frac{41,0 - 6,7 \cdot (6 - 1)}{2} = 3,7 \text{ м.}$$

Индекс помещения

$$i = \frac{F_{\text{ц}}}{N_p \cdot (A + B)} = \frac{3280}{6,1 \cdot (80,0 + 41,0)} = 4,4,$$

где $F_{\text{ц}}$ – площадь цеха, м^2 .

Коэффициент использования [39, стр. 11, табл. 8]

$$\eta = 0,65.$$

Необходимый световой поток ламп в каждом ряду

$$\Phi = \frac{E_n \cdot K_z \cdot F_{\text{ц}} \cdot Z}{\eta \cdot n} = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 3280 \cdot 1,1}{0,65 \cdot 528} = 3153,8 \text{ Лм,}$$

где E_n – нормируемое значение минимальной освещенности (разряд IV, подразряд "в"), лк [39, стр. 7, табл. 5];

K_z – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (ИС, светотехнической арматуры, стен и пр., т.е. отражающих поверхностей), наличие в атмосфере цеха дыма, пыли [39, стр. 9, табл. 6];

$Z = E_{\text{ср}} / E_{\text{min}}$ – коэффициент, характеризующий неравномерность освещения (для люминесцентных ламп) [39, стр. 8].

Согласно рекомендациям справочной литературы выбираем ближайшую стандартную лампу, поток которой не должен отличаться от Φ больше чем -10% ; $+20\%$.

Принимаем люминесцентные лампы типа ЛБ-40. Мощность принятых ламп $P_{\text{ном}} = 40$ Вт. Световой поток принятых ламп $\Phi_{\text{л.станд}} = 3200$ Лм. [39, стр. 9, табл. 6].

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

$$-10\% \leq 1,4\% \leq +20\%,$$

проверка выполняется.

Электрическая мощность осветительной установки

$$P_0 = n \cdot P_{\text{ном}} = 528 \cdot 40 = 21120 \text{ Вт.}$$

В рассматриваемом цехе был произведен расчет искусственного освещения с применением люминесцентных ламп. План размещения светильников приведен на рисунке 8.1.

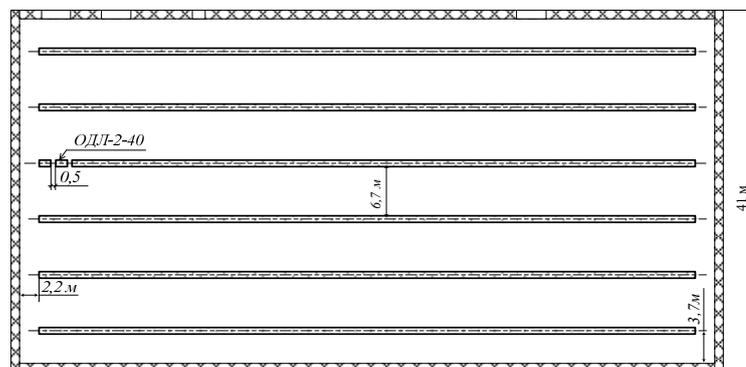


Рисунок 8.1 – План размещения светильников

8.1.2 Анализ выявленных опасных факторов

Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека

Настоящий стандарт ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов» [14] устанавливает предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов, протекающих через тело человека, предназначенные для проектирования способов и средств защиты людей, при взаимодействии их с электроустановками производственного и бытового назначения постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц, ПУЭ [15], Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок» [16].

В отношении опасности поражения электрическим током рассматриваемый цех относится к помещению с повышенной опасностью. В цехе отсутствует токопроводящая пыль и есть возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям здания, имеющего соединение с землей, технологическим аппаратам и механизмам с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования (открытым проводящим частям), с другой [15].

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов установлены для путей тока от одной руки к другой и от руки к ногам [14].

Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме электроустановки, не должны превышать значений, указанных в таблице 8.7 [14].

Таблица 8.7 – Напряжения прикосновения и токи, протекающие через тело человека при нормальном режиме электроустановки

Род тока	U, В	I, mA
	Не более	
Переменный, 50 Гц	2,0	0,3
Переменный, 400 Гц	3,0	0,4
Постоянный	8,0	1,0

Основные факторы, определяющие опасность поражения электрическим током:

- электрическое сопротивление тела человека;
- величина напряжения и тока;
- продолжительность воздействия электрического тока;
- условия внешней среды и состояние человека;
- род и частота электрического тока;
- пути тока через тело человека.

Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок напряжением до 1000 В с глухозаземленной или изолированной нейтралью и выше 1000 В с изолированной нейтралью не должны превышать значений, указанных в таблице 8.8 [14].

Таблица 8.8 – Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов при аварийном режиме производственных электроустановок

Род тока	Нормируемая величина	Предельно допустимые значения, не более, при продолжительности воздействия тока t, с							
		0,1	0,3	0,5	0,7	0,8	0,9	1,0	Св.1,0
Переменный 50 Гц	U, В	340	135	105	85	75	70	60	20
	I, мА	400	160	125	90	75	65	50	6
Переменный 400 Гц	U, В	500	330	200	140	130	110	100	36
	I, мА								8
Постоянный	U, В	500	350	250	230	220	210	200	40
	I, мА								15

Защиту человека от воздействия напряжений прикосновения и токов обеспечивают конструкция электроустановок, технические способы и средства защиты, организационные и технические мероприятия по ГОСТ Р 12.1.019-2009 [17].

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям необходимо применять следующие способы и средства [16]:

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- безопасное расположение токоведущих частей;
- изоляцию токоведущих частей (рабочую, дополнительную, усиленную, двойную);
- изоляцию рабочего места;
- малое напряжение;
- защитное отключение;
- предупредительную сигнализацию, блокировку, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы [16]:

- защитное заземление;
- зануление;
- выравнивание потенциала;
- систему защитных проводов;
- защитное отключение;
- изоляцию нетоковедущих частей;
- электрическое разделение сети;
- малое напряжение;
- контроль изоляции;
- компенсация токов замыкания на землю;
- средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита.

8.2 Экологическая безопасность

Мероприятия по экологической безопасности регламентируются ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений» [29], СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов» [30], ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочна безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны» [31].

Для работающих на промышленных предприятиях, непосредственной окружающей средой является воздух рабочей зоны.

Для предприятия устанавливается санитарно-защитная зона в соответствии с санитарной классификацией предприятия, 1000 м [30].

Охрана окружающей среды на предприятии предусматривает мероприятия предотвращающие загрязнение воздушного бассейна. С этой целью загрязненный воздух, удаляемый из производственных помещений, пропускается через специальные очистительные фильтрующие и обезвреживающие устройства, которые обеспечивает вытяжному воздуху то же качество, что и на входе.

В самом цехе не образуются сточные воды. Сточные воды появляются в результате мойки оборудования и текущей уборки и специальными сливами отводятся в технологическую канализационную сеть. Предварительная обработка этой воды перед выливанием в общие сети достигается отведением в бассейн для нейтрализации.

В процессе деятельности цеха предприятия образуются твёрдые промышленные отходы. Отходы, которые в дальнейшем могут быть использованы в производстве собираются, складываются и по мере их накопления отправляются на переработку. Отходы, не подлежащие переработке и дальнейшему использованию, выносятся на свалки. Твёрдые отходы, которые представляет вторичная упаковка, может сортироваться и отправляться на переработку на картонажно-бумажные фабрики.

В целях общего улучшения состояния окружающей среды мероприятиями по обеспечению благоприятных условий жизни населения предусматривается:

1. Озеленение и благоустройство территории предприятия;
2. Содержание дорог, тротуаров и прилегающих озелененных территорий в соответствии с санитарными требованиями;
3. Ликвидация несанкционированных свалок отходов;
4. Создание и обустройство санитарно-защитной зоны предприятия.

8.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации. Основные причины и ликвидация последствий

Мероприятия по безопасности и защите населения и территорий регламентируются ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в ЧС. Источники техногенных ЧС. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров» [32], ФЗ от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера» [33], ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения» [34].

К чрезвычайным ситуациям относятся военные действия, аварии, катастрофы, пожары, стихийные бедствия. К стихийным бедствиям обычно относят землетрясения, наводнения, селевые потоки, оползни и др. [32].

Основные причины возникновения чрезвычайных ситуаций:

- результат стихийных бедствий;
- воздействие внешних природных факторов, приводящих к старению материалов;
- технико-производственные дефекты сооружений;
- нарушение правил эксплуатации сооружений и технологических процессов;
- нарушение правил техники безопасности при ведении работ и во время технологических процессов.

К чрезвычайным ситуациям в рассматриваемом цехе можно отнести нарушения бесперебойности электроснабжения. В случае возникновения выхода из строя одной из двух кабельных линий, электроснабжение цеха будет обеспечивать вторая кабельная линия.

Для повышения устойчивости к ЧС предусмотрены различные меры [33]:

1. Для обеспечения бесперебойной работы в случае ЧС предусмотрено питание от двух источников электроэнергии, удаленных на такое расстояние, чтобы исключить возможность разрушения их в военное время одним ядерным ударом, а в мирное время – стихийным бедствием или аварией, а также имеются резервные источники питания.

2. В целях снижения опасности взрыва применяют вентиляционные установки, автоматическая сигнализация, систематически контролируется температура узлов электрооборудования. На каждом этаже предприятия установлена радиоточка для оповещения людей о пожаре или другой ЧС.

3. От прямых ударов молнии установлена молниезащита.

Молниеприемниками служат неизолированные стержневые молниеотводы. В качестве токоотводов используют наружные вертикальные стальные конструкции (пожарные лестницы). По каждому этажу проложены стальные пояса из полосовой стали, к которым присоединяются токоотводы, все металлические конструкции и оборудование. Каждый токоотвод такого устройства присоединен к замкнутому контуру, уложенному по периметру здания.

4. В качестве профилактики от сезонных вспышек вируса гриппа регулярно проводится вакцинация работающих.

5. Для снижения вероятности пожара предусмотрена автоматическая пожарная сигнализация. На случай возникновения пожара предусмотрены первичные средства пожаротушения.

Важным условием быстрой ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций является соблюдение общественного порядка. Персонал, находящийся на территории предприятия должен проявлять высокую дисциплину, организованность, спокойствие, не поддаваться панике. Для этого на предприятии несколько раз в году производятся теоретическая подготовка и практические тренинги.

Пожары

Основы противопожарной защиты определяются Федеральным законом от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [35].

Основной причиной пожаров на предприятиях является нарушение технологического режима. Пожарная опасность электроустановок обусловлена наличием горючих изоляционных материалов.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории НПБ 105-03 «Определение категорий, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности»:

- 1) повышенная взрывопожароопасность (А);
- 2) взрывопожароопасность (Б);
- 3) пожароопасность (В1 - В4);
- 4) умеренная пожароопасность (Г);
- 5) пониженная пожароопасность (Д).

Рассматриваемый цех относится к категории В по пожарной опасности помещения производственного и складского назначения.

Пожарная техника в зависимости от назначения и области применения подразделяется на следующие типы [35]:

- 1) первичные средства пожаротушения;
- 2) мобильные средства пожаротушения;
- 3) установки пожаротушения;
- 4) средства пожарной автоматики;
- 5) пожарное оборудование;
- 6) средства индивидуальной защиты и спасения людей при пожаре;
- 7) пожарный инструмент (механизированный и немеханизированный);
- 8) пожарные сигнализация, связь и оповещение.

В помещении цеха устанавливается пожарный инвентарь, согласно РД 153-34.0-03.301-00 [36] такие первичные средства пожаротушения, как:

- углекислотные огнетушители ОУ-2 и ОУ-5;
- пенные огнетушители ОВП-4;
- ящик с песком;
- ведра;
- лопаты и багор;
- асбест.

На предприятии используется система автоматической пожарной безопасности, основанная на датчиках различных видов (дымовые, тепловые, датчики пламени). В случае возникновения пожара, срабатывает система оповещения, подается световой и звуковой сигнал об опасности.

На площадках предприятия устанавливаются пожарные щиты, оснащенные первичными средствами пожаротушения.

Запрещение курения в неустановленных местах и производства огневых работ в пожароопасных помещениях.

План эвакуации представлен на рисунке 8.2.

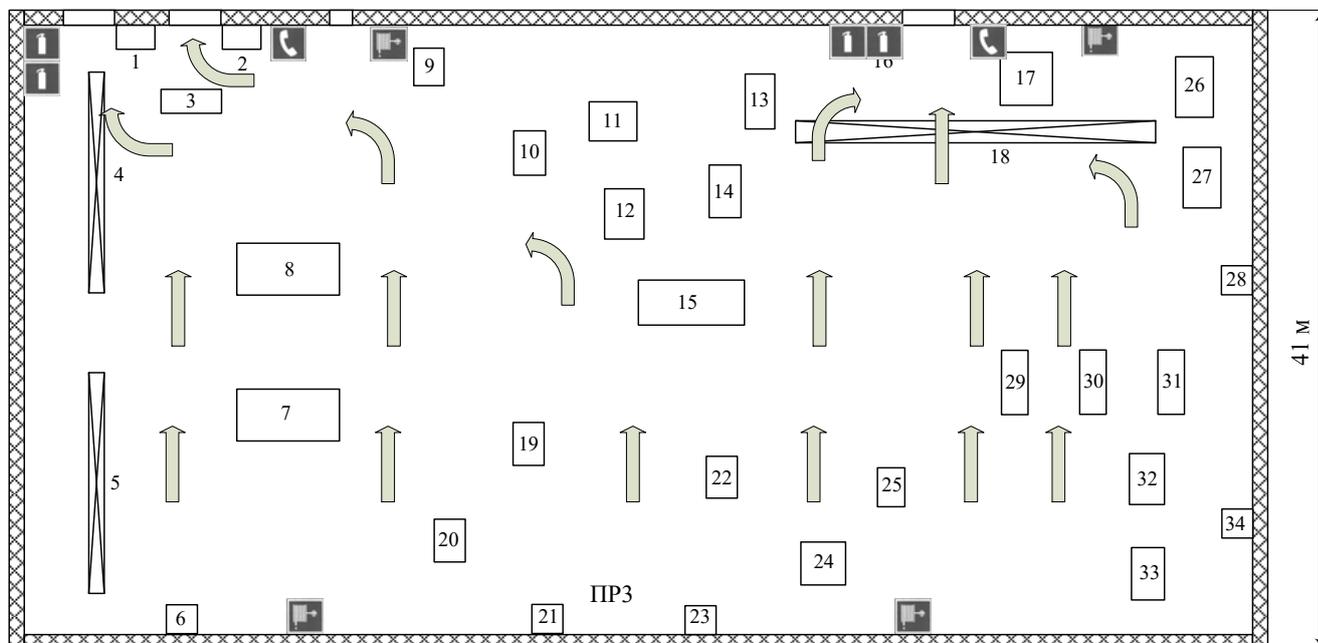


Рисунок 8.2 – План эвакуации

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Под вредными условиями труда следует понимать присутствие на производстве таких факторов, которые наносят ущерб здоровью работников. То есть на рабочих местах не соблюдены определенные гигиенические требования, что может оказывать отрицательное воздействие на дееспособность служащих, а также на здоровье их возможных детей.

Работникам предприятия приходится часто выполнять различные операции, сопряженные с прямым риском здоровью (вредные условия труда). Какие сферы деятельности и специальности связаны с вредными условиями труда, указывается в Постановлении Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки» [37], Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда» [38].

Люди, работающие на вредных производствах, обеспечиваются льготами и компенсациями, Трудовой кодекс РФ, ст. 165 «Случаи предоставления гарантий и компенсаций».

Компенсация за вредные условия труда и ее размер устанавливаются на основании статей Трудового кодекса, коллективного договора или иных внутренних документов предприятия.

Грамотная социальная политика - ключ к успеху предприятия, ведь эффективность работы напрямую зависит от эмоционального комфорта и позитивного настроения коллектива.

Эффективная социальная политика и ответственные, партнерские отношения со своими работниками, являются важнейшими факторами долгосрочного устойчивого развития компании. Максимальная безопасность производства и

забота о благосостоянии сотрудников были и остаются основными составляющими социальных программ.

Ежегодно на социальные программы предприятие выделяет средства. Сюда входит:

- организация санаторно-курортного лечения, оздоровление работников и их детей;
- оказание медицинских услуг;
- развитие корпоративного спорта и культурно-массовой деятельности;
- материальное поощрение работников к юбилеям и знаменательным датам;
- материальная помощь работникам, нуждающимся в дополнительной социальной поддержке;
- единовременные компенсационные выплаты увольняющимся работникам в связи с выходом на пенсию;
- пенсионные социальные программы, предусматривающие досрочное оформление пенсии работникам;
- выплаты ежеквартальной материальной помощи для частичного покрытия расходов по квартплате, коммунальным услугам, приобретению угля на зимний период, а также единовременной материальной помощи на оплату медикаментов и т.д.

Сотрудники предприятия имеют ряд социальных гарантий, а также спектр финансовых льгот, таких как социальное страхование, кредитование, материнские выплаты. Предусмотрено бесплатное обучение в ВУЗах, регулярное повышение квалификации.

К организационным мероприятиям, обеспечивающим, безопасность работ электромонтера согласно Межотраслевым правилам по охране труда относятся:

- инструктаж;
- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончание работы.

8.5 Заключение

В данном пункте произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, экологическая безопасность и безопасность в чрезвычайных ситуациях. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха. В целом можно сказать, что риск для жизни и здоровья персонала предприятия сведен к минимуму.

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			Заключение	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					1	3
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Целью работы было осуществление электроснабжения всех электроприёмников ремонтно-производственной площадки №2 ОАО «Алданзолото ГРК» и всего предприятия в целом. Первым этапом для достижения цели было определение расчетной электрической нагрузки цеха «методом упорядоченных диаграмм», то есть методом коэффициента спроса и коэффициента максимума и определение расчетной нагрузки предприятия в целом, определяемая, по расчетным активным и реактивным нагрузкам цехов (до и выше 1000 В) с учетом расчетной нагрузки освещения цехов и территории предприятия, потерь мощности в трансформаторах цеховых подстанций и ГПП и потерь в высоковольтных линиях.

По расчетным нагрузкам цехов была построена картограмма нагрузок и определён центр электрических нагрузок предприятия. Со смещением от центра электрических нагрузок в сторону открытой площадки, была установлена главная понизительная подстанция предприятия. На ГПП установлены два двухобмоточных трансформатора марки ТМН-4000/35. Марка трансформаторов ГПП и напряжение питающих линий было выбрано на основании технико-экономического расчета. На стороне 35 кВ принята схема в виде двух блоков с выключателями и неавтоматической перемычкой. На стороне 6 кВ принята одинарная секционированная система шин, с устройством АВР, оборудование установлено в закрытом помещении. Электроснабжение предприятия осуществляется от подстанции энергосистемы по двум воздушным ЛЭП 35 кВ.

Далее было определено число и мощность цеховых трансформаторов. Номинальная мощность цеховых трансформаторов принята равной 630 кВА, минимальное расчётное число трансформаторов цеховых ТП равно шести. С учетом выбранного числа цеховых трансформаторов был произведен расчет и выбор компенсирующих устройств.

Распределительная сеть выше 1000 В по территории предприятия выполнена трёхжильными кабелями с алюминиевыми жилами, с оболочкой из вулканизированного полиэтилена, бронированного, с наружным покровом из поливинилхлоридного шланга марки АВБбШв, с прокладкой по эстакадам.

Следующим этапом было осуществление электроснабжения цеха. Электроприёмники цеха запитываются от распределительных шкафов четырехжильными кабелями с алюминиевыми жилами с поливинилхлоридной изоляцией марки АВВГ, с прокладкой по лоткам. Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Защита электроприемников и кабельных линий осуществляется автоматическими выключателями марки ВА.

Карта селективности, построенная по результатам выбора аппаратов защиты показала, что селективность обеспечивается. А эпюра отклонения напряжения, построенная для максимального, минимального и послеаварийного режимов, показала, что во всех режимах работы у электроприёмников поддерживается напряжение в допустимых пределах и выбранные сечения пригодны для эксплуатации.

Кроме того была рассмотрена релейная защита трансформаторов ГПП и произведен расчет дифференциальной защиты. Рассчитанная защита достаточно чувствительна и может быть рекомендована к установке.

В экономической части был произведен расчет сметы расходов на покупку, монтаж и техническое обслуживание электрооборудования, а так же смета на разработку проекта.

Произведен анализ опасных и вредных факторов на предприятии, техника безопасности, производственная санитария и пожарная безопасность. Так же был произведен расчет искусственного освещения цеха.

По проводимым в процессе расчётов проверкам, по карте селективности и по эпюрам отклонения напряжения можно сделать вывод, что данная модель электроснабжения цеха и всего предприятия в целом надёжна и пригодна к эксплуатации.

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Миронов И.А.			Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Провер.		Ляпушкин С.В.					1	4
Консульт.						НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1		
Н. контр.								
Утв.								

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Кабышев А.В., Обухов С.Г. Расчет и проектирование систем электроснабжения объектов и установок: Учеб. пособие – Томск: Изд-во ТПУ 2006.
2. Мельников М.А. Внутрицеховое электроснабжение: Учеб. пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2002.
3. Гаврилин А.И., Обухов С.Г., Озга А.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Методические указания к выполнению выпускной работы бакалавра, Томск, ТПУ, 2001.
4. Барченко Т.Н., Закиров Р.И., Электроснабжение промышленных предприятий. Учебное пособие к курсовому проекту, Томск, ТПИ, 1988.
5. Климова Г.Н. Специальные вопросы электроснабжения промышленных предприятий: учебное пособие/ Г.Н. Климова, А.В. Кабышев – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009.
6. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005.
7. Крючков И.П. и др. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. Учеб. пособ. 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергия, 1978.
8. Коновалова Л.Л., Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособ. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
9. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учеб. пособ. – ФОРУМ:ИНФРА-М, 2006.
10. Молниезащита электроустановок систем электроснабжения: учебное пособие /А.В. Кабышев. - Томск: Изд-во ТПУ, 2006
11. Мельников М.А. Релейная защита и автоматика элементов систем электроснабжения промышленных предприятий: Учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. - 178 с.
12. Копьев В.Н. Релейная защита основного электрооборудования электростанций и подстанций. Вопросы проектирования: Учебное пособие. 2-е изд., испр. и доп.– Томск: Изд. ЭЛТИ ТПУ, 2005. - 107 с.
13. Борисова Л.М., Гершанович Е.А. Экономика энергетики: учебное пособие. – Томск: Изд. ТПУ, 2006.
14. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. «Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов»
15. Правила устройства электроустановок – 7-е изд. Сибирское университетское издательство, 2011 г.

16. Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 24 июля 2013 г. № 328 н «Об утверждении Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок»
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
18. ПОТ Р М-016-2001. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок, РД 153-34.0-03.150-00. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок.
19. РД 153-34.0-03.150-00 «Межотраслевыми правилами по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок»
20. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
21. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений»
22. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
23. СНиП 41-01-2003 «Отопление, вентиляция и кондиционирование»
24. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
25. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. «Средства и методы защиты от шума.
26. СН 2.2.4/2.1.8.556 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий»
27. СанПиН 2.2.4.1191-03 «Электромагнитные поля в производственных условиях»
28. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение»
29. ГОСТ 17.1.3.13-86. «Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений»
30. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов»
31. ГН 2.2.5.2308-07. «Ориентировочна безопасный уровень воздействия (ОБУВ) вредных веществ в воздухе рабочей зоны»
32. ГОСТ Р 22.0.07-95 «Безопасность в ЧС. Источники техногенных ЧС. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров»
33. ФЗ от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ «О защите населения и территорий от ЧС природного и техногенного характера»
34. ГОСТ Р 22.3.03-94. «Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения»
35. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №213-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

36. РД 153-34.0-03.301-00. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий.
37. Постановление Правительства РФ от 29.03.2002 г. №188 «Об утверждении списков производств, профессий и должностей с вредными условиями труда, работа в которых дает право гражданам, занятым на работах с химическим оружием, на меры социальной поддержки»
38. Федеральный закон РФ от 28.12.2013 г. №426-ФЗ «Об специальной оценке условий труда»
39. О.Б. Назаренко, А.Г. Дашковский. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей. – Томск: Изд. ТПУ, 2001.
40. НПБ 105-03 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности

ДП-ФЮРА.3710000.141.ПЗ

<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Миронов И.А.</i>			<i>Приложения</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Ляпушкин С.В.</i>					<i>1</i>	<i>7</i>
<i>Консульт.</i>						<i>НИТПУ ИнЭО Группа 3-5Г2Б1</i>		
<i>Н. контр.</i>								
<i>Уте.</i>								