

РЕФЕРАТ

Пояснительная записка 221 стр., 41 табл., 18 рис., 19 источников.

Иллюстративная часть выпускной квалификационной работы — 10 листов формата А1.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ, ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТОКИ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ, ПОДСТАНЦИИ, РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА, ПРОТИВОАВАРИЙНАЯ АВТОМАТИКА

Объект — система электроснабжения агломерационной фабрики.

Цель — выбор и расчет электрооборудования и сетей системы электроснабжения агломерационной фабрики.

Рассчитаны электрические нагрузки, выполнена компенсация реактивной мощности, осуществлен выбор схем внешнего и внутриводского электроснабжения, сделан расчет токов короткого замыкания и выбрано основное электрооборудование, произведен выбор и расчет схемы электроснабжения ремонтно-механического цеха. Решены вопросы качества электроэнергии, защиты от перенапряжений, электроизмерений, учета и экономии электроэнергии, экологии, экономики, безопасности жизнедеятельности.

В результате для электроснабжения предприятия принята главная понижающая подстанция с двумя трансформаторами типа ТМН-10000/35. Система внутриводского электроснабжения предприятия выполнена на напряжение 10 кВ по смешанной схеме и содержит 2 трансформатора типа ТМЗ-2500/10, 5 — ТМЗ-1000/10 и 1 — ТМЗ-630/10.

ПЕРЕЧЕНЬ ЧЕРТЕЖЕЙ

Тема проекта	Обозначение документа	Наименование документа
Электроснабжение ремонтно- механического цеха	КЭПП.140211.018.ПЗ	Пояснительная записка
	КЭПП.140211.018.Э402	Схема электрооборудования и проводок ремонтно-механического цеха
	КЭПП.140211.018.Э201	Схема электрическая принципиальная питающей и распределительной сети ремонтно-механического цеха

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

на тему:

«Электроснабжение агломерационной фабрики с разработкой
релейной защиты ГПП»

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						3
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

СОДЕРЖАНИЕ

1	ВВЕДЕНИЕ	10
2	Общая часть	11
2.1	Характеристика проектируемого объекта и перспективы его развития	11
2.2	Характеристика окружающей среды	13
2.3	Режимы работы основных производств и требования к надёжности электроснабжения	13
2.4	Характеристика источников электроэнергии	14
3	Потребители электрической энергии	15
3.1	Общая характеристика электрических приёмников	15
3.2	Требования к системе электроснабжения, предъявляемые потребителями электроэнергии	16
4	Расчет электрических нагрузок	18
4.1	Расчет нагрузок электрического освещения	18
4.2	Расчет электрических нагрузок по цехам и предприятию в целом .	20
4.2.1	Расчет электрических нагрузок по предприятию	21
4.2.2	Определение расчетных электрических нагрузок цеха РМЦ .	30
4.2.3	Построение картограммы электрических нагрузок	47
4.2.4	Построение центра электрических нагрузок	48
5	Компенсация реактивной мощности	50
5.1	Определение числа и мощности цеховых трансформаторов, мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением до 1 кВ	50
5.1.1	Ориентировочный выбор мощности цеховых трансформаторов по удельной мощности нагрузки	50
5.1.2	Выбор числа цеховых трансформаторов	52
5.1.3	Определение необходимой мощности компенсирующих устройств и распределение их в сети до 1000 В	54
5.2	Определение реактивной мощности генерируемой СД	56

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	
Инь. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						4

5.3	Определение реактивной мощности конденсаторных батарей в сетях свыше 1 кВ	57
5.3.1	Расчетные нагрузки на стороне НН с учетом компенсации реактивной мощности	57
5.3.2	Типы трансформаторов, устанавливаемых на цеховой ТП, определение потерь в трансформаторах	59
5.3.3	Расчетная реактивная нагрузка на шинах ТП–10 кВ	60
5.3.4	Определение мощности ВБК	62
6	Выбор и расчет схемы внешнего электроснабжения	64
6.1	Выбор схемы внешнего электроснабжения	64
6.2	Выбор линии электропередач, питающих промышленное предприятие	64
6.3	Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции	65
7	Выбор и расчет схемы внутреннего электроснабжения предприятия напряжением выше 1 кВ	67
7.1	Выбор схемы внутреннего электроснабжения	67
7.2	Выбор напряжения	68
7.3	Выбор сечения кабельных линий	68
7.4	Технико–экономические показатели схемы внутреннего электроснабжения	72
8	Расчет токов короткого замыкания и выбор основного оборудования системы электроснабжения	75
8.1	Расчет токов короткого замыкания	75
8.1.1	Общие положения	75
8.1.2	Расчет токов КЗ для точек К1–К4	77
8.1.3	Расчёт токов КЗ в точке К1	87
8.1.4	Расчёт токов КЗ в точке К2	90
8.1.5	Расчёт токов КЗ в точке К3	91
8.1.6	Расчёт токов КЗ в точке К4	94
8.2	Выбор основного оборудования напряжением выше 1000 В	96
8.2.1	Выбор оборудования на стороне 35 кВ	97
8.2.2	Выбор оборудования на стороне 10 кВ	98

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						5

8.3 Выбор конструкций распределительных устройств главной пони-
 зительной подстанции и цеховых трансформаторных подстанций . . . 100

**9 Выбор и расчет схемы электроснабжения ремонтно–механического
 цеха 101**

9.1 Характеристики электроприемников цеха 101

9.2 Выбор напряжения цеховой электрической сети 102

9.3 Определение центра электрических нагрузок и выбор места распо-
 ложения цеховой трансформаторной подстанции 103

9.4 Выбор конструктивного исполнения и конфигурации цеховой элек-
 трической сети 108

9.5 Расчет электрических нагрузок 110

9.5.1 Расчет нагрузок электрического освещения 110

9.6 Выбор мощности конденсаторных установок и определение их ме-
 стоположения 112

9.6.1 Расчет мощности низковольтных конденсаторных установок 112

9.6.2 Выбор места расположения низковольтных конденсаторных
 установок 114

9.7 Расчет токов короткого замыкания 115

9.8 Расчетный выбор конструктивного исполнения цеховой сети 119

9.8.1 Выбор и проверка питающего кабеля напряжением 10 кВ . . 119

9.8.2 Выбор типа трансформатора и компоновки цеховой транс-
 форматорной подстанции 120

9.8.3 Выбор шинопроводов и силовых пунктов напряжением 0,4 кВ 121

9.8.4 Выбор кабелей от магистрального шинопровода 122

9.9 Выбор аппаратов и проводников питающей сети 122

9.9.1 Выбор защитных аппаратов питающей сети 122

9.9.2 Выбор проводников и защитных аппаратов ответвлений к
 электроприемникам 124

9.10 Расчет расхода и потерь электроэнергии 126

10 Качество электроэнергии 131

10.1 Расчет показателей качества электроэнергии 131

10.1.1 Допускаемое отклонение частоты 131

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Инь. № подл.	Подп. и дата
Изм	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

10.1.2	Допускаемое колебание частоты	132
10.1.3	Несимметрия напряжения и тока	132
10.1.4	Несинусоидальность тока и напряжения	133
10.2	Мероприятия по повышению качества электроэнергии	134

11 Перенапряжения и защита от них 136

11.1	Защита объекта от прямых ударов молний	136
11.2	Оценка влияния атмосферных и внутренних перенапряжений и необходимости защиты от них	138
11.3	Защита электрооборудования системы электроснабжения от набегающих волн грозовых перенапряжений и от внутренних перенапряжений	139

12 Электроизмерения, учет и экономия электроэнергии 140

12.1	Выбор измерительной аппаратуры, типа приборов и их месторасположения в проектируемой системе электроснабжения	140
12.2	Обоснование места установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии	141
12.3	Разработка плана организационно–технических мероприятий по экономии электроэнергии	142

13 Экология 143

14 Релейная защита и автоматика 145

14.1	Назначение	145
14.2	Устройство и работа составных частей	149
14.2.1	Модуль аналоговых сигналов	149
14.2.2	Модуль аналого–цифрового преобразователя	151
14.2.3	Модуль центрального процессора	151
14.2.4	Модуль ввода–вывода	152
14.2.5	Блок питания	153
14.2.6	Модуль пульта	154
14.2.7	Модуль генмонтажный	154
14.3	БМРЗ кабельной линии БМРЗ–КЛ–36	154
14.3.1	Назначение	154

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						7

14.3.2	Технические характеристики	155
14.4	Объем защиты и автоматики	160
14.5	Выполнение и расчет защит от междуфазных КЗ	161
14.5.1	Характеристика электродвигателей напряжением 10 кВ	161
14.5.2	Токовая отсечка	161
14.5.3	Защита от перегрузки и асинхронного режима	163
14.5.4	Групповая защита минимального напряжения	166
14.6	Расчет уставок защит линии напряжением 10 кВ к ТПЗ	166

15 Вопрос углубленной проработки. Разработка релейной защиты трансформатора ГПП 169

15.1	Общие требования	169
15.2	Расчет дифференциальной защиты	171
15.3	Расчет максимальной токовой защиты	176
15.4	Расчет защиты от перегрузки	180
15.5	Схема защиты трансформатора ГПП	181

16 Экономика и организация производства 182

16.1	Расчет потребности в электроэнергии	182
16.2	Определение объема капитальных вложений	185
16.3	Расчет эксплуатационных затрат	188
16.4	Технико-экономические показатели	198
16.5	Организация электромонтажных работ	200
16.6	Планирование электроснабжения промышленных предприятий	201

17 Безопасность жизнедеятельности 202

17.1	Производственная санитария	202
17.1.1	Микроклимат	202
17.1.2	Характеристики и допустимые уровни шума	203
17.1.3	Освещение	204
17.1.4	Воздействие электрического поля промышленной частоты	206
17.2	Пожарная безопасность	207
17.3	Электробезопасность	210
17.3.1	Квалификация помещений объектов предприятия по степени опасности поражения людей электрическим током	210

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						8

17.3.2	Обоснование выбора нейтрали	211
17.3.3	Защитные меры в электроустановках	211
17.3.4	Комплектование средствами защиты подстанций и распределительных устройств	212
17.4	Организация работ в действующих электроустановках	213
17.4.1	Работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации (виды работ).	213
17.4.2	Характеристика IV группы по электробезопасности.	214
17.4.3	Плакаты предписывающие и указательные.	214
17.5	Расчет защитного заземления ГПП	215
17.6	Расчет молниезащиты	217
17.6.1	Защита ГПП от прямых ударов молний	219
18	Заключение	221
19	Список использованных источников	222

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						9
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

1 ВВЕДЕНИЕ

Требования научно–технического прогресса диктуют необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики: создания экономичных, надёжных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электроприводами и технологическими процессами; развития электрических сетей и электрооборудования, внедрения микропроцессорной техники, элегазового и вакуумного электрооборудования, новых комплектных преобразовательных устройств.

Бурное развитие энергетики и электрификации в значительной степени определяет уровень развития народного хозяйства страны в целом. Электроэнергия является наиболее универсальным видом энергии. Невозможно представить современную промышленность, быт и народное хозяйство страны без использования электроэнергии.

Основными потребителями электрической энергии являются промышленные предприятия, сельское хозяйство и коммунальные нужды, 70% всей электроэнергии расходуется на технологические процессы предприятий.

В связи с бурным развитием многих отраслей промышленности и народного хозяйства неизбежен рост потребления электроэнергии не только имеющимися в настоящее время крупными промышленными центрами и предприятиями, но прогнозируемыми и организуемыми мелкими фирмами, организациями, а также бытовыми потребителями.

Энергетической программой России предусматривается дальнейшее развитие энергосберегающей политики. Экономия энергетических ресурсов должна осуществляться путем: перехода на энергосберегающие технологии производства; совершенствования энергетического оборудования, реконструкции устаревшего оборудования; сокращения всех видов энергетических потерь и повышения уровня использования вторичных энергетических ресурсов; улучшения структуры производства, преобразования и использования энергетических ресурсов. В энергетике предусматривается замещение органического топлива другими энергоносителями, в первую очередь ядерной и гидравлической энергией.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												10

2 ОБЩАЯ ЧАСТЬ

2.1 Характеристика проектируемого объекта и перспективы его развития

Проектируемый объект представляет собой агломерационную фабрику. Генеральный план фабрики представлен на рисунке 2.1.

В состав завода входят 15 цехов и объектов, наименование, площадь и установленная мощность каждого из которых приведены в таблице 2.1.

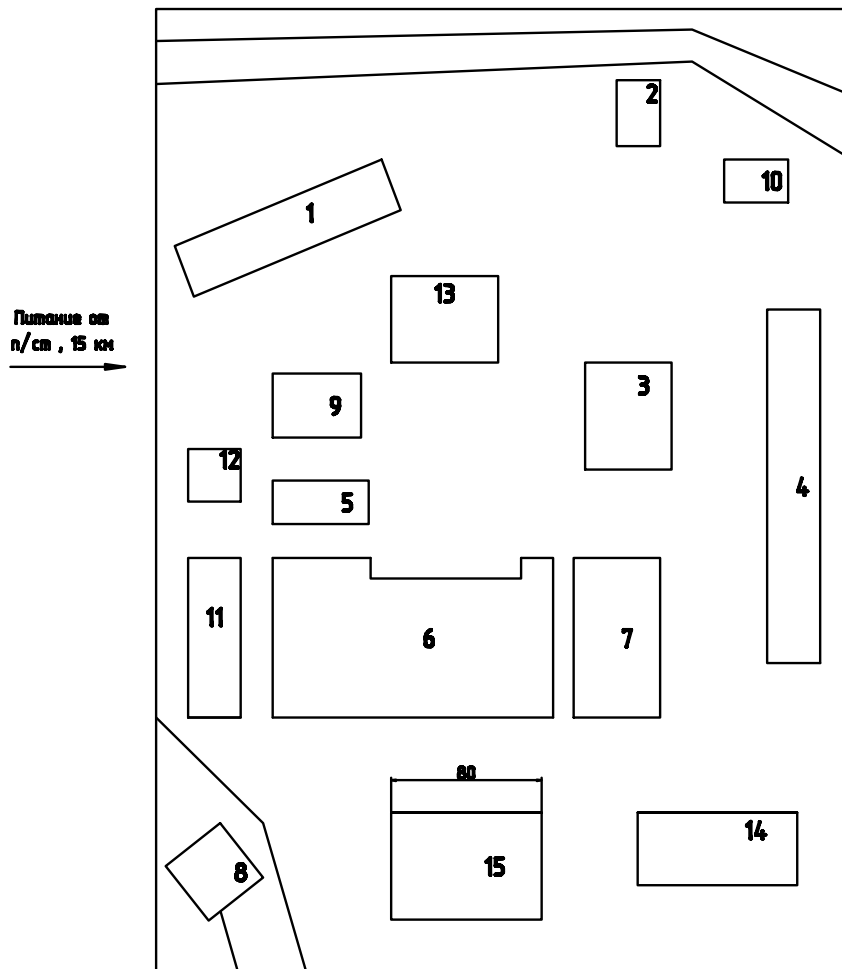


Рисунок 2.1 – Генеральный план фабрики

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

11

Таблица 2.1 – Характеристика объектов фабрики

№ по плану	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Приемные бункера топлива	260
2	Цех дробления и перегрузочный узел	420
	Цех дробления и перегрузочный узел (6 кВ)	870
3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	660
	Цех измельчения топлива и чугунной стружки (6 кВ)	1800
4	Шихтовые бункера	680
5	Цех первичного смешивания	350
6	Цех агломерации	3800
7	Цех эксгаустеров	120
	Цех эксгаустеров (6 кВ)	8000
8	Перегрузочное устройство агломерата	380
9	Тракт постели и возврата	110
10	Насосная	360
11	Контора аглофабрики и лаборатории	80
12	Гараж	100
13	Столовая	220
14	Ремонтно-механический цех	
15	Материальный склад	80

Цеха предприятия оснащены современным оборудованием. Механическая обработка осуществляется на автоматических линиях.

Широко развито собственное изготовление специального технологического оборудования, средств механизации.

Механический завод располагает современной ремонтной и энергетической базой с уникальным металлорежущим оборудованием и специализированными источниками энергосбережения, что позволяет осуществлять ремонт промышленного оборудования.

Наличие механизированных площадок, крытых складских помещений позволяет заводу оказывать услуги сторонним организациям в разгрузочно-погрузочных

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
12

работах, складированию и хранению материальных ценностей.

2.2 Характеристика окружающей среды

Предприятие предполагается расположить на территории Краснодарского края которая характеризуется следующими метеорологическими и климатическими условиями:

- среднегодовая температура — 14°C;
- район по ветровой нагрузке — 1V;
- район по толщине стенки гололёда — III;
- среднегодовая продолжительность гроз — 60 — 80 ч/год;
- годовое число осадков — 570 — 600 мм;
- пояс светового климата — V;
- удельное сопротивление грунта — 200 Ом/м;
- минимальная температура воздуха — -30°C;
- максимальная температура воздуха — +45°C.

2.3 Режимы работы основных производств и требования к надёжности электроснабжения

Режим работы основных производств состоит из двух смен, с обеденным перерывом, разновременным для отдельных цехов и служб.

Рассматривая вопрос надёжности электроснабжения можно отметить, что электроприемники завода относятся, в целом, к потребителям 1-й и 2-й категории.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												13

2.4 Характеристика источников электроэнергии

Источником электроэнергии проектируемой фабрики является подстанция с двумя трёхобмоточными трансформаторами мощностью 15000 кВ·А каждый, с первичным напряжением 110 кВ и вторичным — 35, 20, 10 и 6 кВ, расположенная на расстоянии 15000 м от фабрики.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
КЭПП.140211.018.ПЗ				
				Лист
				14

3 ПОТРЕБИТЕЛИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

3.1 Общая характеристика электрических приёмников

Согласно ПУЭ приемники электрической энергии ЭП называются аппарат, механизм, агрегат предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

По режиму работы ЭП разделяются на три группы, для которых предусматриваются следующие режимы:

- продолжительный, в котором электрические машины работают с неизменной нагрузкой длительное время без превышения температуры отдельных частей машины выше допустимой;
- кратковременный, при котором рабочий период машины не постоянно длителен, такой что температура отдельных частей машины не достигает установившегося значения, а период остановки машины таков, чтобы она успела охладиться;
- повторно–кратковременный, характеризуется относительной продолжительностью включения и длительностью цикла. В этом режиме периоды кратковременной работы чередуются с периодами отключения.

По напряжению все электроприемники могут быть разделены на две группы:

- а) на напряжение 380/220 В;
- б) на напряжение 10 кВ.

По роду тока ЭП могут быть разделены на три группы, работающие от:

- а) сети переменного тока промышленной частоты;

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
15

- б) сети постоянного тока;
- в) сети переменного тока повышенной или пониженной частоты.

Сведения об электроприемниках ремонтно-механического цеха, электроснабжение которого в данном проекте рассматривается более подробно, приведены в таблице 4.3.

3.2 Требования к системе электроснабжения, предъявляемые потребителями электроэнергии

Рационально выполненная современная система электроснабжения должна отвечать ряду требований: экономичности и надёжности, безопасности и удобства эксплуатации, обеспечения надлежащего качества электроэнергии, уровней напряжения, стабильности частоты и т.п.

При построении системы электроснабжения необходимо учитывать потребляемую мощность и категорию надёжности отдельных электроприёмников; графики нагрузок крупных потребителей; размещение нагрузок на плане; число и мощность подстанции; напряжение потребителей; число, расположение, мощность, напряжение и другие параметры источников питания; требования электрической системы; требования аварийного и послеаварийного режимов; степень загрязнённости окружающей среды и др.

При проектировании электроснабжения завода следует соблюдать основные принципы построения схем электроснабжения: наибольшее приближение высокого напряжения к установкам электропотребителей, отказ от «холодного резерва», глубокое секционирование шин на всех ступенях электроснабжения, выбор рационального режима работы элементов системы электроснабжения. При этом сводятся к минимуму сетевые звенья и ступени промежуточной трансформации и коммутации, снижаются затраты, уменьшаются потери энергии с одновременным повышением надёжности.

Уровень напряжения на шинах ГПП постоянно поддерживается равным $1,1 \cdot U_{ном}$ в режиме максимальных нагрузок и $1,05 \cdot U_{ном}$ в режиме минимальных

Инв. № подл.	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	Подп. и дата				Инв. № подл.	Подп. и дата															
	Подп. и дата																			Подп. и дата				Подп. и дата				Подп. и дата			
	Подп. и дата																			Подп. и дата				Подп. и дата				Подп. и дата			
	Подп. и дата																			Подп. и дата				Подп. и дата				Подп. и дата			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ										Лист																
															16																

нагрузок с помощью устройств регулирования под нагрузкой. Более подробно вопросы качества электроэнергии рассмотрены ниже в разделе 10.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						17
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

4 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

4.1 Расчет нагрузок электрического освещения

Расчет электрического освещения производим по методу удельной мощности. По [2, табл. 3.3] выбираем требуемую освещенность. Для освещения цехов и территорий принимаем светильники типа ДРЛ. Произведем пересчет удельной мощности для требуемой освещенности КПД = 75%; $K_3 = 1,5$; $z = 1,5$:

$$P_{уд.о} = \frac{z \cdot K_3 \cdot E \cdot P_{л}}{\Phi_{л} \cdot \text{КПД}}, \text{ Вт/м}^2. \quad (4.1)$$

Номинальная мощность освещения вычисляется по формуле:

$$P_{ном.о} = P_{уд.о} \cdot F \cdot 10^{-3}, \text{ кВт/м}^2, \quad (4.2)$$

где F — площадь освещаемого помещения или территории, м^2 .

Тогда расчетная активная мощность электрического освещения равна:

$$P_{р.о} = k_{с.о} \cdot k_{пра} \cdot P_{ном.о}, \text{ кВт}, \quad (4.3)$$

где $k_{с.о}$ — коэффициент спроса осветительных нагрузок;

$k_{пра}$ — коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, для ламп ДРЛ $k_{пра} = 1,1$; ЛЛ с статорной схемой $k_{пра} = 1,1$.

Расчетная реактивная мощность электрического освещения вычисляется по формуле:

$$Q_{р.о} = P_{р.о} \cdot \text{tg } \phi, \text{ квар}. \quad (4.4)$$

Расчётная полная мощность электрического освещения вычисляется по формуле:

$$S_{р.о} = \sqrt{P_{р.о}^2 + Q_{р.о}^2}, \text{ кВА}. \quad (4.5)$$

Результаты расчётов сведены в таблицу 4.1.

Расчет нагрузки освещения территории производится по формуле:

$$P_{р.от} = k_{с.о} \cdot k_{пра} \cdot P_{уд.т} \cdot F_{от}, \text{ кВт}, \quad (4.6)$$

где $F_{от}$ — площадь необходимая для освещения, м^2 .

$$F_{от} = F_{тер} - \sum F_y. \quad (4.7)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
18

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Таблица 4.1 – Расчет нагрузок электрического освещения

№	Тип цеха	F , м ²	E , лк	Тип ламп	$k_{с.о}$	Φ , лм	$k_{пра}$	$P_{уд.о}$, Вт/м ²	$P_{у.о}$, кВт	$\cos \phi$	$P_{р.о}$, кВт	$Q_{р.о}$, квар	$S_{р.о}$, кВт · А
1	Приемные бункера топлива	3570	70	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	3,89	13,88	0,86	13,74	8,16	15,98
2	Цех дробления и перегрузочный узел	805	200	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	11,11	8,94	0,86	8,86	5,25	10,3
3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	2622	200	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	11,11	29,13	0,86	28,84	17,11	33,54
4	Шихтовые бункера	5264	120	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	6,67	35,09	0,86	34,74	20,61	40,4
5	Цех первичного смешивания	1173	200	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	11,11	13,03	0,86	12,9	7,66	15
6	Цех агломерации	11785	300	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	16,67	196,42	0,86	194,45	115,38	226,11
7	Цех эксгаустеров	3910	300	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	16,67	65,17	0,86	64,52	38,28	75,02
8	Перегрузочное устройство агломерата	1369	300	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	16,67	22,82	0,86	22,59	13,4	26,27
9	Тракт постели и возврата	1598	200	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	11,11	17,76	0,86	17,58	10,43	20,44
10	Насосная	782	100	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	5,56	4,34	0,86	4,3	2,55	5
11	Контора аглофабрики и лаборатории	2380	400	ЛБ40-1	0,9	3200	1,2	15	35,70	0,95	38,56	12,67	40,59
12	Гараж	784	50	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	2,78	2,18	0,86	2,16	1,28	2,51
13	Столовая	2622	200	ЛБ40-1	0,9	13500	1,1	7,5	19,67	0,95	21,24	6,98	22,36
14	Ремонтно-механический цех	3230	400	ДРЛ-250	0,95	3200	1,2	22,22	71,78	0,86	75,01	44,51	87,22
15	Материальный склад	4560	50	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	2,78	12,67	0,86	12,54	7,44	14,58
	Территория фабрики	143356	5	ДРЛ-250	0,9	13500	1,1	0,28	39,82	0,86	39,42	23,39	45,84
	Всего по фабрике	189810							588,4		591,44		

КЭШП.140211.018.13

Копировал

Формат А4

4.2 Расчет электрических нагрузок по цехам и предприятию в целом

Таблица 4.2 – Сведения об электрических нагрузках силового оборудования предприятия

№ по плану	Наименование цеха	Установленная мощность, кВт
1	Приемные бункера топлива	260
2	Цех дробления и перегрузочный узел	420
	Цех дробления и перегрузочный узел (6 кВ)	870
3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	660
	Цех измельчения топлива и чугунной стружки (6 кВ)	1800
4	Шихтовые бункера	680
5	Цех первичного смешивания	350
6	Цех агломерации	3800
7	Цех эксгаустеров	120
	Цех эксгаустеров (6 кВ)	8000
8	Перегрузочное устройство агломерата	380
9	Тракт постели и возврата	110
10	Насосная	360
11	Контора аглофабрики и лаборатории	80
12	Гараж	100
13	Столовая	220
14	Ремонтно-механический цех	
15	Материальный склад	80

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

20

4.2.1 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет производится при помощи коэффициента спроса по формуле:

$$P_p = k_c \cdot P_y, \quad (4.8)$$

где k_c — коэффициент спроса.

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (4.9)$$

где $\operatorname{tg} \phi$ — определяется по $\cos \phi$.

Расчет нагрузок ЭП на стороне 0,38 кВ без учета компенсации мощности определяется по формулам:

$$P_{рнн} = P_p + P_{р.о.}, \text{ кВт.} \quad (4.10)$$

$$Q_{рнн} = Q_p + Q_{р.о.}, \text{ квар.} \quad (4.11)$$

$$S_{рнн} = \sqrt{P_{рнн}^2 + Q_{рнн}^2}, \text{ кВА.} \quad (4.12)$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.3. Данные расчетов осветительной нагрузки взяты из таблицы 4.1.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист				
										21				
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Инь. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подл. и дата

Таблица 4.3 – Расчет электрических нагрузок по цехам

Наименование цеха	Вид нагрузки	$P_{уст.}$, кВт	k_c	$\cos \varphi$	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8
	Силовая 0,38 кВ	260	0,6	0,8	156	117	195
	Осветительная	13,74	0,95	0,86	14,4	8,5	16,7
	Суммарная 0,38 кВ				170,4	125,5	211,6
	Потери в тр-рах				4,2	24,3	24,7
1 Приёмные бункера топлива	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				174,6	149,9	230,1
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				174,6	149,9	230,1
	Силовая 0,38 кВ	420	0,6	0,8	252	189	315
	Осветительная	8,86	0,95	0,9	10,1	4,9	11,2
	Суммарная 0,38 кВ				262,1	193,9	326
	Потери в тр-рах				6,5	37,5	38,1
2 Цех дробления и перегрузочный узел	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				268,6	231,4	354,5
	Силовая 10 кВ				870	767,3	1160
	Суммарная приведённая к 10 кВ				1138,6	998,7	1514,6

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

22

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
3 Цех измельчения топлива и чугунной стружки	Силовая 0,38 кВ	660	0,6	0,8	396	297	495
	Осветительная	28,84	0,6	0,8	30,1	17,9	35
	Суммарная 0,38 кВ				426,1	314,9	529,9
	Потери в тр-рах				10,6	60,9	61,8
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				436,7	375,8	576,2
	Силовая 10 кВ				1800	2733,3	3272,7
	Суммарная приведённая к 10 кВ				2236,7	3109,7	3830,1
	Силовая 0,38 кВ	680	0,6	0,9	408	197,6	453,3
	Осветительная	34,74	0,8	0,9	33,4	16,2	37,1
	Суммарная 0,38 кВ				441,4	213,8	490,4
4 Шихтовые бункера	Потери в тр-рах				9,8	56,4	57,2
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				451,2	270,2	525,9
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				451,2	270,2	525,9

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инь. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подл. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
5 Цех первичного смешивания	Силовая 0,38 кВ	350	0,8	0,8	280	210	350
	Осветительная	12,9	0,8	0,9	12,4	6	13,8
	Суммарная 0,38 кВ				292,4	216	363,5
	Потери в тр-рах				7,3	41,8	42,4
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				299,7	257,8	395,3
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				299,7	257,8	395,3
	Силовая 0,38 кВ	3800	0,6	0,8	2280	1710	2850
	Осветительная	194,45	0,95	0,9	221,7	107,4	246,3
	Суммарная 0,38 кВ				2501,7	1817,4	3092,1
6 Цех агломерации	Потери в тр-рах				61,8	355,6	360,9
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				2563,5	2173	3360,6
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				2563,5	2173	3360,6

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
7 Цех эксгаустеров	Силовая 0,38 кВ	120	0,8	0,9	96	46,5	106,7
	Осветительная	64,52	0,95	0,86	67,4	40	78,4
	Суммарная 0,38 кВ				163,4	86,5	184,9
	Потери в тр-рах				3,7	21,3	21,6
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				167,1	107,8	198,9
	Силовая 10 кВ				8000	8161,6	11428,6
	Суммарная приведённая к 10 кВ				8167,1	8269,4	11622,6
	Силовая 0,38 кВ	380	0,7	0,8	266	199,5	332,5
	Осветительная	22,59	0,8	0,9	21,7	10,5	24,1
	Суммарная 0,38 кВ				287,7	210	356,2
8 Перегрузочное устройство агломерата	Потери в тр-рах				7,1	41	41,6
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				294,8	251	387,2
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				294,8	251	387,2

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

25

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
9 Тракт постели и возврата	Силовая 0,38 кВ	110	0,75	0,8	82,5	61,9	103,1
	Осветительная	17,58	0,8	0,9	16,9	8,2	18,8
	Суммарная 0,38 кВ				99,4	70	121,6
	Потери в тр-рах				2,4	14	14,2
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				101,8	84	132
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				101,8	84	132
	Силовая 0,38 кВ	360	0,6	0,8	216	162	270
	Осветительная	17,58	0,8	0,9	4,1	2	4,6
	Суммарная 0,38 кВ				220,1	164	274,5
10 Насосная	Потери в тр-рах				5,5	31,6	32
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				225,6	195,6	298,6
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				225,6	195,6	298,6

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

26

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
11 Контора аглофабрики и лаборатории	Силовая 0,38 кВ	80	0,4	0,8	32	24	40
	Осветительная	38,56	0,8	0,9	37	17,9	41,1
	Суммарная 0,38 кВ				69	41,9	80,8
	Потери в тр-рах				1,6	9,3	9,4
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				70,6	51,2	87,2
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				70,6	51,2	87,2
	Силовая 0,38 кВ	100	0,7	0,8	70	52,5	87,5
	Осветительная	2,16	0,9	0,9	2,3	1,1	2,6
	Суммарная 0,38 кВ				72,3	53,6	90
12 Гараж	Потери в тр-рах				1,8	10,4	10,5
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				74,1	64	97,9
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				74,1	64	97,9

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

27

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
13 Столовая	Силовая 0,38 кВ	220	0,6	0,8	132	99	165
	Осветительная	2,16	0,9	0,9	20,4	9,9	22,7
	Суммарная 0,38 кВ				152,4	108,9	187,3
	Потери в тр-рах				3,7	21,5	21,9
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				156,1	130,4	203,4
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				156,1	130,4	203,4
	Силовая 0,38 кВ	724,33	0,87	0,8	630,2	472,6	787,7
	Осветительная	75,01	0,95	0,9	85,5	41,4	95
	Суммарная 0,38 кВ				715,7	514	881,2
14 Ремонтно- механический цех	Потери в тр-рах				17,6	101,3	102,9
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				733,3	615,4	957,3
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				733,3	615,4	957,3

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.3.

1	2	3	4	5	6	7	8
15 Материальный склад	Силовая 0,38 кВ	80	0,5	0,8	40	30	50
	Осветительная	12,54	0,7	0,9	10,5	5,1	11,7
	Суммарная 0,38 кВ				50,5	35,1	61,5
	Потери в тр-рах				1,2	7,1	7,2
	Суммарная 0,38 кВ привед. к 10 кВ				51,8	42,2	66,8
	Силовая 10 кВ				0	0	0
	Суммарная приведённая к 10 кВ				51,8	42,2	66,8
Наружное освещение	Осветительная	39,42	1	0,86	43,4	25,7	50,4
	Суммарная 0,38 кВ				43,4	25,7	50,4
	Потери в тр-рах				1	5,8	5,9
	Суммарная приведённая к 10 кВ				44,4	31,5	54,4
Итого по предприятию					16784	16693,1	23763,8

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

КЭПП.140211.018.ПЗ

Потери мощности в трансформаторах определяем по формулам:

$$\Delta P_T = 0,02 \cdot S_{рнн}, \text{ кВт}; \quad (4.13)$$

$$\Delta Q_T = 0,115 \cdot S_{рнн}, \text{ квар}, \quad (4.14)$$

где $S_{рнн}$ — полная расчетная мощность на шинах НН, кВА.

4.2.2 Определение расчетных электрических нагрузок цеха РМЦ

Ремонтно–механический цех агломерационной фабрики занимается изготовлением различных деталей и металлоконструкций, необходимых для основного производства, а также ремонтом станочного оборудования завода. В состав цеха входят различные металлообрабатывающие станки, сварочное и грузоподъемное оборудование, вентиляторы.

Окружающая среда в цехе нормальная, поэтому всё оборудование в цехе выполнено в нормальном исполнении. Площадь цеха составляет 3230 м².

Таблица 4.4 – Перечень оборудования цеха

№	Наименование отделения (участка) цеха и производственного оборудования	Уст-ая мощность в ед., кВт	Кол., шт.	$K_{и}$	$\cos \varphi$	Участок располож. об-ия
1	2	3	4	5	6	7
1 Заготовительное отделение						
1	Вальцы чистоправильные	9	1	0,3	0,45	10
2	Пресс двухкривошипный	20	1	0,6	0,8	
3	Вертикально–сверлильный станок	2,8	3	0,15	0,5	
4	Обдирочно–шлифовальный станок	2,8	2	0,15	0,5	
5	Радиально–сверлильный станок	6,925	1	0,15	0,5	
6	Отрезная пила	7	1	0,16	0,6	
7	Ножницы гильотинные	20	2	0,4	0,65	
8	Вентилятор	4,5	2	0,75	0,8	

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
30

Продолжение таблицы 4.4.

1	2	3	4	5	6	7
9	Кран-балка	5,3	1	0,45	0,6	
2 Сварочное отделение						
10	Трансформатор сварочный	14,7	1	0,2	0,35	5
11	Трансформатор сварочный	7,35	2	0,2	0,35	
12	Машина электросварочная точечная	15	2	0,35	0,6	
13	Машина электросварочная шовная	70	1	0,35	0,7	
14	Машина электросварочная стыковая	1,95	3	0,35	0,65	
15	Машина электросварочная стыковая	16,25	1	0,35	0,65	
3 Механическое отделение						
16	Токарно-винторезный станок	11,125	3	0,12	0,4	9
17	Токарно-винторезный станок	3,2	1	0,12	0,45	
18	Токарно-револьверный станок	2,8	3	0,12	0,4	
19	Презиционный автомат	1,7	1	0,25	0,6	
20	Вертикально-сверлильный станок	2,8	2	0,13	0,4	
21	Вертикально-фрезерный станок	7	1	0,13	0,45	
22	Горизонтально-фрезерный станок	2,8	2	0,13	0,45	4
23	Широкоуниверсальный фрезерный станок	1,7	2	0,14	0,4	
24	Горизонтально-протяжный станок	20	1	0,2	0,46	
25	Правильно-отрезной станок	1,7	3	0,13	0,44	
26	Долбежный станок	2,8	1	0,13	0,46	
27	Тельфер	2,8	2	0,25	0,5	
28	Обдирочно-шлифовальный станок	2,8	2	0,13	0,42	7
29	Зубофрезерный станок	2,8	1	0,13	0,5	
30	Поперечно-строгательный станок	8	2	0,12	0,4	
31	Универсальный круглошлифовальный станок	5,625	2	0,14	0,45	
32	Универсально-заточный станок	1,4	4	0,13	0,4	
33	Координатно-шлифовальный станок	0,6	3	0,14	0,5	
34	Резьбошлифовальный станок	4,91	1	0,14	0,47	7
35	Станок для заточки сверл	2,3	3	0,12	0,4	

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 4.4.

1	2	3	4	5	6	7
36	Вентилятор	2,8	3	0,75	0,8	
4 Отделение нестандартного оборудования						
37	Станок трубонарезный	7	1	0,13	0,44	3
38	Станок фланцегибочный	4,5	2	0,12	0,42	
39	Зигмашина	1,7	3	0,12	0,4	
40	Ножницы листовые	7	1	0,45	0,65	
41	Вальцовка трехвалковая	2,5	2	0,12	0,45	
42	Станок трубогибочный	7	2	0,13	0,47	
43	Пресс ножницы комбинированные	4,5	2	0,45	0,6	6
44	Пресс кривошипный одностоечный	4,5	2	0,4	0,65	
45	Токарно-винторезный станок	11,25	2	0,12	0,4	
46	Машина закаточная	9	1	0,13	0,4	
47	Резьбонарезной станок	2,2	3	0,13	0,45	
48	Настольно-сверлильный станок	0,6	2	0,14	0,5	
49	Точильный станок двухсторонний	1,7	3	0,14	0,46	
50	Обдирочно-шлифовальный станок передвижной с гибким валом	2,8	2	0,14	0,45	8
51	Таль электрическая	0,85	2	0,25	0,5	
5 Гальванический участок						
53	Полировальный станок двухшпиндельный	3,2	1	0,16	0,5	8
54	Преобразовательный агрегат	14	1	0,25	0,45	
52	Шкаф сушильный электрический	10	2	0,8	1	
55	Вентилятор	1,7	3	0,75	0,8	
6 Термическое отделение						
56	Шкаф электрический сушильный	6	3	0,8	0,96	1
57	Электропечь сопротивления шахтная	35	2	0,8	0,98	
58	Электропечь сопротивления камерная	12	1	0,8	0,98	
59	Электропечь-ванна	10	1	0,76	0,95	
60	Электропечь сопротивления протяжная	105	1	0,8	0,96	
61	Электропечь трубчатая	3,5	3	0,8	0,95	

Инь. № подл.	Подп. и дата
	Инь. № дубл.
Инь. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата
Инь. № подл.	Подп. и дата
	Инь. № дубл.

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 4.4.

1	2	3	4	5	6	7
62	Электродпечь муфельная	1,6	2	0,8	0,95	
63	Вентилятор	4,5	2	0,75	0,8	1
7 Кузнечно-прессовое отделение						
64	Молот пневматический ковочный	10	1	0,5	0,7	2
70	Таль электрическая	2,8	2	0,25	0,5	
65	Электродпечь сопротивления камерная	45	1	0,8	0,98	
66	Пресс эксцентриковый	10	2	0,65	0,8	
67	Пресс кривошипный	4,5	1	0,65	0,8	
68	Пресс кривошипный двойного действия	10	2	0,65	0,8	
69	Вентилятор	7	1	0,75	0,8	

Расчет нагрузок ремонтно-механического цеха произведен с помощью метода упорядоченных диаграмм. В соответствии с этим методом все электроприемники условно делятся на две группы:

- группа А – длительный меняющийся режим работы;
- группа Б – длительный маломеняющийся режим работы.

Номинальная мощность электроприемников принимается равной:

- для электродвигателей продолжительного режима работы:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}}; \quad (4.15)$$

- для электродвигателей повторно-кратковременного режима работы:

$$P_{\text{ном}} = P_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}}; \quad (4.16)$$

- для сварочных машин и электродпечных трансформаторов:

$$P_{\text{ном}} = S_{\text{пасп}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{пасп}}} \cdot \cos \phi. \quad (4.17)$$

Расчетная нагрузка для электроприемников группы А определяется по формуле

$$P_p = k_M \cdot P_{\text{см}}, \quad (4.18)$$

Инд. № подл.	Инд. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

где P_p — расчетная активная мощность, кВт;

$P_{см}$ — средняя мощность за наиболее загруженную смену, кВт;

k_m — коэффициент максимума активной мощности.

Расчет среднесменных нагрузок производился по группам А и Б на основании формул:

$$P_{см} = K_{и} \cdot \sum_{i=1}^n P_{ном}, \quad (4.19)$$

$$Q_{см} = P_{см} \cdot \operatorname{tg} \phi, \quad (4.20)$$

где $P_{см}$ — среднесменная активная нагрузка, кВт;

$Q_{см}$ — среднесменная реактивная нагрузка, квар;

$K_{и}$ — коэффициент использования активной мощности.

Значение коэффициента максимума зависит от коэффициента использования группы электроприемников и приведенного числа этих электроприемников. Приведенное число электроприемников определяется по формуле:

$$n_{прив} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n P_{ном.i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n P_{ном.i}^2}. \quad (4.21)$$

Если $K_{и} \geq 0,2$ и $m = \frac{P_{ном.маx}}{P_{ном.мин}} > 3$, то приведенное число электроприемников можно определить по формуле:

$$n_{прив.} = \frac{2 \cdot P_{ном}}{P_{маx}}. \quad (4.22)$$

По значению $K_{и}$ и полученному значению $n_{прив.}$ определяется значение коэффициента максимума. При этом расчетная реактивная нагрузка равна:

$$\text{при } n_{прив.} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 \cdot Q_{см}, \quad (4.23)$$

$$\text{при } n_{прив.} > 10 \quad Q_p = Q_{см}. \quad (4.24)$$

Данная методика используется при $n_{прив.} \geq 4$. При $n_{прив.} < 4$ принимается:

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{ном.i}, \quad (4.25)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \phi. \quad (4.26)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												34

При $n > 3$, $n_{\text{прив.}} < 4$ принимаем $P_p = K_3 \cdot P_{\text{ном}}$.

Для электроприемников группы Б допускается принять $K_m = 1$, тогда для них получим следующие расчетные формулы:

$$P_p = P_{\text{см}}, \quad (4.27)$$

$$Q_p = Q_{\text{см}}. \quad (4.28)$$

Полная расчетная мощность равна:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}, \quad (4.29)$$

а расчетный ток равен:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (4.30)$$

где $U_{\text{ном}}$ — номинальное напряжение электроприемников, кВт.

Расчет электрических нагрузок ремонтно-механического цеха с учётом вышеизложенного выполнен на ЭВМ, результаты расчета приведены в таблице 4.5.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист
										35
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Таблица 4.5 – Расчет электрических нагрузок РМЦ

Узлы питания и э/пр	$P_{\text{ном}},$ кВт	$K_{\text{и}}$	$\cos \varphi$	$\text{tg } \varphi$	$P_{\text{см}},$ кВт	$Q_{\text{см}},$ квар	$n_{\text{э}}$	$K_{\text{м}}$	$P_{\text{р}},$ кВт	$Q_{\text{р}},$ квар	$S_{\text{р}},$ кВА	$I_{\text{р}}, A$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ШМ1												
ШР1												
<i>Группа А</i>												
64 Молот пневматический ковочный	10	0,5	0,7	1,02	5	5,1						
70.1 Таль электрическая	2,8	0,25	0,5	1,73	0,7	1,21						
70.2 Таль электрическая	2,8	0,25	0,5	1,73	0,7	1,21						
Итого группа А		0,41			6,4	7,53	2,1	1,72	11,01	8,28	13,77	20,93
65 Электродель сопроотивления камерная	45	0,8	0,98	0,2	36	7,31			36	7,31	36,73	55,81
66.1 Пресс эксцентриковый	10	0,65	0,8	0,75	6,5	4,88			6,5	4,88	8,13	12,34
66.2 Пресс эксцентриковый	10	0,65	0,8	0,75	6,5	4,88			6,5	4,88	8,13	12,34
67 Пресс кривошипный	4,5	0,65	0,8	0,75	2,93	2,19			2,93	2,19	3,66	5,56
68.1 Пресс кривошипный двойного дествия	10	0,65	0,8	0,75	6,5	4,88			6,5	4,88	8,13	12,34
68.2 Пресс кривошипный двойного дествия	10	0,65	0,8	0,75	6,5	4,88			6,5	4,88	8,13	12,34
69 Вентилятор	7	0,75	0,8	0,75	5,25	3,94			5,25	3,94	6,56	9,97
Итого группа Б									70,18	32,94	79,45	120,72
Итого ШР1									81,18	41,22	93,23	141,64
ШР4												
<i>Группа А</i>												

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
45.1 Токарно-винторезный станок	11,125	0,12	0,4	2,29	1,35	3,09						
45.2 Токарно-винторезный станок	11,125	0,12	0,4	2,29	1,35	3,09						
46 Машина закалочная	9	0,13	0,4	2,29	1,17	2,68						
47.1 Резьбонорезной станок	2,2	0,13	0,45	1,98	0,29	0,57						
47.2 Резьбонорезной станок	2,2	0,13	0,45	1,98	0,29	0,57						
47.3 Резьбонорезной станок	2,2	0,13	0,45	1,98	0,29	0,57						
48.1 Настольно-сверлильный станок	0,6	0,14	0,5	1,73	0,08	0,15						
48.2 Настольно-сверлильный станок	0,6	0,14	0,5	1,73	0,08	0,15						
49.1 Точильный станок двухсторонний	1,7	0,14	0,46	1,93	0,24	0,46						
49.2 Точильный станок двухсторонний	1,7	0,14	0,46	1,93	0,24	0,46						
49.3 Точильный станок двухсторонний	1,7	0,14	0,46	1,93	0,24	0,46						
50.1 Обдирочно-шлифовальный станок передвижной с гибким валом	2,8	0,14	0,45	1,98	0,39	0,78						
50.2 Обдирочно-шлифовальный станок передвижной с гибким валом	2,8	0,14	0,45	1,98	0,39	0,78						
51.1 Таль электрическая	0,85	0,25	0,5	1,73	0,21	0,37						
51.2 Таль электрическая	0,85	0,25	0,5	1,73	0,21	0,37						
Итого группа А		0,13			6,82	14,53	7,12	2,4	16,37	15,98	22,88	34,76
Итого ШР4									16,37	15,98	22,88	34,76

ШР5

Группа А

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
31.1 Универсальный круглошлифовальный станок	5,625	0,14	0,45	1,98	0,79	1,56						
31.2 Универсальный круглошлифовальный станок	5,625	0,14	0,45	1,98	0,79	1,56						
32.1 Универсально-заточный станок	1,4	0,13	0,4	2,29	0,18	0,42						
32.2 Универсально-заточный станок	1,4	0,13	0,4	2,29	0,18	0,42						
32.3 Универсально-заточный станок	1,4	0,13	0,4	2,29	0,18	0,42						
32.4 Универсально-заточный станок	1,4	0,13	0,4	2,29	0,18	0,42						
33.1 Координатно-шлифовальный станок	0,6	0,14	0,5	1,73	0,08	0,15						
33.2 Координатно-шлифовальный станок	0,6	0,14	0,5	1,73	0,08	0,15						
33.3 Координатно-шлифовальный станок	0,6	0,14	0,5	1,73	0,08	0,15						
34 Резьбошлифовальный станок	4,91	0,14	0,47	1,88	0,69	1,29						
35.1 Станок для заточки сверл	2,3	0,12	0,4	2,29	0,28	0,63						
35.2 Станок для заточки сверл	2,3	0,12	0,4	2,29	0,28	0,63						
35.3 Станок для заточки сверл	2,3	0,12	0,4	2,29	0,28	0,63						
Итого группа А		0,13			4,07	8,42	8,27	2,2	8,83	9,26	12,8	19,44

Группа Б

36.1 Вентилятор	2,8	0,75	0,8	0,75	2,1	1,58			2,1	1,58	2,63	3,99
36.2 Вентилятор	2,8	0,75	0,8	0,75	2,1	1,58			2,1	1,58	2,63	3,99
36.3 Вентилятор	2,8	0,75	0,8	0,75	2,1	1,58			2,1	1,58	2,63	3,99
Итого группа Б									6,3	4,73	7,88	11,96
Итого ШРБ									15,13	13,99	20,67	31,41

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

38

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ИРС 1												
<i>Группа Б</i>												
56.2 Шкаф электрический сушительный	6	0,8	0,96	0,29	4,8	1,4			4,8	1,4	5	7,6
56.3 Шкаф электрический сушительный	6	0,8	0,96	0,29	4,8	1,4			4,8	1,4	5	7,6
60 Электропечь сопротивления прогная	105	0,8	0,96	0,29	84	24,5			84	24,5	87,5	132,94
61.2 Электропечь трубчатая	3,5	0,8	0,95	0,33	2,8	0,92			2,8	0,92	2,95	4,48
61.3 Электропечь трубчатая	3,5	0,8	0,95	0,33	2,8	0,92			2,8	0,92	2,95	4,48
62.1 Электропечь муфельная	1,6	0,8	0,95	0,33	1,28	0,42			1,28	0,42	1,35	2,05
62.2 Электропечь муфельная	1,6	0,8	0,95	0,33	1,28	0,42			1,28	0,42	1,35	2,05
63.1 Вентилятор	4,5	0,75	0,8	0,75	3,38	2,53			3,38	2,53	4,22	6,41
Итого группа Б									105,14	32,51	110,31	167,6
Итого ИРС 1									105,14	32,51	110,31	167,6
ИРС 2												
<i>Группа Б</i>												
56.1 Шкаф электрический сушительный	6	0,8	0,96	0,29	4,8	1,4			4,8	1,4	5	7,6
57.1 Электропечь сопротивления шахтная	35	0,8	0,98	0,2	28	5,69			28	5,69	28,57	43,41
57.2 Электропечь сопротивления шахтная	35	0,8	0,98	0,2	28	5,69			28	5,69	28,57	43,41
58 Электропечь сопротивления камерная	12	0,8	0,98	0,2	9,6	1,95			9,6	1,95	9,8	14,88
59 Электропечь-ванная	10	0,76	0,95	0,33	7,6	2,5			7,6	2,5	8	12,15
61.1 Электропечь трубчатая	3,5	0,8	0,95	0,33	2,8	0,92			2,8	0,92	2,95	4,48

КЭП.140211.018.ПЗ

Лист

39

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
63.2 Вентилятор	4,5	0,75	0,8	0,75	3,38	2,53			3,38	2,53	4,22	6,41
Итого группа Б									84,18	20,67	87,1	132,34
Итого ШРС 2									84,18	20,67	87,1	132,34
ЩО 1									36,72	48,95	61,19	88,33
Итого ШМ1									338,71	173,32	395,38	596,08
ШМ2												
ШР2												
<i>Группа А</i>												
37 Станок трубонарезный	7	0,13	0,44	2,04	0,91	1,86						
38.1 Станок фланцегибочный	4,5	0,12	0,42	2,16	0,54	1,17						
38.2 Станок фланцегибочный	4,5	0,12	0,42	2,16	0,54	1,17						
39.1 Зигмашина	1,7	0,12	0,4	2,29	0,2	0,47						
39.2 Зигмашина	1,7	0,12	0,4	2,29	0,2	0,47						
39.3 Зигмашина	1,7	0,12	0,4	2,29	0,2	0,47						
40 Ножницы листовые	7	0,45	0,65	1,17	3,15	3,68						
41.1 Валцовка трехвалковая	2,5	0,12	0,45	1,98	0,3	0,6						
41.2 Валцовка трехвалковая	2,5	0,12	0,45	1,98	0,3	0,6						
42.1 Станок трубогибочный	7	0,13	0,47	1,88	0,91	1,71						
42.2 Станок трубогибочный	7	0,13	0,47	1,88	0,91	1,71						
43.1 Пресс ножницы комбинированные	4,5	0,45	0,6	1,33	2,03	2,7						
43.2 Пресс ножницы комбинированные	4,5	0,45	0,6	1,33	2,03	2,7						

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

40

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
44.1 Пресс кривошипный одностоечный	4,5	0,4	0,65	1,17	1,8	2,1						
44.2 Пресс кривошипный одностоечный	4,5	0,4	0,65	1,17	1,8	2,1						
Итого группа А		0,24			15,82	23,49	12,51	2,8	44,3	25,84	51,29	77,92
Итого ШР2									44,3	25,84	51,29	77,92
ШР3												
<i>Группа А</i>												
23.1 Широкоуниверсальный фрезерный станок	1,7	0,14	0,4	2,29	0,24	0,55						
23.2 Широкоуниверсальный фрезерный станок	1,7	0,14	0,4	2,29	0,24	0,55						
24 Горизонтально-протяжный станок	20	0,2	0,46	1,93	4	7,72						
25.1 Правильно-отрезной станок	1,7	0,13	0,44	2,04	0,22	0,45						
25.2 Правильно-отрезной станок	1,7	0,13	0,44	2,04	0,22	0,45						
25.3 Правильно-отрезной станок	1,7	0,13	0,44	2,04	0,22	0,45						
26 Долбежный станок	2,8	0,13	0,46	1,93	0,36	0,7						
27.1 Тельфер	2,8	0,25	0,5	1,73	0,7	1,21						
27.2 Тельфер	2,8	0,25	0,5	1,73	0,7	1,21						
28.1 Обдирочно-шлифовальный станок	2,8	0,13	0,42	2,16	0,36	0,79						
28.2 Обдирочно-шлифовальный станок	2,8	0,13	0,42	2,16	0,36	0,79						
29 Зубофрезерный станок	2,8	0,13	0,5	1,79	0,36	0,63						
30.1 Поперечно-строгательный станок	8	0,12	0,4	2,29	0,96	2,2						
30.2 Поперечно-строгательный станок	8	0,12	0,4	2,29	0,96	2,2						

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

41

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого группа А	0,16				9,92	19,9	6,37	2,4	23,5	21,88	32,11	48,79
Итого ШПЗ									23,5	21,88	32,11	48,79

ШП6

Группа А

17 Токарно-винторезный станок	3,2	0,12	0,45	1,98	0,38	0,76						
18.1 Токарно-револьверный станок	2,8	0,12	0,4	2,29	0,34	0,77						
18.2 Токарно-револьверный станок	2,8	0,12	0,4	2,29	0,34	0,77						
18.3 Токарно-револьверный станок	2,8	0,12	0,4	2,29	0,34	0,77						
19 Презиционный автомат	1,7	0,25	0,6	1,33	0,43	0,57						
20.1 Вертикально-сверлильный станок	2,8	0,13	0,4	2,29	0,36	0,83						
20.2 Вертикально-сверлильный станок	2,8	0,13	0,4	2,29	0,36	0,83						
21 Вертикально-фрезерный станок	7	0,13	0,45	1,98	0,91	1,81						
22.1 Горизонтально-фрезерный станок	2,8	0,13	0,45	1,98	0,36	0,72						
22.2 Горизонтально-фрезерный станок	2,8	0,13	0,45	1,98	0,36	0,72						
Итого группа А		0,13			4,18	8,56	8,48	1,9	7,74	9,41	12,19	19,02
Итого ШП6									7,74	9,41	12,19	19,02

ШП7

Группа А

16.1 Токарно-винторезный станок	11,13	0,12	0,4	2,29	1,34	3,06						
16.2 Токарно-винторезный станок	11,13	0,12	0,4	2,29	1,34	3,06						
16.3 Токарно-винторезный станок	11,13	0,12	0,4	2,29	1,34	3,06						

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Итого группа А	0,12		4,01	9,18	3	1,9	7,41	10,09	12,52	19,02		
Итого ШП7							7,41	10,09	12,52	19,02		

ШП8

Группа А

1	9	0,3	0,45	1,98	2,7	5,36						
2	20	0,6	0,8	0,75	12	9						
3.1	2,8	0,15	0,5	1,73	0,42	0,73						
3.2	2,8	0,15	0,5	1,73	0,42	0,73						
3.3	2,8	0,15	0,5	1,73	0,42	0,73						
5	6,925	0,15	0,5	1,73	1,04	1,8						
6	7	0,16	0,6	1,33	1,12	1,49						
Итого группа А		0,35			18,12	19,83	4,38	2,5	45,3	21,82	50,28	76,39

Группа Б

8.1	4,5	0,75	0,8	0,75	6,75	5,06			6,75	5,06	8,44	12,82
Итого группа Б									6,75	5,06	8,44	12,82
Итого ШП8									52,05	26,88	58,71	89,21

ШП9

Группа А

4.1	2,8	0,15	0,5	1,73	0,42	0,73						
4.2	2,8	0,15	0,5	1,73	0,42	0,73						
7.1	20	0,4	0,65	1,17	8	9,35						

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
7.2 Ножницы гильотинные	20	0,4	0,65	1,17	8	9,35						
Итого группа А		0,37			16,84	20,16	2,55	2,5	42,1	22,18	47,58	72,3
<i>Группа Б</i>												
8.2 Вентилятор	4,5	0,75	0,8	0,75	6,75	5,06			6,75	5,06	8,44	12,82
Итого группа Б									6,75	5,06	8,44	12,82
Итого ШРС9									48,85	27,24	56,02	85,12
ШРС3												
<i>Группа А</i>												
13 Машина электросварочная шовная	70	0,35	0,7	1,02	24,5	24,99						
14.1 Машина электросварочная стыковая	1,95	0,35	0,65	1,17	0,68	0,8						
14.2 Машина электросварочная стыковая	1,95	0,35	0,65	1,17	0,68	0,8						
14.3 Машина электросварочная стыковая	1,95	0,35	0,65	1,17	0,68	0,8						
Итого группа А		0,35			26,55	27,39	1,17	2,64	70,09	30,13	76,29	115,91
Итого ШРС3									70,09	30,13	76,29	115,91
ШРС4												
<i>Группа А</i>												
10 Трансформатор сварочный	14,7	0,2	0,35	2,68	2,94	7,87						
11.1 Трансформатор сварочный	7,35	0,2	0,35	2,68	1,47	3,93						
11.2 Трансформатор сварочный	7,35	0,2	0,35	2,68	1,47	3,93						
12.1 Машина электросварочная точечная	15	0,35	0,6	1,33	5,25	7						
12.2 Машина электросварочная точечная	15	0,35	0,6	1,33	5,25	7						

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
15 Машина электросварочная стыковая	16,25	0,35	0,65	1,17	5,69	6,65						
Итого группа А	0,29			22,07	36,39	5,51	2,64	58,26	40,03	70,68	107,39	
Итого ШРС4								58,26	40,03	70,68	107,39	
ШРС5												
<i>Группа А</i>												
53 Полировальный станок двухшпиндельный	3,2	0,16	0,5	1,73	0,51	0,89						
54 Преобразовательный агрегат	14	0,25	0,45	1,98	3,5	6,95						
Итого группа А	0,23			4,01	7,83	1,43	2,64	10,59	8,62	13,65	20,74	
<i>Группа Б</i>												
55.1 Вентилятор	1,7	0,75	0,8	0,75	1,28	0,96			1,28	0,96	1,59	2,42
Итого группа Б									1,28	0,96	1,59	2,42
Итого ШРС5									11,87	9,57	15,25	23,17
ШРС6												
<i>Группа Б</i>												
55.1 Шкаф сушильный электрический	10	0,8	1	0	8	0			8	0	8	12,15
55.2 Шкаф сушильный электрический	10	0,8	1	0	8	0			8	0	8	12,15
55.2 Вентилятор	1,7	0,75	0,8	0,75	1,28	0,96			1,28	0,96	1,59	2,42
55.3 Вентилятор	1,7	0,75	0,8	0,75	1,28	0,96			1,28	0,96	1,59	2,42
Итого группа Б									18,55	1,91	19,19	29,15
Итого ШРС6									18,55	1,91	19,19	29,15

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭП.140211.018.ПЗ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Продолжение таблицы 4.5.

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
ШТ1												
<i>Группа А</i>												
9 Кран-балка	5,3	0,45	0,6	1,33	2,39	3,18						
Итого группа А		0,45			2,39	3,18	1	2,64	6,3	3,5	7,2	10,94
Итого ШТ1									6,3	3,5	7,2	10,94
ЩО 2									36,72	48,95	61,19	88,33
Итого ШМ2								385,62	255,44	472,64	713,46	
Итого ШМ									724,33	428,76	868,02	1309,54

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

КЭШП.140211.018.ПЗ

Копировал
Формат А4
Лист
46

4.2.3 Построение картограммы электрических нагрузок

Нагрузки цехов наносятся на площадки цехов в виде кругов, площади которых графически изображают нагрузки в определенном масштабе.

Осветительная и силовая нагрузки приемников напряжением до 1 кВ показываются в виде отдельных секторов внутри круга. Цифровое значение приводится в виде дроби рядом с кругом в числителе — силовая нагрузка, в знаменателе — осветительная.

Радиусы кругов определяются по формуле:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \text{ мм}, \quad (4.31)$$

где P_{pi} — расчетная активная нагрузка i -го цеха [из табл. 4.3, на стороне НН], кВт;

$m = 1 \text{ кВт/мм}^2$ — масштаб площади круга.

Площадь сектора, соответствует нагрузке освещения и находится по формуле:

$$S_{\text{сек}} = \frac{\pi \cdot r^2 \cdot \phi}{360}, \text{ мм}^2. \quad (4.32)$$

Так как $S_{\text{сек}} = P \cdot m$, следовательно

$$\phi = \frac{360 \cdot S_{\text{сек}}}{\pi \cdot r^2} = \frac{P \cdot 360}{\pi \cdot r^2 \cdot m}. \quad (4.33)$$

Результаты расчёта сведём в таблицу 4.6.

Таблица 4.6 – Построение картограммы

№ п/п	Наименование цеха	P_{pi} , кВт	r_i , мм	$P_{ро}$, кВт	φ_o , °	$P_{сил}$, кВт	$\varphi_{сил}$, °
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Приемные бункера топлива	174,6	7,5	14,4	30		
2	Цех дробления и перегрузочный узел	1138,6	19	10,1	3	870	275
3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	2236,7	26,7	30,1	5	1800	290
4	Шихтовые бункера	451,2	12	33,4	27		

Изн. № подл.	Изн. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						47

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8
5	Цех первичного смешивания	299,7	9,8	12,4	15		
6	Цех агломерации	2563,5	28,6	221,7	31		
7	Цех эксгаустеров	8167,1	51	67,4	3	8000	353
8	Перегрузочное устройство агломерата	294,8	9,7	21,7	26		
9	Тракт постели и возврата	101,8	5,7	16,9	60		
10	Насосная	225,6	8,5	4,1	7		
11	Контора аглофабрики и лаборатории	70,6	4,7	37	189		
12	Гараж	74,1	4,9	2,3	11		
13	Столовая	156,1	7	20,4	47		
14	Ремонтно-механический цех	733,3	15,3	85,5	42		
15	Материальный склад	51,8	4,1	10,5	73		

4.2.4 Построение центра электрических нагрузок

Центр электрических нагрузок рассчитывается для определения месторасположения цеховой трансформаторной подстанции по следующим формулам:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (4.34)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_i}, \quad (4.35)$$

где X_i, Y_i — центры электрических нагрузок i -ого цеха (определяются по генплану), мм;

P_i — мощность i -ого цеха, кВт.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 4.7

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												48

Таблица 4.7 – Расчет нагрузок электрического освещения

№ п/п	Наименование цеха	$P_{p.i}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	$P_{p.i} \cdot X_i$, кВт·м	$P_{p.i} \cdot Y_i$, кВт·м
1	Приемные бункера топлива	174,6	70	397	12221,33	69225,1
2	Цех дробления и перегрузочный узел	1138,6	257	458	292625,56	520919
3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	2236,7	251	296	561420,45	662073,5
4	Шихтовые бункера	451,2	339	259	152942,63	116850
5	Цех первичного смешивания	299,7	87,5	251	26219,75	75063,4
6	Цех агломерации	2563,5	137	178	349919,84	456305,7
7	Цех эксгаустеров	8167,1	245	176	2000944,7	1433329,8
8	Перегрузочное устройство агломерата	294,8	31	54	9139,11	15919,7
9	Тракт постели и возврата	101,8	85,5	303	8704,62	30848
10	Насосная	225,6	319	422	71972,16	95098
11	Контора аглофабрики и лаборатории	70,6	31	179	2189,61	12643,3
12	Гараж	74,1	31	266	2298,15	19719,6
13	Столовая	156,1	154	348	23966,9	54335,4
14	Ремонтно-механический цех	733,3	229	89,6	218890,5	65703,8
15	Материальный склад	51,8	165	57	8541	2950,6
	Σ	16784	-	-	3741996,49	3630984,9

Таким образом,

$$X_{ЦЭН} = \frac{3741996,49}{16784} = 223,5 \text{ м};$$

$$Y_{ЦЭН} = \frac{3630984,9}{16784} = 216,9 \text{ м}.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

5 КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

5.1 Определение числа и мощности цеховых трансформаторов, мощности батарей конденсаторов в сетях напряжением до 1 кВ

5.1.1 Ориентировочный выбор мощности цеховых трансформаторов по удельной мощности нагрузки

Определим плотность нагрузки по формуле

$$\sigma_{\text{н}} = \frac{S_{\text{р}}}{F_{\text{ц}}}, \frac{\text{кВА}}{\text{м}^2}, \quad (5.1)$$

где $S_{\text{р}}$ — расчетная нагрузка, кВА;

$F_{\text{ц}}$ — площадь цехов, м².

При плотности нагрузки напряжением 380 В $0,1 \leq \sigma_{\text{н}} \leq 0,2$ целесообразно принять трансформаторы мощностью до 1000 кВА, при $0,2 \leq \sigma_{\text{н}} \leq 0,3$ — мощностью до 1600 кВА, при $\sigma \geq 0,3$ — мощностью до 2500 кВА.

Рассчитанные мощности сведены в таблице 5.1.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата						Лист	
											50
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.1 – Определение мощности цеховых трансформаторов

№ ТП	№ цеха	Наименование цехов	F , м ²	P_p , кВт	S_p , кВА	σ_n , кВА/м ²	$S_{ном.тр}$, кВА
1	1	Приемные бункера топлива	3570	174,59	230,08		
	2	Цех дробления и перегрузочный узел	805	268,62	354,54		
	3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	2622	436,73	576,17		
	5	Цех первичного смешивания	1173	299,65	395,29		
				8170	1179,6	1556,08	0,2
2	4	Шихтовые бункера	5264	451,16	525,86		
	7	Цех эксгаустеров	3910	167,12	198,85		
	8	Перегрузочное устройство агломерата	1369	294,81	387,16		
	9	Тракт постели и возврата	1598	101,81	132,01		
	10	Насосная	782	225,62	298,58		
				12923	1240,52	1542,46	0,12
3	6	Цех агломерации	11785	2563,52	3360,56	0,29	2500
4	14	Ремонтно-механический цех	3230	733,3	957,3	0,3	1000
5	11	Контора аглофабрики и лаборатории	2380	70,63	87,25		
	12	Гараж	784	74,13	97,93		
	13	Столовая	2622	156,14	203,44		
	15	Материальный склад	4560	51,76	66,77		
				10346	352,67	455,38	0.04

КЭПП.140211.018.ПЗ

Копировал

Формат А4

Лист	51
------	----

5.1.2 Выбор числа цеховых трансформаторов

Минимальное число цеховых трансформаторов $N_{Т.мин}$ одинаковой мощности $S_{НОМ.Т}$, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле:

$$N_{Т.мин} = \frac{P_p}{k_3 \cdot S_{НОМ.Т}} + \Delta N, \quad (5.2)$$

где P_p — активная мощность нагрузки, кВт;

ΔN — добавка до ближайшего целого числа;

k_3 — рекомендованный коэффициент загрузки.

При преобладании нагрузок II категории $k_3 = 0,7 \div 0,8$, первой — $k_3 = 0,65 \div 0,7$, третьей — $k_3 = 0,9 \div 0,95$ [5 с. 103], а также при наличии в сети 380 В необходимого количества потребителей (до 20%) I категории.

Экономически оправданное число цеховых трансформаторов $N_{ОПТ.Э.}$ определяется по формуле:

$$N_{ОПТ.Э.} = N_{Т.мин} + m, \quad (5.3)$$

где m — дополнительно установленные трансформаторы [5 с.106, рис. 4.7].

Выбранные трансформаторы должны удовлетворять условию:

$$S_{НОМ.Т.} \geq \frac{P_p}{k_3 \cdot N_{ОПТ.Э.}}. \quad (5.4)$$

Результаты расчетов сводятся в таблицу 5.2.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												52

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.2 – Определение числа цеховых трансформаторов

№ ТП	№ цеха	Наименование цехов	P_p , кВт	k_3	$S_{ном.тр}$, кВА	$N_{тр.min}$, шт.	$N_{тр.min}$, шт.	Категория	Условие 5.4
1	1	Приемные бункера топлива	174,59					III	
	2	Цех дробления и перегрузочный узел	268,62					II	
	3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	436,73					II	
	5	Цех первичного смешивания	299,65					II	
				1179,6	0,7	1000	2	2	II
2	4	Шихтовые бункера	451,16					III	
	7	Цех эксгаустеров	167,12					II	
	8	Перегрузочное устройство агломерата	294,81					III	
	9	Тракт постели и возврата	101,81					II	
	10	Насосная	225,62					II	
				1240,52	0,7	1000	2	2	II
3	6	Цех агломерации	2563,52	0,7	2500	2	2	II	вып
4	14	Ремонтно-механический цех	733,3	0,9	1000	1	1	III	вып
5	11	Контора аглофабрики и лаборатории	70,63					III	
	12	Гараж	74,13					III	
	13	Столовая	156,14					III	
	15	Материальный склад	51,76					III	
				352,67	0,9	630	1	1	III

КЭПП.140211.018.ПЗ

Копировал

Формат А4

Лист	53
------	----

5.1.3 Определение необходимой мощности компенсирующих устройств и распределение их в сети до 1000 В

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ определяется по формуле:

$$Q_{max \text{ Т}} = \sqrt{N_{\text{опт Т}} \cdot k_z \cdot S_{\text{ном Т}}^2 - P_p^2}, \text{ квар.} \quad (5.5)$$

Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение до 1 кВ составит:

$$Q_{\text{НК1}} = Q_{\text{РНН}} - Q_{\text{max Т}}, \text{ квар,} \quad (5.6)$$

где $Q_{\text{РНН}}$ — суммарная расчетная реактивная мощность на напряжение до 1 кВ.

Дополнительная мощность НБК для снижения потерь в трансформаторах данной группы и в сети 10 кВ определяется по формуле:

$$Q_{\text{НК2}} = Q_{\text{РНН}} - Q_{\text{НК1}} - \gamma \cdot N_{\text{опт.э}} \cdot S_{\text{ном.т}}, \text{ квар,} \quad (5.7)$$

где γ — расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} и K_{p2} ;

K_{p1} — расчётный коэффициент удельных потерь, в соответствии с [5, с.109, табл. 4.6] $K_{p1} = 13$;

K_{p2} — определяется по [5, с.109, табл. 4.7].

Значения коэффициентов K_{p1} , K_{p2} и γ используемые в расчёта сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Значения коэффициентов K_{p1} , K_{p2} и γ

$S_{\text{ном.тр}}, \text{ кВА}$	K_{p1}	K_{p2}	γ
630	13	7	0,5
1000	13	7	0,5
2500	13	16	0,41

Суммарная мощность конденсаторных батарей напряжением до 1 кВ составляет:

$$Q_{\text{НК}} = Q_{\text{НК1}} + Q_{\text{НК2}}, \text{ квар.} \quad (5.8)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.4.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									54
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.4 – Определение мощности конденсаторных установок

№ п/п	№ цеха	Наименование цехов	$Q_{рнн}$, квар	$Q_{max.г}$, квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк}$, квар	$Q_{к.пор}$, квар	Тип КУ	Кол-во, шт
1	1	Приемные бункера топлива	149,85							
	2	Цех дробления и перегрузочный узел	231,88							
	3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	375,82							
	5	Цех первичного смешивания	257,8							
				1014,86	754,02	260,84	0	260,84	УКЛН-0,4-300	1
2	4	Шихтовые бункера	270,15							
	7	Цех эксгаустеров	107,77							
	8	Перегрузочное устройство агломерата	250,96							
	9	Тракт постели и возврата	84,03							
	10	Насосная	195,57							
				908,48	648,94	259,54	0	259,94	300	УК-0,4-300
3	6	Цех агломерации	2172,95	2382,94	0	122,95	122,95	120	УК-0,4-120	1
4	14	Ремонтно-механический цех	615,37	521,79	93,58	21,79	115,37	120	УК-0,4-120	1
5	11	Контора аглофабрики и лаборатории	51,22							
	12	Гараж	63,99							
	13	Столовая	130,41							
	15	Материальный склад	42,18							
				287,79	443,98	0	0	0	-	-

КЭШП.140211.018.113

Копировал

Формат А4

5.2 Определение реактивной мощности генерируемой СД

Каждый синхронный двигатель является источником реактивной мощности, минимальная величина которой, по условию устойчивой работы СД определяется по формуле:

$$Q_{\text{СД}} = P_{\text{ном.сд}} \cdot \kappa_{\text{СД}} \cdot \text{tg } \phi_{\text{ном}}, \text{ квар.} \quad (5.9)$$

где $\kappa_{\text{СД}}$ — коэффициент загрузки по активной мощности;

$\text{tg } \phi_{\text{ном}}$ — номинальный коэффициент реактивной мощности.

Результаты расчёта сведены в таблицу 5.5

Таблица 5.5 – Реактивная мощность генерируемая СД

№ цеха	$P_{\text{ном.сд}}$	Количество	$\kappa_{\text{сд}}$	$\text{tg } \varphi_{\text{ном}}$	$Q_{\text{СД}}$, квар
2	800	1	0,7	0,48	268,8
3	1000	1	0,75	0,48	360
	800	1	0,7	0,48	268,8
7	2000	4	0,8	0,48	768

Таким образом, суммарная нагрузка генерируемая СД будет равна

$$\sum_{i=1}^n Q_{\text{СД},i} = 268,8 + 360 + 268,8 + 768 \cdot 4 = 3969,6 \text{ квар.}$$

Так как для всех синхронных двигателей $P_{\text{СД}}$ меньше указанной в [5, с. 226, таб. 5.1] следовательно $Q_{\text{сд.р}} = Q_{\text{сд.э}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{СД},i}$, т.е.

$$Q_{\text{СД,р}} = Q_{\text{СД,э}} = \sum_{i=1}^n Q_{\text{СД},i} = 3969,6 \text{ квар.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
56

5.3 Определение реактивной мощности конденсаторных батарей в сетях свыше 1 кВ

5.3.1 Расчетные нагрузки на стороне НН с учетом компенсации реактивной мощности

Расчетная нагрузка цехов с учетом компенсации реактивной мощности определяется по выражению:

$$Q'_{РНН} = Q_{РНН} - Q_{НКФ}, \text{ квар.} \quad (5.10)$$

Полная мощность нагрузки определяется по формуле:

$$S'_{РНН} = \sqrt{P_{РНН}^2 - Q_{РНН}'^2}, \text{ кВА.} \quad (5.11)$$

Коэффициент загрузки трансформаторов с учетом компенсации реактивной мощности определяется по формулам:

– для однострансформаторной подстанции:

$$k_3 = \frac{S'_{РНН}}{S_{НОМ.Т}}. \quad (5.12)$$

– для двухтрансформаторной подстанции:

$$k_3 = \frac{S'_{РНН}}{2 \cdot S_{НОМ.Т}}. \quad (5.13)$$

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.6.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											57

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

КЭПШ.140211.018.ПЗ

Лист	58
------	----

Таблица 5.6 – Расчет нагрузки на стороне НН

№ п/п	№ цеха	Наименование цехов	$P_{рнн}$, кВт	$Q'_{рнн}$, квар	$S'_{рнн}$, кВА	$S_{ном.т}$, кВА	k_3
1	1	Приемные бункера топлива	174,59				
	2	Цех дробления и перегрузочный узел	268,62				
	3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	436,73				
	5	Цех первичного смешивания	299,65				
				1179,6	714,86	1379,3	1000
2	4	Шихтовые бункера	451,16				
	7	Цех эксгаустеров	167,12				
	8	Перегрузочное устройство агломерата	294,81				
	9	Тракт постели и возврата	101,81				
	10	Насосная	225,62				
				1240,52	608,48	1381,71	1000
3	6	Цех агломерации	2562,52	2052,95	3284,24	2500	0,66
4	14	Ремонтно-механический цех	733,3	495,37	884,94	1000	0,88
5	11	Контора аглофабрики и лаборатории	70,63				
	12	Гараж	74,13				
	13	Столовая	156,14				
	15	Материальный склад	51,76				
				352,67	287,79	455,19	630

5.3.2 Типы трансформаторов, устанавливаемых на цеховой ТП, определение потерь в трансформаторах

Технические данные трансформаторов выписываем из [5, с 354, табл. П4.16].

Таблица 5.7 – Каталожные данные трансформаторов ЦТП

№ ТП	Тип трансформатора	$\Delta P_{\text{ХХ}}$, кВт	$\Delta P_{\text{КЗ}}$, кВт	$U_{\text{КЗ}}$, %	$I_{\text{ХХ}}$, %
1	ТМЗ-1000/10	3,3	11,6	5,5	3
2	ТМЗ-1000/10	3,3	11,6	5,5	3
3	ТМЗ-2500/10	6,2	23,5	5,5	3,5
4	ТМЗ-1000/10	3,3	11,6	5,5	3
5	ТМЗ-630/10	2,27	7,6	5,5	2

Потери мощности в трансформаторах цеховых ТП рассчитываются по формулам:

$$\Delta P = N \cdot (\Delta P_{\text{КЗ}} \cdot k_3^2 + P_{\text{ХХ}}), \text{ кВт}, \quad (5.14)$$

где N – число трансформаторов ТП;

k_3 – коэффициент загрузки по таблице 5.6.

$$\Delta Q_{\text{T}} = N \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \cdot 0,01 \cdot (I_{\text{ХХ}} + U_{\text{КЗ}} \cdot k_3^2), \text{ квар}, \quad (5.15)$$

где $S_{\text{НОМ.Т}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Результаты расчетов сведены в таблицу 5.8.

Таблица 5.8 – Потери мощности в трансформаторах ЦТП

№ ТП	$S_{\text{НОМ.ТР}}$, кВА	k_3	ΔP_{T} , кВт	ΔQ_{T} , квар
1	1000	0,69	17,63	112,32
2	1000	0,69	17,67	112,5
3	2500	0,66	32,68	293,65
4	1000	0,81	10,97	73,07
5	630	0,72	6,24	30,69

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						59

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_T = 85,19 \text{ кВт}; \quad \sum_{i=1}^n \Delta Q_T = 615,52 \text{ квар.}$$

5.3.3 Расчетная реактивная нагрузка на шинах ТП–10 кВ

Расчет производится по формуле:

$$Q_B = Q_{PB} + Q_{max.T} + \Delta Q, \text{ квар,} \quad (5.16)$$

где Q_{PB} — расчетные нагрузки приемников 10 кВ;

$Q_{max.T}$ — некомпенсированная нагрузка сети напряжением ниже 1 кВ;

ΔQ_T — реактивная мощность потерь сети 10 кВ в трансформаторах.

Некомпенсированная реактивная нагрузка на стороне 10 кВ определяется по формуле:

$$Q_{НС.Т} = Q_{РТ} - Q_{нк.ф} + \Delta Q_T, \text{ квар,} \quad (5.17)$$

где $Q_{РТ} = Q_{Р.НН}$ — наибольшая расчетная реактивная нагрузка трансформатора;

$Q_{нк.ф}$ — фактическая принятая мощность НКБ.

Результаты расчетов сводятся в таблицу 5.9.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист				
										60				
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

Таблица 5.9 – Определение нагрузок 10 кВ

№ п/п	№ цеха	Наименование цехов	$P_{рнн}$, кВт	$Q_{рнн}$, квар	$Q_{рв}$, квар	$S_{ном.тр}$, кВА	$Q_{max.т}$, квар	$Q_{нк.ф}$, квар	Q_B , квар	$Q_{нс.т}$, квар
1	1	Приемные бункера топлива	174,59	149,85	0					
	2	Цех дробления и перегрузочный узел	268,62	231,88	767,27					
	3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	436,73	375,82	2733,27					
	5	Цех первичного смешивания	299,65	257,8	0					
				1179,6	1014,86	3500,53	1000	754,02	300	4366,87
2	4	Шихтовые бункера	451,16	270,15	0					
	7	Цех эксгаустеров	167,12	107,77	8161,63					
	8	Перегрузочное устройство агломерата	294,81	250,96	0					
	9	Тракт постели и возврата	101,81	84,03	0					
	10	Насосная	225,62	195,57	0					
				1240,52	908,48	8161,63	1000	648,94	300	8923,07
3	6	Цех агломерации	2563,52	2172,95	0	2500	2382,94	120	2676,59	2165,27
4	14	Ремонтно-механический цех	733,3	615,37	0	1000	521,79	120	594,87	607,69
5	11	Контора аглофабрики и лаборатории	70,63	51,22	0					
	12	Гараж	74,13	63,99	0					
	13	Столовая	156,14	130,41	0					
	15	Материальный склад	51,76	42,18	0					
				352,67	287,79	0	630	443,98	0	474,67

КЭШП.140211.018.113

Копировал

Формат А4

5.3.4 Определение мощности ВБК

Суммарную расчетную мощность ВБК для всего предприятия определяют из условия баланса расчетной мощности в узле 10 кВ:

$$\sum_{i=1}^n Q_{P.Vi} - Q_{ВК} - Q_{СВ.Р} - Q_{Э1} = 0, \quad (5.18)$$

откуда

$$Q_{ВК} = \sum_{i=1}^n Q_{P.Vi} - Q_{СВ.Р} - Q_{Э1}, \text{ квар}, \quad (5.19)$$

где $\sum_{i=1}^n Q_{P.Vi}$ — расчетная нагрузка на шинах 10 кВ;

$n = 5$ — количество ТП на предприятии;

$Q_{СВ.Р} = 3969,6$ квар — располагаемая мощность СД;

$Q_{Э1}$ — входная реактивная мощность, заданная энергосистемой на шинах 10 кВ.

Входную реактивную мощность заданную системой определим по формуле

$$Q_{Э1} = \alpha \cdot P_{рв}, \text{ квар}, \quad (5.20)$$

где $\alpha = 0,43$ — расчетный коэффициент [5, с.218];

$P_{рв}$ — фактическое значение активной нагрузки на шинах 10 кВ.

Фактическое значение активной нагрузки на шинах 10 кВ определяется по формуле:

$$P_{рв} = \sum_{i=1}^n P_{СДi} \cdot k_{рм} + \sum_{i=1}^n P_{рннi} \cdot k_{рм} + \sum_{i=1}^n \Delta P_{Тi} + P_{Л}, \text{ кВт}, \quad (5.21)$$

где $k_{рм} = 0,9$ — коэффициент одновременности максимумов силовой нагрузки;

$P_{Л} = 0,03 \cdot S_{р}$ — приближенные активные потери в линиях;

$Q_{Л} = 0,01 \cdot S_{р}$ — приближенные реактивные потери в линиях;

$P_{рв} = 10670 \cdot 0,9 + 5984,42 \cdot 0,9 + 85,19 + 0,03 \cdot 23650,8 = 15783,7$ кВт.

$$Q_{Э1} = 0,43 \cdot 15783,7 = 6944,83 \text{ кВт.}$$

$$Q_{ВК} = 11662,17 - 3969,6 - 6944,83 = 905,58 \text{ квар.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												62

Принимаем к установке на стороне 10 кВ конденсаторные батареи типа УКЛ-10,5-450 У3 [4] по 1 на каждую секцию шин ЦРП. Уточним значение Q_{BK} :

$$Q_{BK} = 2 \cdot 450 = 900 \text{ квар.}$$

Расчетная реактивная нагрузка с учетом компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ определяется по формуле:

$$Q_{PB} = \sum_{i=1}^n Q_{PHNi} \cdot k_{PM} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{Ti} + Q_L - Q_{BK} - Q_{CD}, \text{ квар,} \quad (5.22)$$

$$Q_{PB} = 4925,18 \cdot 0,9 + 615,52 + 0,01 \cdot 23650,8 - 900 - 3969,6 = 415,1 \text{ квар.}$$

Полная расчетная мощность предприятия определяется по формуле:

$$S_{PB} = \sqrt{P_{PB}^2 + Q_{PB}^2}, \text{ кВА,} \quad (5.23)$$

$$S_{PB} = \sqrt{15783,7^2 + 415,1^2} = 15789,15 \text{ кВА.}$$

Коэффициент мощности предприятия в период максимума нагрузки определяется по формуле:

$$\cos \varphi = \frac{P_{PB}}{S_{PB}}, \quad (5.24)$$

$$\cos \varphi = \frac{15783,7}{15789,15} = 0,98.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						63
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

6 ВЫБОР И РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

6.1 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Для выбора рационального напряжения определим предварительно величину напряжения внешнего электроснабжения по формуле:

$$U = 16 \cdot \sqrt[4]{P \cdot l}, \quad (6.1)$$

где P — передаваемая мощность, МВт;

l — расстояние, на которое передается данная мощность, км.

При $P = 15,783$ МВт и $l = 15$ км имеем $U = 16 \cdot \sqrt[4]{15,783 \cdot 15} = 62,76$ кВ, выбираем питание по линии 35 кВ.

6.2 Выбор линии электропередач, питающих промышленное предприятие

Так как основу завода составляют потребители II категории, то осуществляем питание завода от ГПП, содержащей 2 трансформатора, по двухцепной ЛЭП на железобетонных опорах. Сечение проводников ЛЭП выбираем по экономической плотности тока [1] и округляем до ближайшего стандартного значения $F_{СТ}$:

$$F_{ЭК} = \frac{I_p}{j_{ЭК}}, \quad (6.2)$$

где $I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{НОМ}}$, А;

$n = 2$ — количество ЛЭП, шт.

$j_{ЭК}$ — экономическая плотность тока, А/мм², для алюминиевых проводов при $T_{max} > 5000$ ч $j_{ЭК} = 1$ А/мм².

$$I_p = \frac{15789,15}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 35} = 130,22 \text{ А.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						64

$$F_{\text{эк}} = \frac{130,22}{1} = 130,22 \text{ мм}^2.$$

Принимаем проводник с сечением $F = 150 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 450 \text{ А}$, $r_0 = 0,198 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,406 \text{ Ом/км}$.

Выбранное сечение проверяется по нагреву в послеаварийном режиме при отключении одной линии:

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_p \leq I_{\text{доп}}, \quad (6.3)$$

где $I_{\text{доп}}$ — допустимый длительный ток, соответствующий выбранному сечению провода, А.

$$I_{\text{ав}} = 260,44 \text{ А} \leq 340 \text{ А}.$$

Потери напряжения определяем по формуле:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{\text{ном}}^2} \cdot 100\%, \quad (6.4)$$

где $P = \frac{P_{\Sigma}}{2}$, МВт $Q = \frac{Q_{\Sigma}}{2}$, Мвар — в нормальном режиме, а в послеаварийном режиме $P = P_{\Sigma}$, МВт $Q = Q_{\Sigma}$, Мвар.

$R = r_0 \cdot l$ — активное сопротивление линии, Ом;

$X = x_0 \cdot l$ — реактивное сопротивление линии, Ом.

$$R = 0,198 \cdot 15 = 2,97 \text{ Ом}; \quad X = 0,406 \cdot 15 = 6,09 \text{ Ом}.$$

$$\Delta U = \frac{7,891 \cdot 2,97 + 0,207 \cdot 6,09}{35^2} \cdot 100\% = 2,01\%;$$

$$\Delta U_{\text{ав}} = \frac{7,891 \cdot 2,97 + 0,207 \cdot 6,09}{35^2} \cdot 100\% = 4,02\%.$$

6.3 Выбор числа и мощности трансформаторов главной понизительной подстанции

Для двухтрансформаторной ГПП произведем выбор мощности трансформаторов на основе расчетной нагрузки предприятия, с учетом режима энерго-снабжающей организации по реактивной мощности.

Номинальная мощность трансформаторов определяется по формуле:

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{S_{\text{рв}}}{2 \cdot 0,7}, \text{ кВА}; \quad (6.5)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											65

$$S_{\text{НОМ.Т}} = \frac{15789,15}{2 \cdot 0,7} = 11277,96 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем к установке трансформатор ТМН–10000/35.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определим по формуле:

$$k_3 = \frac{S_{\text{РВ}}}{2 \cdot S_{\text{НОМ.Т}}}; \quad (6.6)$$

$$k_3 = \frac{15789,15}{2 \cdot 10000} = 0,79.$$

При этом должно выполняться условие:

$$1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т}} \geq S_{\text{Р}}, \quad (6.7)$$

где $S_{\text{Р}}$ — мощность неотключаемой нагрузки, кВА.

Условие выполняется.

Окончательно принимаем напряжение 35 кВ с питанием ГПП завода по двухцепной линии 35 кВ длиной 15 км на железобетонных опорах, выполненной проводом АС–150/24, от подстанции 110/35/10 кВ энергосистемы. В качестве ГПП завода принимаем двухтрансформаторную подстанцию с трансформаторами типа ТМН-10000/35.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Лист
КЭПП.140211.018.ПЗ						Лист
						66

7 ВЫБОР И РАСЧЕТ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

7.1 Выбор схемы внутреннего электроснабжения

Месторасположение цеховых трансформаторов подстанций приведено на листе 1 графической части проекта. В качестве цеховых используем комплектные трансформаторные подстанции (КТП), которые устанавливаются в цехах, в специально приспособленных для этого помещениях. Цеховые трансформаторные подстанции (ТП) располагаются в местах, приближенных к наиболее крупным потребителям электроэнергии, по возможности вблизи центра питаемой нагрузки. Подстанции, располагаемые внутри цехов, располагают в мертвой зоне работы мостовых кранов.

Для внутреннего электроснабжения с учетом категории потребителей принимаем схему радиальную без использования распределительных пунктов лист 1 графической части.

Внутризаводское электроснабжение выполним кабелем марки ААБл.

Протяженность кабельных линий указана в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Протяженность кабельных линий

Номер подстанции	Расстояние до ГПП, км
1	0,036
2	0,037
3	0,036
4	0,197
5	0,19
Итого	0,46

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		67

7.2 Выбор напряжения

С учетом наличия на фабрике потребителей напряжением 10 кВ предпочтительно принять напряжение равное 10 кВ.

Номинальное напряжение 10 кВ с точки зрения повышения пропускной способности линий и снижения потерь электроэнергии является наиболее предпочтительным.

Принимаем напряжение 10 кВ.

7.3 Выбор сечения кабельных линий

Потери в цеховых трансформаторах определим по формулам:

$$P_T = P_x + K_3^2 \cdot P_{кз}, \text{ кВт}; \quad (7.1)$$

$$Q_T = \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_{\text{ном.т}} + \frac{U_{кз}}{100} \cdot k_3^2 \cdot S_{\text{ном.т}}, \text{ квар}; \quad (7.2)$$

$$\Delta_T = P'_{xx} \cdot 8760 + k_3^2 \cdot P'_{кз} \cdot \tau, \text{ кВт} \cdot \text{ч}; \quad (7.3)$$

$$P'_{xx} = P_{xx} + k_{ип} \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot \frac{I_{xx}}{100}, \text{ кВт}; \quad (7.4)$$

$$P'_{кз} = P_{кз} + k_{ип} \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot \frac{U_{кз}}{100}, \text{ кВт}; \quad (7.5)$$

где P_T — потери активной мощности в трансформаторе, кВт;

P_{xx} — потери холостого хода, кВт;

$P_{кз}$ — потери короткого замыкания, кВт;

Q_T — потери реактивной мощности в трансформаторе, квар;

I_{xx} — ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{кз}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

Δ_T — потери энергии в трансформаторе, кВт · ч;

P'_{xx} — приведенные потери холостого хода, кВт;

$P'_{кз}$ — приведенные потери короткого замыкания, кВт;

$k_{ип} = 0,02$ — коэффициент изменения потерь [5].

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
68

Таблица 7.2 – Расчет потерь мощности и энергии в трансформаторах

№ ТП	$S_{\text{ном.т.}}$, кВА	k_3	P_{xx} , кВт	$P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	I_{xx} , %	Q_T , квар	P_T , кВт	P'_{xx} , кВт	$P'_{кз}$, кВт	\mathcal{E}_T , МВт · ч
1	1000	0,69	3,3	11,6	5,5	3	56,16	8,82	3,9	12,7	58,325
2	1000	0,69	3,3	11,6	5,5	3	56,25	8,84	3,9	12,7	58,409
3	2500	0,66	6,2	23,5	5,5	3,5	146,82	16,34	7,95	26,25	114,944
4	1000	0,81	3,3	11,6	5,5	3	66,37	10,97	3,9	12,7	67,755
5	630	0,72	2,27	7,6	5,5	2	30,69	6,24	2,52	8,29	39,409

Результаты расчетов по формулам 7.1–7.5 сведем в таблицу 7.2.

Примечание: потери в таблице 7.2 даны для одного трансформатора.

Вычислим нагрузку подстанций с учетом потерь мощности в трансформаторах. Результаты расчетов сведем в таблицу 7.3.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист
										69
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Таблица 7.3 – Нагрузка подстанций с учетом потерь мощности в трансформаторах

№ ТП	$P_{рнн}$, кВт	P_T , кВт	$P_{рл}$, кВт	$Q_{рнн}$, квар	Q_T , квар	$Q_{рл}$, квар
1	1179,6	8,82	1188,42	1014,86	56,16	1071,02
2	1240,52	8,84	1249,35	908,48	56,25	964,73
3	2563,52	16,34	2579,85	2172,95	146,82	2319,78
4	733,3	12,38	745,69	615,37	73,07	688,45
5	352,67	6,24	358,9	287,79	30,69	318,48

Примечание: $P_{рл}$, $Q_{рл}$ — соответственно активная и реактивная нагрузка линий, питающих трансформаторные подстанции.

Расчет сечений кабельных линий напряжением 10 кВ выполним с учетом данных таблицы 7.3.

Технические условия выбора сечения жил кабелей осуществляют в следующем порядке:

а) определяют расчетный токи в нормальном и аварийно режимах:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}; \quad (7.6)$$

$$I_{рав} = \frac{S_p}{\frac{n}{2} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \text{ А}; \quad (7.7)$$

где S_p — расчетная мощность, кВА;

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

n — количество кабелей в одной траншее, шт.

б) определяют экономическое сечение кабельной линии:

$$F_{эк} = \frac{I_p}{j_{эк}}, \text{ мм}^2, \quad (7.8)$$

где $j_{эк}$ — экономическая плотность тока, А/мм², для алюминиевых кабелей при $T_{max} > 5000$ ч; $j_{эк} = 1, 2$ А/мм².

в) проверяем сечение кабелей по нагреву в аварийном режиме:

$$I_{ав} = 2 \cdot I_p \leq I_{доп} \cdot k_{пр} \cdot k_{пер} \cdot Q_t, \text{ А}, \quad (7.9)$$

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											70

где $I_{\text{доп}}$ — допустимый длительный ток, соответствующий выбранному сечению кабеля, А;

$k_{\text{пр}}$ — коэффициент прокладки, зависящий от количества кабелей в траншее;

$k_{\text{пер}} = 1,25$ — коэффициент допустимой перегрузки для кабелей проложенных в земле [5, с.51, табл. 3.3];

$Q_t = 1$ — температурный коэффициент для нормальных условий.

г) Проверяют кабельную линию по условиям термической стойкости к токам КЗ по формуле:

$$F_T = \frac{I_{\infty} \cdot \sqrt{t_{\text{п}}}}{k_T}, \text{ мм}^2, \quad (7.10)$$

где $k_T = 95 \frac{\text{А} \cdot \sqrt{\text{с}}}{\text{мм}^2}$ — температурный коэффициент, учитывающий ограничение допустимой температуры нагрева;

I_{∞} — установившееся значение тока КЗ, кА;

$t_{\text{п}} = 0,55 \text{ с}$ — приведенное время КЗ.

Проверка будет выполнена после расчета тока КЗ.

д) проверяют по допустимой потере напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r_{\text{уд}} \cdot \cos \varphi + x_{\text{уд}} \cdot \sin \varphi), \text{ В}, \quad (7.11)$$

где I_p — расчетный ток линии, А;

$r_{\text{уд}}$ — удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

$x_{\text{уд}}$ — удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

l — длина линии, км.

Для прокладки выбираем кабель марки ААБл.

Таблица 7.4 – Выбор сечения кабеля для радиальной схемы без распределительных пунктов

№ ТП	Раст. до ГПП, км	Кол., шт	S_p , кВА	I_p , А	$F_{\text{эк}}$, мм ²	F , мм ²	$I_{\text{доп}}$, А	$2 \cdot I_p$, А	$I_{\text{доп}} \cdot k \cdot Q_t$, А	ΔU , В
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	0,036	2	1379,3	39,82	33,18	35	115	79,63	143,75	2,22
2	0,037	2	1381,71	39,89	33,24	35	115	79,77	143,75	0,24

Инь. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инь. № подл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
71

Продолжение таблицы 7.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
3	0,036	2	3284,24	94,81	79,01	70	165	189,62	206,25	0,51
4	0,197	1	884,94	51,09	42,58	35	115	51,09	143,75	1,66
5	0,19	1	455,19	26,28	21,9	35	115	26,28	143,75	0,82
СД 1	0,256	1	888,89	51,32	42,77	35	115			2,16
СД 2	0,036	1	1111,11	64,15	53,46	50	140			0,38
СД 3	0,036	1	888,89	51,32	42,77	35	115			0,3
СД4-7	0,037	4	8000	115,47	106,92	95	205			0,68

7.4 Технико-экономические показатели схемы внутреннего электроснабжения

Затраты определяются по формуле:

$$Z = p_n \cdot K + И + У, \text{ тыс. руб.}, \quad (7.12)$$

где $p_n = 0,12$ – нормативный коэффициент эффективности;

K – капитальные вложения, тыс. руб.;

$И$ – издержки на амортизацию, тыс. руб.;

$У = 0$ – ущерб, тыс. руб.

Таблица 7.5 – Капитальные затраты для сооружения радиальной схемы без распределительных пунктов

№ ТП	Расстояние до ГПП, км	F , мм ²	K , тыс. руб.
1	2	3	4
1	0,036	35	0,139
2	0,037	35	0,143
3	0,036	70	0,158
4	0,197	35	0,690
5	0,19	35	0,665

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

72

Продолжение таблицы 7.5

1	2	3	4
СД 1	0,256	35	0,858
СД 2	0,036	35	0,139
СД 3	0,036	50	0,156
СД 4–7	0,037	95	0,706
итого			3,617

Примечание: для расчета капитальных затрат были использованы цены 1987 г. из [5].

Рассчитаем амортизационные издержки:

$$И = И_a + И_э + И_п, \quad (7.13)$$

где $И_a = 0,043 \cdot К$ — отчисления на амортизацию, тыс. руб.;

$И_э = 0$ руб. — издержки на эксплуатацию;

$И_п$ — издержки на покрытие потерь электроэнергии, тыс. руб.

Таблица 7.6 – Расчет потерь электроэнергии в кабельных линиях радиальной сети без распределительных пунктов

№ ТП	Расстояние до ГПП, км	Кол-во кабелей	I_p, A	$r_0, Ом/км.$	$\Delta P, кВт \cdot ч$
1	0,036	2	39,82	0,89	1,43
2	0,037	2	39,89	0,89	0,76
3	0,036	2	94,81	0,443	0,42
4	0,197	1	51,09	0,89	13,76
5	0,19	1	26,28	0,89	6,58
СД 1	0,256	1	51,32	0,89	23,34
СД 2	0,036	1	64,15	0,62	0,28
СД 3	0,036	1	51,32	0,89	0,46
СД 4–7	0,037	4	128,3	0,326	0,65

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

73

Расчеты сведены в таблицу 7.7.

Таблица 7.7 – Расчет приведенных затрат по кабельным линиям радиальной сети без распределительных пунктов

№ ТП	K , тыс. руб.	$p_n \cdot K$, тыс. руб.	I_a , тыс. руб.	I_{Π} , тыс. руб.
1	0,139	0,017	0,006	0,025
2	0,143	0,017	0,006	0,013
3	0,158	0,019	0,007	0,007
4	0,690	0,083	0,030	0,242
5	0,665	0,08	0,029	0,116
СД 1	0,858	0,103	0,037	0,411
СД 2	0,139	0,017	0,006	0,005
СД 3	0,121	0,014	0,005	0,008
СД 4–7	0,706	0,085	0,03	0,003
Итого	3,617	0,434	0,156	0,831

Окончательно при напряжении 10 кВ по данным таблицы 7.7 получим:

$$Z = 0,434 + 0,156 + 0,831 = 1,42 \text{ тыс. руб.}$$

Инв. № подл.					Подп. и дата		
						Инв. № дубл.	
							Взам. инв. №
				Инв. № подл.			
					Лист		
						74	
							КЭПП.140211.018.ПЗ
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ И ВЫБОР ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

8.1 Расчет токов короткого замыкания

8.1.1 Общие положения

Для выбора коммутационной аппаратуры необходимо рассчитать токи короткого замыкания в следующих точках:

- в конце линии 35 кВ (точка К1) для выбора электрооборудования на стороне 35 кВ ГПП;
- на шинах РУ 10 кВ главной понизительной подстанции (точка К2) для выбора аппаратов и шин на стороне 10 кВ ГПП;
- на концах кабельных линий, питающих цеховые трансформаторные подстанции для выбора коммутационной аппаратуры напряжением 10 кВ цеховых ТП, рассмотрены точки с наибольшими токами КЗ (точки К3 и К4).

Схема для расчета токов короткого замыкания (КЗ) приведена на рисунке

8.1.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	<i>КЭПП.140211.018.ПЗ</i>	Лист
						75
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

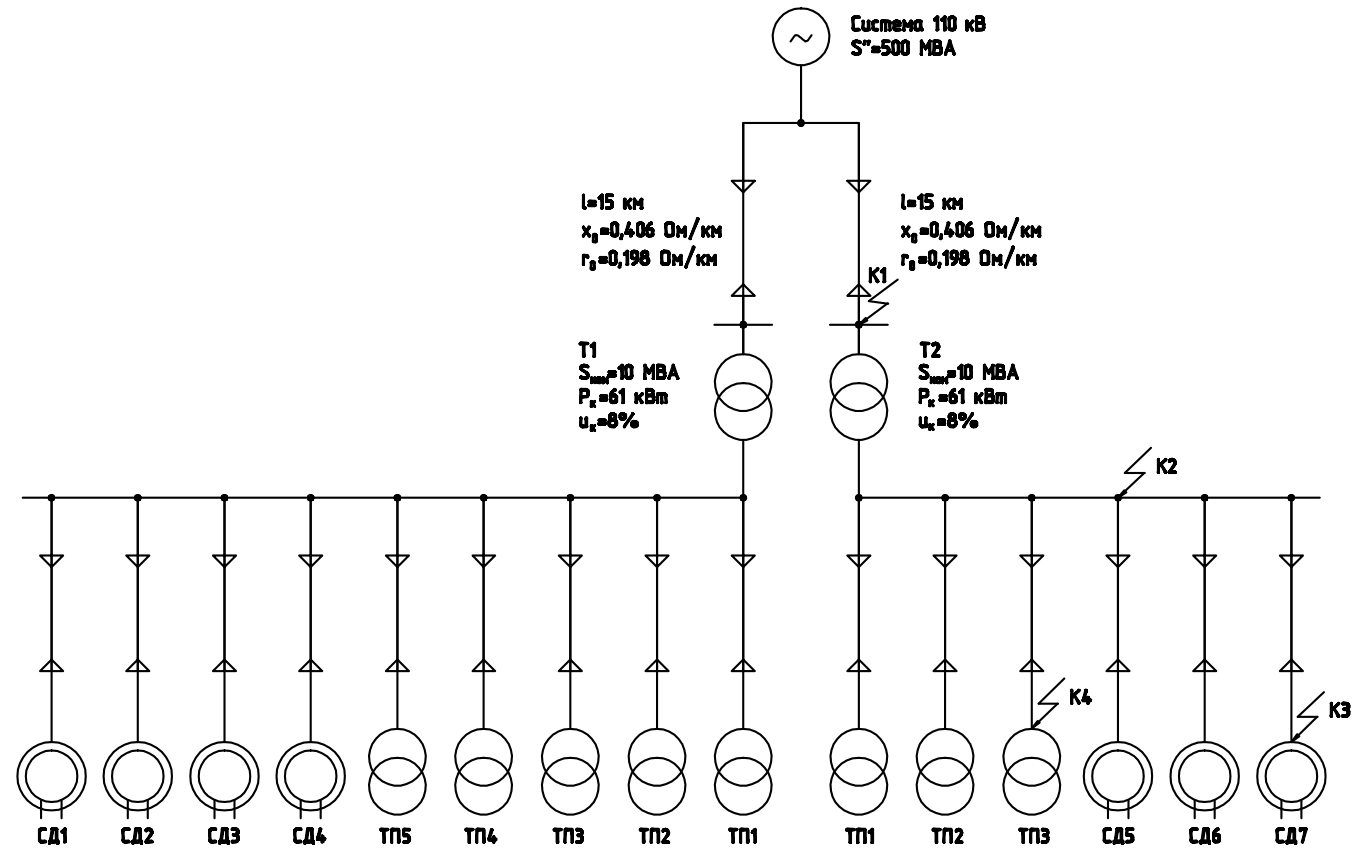


Рисунок 8.1 – Схема для расчета токов КЗ

КЭПШ.140211.018.ПЗ

Копировал

Формат А4

8.1.2 Расчет токов КЗ для точек К1–К4

На основании рисунка 8.1 составим схему замещения. Параметры схемы замещения определим в именованных единицах. Принимаем в качестве базисных условий:

$$S_6 = 100 \text{ МВА}; \quad U_{6i} = U_{\text{ном}i}, \quad (8.1)$$

где S_6 — базисная полная мощность;

U_{6i} — базисное напряжение i -ой ступени трансформации;

$U_{\text{ном}i}$ — среднее номинальное напряжение i -ой ступени трансформации.

Определим параметры схемы замещения для системы при мощности КЗ $S''_к = 500 \text{ МВА}$. Реактивное сопротивление системы определим по формуле

$$X_c = \frac{S_6}{S''_к}. \quad (8.2)$$

$$X_c = \frac{100}{500} = 0,2.$$

ЭДС системы определим по формуле

$$E_c = \frac{U_{\text{ном}}}{U_{61}}. \quad (8.3)$$

$$E_c = \frac{35}{35} = 1.$$

Определим параметры для линии 35 кВ по формулам:

$$R = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, \quad (8.4)$$

$$X = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{62}^2}, \quad (8.5)$$

где r_0 , x_0 — соответственно удельное активное и индуктивное сопротивление линии, Ом/км.

$$R = 0,198 \cdot 15 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,242 \text{ Ом};$$

$$X = 0,406 \cdot 15 \cdot \frac{100}{35^2} = 0,497 \text{ Ом};$$

Определим параметры СД по формулам:

$$X_{\text{СД}} = X''_{\text{СД}} \cdot \frac{S_6}{S_{\text{ном}}}; \quad (8.6)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист				
										77				
						Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата				

$$E''_{\text{СД}} = 1 + X''_{\text{СД}} \cdot \sin \varphi_{\text{НОМ}}, \quad (8.7)$$

где $X_{\text{СД}}$ — расчетное индуктивное сопротивление синхронного двигателя, отн. ед;

$E''_{\text{СД}}$ — сверхпереходная ЭДС синхронного двигателя, отн. ед;

$X''_{\text{СД}}$ — сверхпереходное индуктивное сопротивление синхронного двигателя, отн. ед.

Принимаем в расчётах $X''_{\text{СД}} \approx 0,2$.

Полная мощность синхронного двигателя определяется по паспортным данным с помощью выражения:

$$S_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\cos \varphi_{\text{НОМ}} \cdot \eta_{\text{НОМ}}}, \quad (8.8)$$

где $P_{\text{НОМ}}$ — номинальная активная мощность синхронного двигателя, МВт;

$\eta_{\text{НОМ}}$ — номинальный КПД синхронного двигателя, отн. ед.

а) СД1, $P_{\text{НОМ1}} = 800$ кВт; $\eta_2 = 0,94$; $\cos \varphi_{\text{НОМ1}} = 0,9$; $\sin \varphi_{\text{НОМ1}} = 0,43$:

$$S_{\text{НОМ1}} = \frac{800}{0,94 \cdot 0,9} = 945,6 \text{ кВА};$$

$$X_{\text{СД1}} = 0,2 \cdot \frac{100}{0,9456} = 21,15;$$

$$E''_{\text{СД1}} = 1 + 0,2 \cdot 0,43 = 1,08.$$

б) СД2, $P_{\text{НОМ2}} = 1000$ кВт; $\eta_2 = 0,95$; $\cos \varphi_{\text{НОМ2}} = 0,9$; $\sin \varphi_{\text{НОМ2}} = 0,43$:

$$S_{\text{НОМ2}} = \frac{1000}{0,95 \cdot 0,9} = 1182 \text{ кВА};$$

$$X_{\text{СД2}} = 0,2 \cdot \frac{100}{1,182} = 16,92;$$

$$E''_{\text{СД2}} = 1 + 0,2 \cdot 0,43 = 1,08.$$

в) СД3, $P_{\text{НОМ3}} = 800$ кВт; $\eta_3 = 0,94$; $\cos \varphi_{\text{НОМ3}} = 0,9$; $\sin \varphi_{\text{НОМ3}} = 0,43$:

$$S_{\text{НОМ3}} = \frac{800}{0,94 \cdot 0,9} = 945,6 \text{ кВА};$$

$$X_{\text{СД3}} = 0,2 \cdot \frac{100}{0,9456} = 21,15;$$

$$E''_{\text{СД3}} = 1 + 0,2 \cdot 0,43 = 1,08.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											78

г) СД4-СД7, $P_{\text{НОМ4-7}} = 2000$ кВт; $\eta_{4-7} = 0,958$; $\cos \varphi_{\text{НОМ4-7}} = 0,9$;
 $\sin \varphi_{\text{НОМ4-7}} = 0,43$:

$$S_{\text{НОМ4-7}} = \frac{2000}{0,958 \cdot 0,9} = 2319,64 \text{ кВА};$$

$$X_{\text{СД4-7}} = 0,2 \cdot \frac{100}{2,31964} = 8,62;$$

$$E''_{\text{СД4-7}} = 1 + 0,2 \cdot 0,43 = 1,08.$$

Определим параметры кабелей по формулам:

$$r_{\text{к}} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (8.9)$$

$$x_{\text{к}} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_6^2}; \quad (8.10)$$

где r_0 , x_0 — соответственно удельное активное и индуктивное сопротивление кабеля.

а) ТП1 ААБл 35 $l_1 = 0,036$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{\text{к1}} = 0,89 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,03204;$$

$$x_{\text{к1}} = 0,095 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0034.$$

б) ТП2 ААБл 35 $l_2 = 0,037$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{\text{к2}} = 0,89 \cdot 0,037 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,03293;$$

$$x_{\text{к2}} = 0,095 \cdot 0,037 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0035.$$

в) ТП3 ААБл 70 $l_3 = 0,036$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{\text{к3}} = 0,89 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,03204;$$

$$x_{\text{к3}} = 0,095 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0034.$$

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Инв. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												79

г) ТП4 ААБЛ 35 $l_4 = 0,197$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{к4} = 0,89 \cdot 0,197 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,17533;$$

$$x_{к4} = 0,095 \cdot 0,197 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0187.$$

д) ТП5 ААБЛ 35 $l_5 = 0,19$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{к5} = 0,89 \cdot 0,19 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,1691;$$

$$x_{к5} = 0,095 \cdot 0,19 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,01805.$$

е) СД1 ААБЛ 35 $l_6 = 0,256$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{к1} = 0,89 \cdot 0,256 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,22784;$$

$$x_{к1} = 0,095 \cdot 0,256 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,02432.$$

ж) СД2 ААБЛ 50 $l_7 = 0,036$ км; $r_0 = 0,62$ Ом/км; $x_0 = 0,09$ Ом/км:

$$r_{к7} = 0,62 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0223;$$

$$x_{к7} = 0,09 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0032.$$

и) СД3 ААБЛ 35 $l_6 = 0,036$ км; $r_0 = 0,89$ Ом/км; $x_0 = 0,095$ Ом/км:

$$r_{к8} = 0,89 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,032;$$

$$x_{к8} = 0,095 \cdot 0,036 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,0034.$$

к) СД4-5 ААБЛ 95 $l_{9-13} = 0,037$ км; $r_0 = 0,326$ Ом/км; $x_0 = 0,083$ Ом/км:

$$r_{к9-13} = 0,326 \cdot 0,037 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,012;$$

$$x_{к9-13} = 0,083 \cdot 0,037 \cdot \frac{100}{10^2} = 0,003.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Инь. № дубл.	Подп. и дата			КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
Взам. инв. №							80
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	
Лист	
№ докум.	
Подп.	
Дата	

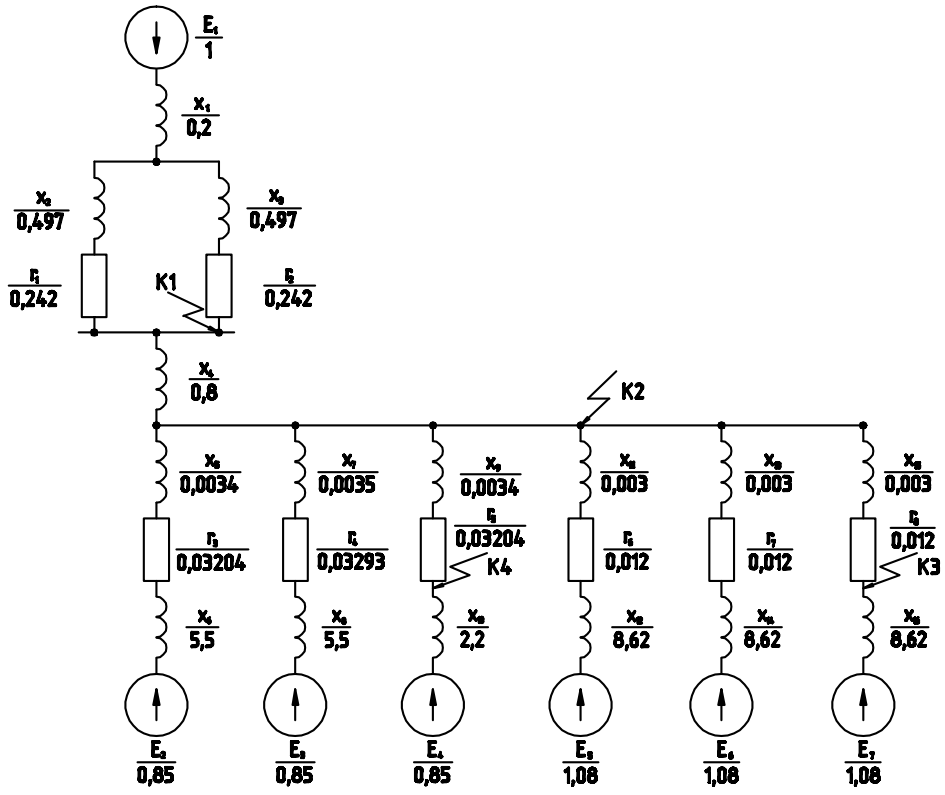


Рисунок 8.2 – Схема замещения в базисных единицах

КЭПШ.140211.018.ПЗ

Копировал

Формат А4

Для преобразования схем замещения можно применять последовательное и параллельное сложения элементов, использовать преобразование треугольника в звезду и наоборот. Для однотипных источников целесообразно эквивалентирование генерирующих ветвей. Так, если параллельно соединены однотипные генерирующие ветви с ЭДС E_1, E_2, \dots, E_n и соответственно проводимостями Y_1, Y_2, \dots, Y_n , то эти ветви можно заменить одной эквивалентной с ЭДС и сопротивлением, равными:

$$E_{\text{э}} = \frac{\sum_{i=1}^n E_i \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n Y_i}, \quad (8.12)$$

$$Y_{\text{э}} = \sum_{i=1}^n Y_i, \quad (8.13)$$

$$X_{\text{э}} = \frac{1}{Y_{\text{э}}}, \quad (8.14)$$

где $E_{\text{э}}$ — эквивалентная ЭДС;

$Y_{\text{э}}$ — эквивалентная индуктивная проводимость;

$X_{\text{э}}$ — эквивалентное индуктивное сопротивление.

Эквивалентирование разнохарактерных генерирующих ветвей не допускается. Если ток от нескольких таких ветвей проходит через общее сопротивление, то это сопротивление следует разнести на отдельные сопротивления в каждую подходящую ветвь. Для этой цели целесообразно использовать метод коэффициентов распределения.

Постепенно сворачивая схему относительно точки КЗ, в конечном счете получают расчетную схему замещения, содержащую следующие генерирующие эквивалентные ветви, соединенные в точке КЗ: система, генератор, обобщенная нагрузка, синхронный двигатель, асинхронный двигатель.

Для каждой отдельной генерирующей ветви сверхпереходный ток КЗ определяется:

$$I'' = \frac{E''_{\Sigma}}{Z_{\Sigma}} \cdot I_6, \quad (8.15)$$

где I'' — сверхпереходный ток, кА;

E''_{Σ} — сверхпереходная эквивалентная ЭДС ветви, отн.ед;

Z_{Σ} — эквивалентное расчетное полное сопротивление ветви, отн.ед;

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						83
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

S_6 — базисная мощность, МВА.

Для полученного значения $X_{\text{расч}}$ по расчетным кривым определяется периодическая составляющая тока КЗ $I_{*пк_t}$ в относительных единицах при номинальных условиях для интересующего момента времени t . А значение этого тока в именованных единицах определяется с помощью выражения:

$$I_{пк_t} = I_{*пк_t} \cdot I_{н\Sigma}, \quad (8.21)$$

где $I_{пк_t}$ — периодическая составляющая тока КЗ в именованных единицах, кА;

$I_{*пк_t}$ — периодическая составляющая тока КЗ в относительных единицах;

$I_{н\Sigma}$ — номинальный суммарный ток, кА.

Номинальный суммарный ток определяется с помощью выражения:

$$I_{н\Sigma} = \frac{S_{н\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (8.22)$$

где $U_{ном}$ — номинальное напряжение ступени трансформации, на которой находится точка КЗ, кВ.

Результирующие токи КЗ определяются как суммы токов от отдельных генерирующих ветвей для соответствующего момента времени.

Перед началом вычисления токов КЗ выполним ряд преобразований над схемой на рисунке 8.2, последовательность преобразований приведена на рисунках 8.3 и 8.4.

$$z_{л} = \sqrt{0,497^2 + 0,242^2} = 0,552;$$

$$z_1 = \frac{z_{л}}{2} + 0,2 = 0,476;$$

$$z_2 = x_4 = 0,8;$$

$$z_3 = \sqrt{x_5^2 + r_3^2} + x_6 = \sqrt{0,0034^2 + 0,03204^2} + 5,5 = 5,5034;$$

$$z_4 = \sqrt{x_7^2 + r_4^2} + x_8 = \sqrt{0,0035^2 + 0,03293^2} + 5,5 = 5,5035;$$

$$z_5 = \sqrt{x_9 + r_5} = \sqrt{0,0034^2 + 0,03204^2} = 0,0322; \quad z_6 = x_{10} = 2,2;$$

$$z_7 = \sqrt{x_{11}^2 + r_6^2} + x_{12} = \sqrt{0,003^2 + 0,012^2} + 8,62 = 8,632; \quad z_8 = z_7 = 8,632;$$

$$z_9 = \sqrt{x_{15}^2 + r_8^2} = \sqrt{0,003^2 + 0,012^2} = 0,012; \quad z_{10} = x_{16} = 8,62.$$

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата					Лист
					КЭПП.140211.018.ПЗ				
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

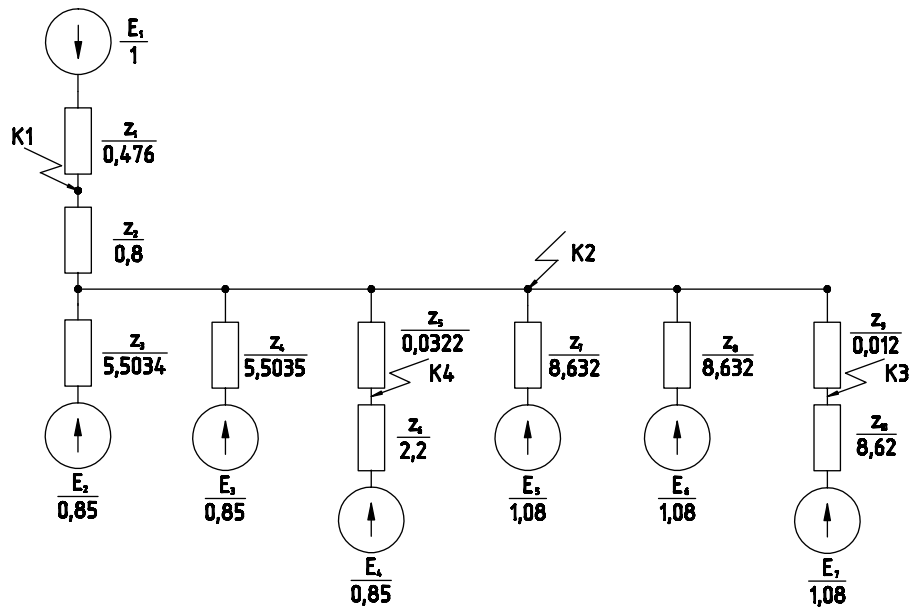


Рисунок 8.3 – Схема замещения в базисных единицах

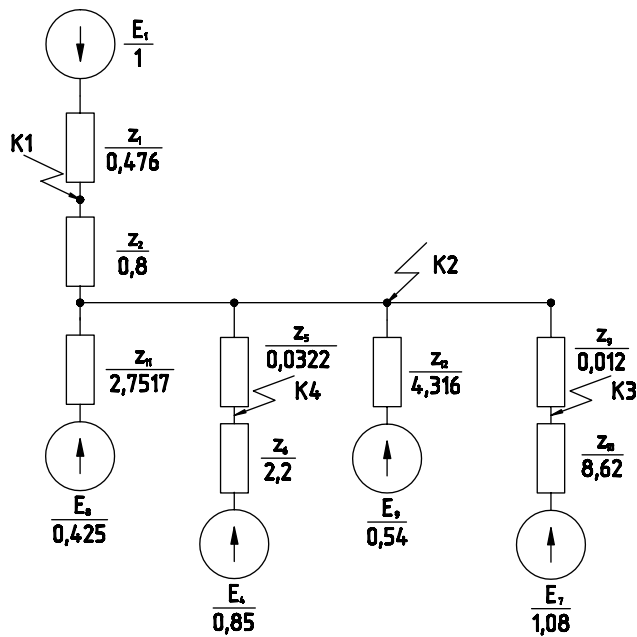


Рисунок 8.4 – Схема замещения в базисных единицах

Инь. № подл.	Подш. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подш. и дата	Подш. и дата
Изм	Лист
№ докум.	Подш.
Дата	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

8.1.3 Расчёт токов КЗ в точке К1

Для определения токов КЗ в точке К1 выполним ряд преобразований над схемой на рисунке 8.4.

1 преобразование (рисунок 8.5):

$$z_{13} = z_5 + z_6 = 0,0322 + 2,2 = 2,2322;$$

$$z_{14} = z_9 + z_{10} = 0,012 + 8,62 = 8,632.$$

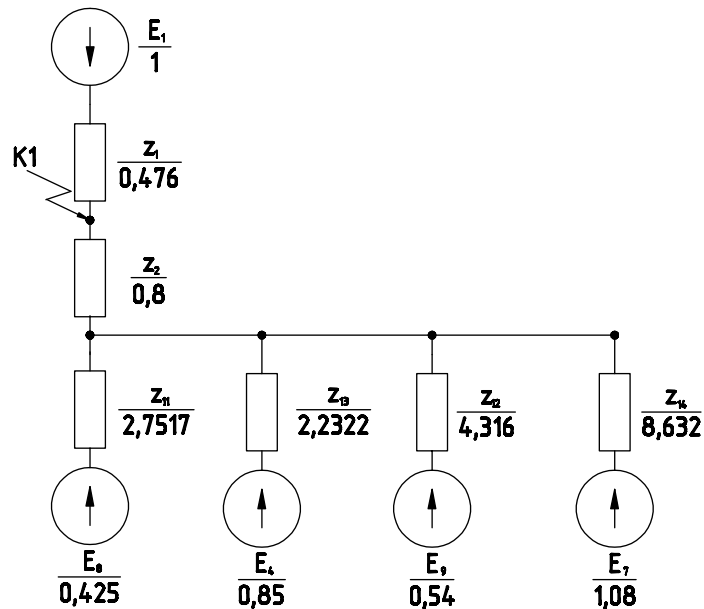


Рисунок 8.5 – Схема замещения в базисных единицах КЗ1. Преобраз. 1

2 преобразование (рисунок 8.6):

$$z_{15} = \frac{1}{\frac{1}{z_{11}} + \frac{1}{z_{13}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,7517} + \frac{1}{2,2322}} = 1,232;$$

$$E_{10} = \frac{\frac{E_8}{z_{11}} + \frac{E_4}{z_{13}}}{\frac{1}{z_{11}} + \frac{1}{z_{13}}} = \frac{\frac{0,425}{2,7517} + \frac{0,85}{2,2322}}{\frac{1}{2,7517} + \frac{1}{2,2322}} = 0,66;$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

87

$$z_{16} = \frac{1}{\frac{1}{z_{12}} + \frac{1}{z_{14}}} = \frac{1}{\frac{1}{4,316} + \frac{1}{8,632}} = 2,877;$$

$$E_{11} = \frac{\frac{E_9}{z_{12}} + \frac{E_7}{z_{14}}}{\frac{1}{z_{12}} + \frac{1}{z_{14}}} = \frac{\frac{0,54}{4,316} + \frac{1,08}{8,632}}{\frac{1}{4,316} + \frac{1}{8,632}} = 0,36.$$

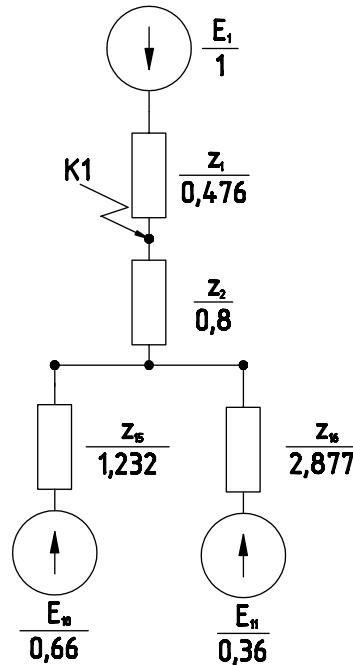


Рисунок 8.6 – Схема замещения в базисных единицах КЗ1. Преобраз. 2

3 преобразование (рисунок 8.7):

$$z_9 = \frac{1}{\frac{1}{z_{15}} + \frac{1}{z_{16}}} = \frac{1}{\frac{1}{1,232} + \frac{1}{2,877}} = 0,862;$$

$$z_{рез} = z_9 + z_2 = 0,862 + 0,8 = 1,662;$$

$$C_1 = \frac{z_9}{z_{15}} = \frac{0,862}{1,232} = 0,7; \quad C_2 = \frac{z_9}{z_{16}} = \frac{0,862}{2,877} = 0,3;$$

$$z_{17} = \frac{z_{рез}}{C_1} = \frac{1,662}{0,7} = 2,374; \quad z_{18} = \frac{z_{рез}}{C_2} = \frac{1,662}{0,3} = 5,54.$$

Определим токи КЗ в точке К1:

$$I_1'' = \frac{1}{0,476} \cdot 1,65 = 2,466 \text{ кА};$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

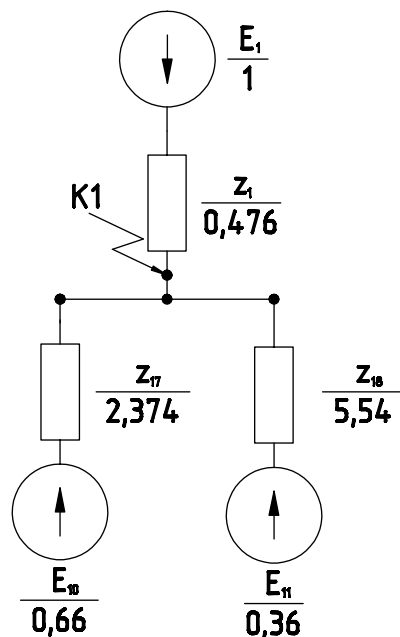


Рисунок 8.7 – Схема замещения в базисных единицах КЗ1. Преобраз. 3

$$I''_{10} = \frac{0,66}{2,374} \cdot 5,77 = 1,605 \text{ кА};$$

$$I''_{11} = \frac{0,36}{5,54} \cdot 5,77 = 0,375 \text{ кА};$$

$$I'' = I''_1 + I''_{10} + I''_{11} = 2,466 + 1,605 + 0,375 = 4,446 \text{ кА}.$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,446 = 13,863 \text{ кА};$$

$$I_y = 1,605 + 3,841 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,404 \text{ кА};$$

$$S_{H\Sigma} = 3 \cdot 0,958 \cdot \frac{2000}{0,9} = 6,386 \text{ МВА};$$

$$I_H = \frac{6,386}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,368 \text{ кА};$$

$$X_{расч} = 5,54 \cdot \frac{6,386}{100} = 0,353;$$

$$I_{*\infty} = 2,18;$$

$$I_{СД\infty} = 2,18 \cdot 0,368 = 0,802 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 0,802 + 2,466 = 3,268 \text{ кА}.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

89

8.1.4 Расчёт токов КЗ в точке К2

Для определения токов КЗ в точке К2 выполним ряд преобразований над схемой на рисунке 8.6.

1 преобразование (рисунок 8.8):

$$z_{17} = z_1 + z_2 = 0,476 + 0,8 = 1,276.$$

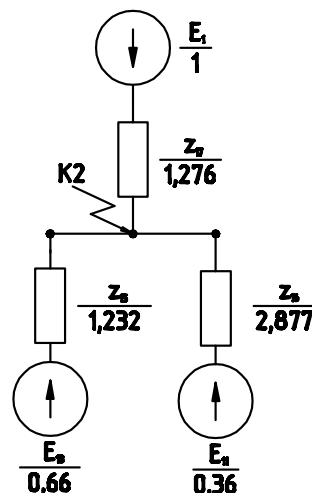


Рисунок 8.8 – Схема замещения в базисных единицах КЗ2. Преобраз. 1

Определим токи КЗ в точке К2:

$$I''_1 = \frac{1}{1,276} \cdot 1,65 = 1,493 \text{ кА};$$

$$I''_{10} = \frac{0,66}{1,232} \cdot 5,77 = 3,091 \text{ кА};$$

$$I''_{11} = \frac{0,36}{2,877} \cdot 5,77 = 0,722 \text{ кА};$$

$$I'' = I''_1 + I''_{10} + I''_{11} = 1,493 + 3,091 + 0,722 = 5,306 \text{ кА}.$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,106 = 12,997 \text{ кА};$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

$$I_y = 5,106 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,709 \text{ кА};$$

$$S_{H\Sigma} = 3 \cdot 0,958 \cdot \frac{2000}{0,9} = 6,386 \text{ МВА};$$

$$I_H = \frac{6,386}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,368 \text{ кА}; \quad X_{\text{расч}} = 2,877 \cdot \frac{6,386}{100} = 0,183;$$

$$I_{*\infty} = 2,6;$$

$$I_{\text{сд}\infty} = 2,6 \cdot 0,183 = 0,476 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 0,476 + 1,493 = 1,969 \text{ кА}.$$

8.1.5 Расчёт токов КЗ в точке КЗ

Для определения токов КЗ в точке КЗ выполним ряд преобразований над схемой на рисунке 8.4.

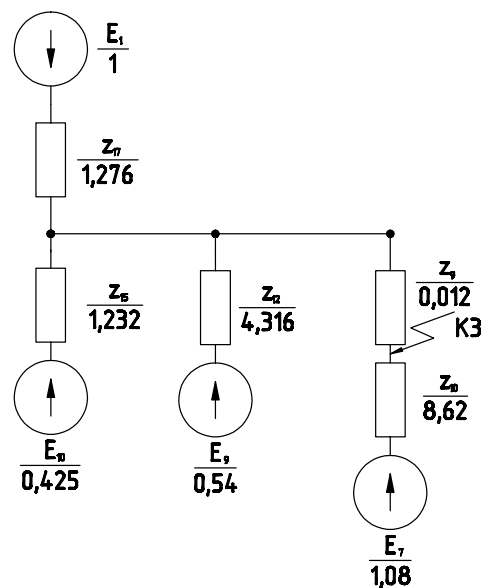


Рисунок 8.9 – Схема замещения в базисных единицах КЗЗ. Преобраз. 1

2 преобразование (рисунок 8.10):

$$z_9 = \frac{1}{\frac{1}{z_{12}} + \frac{1}{z_{15}} + \frac{1}{z_{17}}} = \frac{1}{\frac{1}{4,316} + \frac{1}{1,232} + \frac{1}{1,276}} = 0,547;$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
91

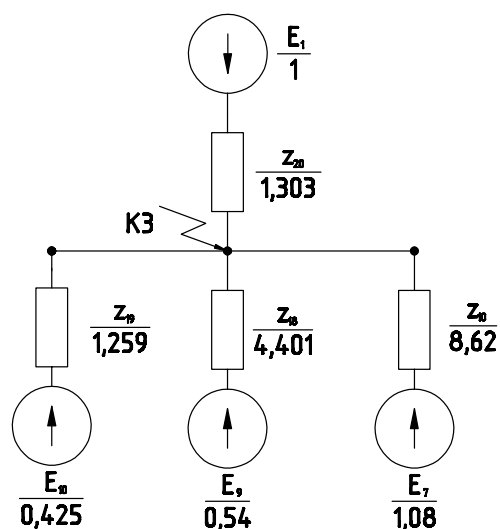


Рисунок 8.10 – Схема замещения в базисных единицах КЗ3. Преобраз. 2

$$z_{\text{рез}} = z_9 + z_9 = 0,547 + 0,012 = 0,559;$$

$$C_1 = \frac{z_9}{z_{12}} = \frac{0,547}{4,316} = 0,126;$$

$$C_2 = \frac{z_9}{z_{15}} = \frac{0,547}{1,232} = 0,44;$$

$$C_3 = \frac{z_9}{z_{17}} = \frac{0,547}{1,276} = 0,434;$$

$$z_{18} = \frac{z_{\text{рез}}}{C_1} = \frac{0,559}{0,126} = 4,401;$$

$$z_{19} = \frac{z_{\text{рез}}}{C_2} = \frac{0,559}{0,44} = 1,259;$$

$$z_{20} = \frac{z_{\text{рез}}}{C_3} = \frac{0,559}{0,434} = 1,303.$$

3 преобразование (рисунок 8.11):

$$z_{21} = \frac{1}{\frac{1}{z_{10}} + \frac{1}{z_{18}}} = \frac{1}{\frac{1}{8,62} + \frac{1}{4,401}} = 2,913;$$

$$E_{11} = \frac{\frac{E_7}{z_{10}} + \frac{E_9}{z_{18}}}{\frac{1}{z_{10}} + \frac{1}{z_{18}}} = \frac{\frac{1,08}{8,62} + \frac{0,54}{4,401}}{\frac{1}{8,62} + \frac{1}{4,401}} = 0,722.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

92

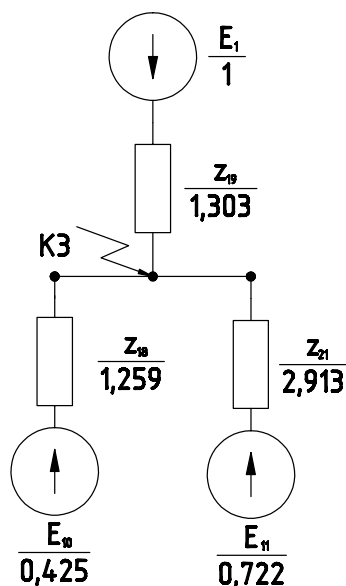


Рисунок 8.11 – Схема замещения в базисных единицах КЗ3. Преобраз. 3

Определим токи КЗ в точке КЗ:

$$I_1'' = \frac{1}{1,303} \cdot 1,65 = 1,266 \text{ кА};$$

$$I_{10}'' = \frac{0,425}{1,259} \cdot 5,77 = 1,947 \text{ кА};$$

$$I_{11}'' = \frac{0,722}{2,913} \cdot 5,77 = 1,43 \text{ кА};$$

$$I'' = I_1'' + I_{10}'' + I_{11}'' = 1,266 + 1,947 + 1,43 = 4,643 \text{ кА}.$$

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 4,643 = 11,819 \text{ кА};$$

$$I_y = 4,643 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,01 \text{ кА};$$

$$S_{H\Sigma} = 3 \cdot 0,958 \cdot \frac{2000}{0,9} = 6,386 \text{ МВА};$$

$$I_H = \frac{6,386}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,368 \text{ кА}; \quad X_{расч} = 2,913 \cdot \frac{6,386}{100} = 0,186;$$

$$I_{*\infty} = 2,55;$$

$$I_{СД\infty} = 2,55 \cdot 0,186 = 0,474 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 0,474 + 1,266 = 1,74 \text{ кА}.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата
Изм	Лист
№ докум.	Подп.
Дата	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

93

8.1.6 Расчёт токов КЗ в точке К4

Для определения токов КЗ в точке К4 выполним ряд преобразований над схемой на рисунке 8.4.

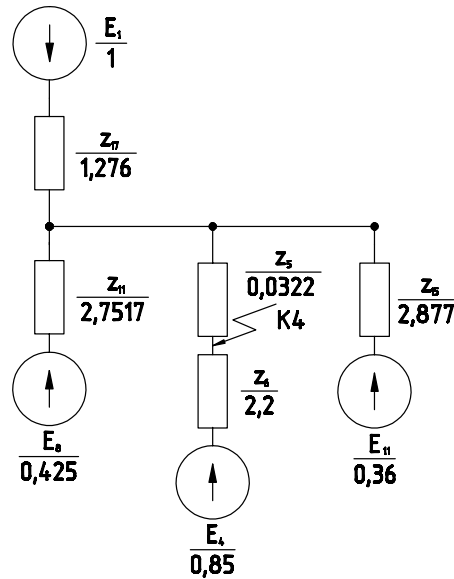


Рисунок 8.12 – Схема замещения в базисных единицах КЗ4. Преобраз. 1

2 преобразование (рисунок 8.13):

$$z_9 = \frac{1}{\frac{1}{z_{11}} + \frac{1}{z_{15}} + \frac{1}{z_{17}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,7517} + \frac{1}{2,877} + \frac{1}{1,276}} = 0,669;$$

$$z_{рез} = z_9 + z_5 = 0,669 + 0,0322 = 0,701;$$

$$C_1 = \frac{z_9}{z_{11}} = \frac{0,669}{2,7517} = 0,243;$$

$$C_2 = \frac{z_9}{z_{15}} = \frac{0,669}{2,877} = 0,232;$$

$$C_3 = \frac{z_9}{z_{17}} = \frac{0,669}{1,276} = 0,525;$$

$$z_{18} = \frac{z_{рез}}{C_1} = \frac{0,701}{0,243} = 2,885;$$

$$z_{19} = \frac{z_{рез}}{C_2} = \frac{0,701}{0,232} = 3,022;$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № инв. №	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
													94

$$z_{20} = \frac{z_{\text{рез}}}{C_2} = \frac{0,701}{0,525} = 1,338.$$

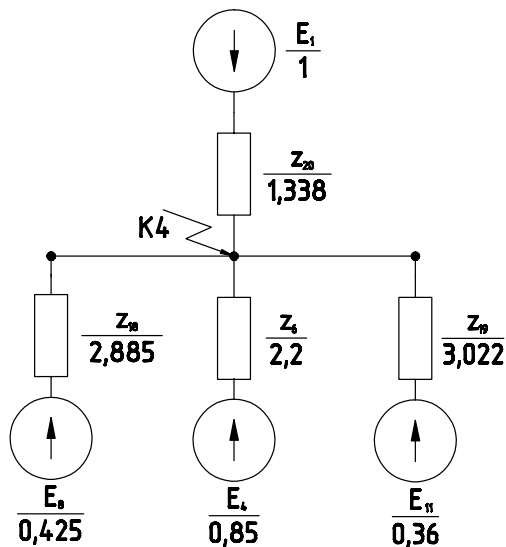


Рисунок 8.13 – Схема замещения в базисных единицах КЗ4. Преобраз. 2

3 преобразование:

$$z_{21} = \frac{1}{\frac{1}{z_6} + \frac{1}{z_{18}}} = \frac{1}{\frac{1}{2,2} + \frac{1}{2,885}} = 1,248;$$

$$E_{12} = \frac{\frac{E_4}{z_6} + \frac{E_8}{z_{18}}}{\frac{1}{z_6} + \frac{1}{z_{18}}} = \frac{\frac{0,85}{2,2} + \frac{0,425}{2,885}}{\frac{1}{2,2} + \frac{1}{2,885}} = 0,666.$$

Определим токи КЗ в точке К4:

$$I''_1 = \frac{1}{1,338} \cdot 1,65 = 1,233 \text{ кА};$$

$$I''_{11} = \frac{0,36}{3,022} \cdot 5,77 = 0,687 \text{ кА};$$

$$I''_{12} = \frac{0,666}{1,248} \cdot 5,77 = 3,079 \text{ кА};$$

$$I'' = I''_1 + I''_{10} + I''_{11} = 1,233 + 0,687 + 3,079 = 5 \text{ кА}.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
									95

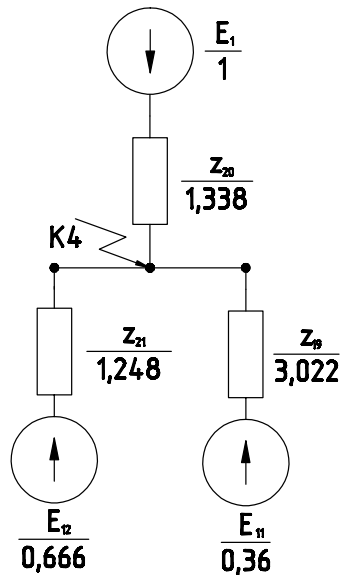


Рисунок 8.14 – Схема замещения в базисных единицах КЗ4. Преобраз. 3

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5 = 12,728 \text{ кА};$$

$$I_y = 5 \cdot \sqrt{1 + 2 \cdot (1,8 - 1)^2} = 7,55 \text{ кА};$$

$$S_{н\Sigma} = 3 \cdot 0,958 \cdot \frac{2000}{0,9} = 6,386 \text{ МВА};$$

$$I_{н} = \frac{6,386}{\sqrt{3} \cdot 10} = 0,368 \text{ кА}; \quad X_{расч} = 3,022 \cdot \frac{6,386}{100} = 0,193;$$

$$I_{*\infty} = 2,51;$$

$$I_{СД\infty} = 2,51 \cdot 0,193 = 0,484 \text{ кА};$$

$$I_{\infty} = 0,484 + 1,233 = 1,717 \text{ кА}.$$

Сведём результаты расчётов токов КЗ в таблицу 8.1.

8.2 Выбор основного оборудования напряжением выше 1000 В

Выбор электрических аппаратов, проводников и другого электрооборудования производим на основе результатов предыдущих расчетов и с учетом

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						96
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Таблица 8.1 – Токи короткого замыкания

Точка КЗ	К1	К2	К3	К4
I'' , кА	4,446	5,306	4,643	5
i_y , кА	13,863	12,997	11,819	12,728
I_y , кА	8,223	7,709	7,01	7,55
$X_{расч}$	0,353	0,183	0,186	0,193
I_∞ , кА	3,268	1,969	1,74	1,717

номенклатуры оборудования, выпускаемого электротехнической промышленностью. Тип оборудования выбираем из каталожных данных, приведенных в [9].

8.2.1 Выбор оборудования на стороне 35 кВ

а) Разъединитель; условия выбора и проверки:

$$\begin{cases} U_{ном} \geq U_c; \\ I_{ном} \geq I_{p.max}; \\ i_{дин} \geq i_y; \\ I_T^2 \cdot t_T \geq B_K. \end{cases} \quad (8.23)$$

По каталогу выбираем разъединитель типа РНДЗ-1(2)-35/1000 У1.

Таблица 8.2 – Выбор и проверка разъединителей 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c = 35$ кВ	$U_{ном} = 35$ кВ
$I_{p.max} = A$	$I_{ном} = 1000$ А
$i_y = 13,863$ кА	$i_{дин} = 63$ кА
$B_K = 4,268^2 \cdot 2 = 36,43$ кА ² · с	$I_T \cdot t_T = 25^2 \cdot 4 = 2500$ кА ² · с

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											97

б) Вакуумный выключатель 35 кВ; условия выбора и проверки:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{\text{НОМ}} \geq U_c; \\ I_{\text{НОМ}} \geq I_{p.max}; \\ I_{\text{ОТК}} \geq I_K; \\ i_{\text{ДИН}} \geq i_y; \\ I_T^2 \cdot t_T \geq B_K; \\ \beta_{\text{НОМ}} \geq \beta. \end{array} \right. \quad (8.24)$$

Выбираем выключатель типа ВВК-35Б-20/1000У1.

Таблица 8.3 – Выбор и проверка выключателей 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{p.max} = \text{А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_K = \text{А}$	$I_{\text{ОТК}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 13,863 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 52 \text{ кА}$
$B_K = 4,268^2 \cdot 2 = 36,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T \cdot t_T = 20^2 \cdot 3 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

в) Разрядник: по данным [9, 10] принимаем разрядник ОПН-35 УХЛ1.

г) Трансформаторы тока: условия выбора и проверки:

$$\left\{ \begin{array}{l} U_{\text{НОМ}} \geq U_c; \\ I_{\text{НОМ}} \geq I_{p.max}; \\ i_{\text{ДИН}} \geq i_y; \\ I_T^2 \cdot t_T \geq B_K. \end{array} \right. \quad (8.25)$$

Выбираем трансформаторы тока наружной установки ТФЗМ35Б-1.

8.2.2 Выбор оборудования на стороне 10 кВ

а) Выключатели: по условиям (8.24) для ввода и в качестве секционно-го выбираем выключатель типа ВВ-10-20/1000 У2, и для отходящих

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Инь. № инв. №	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
98

Таблица 8.4 – Выбор и проверка трансформаторов тока 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 35 \text{ кВ}$
$I_{p.max} = \text{А}$	$I_{\text{НОМ}} = 150 \text{ А}$
$i_y = 13,863 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 31 \text{ кА}$
$B_K = 4,268^2 \cdot 2 = 36,43 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T \cdot t_T = 7^2 \cdot 3 = 147 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

линий ВВ-10-20/600 У2.

Таблица 8.5 – Выбор и проверка выключателей 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{p.max} = 931,87 \text{ А (ввод)}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{p.max} = 251,88 \text{ А (ТП1, ТП2 и ТП3)}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{p.max} = 77,37 \text{ А (ТП4 и ТП5)}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{p.max} = 679,99 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_K = 5,106 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК}} = 20 \text{ кА}$
$i_y = 12,997 \text{ кА}$	$i_{\text{ДИН}} = 52 \text{ кА}$
$B_K = 1,769^2 \cdot 1 = 3,129 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Условия выбора и проверки выполняются.

б) Трансформаторы тока 10 кВ:

На основании условий (8.4) выбираем трансформаторы тока ТЛМ-10-2УЗ-1000/5 для ввода, ТЛМ-10-2УЗ-200/5 для отходящих линий к ТП1, ТП2 и ТП3, ТЛМ-10-2УЗ-100/5 для отходящих линий к ТП4 и ТП5, ТЛМ-10-2УЗ-800/5 для отходящих линий к ЭД и ТЛМ-10-2УЗ-1000/5 устанавливаемые в ячейках РУ-10 кВ ГПП.

в) Трансформаторы напряжения: Для питания обмоток напряжения приборов и реле, а также для возможности контроля изоляции принимаем к установке трансформаторы напряжения типа НТМИ-10.

Для разряда конденсаторных установок напряжением 10 кВ принимаем трансформаторы напряжения типа НОЛ.08-10УТ2.

Инь. № подл.	Подп. и дата
	Инь. № дубл.
Инь. № подл.	Взам. инв. №
	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						99

Таблица 8.6 – Выбор и проверка трансформаторов тока 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные
$U_c = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{p.max} = 931,87 \text{ А (ввод)}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$I_{p.max} = 174,51 \text{ А (ТП1, ТП2 и ТП3)}$	$I_{\text{НОМ}} = 200 \text{ А}$
$I_{p.max} = 77,37 \text{ А (ТП4 и ТП5)}$	$I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}$
$I_{p.max} = 679,99 \text{ А (СД1-СД7)}$	$I_{\text{НОМ}} = 800 \text{ А}$
$I_{p.max} = 931,87 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}$
$i_y = 12,997 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$W_K = 1,769^2 \cdot 1 = 3,129 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 = 1600 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

8.3 Выбор конструкций распределительных устройств главной понизительной подстанции и цеховых трансформаторных подстанций

Для главной понизительной подстанции выбираем комплектную трансформаторную подстанцию напряжением 35/10 кВ с двумя трансформаторами ТМН-10000/35. На высокой стороне РУ-35 кВ открытого типа содержит вакуумный выключатель типа ВВК-35Б-20/1000У1. В качестве РУ-10 кВ используем комплектное распределительное устройство КРУ типа К-63, содержащее на каждой секции шин вводной шкафа с выключателем, шкафы с выключателями для отходящих линий, шкафы трансформаторов напряжения, трансформаторов собственных нужд, компенсирующих устройств, а также шкаф секционного выключателя. В качестве трансформатора собственных нужд принят трансформатор типа ТМЗ-40/10. Примем разрядники типа ОПН-35 УХЛ1.

Цеховые трансформаторные подстанции — комплектные, Хмельницкого завода трансформаторных подстанций, с трансформаторами типа ТМЗ-630/10, ТМ-1000/10 ТМЗ-2500/10. На низкой стороне предусматривается распреестройство с использованием автоматических воздушных выключателей типа ВА выдвижного исполнения.

Структурная схема электроснабжения завода приведена на листе 2, 3 графической части.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	<p style="font-size: 24px; margin: 0;">КЭПП.140211.018.ПЗ</p>					Лист				
										100				
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

9 ВЫБОР И РАСЧЕТ СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ РЕМОНТНО–МЕХАНИЧЕСКОГО ЦЕХА

9.1 Характеристики электроприемников цеха

Сведения об электроприемниках ремонтно-механического цеха приведены в таблице 4.5.

В состав электрооборудования ремонтно-механического цеха станкостроительного завода входят подъемно-транспортные устройства, сварочные аппараты и агрегаты, электротермические установки и электродвигатели производственных механизмов. Мощность электроприёмников составляет от 0,6 до 105 кВт.

К подъёмно–транспортным устройствам относятся краны, кран–балки, тельферы, работающие в повторно–кратковременном режиме. На всех кранах–балках и тельферах устанавливают двигатели с короткозамкнутым ротором, а на нормальных мостовых кранах — двигатели с фазным ротором.

В данном цехе используются сварочные аппараты для дуговой и контактной сварки. Для дуговой сварки на переменном токе применяются сварочные трансформаторы однофазного и трехфазного тока 380 В. Источником постоянного тока при сварке служит статический преобразователь. Сварочные агрегаты для контактной сварки — однофазные. Сварочные аппараты работают в повторно–кратковременном режиме.

К электротермическому оборудованию относятся электропечи, электротермические агрегаты и электронагревательные устройства, в которых электрическая энергия преобразуется в тепловую. В цехе в зависимости от метода нагрева используются электропечи сопротивления камерные, двухкамерные и шахтные. Электропечи работают в длительном режиме.

Такие электроприемника как металлообрабатывающие станки и вентиляторы работают в длительном режиме.

Электроприёмники цеха работают на переменном 3–х фазном токе (металлообрабатывающие станки, вентиляторы, грузоподъёмное оборудование) и однофазном токе (освещение).

Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изн. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изн. № дубл.	Подп. и дата		101
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

Электроприёмники цеха относятся к третьей категории по требуемой степени надёжности электроснабжения.

9.2 Выбор напряжения цеховой электрической сети

Выбор напряжения питающих и распределительных сетей зависит от мощности, потребляемой предприятием, его удаленности от источника питания, напряжения источника питания (особенно для небольших и средних предприятий), количества и единичности мощности электроприемников (электродвигатели, электропечи, преобразователи).

Цеховые электрические сети напряжением до 1 кВ выполняются на следующие стандартные напряжения трехфазного переменного тока: 127, 220, 380, 660 В. Использование напряжения 127 В и 220 В для питания электродвигателей экономически не оправданно из-за больших потерь электроэнергии и большого расхода цветного металла. Напряжение 127 В иногда применяется для питания однофазных двигателей малой мощности. Напряжение 220 В как фазное применяется для освещения.

На сооружение цеховых сетей 660 В расходуется меньше цветного металла, снижаются потери электроэнергии.

Двигатели изготовленные на 660 В, можно использовать в сетях 380 В, переключив обмотку двигателя со звезды на треугольник.

Двигатели мощностью до 700 кВт, изготовленные на напряжение 660 В, имеют лучшие технико — экономические показатели по сравнению с такими же на напряжение 6 кВ при питании непосредственно от шин подстанции.

На напряжение 660 В можно применять более мощные цеховые трансформаторы.

Однако напряжение 660 В имеет свои недостатки: для питания осветительной нагрузки надо устанавливать специальные трансформаторы 0,660/0,220 или 20 — 6/0,22 кВ.; для измерительных целей напряжения необходимо установить трансформаторы напряжения 660/100 В.

Учитывая эти особенности , выбираем напряжение 380 В, которое получило самое широкое распространение для питания электродвигателей.

Инь. № подл.	Подп. и дата				Инь. № дубл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	Подп. и дата				Инь. № подл.	Подп. и дата			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ										Лист				
															102				

Система 380–220 В удовлетворяет основным условиям питания потребителей:

- возможность совместного питания осветительных приборов и электродвигателей;
- относительно низкое фазное напряжение.

9.3 Определение центра электрических нагрузок и выбор места расположения цеховой трансформаторной подстанции

Центр электрических нагрузок рассчитывается для определения месторасположения цеховой трансформаторной подстанции по следующим формулам:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{и}i} \cdot P_i \cdot X_i}{\sum K_{\text{и}i} \cdot P_i}, \quad (9.1)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{и}i} \cdot P_i \cdot Y_i}{\sum K_{\text{и}i} \cdot P_i}, \quad (9.2)$$

где X_i, Y_i – центры электрических нагрузок цехов;

P_i – мощность i – го электроприемника цеха.

Результаты расчетов сведены в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Расчет электрических нагрузок РМЦ

№ эл. уст.	$P_{\text{уст.}i}$, кВт	$K_{\text{и}}$	X , м	Y , м	$P_{\text{уст.}i} \cdot K_{\text{и}}$, кВт	$P_{\text{уст.}i} \cdot K_{\text{и}} \cdot X$, кВт·м	$P_{\text{уст.}i} \cdot K_{\text{и}} \cdot Y$, кВт·мм
1	2	3	4	5	6	7	8
1 Термическое отделение							
56.1	6	0,8	92,2	339,5	4,8	442,56	1629,6
56.2	6	0,8	38,9	289,1	4,8	186,72	1387,68
56.3	6	0,8	38,9	302,3	4,8	186,72	1451,04

Инь. № дубл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инь. № подл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
103

Продолжение таблицы 9.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
57.1	35	0,8	91,4	269,9	28	2559,2	7557,2
57.2	35	0,8	91,4	287,8	28	2559,2	8058,4
58	12	0,8	91,4	306	9,6	877,44	2937,6
59	10	0,76	91,4	324,2	7,6	694,64	2463,92
60	105	0,8	39,8	272,9	84	3343,2	22923,6
61.1	3,5	0,8	87,9	349,5	2,8	246,12	978,6
61.2	3,5	0,8	43,3	312,2	2,8	121,24	874,16
61.3	3,5	0,8	43,3	322,5	2,8	121,24	903
62.1	1,6	0,8	43,3	332,9	1,28	55,42	426,11
62.2	1,6	0,8	43,3	343,5	1,28	55,42	439,68
63.1	4,5	0,75	35	365	3,38	118,13	1231,88
63.2	4,5	0,75	95	365	3,38	320,63	1231,88
2 Кузнечно-прессовое отделение							
64	10	0,5	160,2	260,4	5	801	1302
65	45	0,8	209,7	267	36	7549,2	9612
66.1	10	0,65	160,2	277,9	6,5	1041,3	1806,35
66.2	10	0,65	160,2	295,7	6,5	1041,3	1922,05
67	4,5	0,65	206,2	286,7	2,93	603,14	838,6
68.1	10	0,65	160,2	313,6	6,5	1041,3	2038,4
68.2	10	0,65	160,2	331,4	6,5	1041,3	2154,1
69	7	0,75	154,7	364,9	5,25	812,18	1915,73
70.1	2,8	0,25	206,2	302	0,7	144,34	211,4
70.2	2,8	0,25	206,2	317,5	0,7	144,34	222,25
3 Отделение нестандартного оборудования							
37	7	0,13	329,3	268,3	0,91	299,66	244,15
38.1	4,5	0,12	325	294,2	0,54	175,5	158,87
38.2	4,5	0,12	325	304,9	0,54	175,5	164,65
39.1	1,7	0,12	325	328,4	0,2	66,3	66,99
39.2	1,7	0,12	325	340,5	0,2	66,3	69,46
39.3	1,7	0,12	325	352,7	0,2	66,3	71,95
40	7	0,45	329,3	282,9	3,15	1037,3	891,14

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 9.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
41.1	2,5	0,12	284,2	323,5	0,3	85,26	97,05
41.2	2,5	0,12	284,2	335,1	0,3	85,26	100,53
42.1	7	0,13	279,8	262,5	0,91	254,62	238,88
42.2	7	0,13	279,8	277,1	0,91	254,62	252,16
43.1	4,5	0,45	284,2	287,9	2,03	575,51	583
43.2	4,5	0,45	284,2	299,7	2,03	575,51	606,89
44.1	4,5	0,4	325	316,6	1,8	585	569,88
44.2	4,5	0,4	284,2	311,4	1,8	511,56	560,52
4 Механическое отделение							
23.1	1,7	0,14	404,6	307,8	0,24	96,29	73,26
23.2	1,7	0,14	404,6	320,9	0,24	96,29	76,37
24	20	0,2	399,9	264,2	4	1599,6	1056,8
25.1	1,7	0,13	445	314,8	0,22	98,35	69,57
25.2	1,7	0,13	445	328,2	0,22	98,35	72,53
25.3	1,7	0,13	445	341,2	0,22	98,35	75,41
26	2,8	0,13	445	288	0,36	161,98	104,83
27.1	2,8	0,25	405	333,4	0,7	283,5	233,38
27.2	2,8	0,25	405	346,5	0,7	283,5	242,55
28.1	2,8	0,13	404,5	279,5	0,36	147,24	101,74
28.2	2,8	0,13	404,5	294	0,36	147,24	107,02
29	2,8	0,13	445	302	0,36	161,98	109,93
30	8	0,12	449,3	258,1	0,96	431,33	247,78
5 Сварочное отделение							
10	14,7	0,2	570,9	323,2	2,94	1678,45	950,21
11.1	7,35	0,2	571,8	338,5	1,47	840,55	497,6
11.2	7,35	0,2	571,8	351,3	1,47	840,55	516,41
12.1	15	0,35	571	287,6	5,25	2997,75	1509,9
12.2	15	0,35	570,9	305,5	5,25	2997,23	1603,88
13	70	0,35	519,7	272,9	24,5	12732,65	6686,05
14.1	1,95	0,35	523,2	286,7	0,68	357,08	195,67
14.2	1,95	0,35	523,2	298	0,68	357,08	203,39

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 9.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
14.3	1,95	0,35	523,2	309,7	0,68	357,08	211,37
15	16,25	0,35	570,9	269,1	5,69	3246,99	1530,51
6 Отделение нестандартного оборудования							
45.1	11,25	0,12	40,2	114,5	1,35	54,27	154,58
45.2	11,25	0,12	40,2	96	1,35	54,27	129,6
46	9	0,13	90,9	108,6	1,17	106,35	127,06
47.1	2,2	0,13	86,5	71,3	0,29	24,74	20,39
47.2	2,2	0,13	86,5	60,5	0,29	24,74	17,30
47.3	2,2	0,13	86,5	50,1	0,29	24,74	14,33
48.1	0,6	0,14	43,7	54,9	0,08	3,67	4,61
48.2	0,6	0,14	43,7	44	0,08	3,67	3,70
49.1	1,7	0,14	86,5	38,8	0,24	20,59	9,23
49.2	1,7	0,14	86,5	28,1	0,24	20,59	6,69
49.3	1,7	0,14	86,5	17,4	0,24	20,59	4,14
50.1	2,8	0,14	86,5	92,8	0,39	33,91	36,38
50.2	2,8	0,14	86,5	82	0,39	33,91	32,14
51.1	0,85	0,25	43,6	76,4	0,21	9,27	16,24
51.2	0,85	0,25	43,6	65,7	0,21	9,27	13,96
7 Механическое отделение							
31.1	5,625	0,14	210,9	108,6	0,79	166,08	85,52
31.2	5,625	0,14	210,9	96	0,79	166,08	75,6
32.1	1,4	0,13	163,7	68,4	0,18	29,79	12,45
32.2	1,4	0,13	206,6	85,5	0,18	37,6	15,56
32.3	1,4	0,13	206,6	74,7	0,18	37,6	13,6
32.4	1,4	0,13	206,6	74,7	0,18	37,6	13,6
33.1	0,6	0,14	206,6	63,1	0,08	17,35	5,3
33.2	0,6	0,14	206,6	51,7	0,08	17,35	4,34
33.3	0,6	0,14	206,6	40,4	0,08	17,35	3,39
34	4,91	0,14	163,7	115,9	0,69	112,53	79,67
35.1	2,3	0,12	163,6	103,8	0,28	45,15	28,65
35.2	2,3	0,12	163,6	92,3	0,28	45,15	25,47

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 9.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
35.3	2,3	0,12	163,6	80,3	0,28	45,15	22,16
36.1	2,8	0,75	140	5	2,1	294	10,5
36.2	2,8	0,75	170	5	2,1	357	10,5
36.3	2,8	0,75	216,6	5	2,1	454,86	10,5
8 Сварочное отделение							
52.1	10	0,8	329,3	93,1	8	2634,4	744,8
52.2	10	0,8	329,3	74	8	2634,4	592
53	3,2	0,16	280,6	93,1	0,51	143,67	47,67
54	14	0,25	274,7	75,6	3,5	961,45	264,6
55.1	1,7	0,75	275	5	1,28	350,63	6,38
55.2	1,7	0,75	320	5	1,28	408	6,38
55.3	1,7	0,75	350	5	1,28	446,25	6,38
9 Механическое отделение							
16.1	11,125	0,12	446,7	112	1,34	596,34	149,52
16.2	11,125	0,12	446,7	93	1,34	596,34	124,16
16.3	11,125	0,12	446,7	73,7	1,34	596,34	98,39
17	3,2	0,12	400,4	103,8	0,38	153,75	39,86
18.1	2,8	0,12	400,4	48,9	0,34	134,53	16,43
18.2	2,8	0,12	400,4	38,12	0,34	134,53	12,81
18.3	2,8	0,12	400,4	27,2	0,34	134,53	9,14
19	1,7	0,25	400,4	15,9	0,43	170,17	6,76
20.1	2,8	0,13	400,4	92,6	0,36	145,75	33,71
20.2	2,8	0,13	400,4	81,7	0,36	145,75	29,74
21	7	0,13	404,7	114,5	0,91	368,28	104,20
22.1	2,8	0,13	403,4	71	0,36	146,84	25,84
22.2	2,8	0,13	403,4	81,7	0,36	146,84	29,74
10 Заготовительное отделение							
1	9	0,3	529,2	96,5	2,7	1428,84	260,55
2	20	0,6	529,2	113	12	6350,4	1356
3.1	2,8	0,15	524,9	58,51	0,42	220,46	24,57
3.2	2,8	0,15	524,9	47,6	0,42	220,46	19,99

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 9.1.

1	2	3	4	5	6	7	8
3.3	2,8	0,15	524,9	36,2	0,42	220,46	15,2
4.1	2,8	0,15	571,9	79,2	0,42	240,2	33,26
4.2	2,8	0,15	571,9	68,3	0,42	240,2	28,69
5	6,925	0,15	529,6	68,7	1,04	550,12	71,36
6	7	0,16	529,6	82,5	1,12	593,15	92,4
7.1	20	0,4	568,4	112	8	4547,2	896
7.2	20	0,4	568,4	93	8	4547,2	744
8.1	4,5	0,75	515	5	3,38	1738,13	16,88
8.2	4,5	0,75	575	5	3,38	1940,63	16,88
9	5,3	0,45	543,8	46,9	2,39	1296,96	111,86

Подставим полученные значения в формулы 9.1 и 9.2 и получим координаты центра электрических нагрузок цеха:

$$X_{\text{центра}} = \frac{98539,28}{433,59} = 227,79 \text{ м};$$

$$Y_{\text{центра}} = \frac{104712,74}{432,59} = 242,06 \text{ м}.$$

Так как, цеховую трансформаторную подстанцию рекомендуется располагать в центре электрических нагрузок цеха или в любой удобной точке по направлению от центра электрических их нагрузок к источнику питания. Поэтому располагаем цеховой трансформатор на территории механического отделения у колонны в мертвой рабочей зоне близко к центру электрических нагрузок.

9.4 Выбор конструктивного исполнения и конфигурации цеховой электрической сети

Основные требования, предъявляемые в настоящее время к внутрицеховым электросетям, заключаются в обеспечении:

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												108

- а) надежности, т. е. минимальной повреждаемости сети при механических воздействиях окружающего оборудования и обслуживающего персонала и вредном воздействии окружающей среды;
- б) универсальности, т. е. способности сети к подключению новых нагрузок без замены, перекладки или усиления проводников;
- в) гибкости, т. е. возможности легко и просто вносить изменения в действующую сеть и приспособлять ее к новым условиям работы при увеличении количества цеховых приемников, изменения их характера и размещения.

Наиболее полно этим требованиям удовлетворяют сети, выполненные открытыми, закрытыми или защищенными магистральными и распределительными шинопроводами. Их достоинствами являются высокая степень индустриализации электромонтажных работ, удобство выполнения ответвлений. Сети, выполненные комплектными шинопроводами, наиболее предпочтительны для внутрицеховой передачи электроэнергии вследствие своей универсальности, гибкости и надежности. Конструкция их позволяет с наименьшими затратами времени изменить конфигурацию сети при изменении технологического процесса, перестановке или добавлении приемников.

Электроснабжение проектируемого ремонтно–механического цеха на участках с нормальными условиями окружающей среды выполним шинопроводами. Питание к распределительным пунктам, которые устанавливаются на участках с ненормальной средой, и распределительным шинопроводам подаётся с помощью кабелей. Комплектный магистральный шинопровод крепится на высоте 3,5 метра кронштейнами к колонам, на стойках через каждые 6 метров и на подвесах через каждые 3 метра. Шинопровод проложен вдоль технологического проезда. Магистральный шинопровод набирается из прямых секций длиной 3 метра.

Распределительная сеть ремонтно–механического цеха выполнена комбинированной: включает распределительные шкафы и шинопроводы. Распределительные шинопроводы крепятся кронштейнами к колонам, на стойках на высоте 2,5 метра через каждые 6 метров и на подвесах через каждые 3 метра. Распределительные шкафы применены в цехах и отделениях, где применение шинопроводов невозможно из-за условий окружающей среды или технологического процесса.

Инь. № подл.	Подп. и дата				Инь. № дубл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	Подп. и дата				Инь. № инв.	Подп. и дата				Инь. № инв.	Подп. и дата			
КЭПП.140211.018.ПЗ																Лист								
																109								
Изм																Лист								
№ докум.																Подп.								
Дата																								

Отдельные электроприёмники цеха подключаются к распределительным шинопроводам и шкафам проводами марки АПВ, проложенными в трубах. Для питания грузоподъёмных механизмов применяются троллейные шинопроводы.

9.5 Расчет электрических нагрузок

9.5.1 Расчет нагрузок электрического освещения

Расчет электрического освещения производим по методу удельной мощности. По [2, табл. 3.3] выбираем требуемую освещенность равную 400 лк. Для освещения цехов и территорий принимаем светильники типа ДРЛ. По [2, табл. 6.13] находим удельную мощность для светильников с КСС (Г-1) $P_{уд} = 3,4 \text{ Вт/м}^2$ (значение величины приведено для $E = 100 \text{ лк}$, $\text{КПД} = 100\%$, $k_3 = 1,5$).

Произведем пересчет удельной мощности для требуемой освещенности ($E_{тр} = 400 \text{ лк}$, $\text{КПД}_{тр} = 75\%$, $k_3 = 1,8$):

$$W_{уд.о} = \frac{P_{уд} \cdot K_{зтр} \cdot E_{тр}}{K_3 \cdot \text{КПД}_{тр} \cdot E}, \quad (9.3)$$

$$W_{уд.о} = \frac{3,4 \cdot 1,8 \cdot 400}{1,5 \cdot 0,75 \cdot 100} = 21,76 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}.$$

Номинальная мощность освещения вычисляется по формуле:

$$P_{ном.о} = W_{уд.о} \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (9.4)$$

где F — площадь освещаемого помещения, м^2 .

$$P_{ном.о} = 21,76 \cdot 3230 \cdot 10^{-3} = 70,28 \text{ Вт}.$$

Тогда расчетная активная мощность электрического освещения равна

$$P_{р.о} = k_{с.о} \cdot k_{пра} \cdot P_{ном.о}, \quad (9.5)$$

где $k_{с.о}$ — коэффициент спроса осветительных нагрузок, для многопрофильного цеха $k_{с.о} = 0,95$;

$k_{пра}$ — коэффициент, учитывающий потери мощности в пускорегулирующей аппаратуре, для ламп ДРЛ $k_{пра} = 1,1$.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												110

$$P_{p.o} = 0,95 \cdot 1,1 \cdot 70,28 = 73,45 \text{ Вт.}$$

Расчетная реактивная мощность электрического освещения вычисляется по формуле

$$Q_{p.o} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (9.6)$$

$$Q_{p.o} = 73,45 \cdot 1,333 = 97,91 \text{ вар.}$$

Для ЩО:

$$P_p = \frac{P_{p.o}}{2} = \frac{73,45}{2} = 36,72 \text{ Вт,}$$

$$Q_p = \frac{Q_{p.o}}{2} = \frac{97,91}{2} = 48,95 \text{ вар.}$$

Тогда, расчётный ток равен:

$$I_{p.o} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.7)$$

$$I_{p.o} = \frac{\sqrt{36,72^2 + 48,95^2}}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 88,33 \text{ А.}$$

Выбираем осветительный щиток с автоматическим выключателем на вводе типа ЩОВ-0410Д, который имеет следующие технические данные:

- номинальное рабочее напряжения 380/220 В;
- номинальная частота 50 Гц;
- номинальное напряжение изоляции 600 В;
- номинальный ток щитка 100 А;
- номинальный рабочий ток вводного аппарата 100 А;
- номинальная отключающая способность вводного автоматического выключателя 3,8 кА.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист				
										111				
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

9.6 Выбор мощности конденсаторных установок и определение их местоположения

9.6.1 Расчет мощности низковольтных конденсаторных установок

В соответствии с «Указаниями по компенсации реактивной мощности», если число трансформаторов не больше трех, то

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{P_p}{\beta \cdot N_{\text{т}}}, \quad (9.8)$$

где P_p — расчетная активная мощность цеха, кВт;

$\beta_{\text{т}}$ — коэффициент загрузки трансформатора (для электроприемников III категории надежности $\beta_{\text{т}} = 0,9$);

$N_{\text{т}}$ — число трансформаторов, $N_{\text{т}} = 1$.

По таблице 4.5: $P_p = 724,33$ кВт, $Q_p = 428,76$ квар.

$$S_{\text{ном.т}} = \frac{724,33}{0,9 \cdot 1} = 804,81 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор с $S_{\text{ном.тр}} = 1000$ кВА. Трансформатор недогружен, поэтому в целях получения необходимой загрузки трансформатора при использовании низковольтных конденсаторных установок догружаем цеховую подстанцию частью мощности соседнего цеха, занимающего участки территории проектируемого, не занятые его оборудованием.

Догружаемая мощность определяется по формулам:

$$P'_p = 0,87 \cdot S_{\text{т.ном}} - P_p; \quad (9.9)$$

$$Q'_p = P'_p \cdot \text{tg}' \varphi. \quad (9.10)$$

При этом предполагается, что $\text{tg}' \varphi$ догружаемой мощности равен $\text{tg} \varphi$ мощности цеха, то есть $\text{tg}' \varphi = \text{tg} \varphi = 0,51$.

$$P'_p = 0,87 \cdot 1000 - 724,33 = 145,67 \text{ кВт;}$$

$$Q'_p = 145,67 \cdot 0,59 = 86,23 \text{ квар.}$$

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											112

Нагрузка цеховой подстанции определяется как:

$$P_{p.т} = P_p + P'_p; \quad (9.11)$$

$$Q_{p.т} = Q_p + Q'_p, \quad (9.12)$$

где Q_p — расчетная реактивная мощность цеха, квар.

$$P_{p.т} = 724,33 + 236,2 = 870 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.т} = 428,76 + 86,23 = 514,99 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность, передаваемая на сторону низкого напряжения:

$$Q_T = \sqrt{(S_{T.ном} \cdot N_T \cdot \beta_T)^2 - P_{p.т}^2}, \text{ квар.} \quad (9.13)$$

$$Q_T = \sqrt{(1000 \cdot 1 \cdot 0,9)^2 - 870^2} = 230,43 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность низковольтных конденсаторов:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}, \text{ квар.} \quad (9.14)$$

Составляющая $Q_{нк1}$ определяется по выражению:

$$Q_{нк1} = Q_{p.т} - Q_T, \quad (9.15)$$

$$Q_{нк1} = 514,99 - 230,43 = 284,55 \text{ квар.}$$

Составляющая $Q_{нк2}$, учитывающая оптимальное снижение потерь мощности в сети 0,4 кВ и цеховом трансформаторе:

$$Q_{нк2} = Q_{p.т} - Q_{нк1} - \gamma \cdot N_T \cdot S_{T.ном}, \quad (9.16)$$

где γ — расчетный коэффициент, зависящий от расчетных параметров K_{p1} , K_{p2} и схемы питания цеховой подстанции.

Согласно [5] определим значение K_{p1} и K_{p2} . В соответствии [5, с. 108, табл. 4.6] для Северного Кавказа при двухсменной работе $K_{p1} = 13$. В соответствии с [5, с. 109 табл. 4.7] для мощности трансформатора 1000 кВА и длине питающей линии до 0,5 км $K_{p2} = 2$.

Значение γ определим в соответствии с [5, с. 107 рис. 4.9 б]. По имеющимся K_{p1} и K_{p2} $\gamma = 0,58$.

$$Q_{нк2} = 514,99 - 284,55 - 0,58 \cdot 1 \cdot 1000 = -349,57 < 0.$$

Инь. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подш. и дата	Инь. № инв.	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подш.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
													113

Таким образом, принимаем $Q_{\text{нк}} = Q_{\text{нк1}} = 284,55$ квар.

Полученную нагрузку необходимо пропорционально распределить между магистральными шинпроводами и соседним цехом.

Для ШМ1 $Q_{\text{шм1}} = 173,32$ квар, что составляет 33,66% от общей нагрузки, тогда мощность конденсаторной установки $Q_{1\text{нк}} = 514,99 \cdot 0,3366 = 95,77$ квар по [3, табл. 2.192] принимаем УК4-0,38-100 У3 мощностью 100 квар.

Для ШМ2 $Q_{\text{шм2}} = 255,44$ квар, что составляет 49,6% от общей нагрузки, тогда мощность конденсаторной установки $Q_{2\text{нк}} = 514,99 \cdot 0,496 = 141,14$ квар по [3, табл. 2.192] принимаем УКБ-0,38-150 У3 мощностью 150 квар.

Для соседнего цеха $Q_{\text{сц}} = 86,23$ квар, что составляет 16,74% от общей нагрузки, тогда мощность конденсаторной установки $Q_{\text{нк}} = 514,99 \cdot 0,1674 = 47,64$ квар; по [3, табл. 2.192] принимаем УК2-0,38-50 У3 мощностью 50 квар.

9.6.2 Выбор места расположения низковольтных конденсаторных установок

Для определения места расположения низковольтных конденсаторных установок воспользуемся формулой:

$$Q_h \geq \frac{Q_{\text{нк}}}{2} \geq Q_{h+1}, \quad (9.17)$$

где Q_h, Q_{h+1} — наибольшие реактивные нагрузки шинпровода перед узлом h и после него соответственно.

Результаты проверки шинпроводов ШМ1 и ШМ2 на условие (9.17) приведены в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Выбор места расположения КУ

Узел	ШМ1	Узел	ШМ2
1	2	3	4
ШР1	$173,82 > \frac{100}{2} < 132,1$	ШРС5	$255,44 > \frac{150}{2} < 245,87$
ШР5	$132,1 > \frac{100}{2} < 118,11$	ШР2	$245,87 > \frac{150}{2} < 220,03$
ШРС2	$118,11 > \frac{100}{2} < 97,44$	ШРС6	$220,03 > \frac{150}{2} < 218,12$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												114

Таблица 9.2 – Продолжение

1	2	3	4
ШР4	$97,44 > \frac{100}{2} < 81,46$	ШР6	$218,12 > \frac{150}{2} < 208,71$
ШРС1	$81,46 > \frac{100}{2} > 48,96$	ШР3	$208,71 > \frac{150}{2} < 186,83$
ЩО1	условие выполняется	ШР7	$186,83 > \frac{150}{2} < 176,74$
		ШТ1	$176,74 > \frac{150}{2} < 173,24$
		ШР8	$173,24 > \frac{150}{2} < 146,36$
		ЩРС3	$146,36 > \frac{150}{2} < 116,23$
		ЩРС4	$116,23 > \frac{150}{2} < 76,2$
		ЩР9	$76,2 > \frac{150}{2} > 48,96$
		ЩО2	условие выполняется

Таким образом, первую конденсаторную установку УК4-0,38-100 УЗ устанавливаем между ШРС1 и ЩО1, а вторую УКБ-0,38-150 УЗ – между ШР9 и ЩО2.

9.7 Расчет токов короткого замыкания

Сети промышленных предприятий напряжением до 1 кВ характеризуются большой протяженностью и наличием большого количества коммутационно-защитной аппаратуры. При напряжении до 1 кВ даже небольшое сопротивление оказывает существенное влияние на ток короткого замыкания (КЗ). Поэтому в расчетах учитываем все сопротивления короткозамкнутой цепи, как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитываем активные сопротивления всех переходных контактов этой цепи. По [5] принимаем переходные сопротивления контактов:

- 0,015 Ом – для распределительных устройств на станциях и подстанциях;
- 0,02 Ом – первичных цеховых распределительных пунктов (РП), а также на зажимах аппаратов, питаемых радиальными линиями от щитов подстанций или главных магистралей;

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												115

- 0,025 Ом — для вторичных цеховых РП, а также на зажимах аппаратов, питаемых от первичных РП;
- 0,03 Ом — для аппаратуры, установленной непосредственно у приемников электроэнергии, получающих питание от вторичных РП.

Расчет токов КЗ производим в именованных единицах. Рассчитаем токи КЗ за защитными аппаратами на самой приближенной и самой отдаленной линиях.

Для выбора коммутационной аппаратуры необходимо рассчитать токи короткого замыкания в следующих точках:

- на вводе низкого напряжения цеховой ТП (точка К1);
- за защитными аппаратами на отходящих от магистрального шинпровода линиях (точки К2 и К4);
- за защитными аппаратами на линиях ответвлений от распределительных шинпроводов к электродвигателям (точки К3 и К5).

Рассчитаем сопротивление системы до РУ–10 кВ:

$$X_c = \frac{U_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{КЗ}}} \quad (9.18)$$

Активное сопротивление в соответствии с [8] для энергосистемы допускается принимать

$$R_c = \frac{1}{15} \cdot X_c \quad (9.19)$$

$$X_c = \frac{10}{\sqrt{3} \cdot 3,089} = 1,869 \text{ Ом};$$

$$R_c = \frac{1}{15} \cdot 1,869 = 0,125 \text{ Ом}.$$

Сопротивление кабельной линии электропередач 10 кВ определим по формуле:

$$R_{\text{л}} = r_0 \cdot l; \quad (9.20)$$

$$X_{\text{л}} = x_0 \cdot l. \quad (9.21)$$

$$R_{\text{л}} = 0,89 \cdot 0,19 = 0,169 \text{ Ом},$$

$$X_{\text{л}} = 0,095 \cdot 0,19 = 0,018 \text{ Ом}.$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												116

Определим суммарное сопротивление элементов схемы электроснабжения высшего напряжения до цехового трансформатора по формулам:

$$R_{\Sigma} = R_c + R_{л}; \quad (9.22)$$

$$X_{\Sigma} = X_c + X_{л}. \quad (9.23)$$

$$R_{\Sigma} = 0,125 + 0,169 = 0,294 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma} = 1,869 + 0,018 = 1,887 \text{ Ом}.$$

Приведем это сопротивление высшего напряжения к напряжению 0,4 кВ по формулам:

$$R'_{\Sigma} = R_{\Sigma} \cdot K_m^2; \quad (9.24)$$

$$X'_{\Sigma} = X_{\Sigma} \cdot K_m^2, \quad (9.25)$$

где K_m — коэффициент трансформации.

$$R'_{\Sigma} = 0,294 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,00047 \text{ Ом};$$

$$X'_{\Sigma} = 1,887 \cdot \left(\frac{0,4}{10}\right)^2 = 0,003 \text{ Ом}.$$

Сопротивления трансформатора рассчитаем по формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_k}{S_{НОМ}} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}; \quad (9.26)$$

$$X_T = \frac{\Delta U_k \%}{100} \cdot \frac{U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}}. \quad (9.27)$$

Трансформатор ТМ-1000/10 имеет следующие паспортные данные:
 $\Delta P_k = 11,8 \text{ кВт}; u_k = 5,5\%$.

Следовательно

$$R_T = \frac{11,8}{1000} \cdot \frac{10^2}{1000} = 0,00118 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{10^2}{1000} = 0,0055 \text{ Ом}.$$

Суммарные сопротивления до точки К1 равны:

$$R_{\Sigma 1} = R'_{\Sigma} + R_T + R_{доб}; \quad (9.28)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						117
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

$$X_{\Sigma 1} = X'_{\Sigma} + X_{\Gamma}. \quad (9.29)$$

$$R_{\Sigma 1} = 0,00047 + 0,00118 + 0,015 = 0,01665 \text{ Ом};$$

$$X_{\Sigma 1} = 0,003 + 0,0055 = 0,0085 \text{ Ом}.$$

Трехфазный ток КЗ в точке К1 составит:

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{X_{\Sigma 1}^2 + R_{\Sigma 1}^2}}, \quad (9.30)$$

$$I_{\text{к1}}^{(3)} = \frac{0,4}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,01665^2 + 0,0085^2}} = 12,35 \text{ кА}. \quad (9.31)$$

Ударный ток КЗ в точке К1 определим по формуле:

$$i_{\text{уд}} = K_{\text{уд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{к}}, \quad (9.32)$$

где $K_{\text{уд}}$ — ударный коэффициент, равный $K_{\text{уд}} = 1$.

$$i_{\text{уд1}} = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,35 = 17,465 \text{ кА}.$$

Однофазный ток КЗ в точке К1 составит:

$$I_{\text{к1}}^{(1)} = \frac{U_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{1\Sigma} + R_{0\Sigma})^2 + (X_{1\Sigma} + X_{0\Sigma})^2}}, \quad (9.33)$$

где $R_{1\Sigma}$, $X_{1\Sigma}$ — суммарное активное и реактивное сопротивления прямой последовательности элементов схемы;

$R_{0\Sigma}$, $X_{0\Sigma}$ — суммарное активное и реактивное сопротивления обратной последовательности элементов схемы.

Для линии по [15] принимаем $R_{0\Sigma} = 4,6 \cdot R_{1\Sigma}$ и $X_{0\Sigma} = 4,6 \cdot X_{1\Sigma}$.

Для трансформатора по [15] принимаем $R_{0\Sigma} = R_{1\Sigma}$ и $X_{0\Sigma} = X_{1\Sigma}$.

Аналогично рассчитываем токи КЗ в других точках цеховой сети. При этом учитываем сопротивления шинпроводов, кабельных линий и переходные сопротивления контактов. Результаты расчетов приведены в таблице 9.3.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
118

Таблица 9.3 – Расчет токов КЗ

Точка	X_{Σ} , Ом	$R_{\text{доб}}$, Ом	R_{Σ} , Ом	$I_{\text{к}}^{(3)}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	$I_{\text{к}}^{(1)}$, кА
К1	0,0085	0,015	0,01665	12,35	17,465	4,81
К2	0,0121	0,02	0,041	5,46	7,73	2,28
К3	0,0116	0,02	0,0695	3,29	4,65	1,31

9.8 Расчетный выбор конструктивного исполнения цеховой сети

9.8.1 Выбор и проверка питающего кабеля напряжением 10 кВ

Выбор сечения кабельных линий 10 кВ, питающих цеховую трансформаторную подстанцию, производим по условиям экономической плотности тока.

Определим расчетный ток питающего кабеля по формуле 9.7:

$$I_{\text{р}} = \frac{804,81}{\sqrt{3} \cdot 10} = 46,47 \text{ А.}$$

Экономическое сечение определим по формуле

$$F_{\text{эк}} = \frac{I_{\text{р}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (9.34)$$

где $j_{\text{эк}}$ — экономическая плотность тока, по [1, табл. 1.3.36] для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при числе часов использования максимумов нагрузки более 5000 в год $j_{\text{эк}} = 1,2$.

$$F_{\text{эк}} = \frac{46,47}{1,2} = 38,72 \text{ мм}^2.$$

Принимаем $S = 35 \text{ мм}^2$ с $I_{\text{доп}} = 115 \text{ А}$. Проверяем кабель по нагреву в нормальном режиме работы, при этом должно выполняться следующее условие:

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{доп}}. \quad (9.35)$$

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми жилами с бумажной, пропитанной маслоканифольной и нестекающей массами изоляцией в

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									119
									Изм

свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле, согласно [1, табл. 1.3.16] $I_{доп} = 115 \text{ А}$ тогда $46,47 \text{ А} < 115 \text{ А}$, следовательно условие выполняется.

Проверяем кабель на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Термически стойкое к токам КЗ сечение определяют по формуле

$$F_{\text{терм}} \approx \frac{I_{\infty} \sqrt{t_n}}{K_m}, \quad (9.36)$$

где I_{∞} — установленное значение тока КЗ для вводного кабеля, $I_{\infty} = \text{А}$.

t_n — приведённое время КЗ, равное времени срабатывания выключателя, $t_n = 0,1 \text{ с}$.

K_m — температурный коэффициент, для кабелей с бумажной изоляцией в соответствии с [5, табл. 3.4], $K_m = 95 \text{ о.е.}$

$$F_{\text{терм}} \approx \frac{\sqrt{0,1}}{95} = \text{мм}^2.$$

Выбранное сечение $F = 35 \text{ мм}^2$ удовлетворяет условию термической стойкости, поэтому принимаем кабель ААБл(3х35).

9.8.2 Выбор типа трансформатора и компоновки цеховой трансформаторной подстанции

Тип и исполнение трансформатора рекомендуется выбирать в зависимости от условий установки и характера окружающей среды. В кузнечно-прессовом отделении характер окружающей среды является нормальным, трансформатор устанавливаем возле колонны в мертвой рабочей зоне.

Выбор мощности трансформатора производим на основании расчетной нагрузки предприятия в нормальном режиме работы с учетом режима энергосберегающей организации по реактивной мощности. Выбираем КТП с трансформатором типа ТМ-1000/10 с масляным охлаждением. Кроме трансформатора в КТП входят вводной шкаф напряжением 10 кВ, распределительные комплектные шкафы. КТП изготовлена ОАО «Укрэлапарат», Украина, г. Хмельницкий.

Технические данные трансформатора:

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									120
									Изм

- номинальная мощность $S_{\text{ном.тр}} = 1000$ кВА;
- потери XX $P_{\text{xx}} = 2, 3$ кВт;
- потери КЗ $P_{\text{кз}} = 11, 8$ кВт;
- напряжение КЗ $U_{\text{кз}} = 5, 5\%$;
- ток XX $I_{\text{xx}} = 2\%$.

9.8.3 Выбор шинопроводов и силовых пунктов напряжением 0,4 кВ

Выбор магистральных (ШМ) и распределительных (ШР) шинопроводов проводим по условию:

$$I_p \leq I_{\text{ном}}, \quad (9.37)$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток шинопровода.

Результаты сведены в таблицу 9.4.

Таблица 9.4 – Выбор шинопроводов

Наименование шинопровода по плану цеха	$I_p, \text{ А}$	$I_{\text{ном}}, \text{ А}$	Тип выбранного шинопровода
ШМ1	596,08	1000	ШМА4-1000
ШМ2	713,46	1000	ШМА4-1000
ШР1	141,64	250	ШРА4-250
ШР2	77,92	100	ШРА4-100
ШР3	48,79	100	ШРА4-100
ШР4	34,76	100	ШРА4-100
ШР5	31,41	100	ШРА4-100
ШР6	18,51	100	ШРА4-100
ШР7	19,02	100	ШРА4-100
ШР8	89,21	100	ШРА4-100
ШР9	85,12	100	ШРА4-100
ШТ1	10,94	100	ШТМ-76-100

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												121

Выбор силовых распределительных шкафов (ШРС) производится исходя из количества оборудования в отделении по току вводного аппарата. Результаты сведены в таблицу 9.5.

Таблица 9.5 – Выбор силовых распределительных шкафов

Наименование узла по плану	Тип шкафа	Степень защиты	$I_{шк.ном},$ А	$I_{раб},$ А	Число отходящих линий и ном. токи предохранителей, А
ШРС1	ШРС1-28У3	IP22	400	167,6	2x60+4x100+2x250
ШРС2	ШРС1-23У3	IP22	400	132,34	8x60
ШРС3	ШРС1-20У3	IP22	250	115,91	5x60
ШРС4	ШРС1-23У3	IP22	400	107,39	8x60
ШРС5	ШРС1-20У3	IP22	250	23,17	5x60
ШРС6	ШРС1-20У3	IP22	250	29,15	5x60

9.8.4 Выбор кабелей от магистрального шинпровода

Выбор кабелей от магистрального шинпровода к шкафам и распределительным шинпроводам производим по соответствующим нагрузкам шкафов или шинпроводов в соответствии с таблицей 1.3.7 [1, с.22]. Результаты расчета сведены в таблицу 9.6.

9.9 Выбор аппаратов и проводников питающей сети

9.9.1 Выбор защитных аппаратов питающей сети

В качестве аппарата ввода на цеховой трансформаторной подстанции в комплектации с ТМ-1000/10 устанавливается выключатель серии ВА53-43 с $I_{ном} = 1600$ А.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									122
									Изм

Таблица 9.6 – Выбор кабелей, питающих ШР и ШРС

Наименование питающего уст-ва по плану	I_p, A	$F, мм^2$	$I_{доп} > I_p$	Марка кабеля
ШР1	141,64	95	175 > 141,64	АВВГ (3x95+1x50)
ШР2	77,92	35	85 > 77,92	АВВГ (3x35+1x16)
ШР3	48,79	16	55 > 48,79	АВВГ (3x16+1x6)
ШР4	34,76	10	39 > 34,76	АВВГ (4x10)
ШР5	31,41	10	39 > 31,41	АВВГ (4x10)
ШР6	18,51	4	23 > 18,51	АВВГ (3x4,0+1x2,5)
ШР7	19,02	4	23 > 19,02	АВВГ (3x4,0+1x2,5)
ШР8	89,21	50	120 > 89,21	АВВГ (3x50+1x25)
ШР9	85,12	50	120 > 85,12	АВВГ (3x50+1x25)
ШТ1	10,94	2,5	19 > 10,94	АВВГ (4x2,5)
ШРС1	167,6	95	175 > 167,6	АВВГ (3x95+1x50)
ШРС2	132,34	70	140 > 132,34	АВВГ (3x70+1x35)
ШРС3	115,91	50	120 > 115,91	АВВГ (3x50+1x25)
ШРС4	107,39	50	120 > 107,39	АВВГ (3x50+1x25)
ШРС5	23,17	6	30 > 23,17	АВВГ (3x6+1x4)
ШРС6	29,15	10	39 > 29,15	АВВГ (3x10+1x6)

В качестве аппаратов ввода на отходящих линиях, где это необходимо в соответствии с ПУЭ, устанавливаем комплектуемые с ШМА4 автоматические выключатели серии ВА52.

Выбор автоматических выключателей производится исходя из соблюдения селективности по условиям:

$$U_{ном.авт} \geq U_c, \quad (9.38)$$

$$I_{ном.авт} \geq I_{p.max}, \quad (9.39)$$

$$I_{ном.расц} \geq I_{p.max}, \quad (9.40)$$

где $I_{p.max}$ – суммарный рабочий ток защищаемых присоединений, А.

Если $I_{пик} > I_p$, то для электромагнитного расцепителя:

$$I_{ном.расц}^{сраб} \geq 1,25 \cdot I_{пик}, \quad (9.41)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						123

$I_{\text{пик}}$ — пиковый ток, А,

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск.мах}} + (I_{\text{р}} - K_{\text{и}} \cdot I_{\text{ном.мах}}), \quad (9.42)$$

$I_{\text{ном.мах}}$ — номинальный рабочий ток самого большого двигателя, А.

$$I_{\text{ном.мах}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}, \quad (9.43)$$

где η — КПД электродвигателя;

$I_{\text{пуск.мах}}$ — пусковой ток наибольшего двигателя, А.

$$I_{\text{пуск.мах}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном.мах}}, \quad (9.44)$$

$I_{\text{р}}$ — суммарный рабочий ток защищаемых присоединений.

Для выбранных аппаратов должно выполняться соответствие тока уставки расцепителя кратности однофазного КЗ:

$$I_{\text{К1}}^{(1)} \geq 3 \cdot I_{\text{ном.расц.}} \quad (9.45)$$

Произведем проверку самого отдаленного от КТП автомата ЯА6: $2280 \geq 60$ А — условие выполняется.

Произведем проверку самого отдаленного от КТП автомата ЯА15: $1310 \geq 300$ А — условие выполняется.

Таким образом, все выбранные аппараты удовлетворяют условию соответствия тока уставки расцепителя кратности однофазного КЗ. Результаты расчета представлены в таблице 9.7.

9.9.2 Выбор проводников и защитных аппаратов ответвлений к электроприемникам

Выбор осуществляется по условиям:

— для проводников:

$$I_{\text{р}} \leq I_{\text{пр.доп}}; \quad (9.46)$$

— для плавкой вставки:

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
124

Таблица 9.7 – Выбор защитных аппаратов питающей сети

Место установки	$I_{p,max},$ А	$I_{пик},$ А	Тип защитного аппарата	усл. 9.39	усл. 9.40	усл. 9.41
ШР1	141,64	252,13	ВА52-35	250 > 141,13	160 > 141,64	1000 > 315,17
ШР2	77,92	211,09	ВА52-31	100 > 77,92	100 > 77,92	300 > 263,86
ШР3	48,79	407,48	ВА52-31	100 > 48,79	50 > 48,79	700 > 509,34
ШР4	34,76	270,65	ВА52-31	100 > 34,76	50 > 34,76	700 > 338,31
ШР5	31,41	135,82	ВА52-31	100 > 31,41	50 > 31,41	300 > 169,77
ШР6	18,51	148,72	ВА52-31	100 > 18,51	20 > 18,51	300 > 185,89
ШР7	19,02	252,3	ВА52-31	100 > 19,02	20 > 19,02	700 > 315,37
ШР8	89,21	250,77	ВА52-31	100 > 89,21	100 > 89,21	700 > 313,46
ШР9	85,12	328,38	ВА52-31	100 > 85,12	100 > 85,12	700 > 410,97
ШРС1	167,6	957,13	ВА52-35	250 > 167,6	200 > 167,6	1250 > 1196,88
ШРС2	132,34	390,15	ВА52-35	250 > 132,34	160 > 132,34	1000 > 487,69
ШРС3	115,91	915,11	ВА52-35	250 > 115,91	160 > 155,91	1250 > 1143,88
ШРС4	107,39	307,19	ВА52-35	250 > 107,39	125 > 107,39	1000 > 383,99
ШРС5	23,17	277,15	ВА52-31	100 > 23,17	50 > 23,17	700 > 346,44
ШРС6	29,15	101,34	ВА52-31	100 > 29,15	50 > 29,15	300 > 126,67
ШТ1	10,94	80,02	ВА52-31	100 > 10,94	20 > 10,94	300 > 100,03

а) если нет пиковой нагрузки:

$$I_{вст} \geq I_p; \tag{9.47}$$

б) при пиковой нагрузке:

$$I_{вст} \geq \frac{I_{пик}}{K_{пер}}, \tag{9.48}$$

где а) для однодвигательного привода:

$$I_{пик} = I_{пуск} \tag{9.49}$$

б) для многодвигательного привода — пиковый ток наибольшего двигателя:

$$I_{пик} = I_{пуск1} + I_p - K_n \cdot I_{ном1}, \tag{9.50}$$

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						125

где I_p — суммарный ток всех двигателей;

$I_{\text{пуск1}}$ — пусковой ток наибольшего двигателя. Для двигателей серии 4А:

$$I_{\text{пуск1}} = 5 \cdot I_{\text{ном1}}; \quad (9.51)$$

$I_{\text{ном1}}$ — номинальный ток наибольшего двигателя:

$$I_{\text{ном1}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi \cdot \eta}. \quad (9.52)$$

Для двигателей серии А4 $\cos \varphi = 0,81$, $\eta = 0,855$.

Условие согласования выбранных проводников и защитных аппаратов:

$$K_{\text{защ}} \cdot I_{\text{защ}} \leq I_{\text{пр.доп}} \cdot K_{\text{попр}}, \quad (9.53)$$

где $K_{\text{защ}} = 0,33$ — коэффициент защиты сетей, для которых не предусмотрена перегрузка;

$I_{\text{защ}}$ — номинальный ток плавкой вставки или расцепителя;

$I_{\text{пр.доп}}$ — предельно допустимый ток проводника;

$K_{\text{попр}}$ — поправочный коэффициент, для нормальных условий среды $K_{\text{попр}} = 1$, для жаркой среды $K_{\text{попр}} = 0,74$.

Рассмотрим выбор проводников и защитных аппаратов для однодвигательного токарно-винторезного станка (№ 1).

$$P_{\text{ном}} = \text{кВт}; \quad I_p = I_{\text{ном}} = \frac{P_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,855} = \text{А}.$$

Принимаем провод марки АПВ, проложенный в лотке. По [1, с. 20] принимаем сечение проводника $F = \text{мм}^2$. Условие 9.46 соблюдается: А.

Окончательно принимаем марку провода АПВ (4х2).

9.10 Расчет расхода и потерь электроэнергии

Потребленное в целом количество электроэнергии в год:

$$\Theta_{\text{а.год}} = \Theta_{\text{а.с}} + \Theta_{\text{а.осв}} + \Delta \Theta_{\text{а.тр}} + \Delta \Theta_{\text{а.л}}, \quad (9.54)$$

$$\Theta_{\text{р.год}} = \Theta_{\text{р.с}} + \Theta_{\text{р.осв}} + \Delta \Theta_{\text{р.тр}} + \Delta \Theta_{\text{р.л}}, \quad (9.55)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						126
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

где $\mathcal{E}_{a.год}$, $\mathcal{E}_{p.год}$ — количество активной и реактивной электроэнергии, потребляемой за год;

$\mathcal{E}_{a.c}$, $\mathcal{E}_{p.c}$ — количество активной и реактивной электроэнергии для силовых потребителей за год;

$\mathcal{E}_{a.осв}$, $\mathcal{E}_{p.осв}$ — количество активной и реактивной электроэнергии для осветительных установок;

$\Delta\mathcal{E}_{a.тp}$, $\Delta\mathcal{E}_{p.тp}$ — потери активной и реактивной электроэнергии в трансформаторах;

$\Delta\mathcal{E}_{a.л}$, $\Delta\mathcal{E}_{p.л}$ — потери активной и реактивной электроэнергии в линиях электропередачи.

Количество электроэнергии для силовых потребителей:

$$\mathcal{E}_{a.c} = P_{max} \cdot T_{max}; \quad (9.56)$$

$$\mathcal{E}_{p.c} = Q_{max} \cdot T_{max}; \quad (9.57)$$

где T_{max} — годовое число часов использования максимума нагрузки, по [4, табл. 2.4] $T_{max.c} = 4280$ ч/год.

$$\mathcal{E}_{a.c} = 724,33 \cdot 4280 = 3100,144 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{p.c} = 428,76 \cdot 4280 = 1835,098 \text{ Мвар} \cdot \text{ч}.$$

Количество электроэнергии для осветительных установок:

$$\mathcal{E}_{a.осв} = P_{max.осв} \cdot T_{max.осв}, \quad (9.58)$$

$$\mathcal{E}_{p.осв} = Q_{max.осв} \cdot T_{max.осв}, \quad (9.59)$$

где $T_{max.осв}$ — годовое число часов использования максимума нагрузки для осветительных установок, в соответствии с [4, табл. 2.4] $T_{max.осв} = 2250 \frac{\text{ч}}{\text{год}}$.

$$\mathcal{E}_{a.осв} = 73,45 \cdot 2250 = 165,257 \text{ МВт} \cdot \text{ч},$$

$$\mathcal{E}_{p.осв} = 97,91 \cdot 2250 = 220,287 \text{ Мвар} \cdot \text{ч},$$

Потери электроэнергии в трансформаторе:

$$\Delta\mathcal{E}_{a.тp} = \Delta P'_X \cdot T_0 + k_3^2 \cdot \Delta P'_K \cdot T_{пот}, \quad (9.60)$$

$$\Delta\mathcal{E}_{p.тp} = \Delta Q'_X \cdot T_0 + k_3^2 \cdot \Delta Q'_K \cdot T_{пот}, \quad (9.61)$$

Инь. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подш. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подш.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												127

где $\Delta P'_X$ — приведенные потери мощности холостого хода (XX) трансформатора:

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + k_{и.п} \cdot \Delta Q_X; \quad (9.62)$$

$k_{и.п}$ — коэффициент потерь, зависящий от передачи реактивной мощности,

$$k_{и.п} = 0,05 \frac{\text{кВт}}{\text{квар}};$$

k_3 — коэффициент загрузки трансформатора по мощности:

$$k_3 = \frac{S_p}{S_{ном.т}}; \quad (9.63)$$

$\Delta P'_K$ — приведенные потери мощности КЗ трансформатора:

$$\Delta P'_K = \Delta P_K + k_{и.п} \cdot \Delta Q_K; \quad (9.64)$$

T_0 — полное число часов присоединения трансформатора с электросети, по [4, табл.2.4] $T_0 = 4280$ ч/год;

$T_{пот}$ — время наибольших потерь:

$$T_{пот} = \left(0,124 + \frac{T_{max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760, \quad (9.65)$$

ΔQ_X — постоянная составляющая потерь реактивной мощности XX трансформатора:

$$\Delta Q_X = S_{ном.т} \cdot \frac{I_X}{100}; \quad (9.66)$$

ΔQ_K — постоянная составляющая потерь реактивной мощности КЗ трансформатора:

$$\Delta Q_K = S_{ном.т} \cdot \frac{u_K}{100}. \quad (9.67)$$

$$k_3 = \frac{868,02}{1000} = 0,87;$$

$$T_{пот} = \left(0,124 + \frac{4280}{1000} \right)^2 \cdot 8760 = 2670 \frac{\text{ч}}{\text{год}};$$

$$\Delta Q_X = 1000 \cdot \frac{2,6}{100} = 26 \text{ квар};$$

$$\Delta Q_K = 1000 \cdot \frac{5,5}{100} = 55 \text{ квар};$$

$$\Delta P'_X = 2,3 + 0,05 \cdot 26 = 3,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_K = 12 + 0,05 \cdot 55 = 14,75 \text{ кВт};$$

Инь. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подш. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подш.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												128

$$\Delta\Theta_{a.тр} = 3,6 \cdot 4280 + 0,87^2 \cdot 14,75 \cdot 2670 = 45,072 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta\Theta_{р.тр} = 26 \cdot 4280 + 0,87^2 \cdot 55 \cdot 2670 = 221,892 \text{ Мвар} \cdot \text{ч}.$$

Потери в линиях электропередачи:

$$\Delta\Theta_{a.л} = 3 \cdot R_{\Theta} \cdot I_{max}^2 \cdot T_{пот}, \quad (9.68)$$

$$\Delta\Theta_{р.л} = 3 \cdot X_{\Theta} \cdot I_{max}^2 \cdot T_{пот}, \quad (9.69)$$

где R_{Θ} , X_{Θ} — эквивалентное активное и реактивное сопротивления:
для кабельной линии электропередач

$$R_{\Theta} = r_0 \cdot l, \quad (9.70)$$

$$X_{\Theta} = x_0 \cdot l; \quad (9.71)$$

для шинпровода с распределенной электрической нагрузкой:

$$R_{\Theta} \approx r_0 \cdot l \cdot \frac{1}{6} \left(1 + \frac{1}{n}\right) \left(2 + \frac{1}{n}\right), \quad (9.72)$$

$$X_{\Theta} \approx x_0 \cdot l \cdot \frac{1}{6} \left(1 + \frac{1}{n}\right) \left(2 + \frac{1}{n}\right), \quad (9.73)$$

где n — число приемников, подключенных к данному шинпроводу.

Для кабеля ААБл(3х35) длиной 0,19 км по [8] $r_0 = 0,89 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$; $x_0 = 0,095 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$.

$$R_{\Theta} = 0,89 \cdot 0,197 = 0,175 \text{ Ом};$$

$$X_{\Theta} = 0,095 \cdot 0,197 = 0,018 \text{ Ом};$$

$$\Delta\Theta_{a.к} = 3 \cdot 0,175 \cdot 51,092^2 \cdot 2670 = 3,664 \text{ Мвар} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta\Theta_{р.к} = 3 \cdot 0,018 \cdot 51,092^2 \cdot 2670 = 0,391 \text{ Мвар} \cdot \text{ч}.$$

Для шинпровода магистрального ШМА4-1250 длиной 0,06 км: $r_0 = 0,0338 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$
 $0,0163 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$

$$R_{\Theta} \approx 0,0338 \cdot 0,06 \cdot \frac{1}{6} \left(1 + \frac{1}{16}\right) \left(2 + \frac{1}{16}\right) = 0,00074 \text{ Ом};$$

$$X_{\Theta} \approx 0,0163 \cdot 0,06 \cdot \frac{1}{6} \left(1 + \frac{1}{16}\right) \left(2 + \frac{1}{16}\right) = 0,00035 \text{ Ом};$$

$$\Delta\Theta_{a.ш} = 3 \cdot 0,00074 \cdot 1309,54^2 \cdot 2670 = 10,174 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

Инь. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подш. и дата	Инь. № подл.	<i>КЭПП.140211.018.ПЗ</i>				Лист				
										129				
						Изм	Лист	№ докум.	Подш.	Дата				

$$\Delta\mathcal{E}_{p.ш} = 3 \cdot 0,00035 \cdot 1309,54^2 \cdot 2670 = 4,906 \text{ Мвар} \cdot \text{ч.}$$

$$\Delta\mathcal{E}_{a.л} = \Delta\mathcal{E}_{a.к} + \Delta\mathcal{E}_{a.ш}; \quad (9.74)$$

$$\Delta\mathcal{E}_{p.л} = \Delta\mathcal{E}_{p.к} + \Delta\mathcal{E}_{p.ш}. \quad (9.75)$$

$$\Delta\mathcal{E}_{a.л} = 3,664 + 10,174 = 13,839 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta\mathcal{E}_{p.л} = 0,391 + 4,906 = 5,297 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потребленное в целом количество электроэнергии за год:

$$\mathcal{E}_{a.год} = 3100,144 + 165,257 + 45,072 + 13,839 = 3324,31 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\mathcal{E}_{p.год} = 1835,098 + 220,287 + 221,892 + 5,297 = 2282,58 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									130
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

10 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

10.1 Расчет показателей качества электроэнергии

К числу показателей качества электроэнергии, которые определены ГОСТ 13109–97, относятся следующие:

- допускаемые отклонения напряжения от номинального у электроприемников и в других участках сети — $U_{д}$;
- допустимые колебания напряжения — $U_{к,д}$;
- допустимые отклонения частоты — $\Delta f_{д}$;
- допустимые колебания частоты — $\Delta f_{к,д}$;
- величины, определяющие допускаемую несимметрию, неуравновешенность и несинусоидальность напряжения и тока.

10.1.1 Допускаемое отклонение частоты

В установившемся режиме основная часть изменения напряжения и тока определяется числом оборотов синхронных генераторов электростанций. В энергосистеме России стандартной (номинальной) является частота $f_{н} = 50$ Гц. Отклонением частоты является усредненная разность за 10 минут:

$$\Delta f_{д} = f - f_{ном}, \quad (10.1)$$

где f — действительная частота, Гц.

Отклонение частоты оказывает влияние на экономические показатели работы электроприемников. Например, при снижении частоты уменьшается число оборотов двигателей и падает производительность связанных с ними механизмов.

В объединенных энергосистемах применяется автоматическое регулирование частоты и допускаемое отклонение ее в нормальном режиме не должно превышать $\Delta f = \pm 0,1$ Гц. Величина частоты является общесистемным показателем.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				131

10.1.2 Допускаемое колебание частоты

Изменение частоты со скоростью более 0,1 % называется колебанием частоты:

$$\Delta f_{к.д} = f_i - f_{ном}, \quad (10.2)$$

где f_i — величина наибольшей или наименьшей частоты в процессе изменения, Гц.

Большие колебания частоты возникают при КЗ. Допускаемая величина колебаний частоты, не зависящая от отклонения частоты, ее колебания являются местным показателем качества электроэнергии.

Колебания частоты снижаются автоматическим регулированием тока возбуждения синхронных двигателей, несущих резкопеременную нагрузку.

10.1.3 Несимметрия напряжения и тока

Несимметрия тока и напряжения в энергосистемах вызывается несимметрией нагрузки (однофазные электроприемники), несимметрией тока проводимости некоторых элементов, а также возможным неравенством продольных сопротивлений электросети (например, при пофазном отключении линии).

Величина несимметрии тока и напряжения в электросистемах ограничивается и оценивается коэффициентами несимметрии тока и напряжения:

$$bI_2 = \frac{100 \cdot I_2}{I_{ном}} = \frac{100 \cdot (I_a + a^2 \cdot I_b + a \cdot I_c)}{I_{ном}}, \%; \quad (10.3)$$

$$bU_2 = \frac{100 \cdot U_2}{U_{ном}} = \frac{100 \cdot (U_a + a^2 \cdot U_b + a \cdot U_c)}{U_{ном}}, \%; \quad (10.4)$$

где I_2, U_2 — модули тока и напряжения обратной последовательности;

I_a, I_b, I_c — комплексные величины тока фаз А, В, С данного элемента, А;

$I_{ном}$ — номинальный ток элемента, А;

U_a, U_b, U_c — комплексные значения напряжения фаз данного пункта сети (например, зажимов электродвигателя), В;

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												132

a — оператор связи.

Коэффициенты неуравновешенности тока и напряжения:

$$bI_0 = \frac{100 \cdot I_0}{I_{\text{ном}}} = \frac{100 \cdot (I_a + I_b + I_c)}{I_{\text{ном}}}, \%$$
 (10.5)

$$bU_0 = \frac{100 \cdot U_0}{U_{\text{ном}}},$$
 (10.6)

где I_0 , U_0 — ток и напряжение нулевой последовательности.

Для двигателей с нагрузкой, близкой к номинальной, $bU_2 = 2,5 \%$. В сетях 380/220 В, питающих осветительную нагрузку с малыми отклонениями напряжения $bU_2 \leq 1,5 \%$.

10.1.4 Несинусоидальность тока и напряжения

Она возникает главным образом вследствие применения схем преобразования с электрическими вентилями (выпрямители, инверторы, преобразователи частоты), на электрофицированном транспорте и т.п.

Действующее значение тока и напряжения высших гармоник определяется по формулам:

$$I_{\text{вг}} = \sqrt{\sum_{j=3}^{\infty} I_j^2},$$
 (10.7)

$$U_{\text{вг}} = \sqrt{\sum_{j=3}^{\infty} U_j^2},$$
 (10.8)

где I_j , U_j — действующие величины отдельных гармоник тока и напряжения с порядком j .

Согласно ГОСТ 13109–97 приближенно считается, что действующее значение напряжения высших гармоник не должно превышать 5 % от номинального напряжения с частотой 50 Гц данного элемента системы или сети:

$$U_{\text{вг}} = \sqrt{\sum_{j=3}^{\infty} U_j^2} \leq 1,05 \cdot U_{\text{ном}}.$$
 (10.9)

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	
Инь. № подл.	

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

133

В данном проекте доля нагрузки тех потребителей, что вырабатывают высшие гармоники, так мало, что их можно и не учитывать, т.е. считать, что несинусоидальность не превышает нормированного значения.

10.2 Мероприятия по повышению качества электроэнергии

Поддержание частоты в допустимых пределах осуществляется ее регулированием по всей энергосистеме, а также путем ввода дополнительных генерирующих мощностей или отключением части менее ответственных потребителей с помощью устройства автоматической частотной разгрузки.

Одним из путей снижения размахов колебаний частоты является увеличение мощности КЗ в точке присоединения приемников с резкопеременной и спокойной нагрузками, а также использование отдельного питания резкопеременных нагрузок от отдельных трансформаторов или отдельных ветвей расщепленных обмоток трансформаторов.

Для поддержания уровней напряжения в допустимых пределах необходимо выполнение группы мероприятий, к которой относятся следующие:

- рациональное построение схем электроснабжения путем применения повышенного напряжения для линий, питающих предприятие, применение силовых трансформаторов с оптимальными коэффициентами загрузки;
- использование перемычек на напряжении до 1 кВ между цеховыми трансформаторами, обеспечивающими отключение одного трансформатора в режиме минимальных нагрузок;
- снижение сопротивления системы внутризаводского электроснабжения включением на параллельную работу трансформаторов ГПП;
- использование регулировочных возможностей синхронных двигателей с автоматическим регулированием тока возбуждения;
- централизованное регулирование напряжения с помощью устройства РПН трансформаторов ГПП.

Инв. № подл.	Подп. и дата				Инв. № дубл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	Подп. и дата				Инв. № подл.	Подп. и дата			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ										Лист				
															134				

Ограничить колебания напряжения можно рациональным построением схем электроснабжения, применением специальных технических устройств и агрегатов с минимальным влиянием на систему электроснабжения.

Наиболее простыми и эффективными методами снижения несимметрии напряжения являются:

- равномерное распределение однофазных нагрузок по фазам;
- подключение несимметричных нагрузок на участках сети с большей мощностью КЗ или увеличения мощности КЗ;
- выделение несимметричных нагрузок большой мощности на отдельные трансформаторы.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											135

11 ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЯ И ЗАЩИТА ОТ НИХ

11.1 Защита объекта от прямых ударов молний

Согласно [1], ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ ГПП следует защищать от прямых ударов молний в районах с числом грозových часов в году более 20. Поэтому устанавливаем непосредственно на крыше здания ЗРУ 10 кВ и на трансформаторном портале по два стержневых молниеотвода.

Внешние области зоны защиты определяются по условию:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot (h - h_x)}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (11.1)$$

где h — высота молниеотвода с учетом высоты защищаемого объекта, м;
 $h_x = 5$ м — высота защищаемого объекта.

Устанавливаем молниеотводы высотой 15 м, т.е. высота самого стержня 10 м, тогда:

$$r_x = \frac{1,6 \cdot (15 - 5)}{1 + \frac{5}{15}} = 12 \text{ м.}$$

Что является удовлетворительным, т.к. ширина площадки ГПП 30 м.

Расстояние между молниеотводами равно длине площадки ГПП, т.е. 40 м, тогда высота зоны защиты в центре здания будет равна:

$$h_{min} = h - \frac{a}{7}, \text{ м,} \quad (11.2)$$

где a — расстояние между молниеотводами, м.

$$h_{min} = 15 - \frac{50}{7} = 7,9 > 5 \text{ м.}$$

Следовательно, при установке двух стержневых молниеотводов по краям крыши ЗРУ 10 кВ (высота ЗРУ — 5 м) и двух стержневых молниеотводов на портале (высота портала — 5 м), все сооружения ГПП оказываются в зоне защиты этих молниеотводов.

Рассчитаем сопротивление заземлителей стержневых молниеотводов. У каждого молниеотвода два луча, в каждом из которых 3 электрода.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

136

Импульсное сопротивление R_3 заземляющего устройства молниеотвода определяется по условию:

$$R_3 = \frac{R_{ив} \cdot R_{иг}}{n \cdot \left(\frac{R_{ив}}{n} + R_{иг}\right)} \cdot \frac{1}{\eta_{и}} \quad (11.3)$$

где $R_{ив}$ — импульсное сопротивление вертикального электрода, Ом;

$R_{иг}$ — импульсное сопротивление горизонтального электрода, Ом;

n — число вертикальных электродов, шт;

$\eta_{и}$ — коэффициент использования, учитывающий взаимное влияние электродов заземления.

$$R_3 = \frac{0,8 \cdot 4,5}{3 \cdot \left(\frac{0,8}{3} + 1,5\right)} \cdot \frac{1}{0,9} = 0,48 \text{ Ом.}$$

Исходя из размеров подстанции, предварительно выбираем заземлительные сетки, дополненные вертикальными проводниками, расположенными по периметру.

Согласно ПУЭ сопротивление заземляющего устройства в любое время года должно удовлетворять условию

$$r_3 \leq 10 \text{ Ом,} \quad (11.4)$$

где r_3 — величина общего сопротивления заземлений.

$$r_3 = \frac{R_1 + R_2}{R_1 \cdot R_2}, \quad (11.5)$$

где R_1, R_2 — сопротивления продольных и вертикальных заземлителей соответственно.

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{\nu n}, \quad (11.6)$$

где ρ — расчетное сопротивление грунта;

l — длина горизонтальных заземлителей, если площадь подстанции $b \cdot h$,

$$l = 7 \cdot b + 7 \cdot h = 7 \cdot (28,8 + 31,8) = 424,2 \text{ м;}$$

$n = 0,7 \text{ м}$ — глубина закладки заземлителей;

$\nu = 0,11 \text{ м}$ — ширина полосового заземлителя.

$$\rho = \rho_{уд} \cdot K_в, \quad (11.7)$$

Имп. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Имп. № дубл.	Подп. и дата	Имп. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												137

где $\rho_{уд} = 99 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ — удельное сопротивление грунта;

$K_B = 1,5$ — коэффициент, учитывающий влажность грунта, в зависимости от характера почвы.

$$\rho = 99 \cdot 1,5 = 148,5 \text{ Ом.}$$

$$R_1 = \frac{148,5}{2\pi \cdot 424,2} \ln \frac{2 \cdot 424,2^2}{0,11 \cdot 0,7} = 0,83 \text{ Ом.}$$

$$R_2 = \frac{1}{n} \cdot \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + 1}{4t - 1} \right) \quad (11.8)$$

где $n = 49$ — число стержней вертикального исполнения;

$d = 0,08 \text{ м}$ — диаметр вертикального стержня;

$l = 8 \text{ м}$ — длина стержня вертикального исполнения;

$t = \frac{l}{2} = \frac{8}{2} = 4 \text{ м}$ — расчетная глубина;

$$R_2 = \frac{1}{49} \cdot \frac{148,5}{16\pi} \left(\ln \frac{2 \cdot 8}{0,08} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 4 + 8}{4 \cdot 4 - 8} \right) = 0,34 \text{ Ом.}$$

$$r_3 = \frac{0,83 \cdot 0,34}{0,83 + 0,34} = 0,24 \text{ Ом.}$$

Так как, $0,24 \text{ Ом} < 10 \text{ Ом}$ требования ПУЭ для заземления выполняются.

В данном случае в установках 35 кВ применяем изолированную нейтраль.

11.2 Оценка влияния атмосферных и внутренних перенапряжений и необходимости защиты от них

Атмосферные перенапряжения возникают в результате разрядов молний в электроустановку или вблизи ее. Волны перенапряжения, возникающие в токоведущих частях при ударах молний, распространяются со скоростью света, протекая в обмотках трансформаторов, машин, воздействуя на изоляцию линий и аппаратов. Время воздействия атмосферных перенапряжений составляет от единиц до сотен миллионов долей секунды. Значение этих перенапряжений, при отсутствии специальных мер, может достигать миллионов вольт.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист			
												138
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

Внутренние перенапряжения возникают в результате коммутаций, как нормальных (включения и отключения ненагруженных линий, отключения ненагруженных трансформаторов и реакторов), так и послеаварийных (дуговые замыкания на землю в системах с изолированной нейтралью, отключения КЗ, АПВ). Эти перенапряжения воздействуют на изоляцию сравнительно кратковременно, но значение их может превышать в несколько раз номинальное напряжение.

11.3 Защита электрооборудования системы электроснабжения от набегающих волн грозовых перенапряжений и от внутренних перенапряжений

Атмосферные перенапряжения возникают как при прямом ударе молнии, так и при разрядах молнии в окрестностях проводников. Применение молниеотводов полностью не исключает поражение электроустановок молнией. Волны перенапряжения, возникающие в линиях доходят до подстанции (набегающие волны) и могут представлять опасность для изоляции установленного там оборудования.

Основным аппаратом защиты от набегающих волн является вентильный разрядник, у которого разрядное напряжение искрового промежутка не менее, чем на 10 % ниже гарантированной прочности защищаемой изоляции при полном импульсе.

В данном проекте также установлены вентильные разрядники на стороне 35 кВ типа ВМТ и на каждой секции шин 10 кВ разрядники типа ОПНСН ТЕЛ. Для защиты электроустановок от внутренних перенапряжений можно использовать как схемные решения, так и средства и способы защиты от перенапряжений переходного режима. Перенапряжения при отключении ненагруженных трансформаторов имеют большую амплитуду, но небольшую длительность. Защиту от этих перенапряжений осуществляют молниезащитными разрядниками.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

139

12.2 Обоснование места установки счетчиков расчетного и технического учета электроэнергии

Учет электроэнергии разделяется на расчетный и технический.

Первый служит для расчета предприятия с энергоснабжающей организацией, второй — для осуществления хозрасчета и контроля расчета электроэнергии внутри предприятия.

Расчетные счетчики активной и реактивной электроэнергии устанавливаются на подстанциях энергосистемы и на подстанциях промышленного предприятия. Согласно [1] класс точности счетчиков активной и реактивной энергии должен быть не ниже 2,5, а измерительных трансформаторов тока и напряжения — 0,5; 1.

Контрольный учет внутри предприятия должен отражать отдельно расход электроэнергии на производственные нужды, на непроизводственные нужды и освещение. Поэтому все осветительные сети напряжением 380/220 В оснащаются счетчиками активной энергии. На линиях питающих ТП, как и на всех линиях с электроприемниками на напряжении выше 1000 В устанавливаются счетчики активной энергии. Контрольный учет реактивной энергии осуществляется на всех компенсирующих установках и конденсаторных батареях. Учет потребления реактивной энергии осуществляется на всех линиях, питающих ТП и мощные электроприемники напряжением выше 1000 В.

Система электроизмерений должна обеспечивать контроль за соблюдением нормальных режимов работы всех элементов системы электроснабжения. По показаниям электроизмерительных приборов контролируется нормальный ход технологического процесса.

Все линии, напряжением до 1000 В и выше, на подстанциях снабжаются амперметрами. При несимметричной нагрузке амперметры устанавливаются в каждую фазу. Для контроля напряжения на секциях шин подстанций устанавливаются вольтметры. В цеховых ТП вольтметры устанавливаются на шинах вторичного напряжения. В сетях с изолированной нейтралью устанавливаются вольтметры для контроля изоляции.

Фазометры, измеряющие значение коэффициента мощности, устанавливаются на вводах от энергосистемы. На линиях, питающих электроприемники

Инь. № подл.		Подп. и дата				КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
Инь. № дубл.		Подп. и дата					141
Взам. инв. №		Подп. и дата					
Инь. №		Подп. и дата					
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

13 ЭКОЛОГИЯ

В настоящее время возросла необходимость в разработке рекомендаций по повышению эффективности природоохранных мероприятий в связи с тем, что воздействия на окружающую среду, имеющие негативные последствия, растут из года в год. Правовая база охраны природы представляет собой совокупность государственных мероприятий, проводимых с целью сохранения и улучшения благоприятных природных условий для жизни человека, а также для предупреждения вредного воздействия общества на окружающую среду.

В настоящее время решать глобальные общечеловеческие проблемы силами одного государства невозможно. Необходимо также сотрудничество в общемировом масштабе, конструктивное взаимодействие большинства стран.

В составе атмосферы постоянно присутствует определенное количество примесей, имеющих в своем большинстве естественные источники, и до недавнего прошлого окружающая среда была в состоянии поддерживать экологическое равновесие. Однако за последнее столетие масштабы деятельности на нашей планете настолько выросли, что равновесие стало нарушаться.

Ядерные взрывы, токсичные выбросы при авариях, постоянно растущее число двигателей внутреннего сгорания ведут нас к плачевным результатам. Поэтому в настоящее время при проектировании новых промышленных предприятий и реконструкции старых большое значение придается охране окружающей среды.

Самыми распространенными веществами, загрязняющими атмосферу, являются диоксид серы, оксиды углерода, азота, а также множество видов пыли различных веществ. Для уменьшения влияния загрязнения вредными веществами вдоль предприятия необходимо высадить зеленые насаждения.

Наиболее активной формой защиты окружающей среды от вредного воздействия выбросов промышленных предприятий является безотходная технология, в результате чего сокращается до минимума количество вредных выбросов и, следовательно, уменьшается воздействие на окружающую среду. Большое значение следует уделить использованию нетрадиционных источников энергии — солнца, ветра, приливов, геотермальных вод, так как это способствует экологии основных источников.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												143

Следовательно, защита окружающей среды — это комплексная проблема, требующая значительных усилий науки и экономики.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист
Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата						144
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

14 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА

14.1 Назначение

Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

БМРЗ обеспечивает функции защиты, автоматики и управления воздушных и кабельных линий электропередачи, секционных и вводных выключателей распределительных подстанций, шкафов секционирования линий 10 кВ с односторонним и двусторонним питанием, а также трансформаторов мощностью до 6,3 МВА и асинхронных двигателей мощностью до 4 МВт.

БМРЗ предназначен для установки в релейных отсеках КРУ и КРУН, на панелях и в шкафах в релейных залах и пультах управления электростанций, в том числе атомных, и подстанций 6-10 кВ. Областью применения БМРЗ являются также подстанции электроприводных и газотурбинных компрессорных станций, подземных хранилищ газа, дожимных компрессорных станций, промыслов, нефтеперекачивающих станций, местных электростанций и других объектов газовой и нефтяной промышленности. БМРЗ может использоваться в КРУ метрополитена и тяговых подстанций электрифицированных железных дорог, а также на подстанциях промышленных предприятий.

БМРЗ могут включаться в АСУ и информационно-управляющие системы в качестве подсистемы нижнего уровня.

БМРЗ является современным цифровым устройством защиты, управления и противоаварийной автоматики и представляет собой комбинированное многофункциональное устройство, объединяющее различные функции защиты, измерения, контроля, автоматики, местного и дистанционного управления. Использование в БМРЗ аналого-цифровой и микропроцессорной элементной базы обеспечивает высокую точность измерений и постоянство характеристик, что позволяет существенно повысить чувствительность и быстродействие защит, а также уменьшить ступени селективности. Алгоритмы функций защиты и автоматики, а также интерфейсы для внешних соединений БМРЗ, разработаны по техническим

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									145
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

требованиям к отечественным системам РЗА, что обеспечивает совместимость с действующими устройствами и облегчает проектировщикам и эксплуатационному персоналу переход на новую технику.

БМРЗ — это общее наименование ряда устройств, которые в зависимости от типа защищаемого присоединения разделяются на следующие группы:

- БМРЗ–ВЛ — для воздушных линий;
- БМРЗ–КЛ — для кабельных линий;
- БМРЗ–СВ — для секционных выключателей;
- БМРЗ–ВВ — для выключателей вводов;
- БМРЗ–ТР — для трансформаторов;
- БМРЗ–ДА — для асинхронных двигателей;
- БМРЗ–ПС — для пунктов секционирования.

Изделия типа БМРЗ имеют гибкую аппаратную и программную структуру. Это позволяет создавать на их основе разнообразные системы защиты, автоматики, управления и сигнализации, в том числе при реконструкции существующих объектов энергетики.

БМРЗ может применяться для защиты элементов распределительных сетей как самостоятельное устройство, так и совместно с другими устройствами РЗА (например, с дифференциальной защитой, специальной защитой синхронных двигателей и т. д.), выполняя функции, отсутствующие в этих защитах.

Функции защиты, выполняемые БМРЗ:

Трехступенчатая максимальная токовая защита (МТЗ) от междуфазных повреждений с контролем тока в двух или трех фазах. Возможность выбора одной из четырех зависимых время-токовых характеристик. Возможность выполнения направленной МТЗ, а также МТЗ с комбинированным пуском по напряжению. Автоматический ввод ускорения МТЗ при любом включении выключателя. Две программы МТЗ по уставкам и программным ключам.

Направленная или ненаправленная защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), действующая на отключение и/или на сигнализацию с двумя выдержками времени. Две программы уставок.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	
Инь. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>КЭПП.140211.018.ПЗ</i>	Лист
						146

- Защита от несимметрии и от обрыва фазы питающего фидера (ЗОФ).
- Защита минимального напряжения (ЗМН).
- Логическая защита шин 6–10 кВ (ЛЗШ).
- Дальнее резервирование (ДР) отказов защит и выключателей.
- Защита от снижения напряжения (ЗСН) при включении выключателя.
- Защита от перенапряжения (ЗПН).

Функции автоматики:

Определение направления мощности (ОНМ) для направленной МТЗ или для автоматического переключения программ МТЗ и ОЗЗ.

Двукратное или однократное автоматическое повторное включение (АПВ).
Резервирование отказов выключателя (УРОВ).

Автоматическое включение резерва (АВР).

Определение места повреждения (ОМП).

Выполнение команд автоматической частотной разгрузки (АЧР) и автоматического повторного включения по частоте (ЧАПВ) от внешнего устройства частотной разгрузки.

Функции управления:

Операции отключения и включения выключателя по внешним командам и от кнопок на собственном пульте.

Оперативный ввод/вывод функций защиты и автоматики по внешним сигналам.

Дистанционное изменение параметров настройки.

Функции сигнализации:

- Аварийное отключение.
- Предупредительный сигнал.
- Вызов в ячейку.
- Перегрузка.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата					КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист				
										147				
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.		Дата				

- Работа автоматики.
- Неисправность БМРЗ или выключателя.
- Отказ БМРЗ.
- Другие по заказу.

БМРЗ производит измерения действующих значений первой гармонической составляющей входных токов и напряжений, вычисление токов и напряжений прямой и обратной последовательностей, частоты, активной и реактивной мощности, направления мощности, в том числе направления мощности нулевой последовательности. Индикация параметров сети производится в первичных или во вторичных значениях. При измерениях осуществляется подавление аperiodической составляющей, а также фильтрация высших гармонических составляющих входных сигналов. Для сравнения с уставками защит используется только действующее значение первой гармонической составляющей входных сигналов.

Применение БМРЗ позволяет отказаться от предусмотренных ПУЭ и «Правил технической эксплуатации электроустановок» (ПТЭ) электроизмерительных приборов и значительно снижает трудовые затраты на эксплуатацию, благодаря самодиагностике и возможности дистанционно изменять настройку БМРЗ и получать информацию.

Элементная база входных и выходных цепей обеспечивает совместимость БМРЗ с любыми устройствами защиты и автоматики разных производителей — электромеханическими, электронными, аналогоцифровыми, микропроцессорными.

БМРЗ может поставляться самостоятельно для использования на действующих объектах при их модернизации или реконструкции. Кроме того, БМРЗ может поставляться в составе КРУ (КРУН) при капитальном строительстве электроэнергетических объектов.

Возможность поставки БМРЗ совместно со специальными комбинированными блоками питания БПК-1 или БПК-2 позволяет применять БМРЗ на объектах без источников постоянного оперативного тока. БМРЗ обеспечивает стыковку с высоковольтными выключателями любых типов.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист
										148
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

14.2 Устройство и работа составных частей

БМРЗ состоит из ряда функциональных модулей, электрически соединенных через кросс-плату (МГ). Структурная схема приведена на рисунке 13.1. Сигналы от первичных трансформаторов напряжения и тока поступают на клеммные соединители «1», «2» и «2А», расположенные на панели МАС. В МАС аналоговые сигналы преобразуются в напряжения, приведенные к уровням, требуемым для работы микроэлектронной элементной базы БМРЗ.

Напряжения, пропорциональные аналоговым сигналам, передаются в МАЦП, где производится их преобразование в последовательность двоичных кодов. Дальнейшая обработка производится процессором МАЦП, который обеспечивает цифровую фильтрацию и выдает значения параметров сигналов.

Результаты измерений передаются в МЦП. Сюда же из модулей БМРЗ поступает информация о состоянии дискретных входов, кнопок, установленных на МП, а также команды, поступающие по последовательным каналам из АСУ или от ПЭВМ. МЦП производит логическую обработку поступающей информации (сравнение измеренных параметров аналоговых сигналов с уставками, отсчет выдержек времени и т. д.) и формирует команды управления и сигнализации, которые передаются на выходные реле, установленные в МВВ и БП. Кроме того, МЦП обеспечивает управление индикаторами, установленными в МП и дисплеем.

Все модули и узлы БМРЗ питаются от БП, особенностью которого является возможность работы от источника постоянного или переменного напряжения, а также широкий диапазон рабочих напряжений.

14.2.1 Модуль аналоговых сигналов

Основными функциональными узлами МАС являются унифицированные измерительные преобразователи тока (ПИТ) и преобразователи напряжения (ПИН).

Измерительный преобразователь состоит из промежуточного трансформатора и прецизионного усилителя. Дополнительным узлом преобразователя является формирователь тестового сигнала.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

149

Промежуточные трансформаторы преобразователей обеспечивают гальваническую развязку и предварительное масштабирование входных сигналов. Первичные обмотки ПИН и ПИТ обеспечивают заданную термическую стойкость при перегрузках.

Прецизионные усилители служат для точного масштабирования сигналов и согласования импедансов промежуточных трансформаторов и аналого-цифрового преобразователя.

Формирователь тестового сигнала обеспечивает проверку работоспособности преобразователя по командам от МАЦП. Тестовые сигналы не нарушают нормальную работу измерительных каналов БМРЗ. Тестированием охвачены только те преобразователи, на входе которых в нормальном режиме сигналы отсутствуют или имеют значение ниже границы рабочего диапазона.

Преобразователи тока имеют пять, а преобразователи напряжения четыре модификации, которые определяются номинальными значениями входных сигналов и наличием канала тестирования. МАС может содержать до восьми преобразователей. Количество и типы преобразователей, устанавливаемых в конкретное исполнение МАС, определяются картой заказа и зависят от типа защищаемого присоединения и реализуемых функций защиты. Так, например, если в БМРЗ используется МТЗ с комбинированным пуском по напряжению, то МАС должен содержать не менее двух преобразователей напряжения ПИН-120 (UAB, UBC). Для реализации АВР с автоматическим восстановлением схемы нормального режима БМРЗ-ВВ должен иметь не менее трех преобразователей напряжения (UAB, UBC, UBHP), причем преобразователь канала UBHP может отличаться от преобразователей UAB, UBC значением номинального напряжения.

МАС, содержащие однотипные преобразователи, полностью взаимозаменяемы и не требуют настройки и регулировки в течение всего срока службы. На МАС установлены два или три (в зависимости от количества преобразователей) клеммных соединителя «под винт» для подключения внешних связей от первичных трансформаторов тока и напряжения.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	<p style="text-align: center;">КЭПП.140211.018.ПЗ</p>				Лист				
									150				
									Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

14.2.2 Модуль аналого–цифрового преобразователя

МАЦП выполняет функции измерительного органа БМРЗ. В состав МАЦП входят 16–разрядный аналого-цифровой преобразователь (АЦП), процессор цифровой обработки сигналов, а также оперативное запоминающее устройство (ОЗУ) осциллограмм, которое устанавливается по специальному заказу. АЦП осуществляет дискретизацию аналоговых сигналов измерительных преобразователей, то есть преобразование их мгновенных значений в последовательности двоичных кодов. Типовая частота дискретизации составляет 24 выборки за период. Кодовые последовательности считываются процессором МАЦП, который и производит их дальнейшую обработку.

Процессор МАЦП обеспечивает цифровую фильтрацию сигналов (выделение первой или высших гармонических составляющих сигнала, подавление аперiodической составляющей и т. д.) и измерение их действующих значений. В зависимости от исполнения БМРЗ в МАЦП производятся вычисления симметричных составляющих тока и напряжения, активной и реактивной мощности, частоты и других параметров. Кроме того, процессор МАЦП контролирует исправность измерительных преобразователей МАС и аналоговых цепей МАЦП. Результаты измерений параметров сигналов и самодиагностики передаются в МЦП.

14.2.3 Модуль центрального процессора

МЦП содержит центральный процессор (ЦП1), постоянное запоминающее устройство (ПЗУ), электрически перепрограммируемое постоянное запоминающее устройство (ЭППЗУ), ОЗУ, микросхему часов/ календаря, центральный процессор управления дисплеем (ЦП2), драйверы последовательных каналов, буфер и шину обмена с МАЦП и МВВ (BF1), регистры клавиатуры и индикации (индикаторов), схему резервного питания часов/календаря и ОЗУ.

ЦП1 получает значения электрических параметров защищаемого объекта из МАЦП и информацию о состоянии дискретных входов из МВВ. На основании этой информации, а также значений программных ключей и уставок, хранящихся

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		151

в ЭППЗУ, вырабатываются команды управления выходными реле и индикаторами БМРЗ в соответствии с алгоритмами защиты.

Помимо выполнения функций защиты и автоматики, ЦП1 передает информацию ЦП2 для вывода на жидкокристаллический дисплей, обслуживает клавиатуру пульта, а также обеспечивает обмен по последовательным каналам RS-232 и АСУ. В энергонезависимом ЭППЗУ хранятся параметры настройки БМРЗ (программные ключи и уставки). Срок хранения при отключенном питании — не менее 5 лет.

Микросхема часов/календаря обеспечивает отсчет текущего времени и даты с возможностью установки времени с пульта или по последовательным каналам. Схема резервного питания обеспечивает подпитку часов/календаря и ОЗУ, в котором хранится аварийная информация, при отсутствии оперативного тока в течение не менее 200 часов.

Программа ЦП заносится в ПЗУ предприятием — изготовителем.

14.2.4 Модуль ввода–вывода

В МВВ могут быть установлены до 16 ячеек входных дискретных сигналов (ЯВх) и до 16 выходных реле.

ЯВх состоит из порогового элемента и высоковольтного оптрона. Оптроны обеспечивают гальваническую развязку и высокую электрическую прочность изоляции между первичными и вторичными цепями. Пороговый элемент предназначен для защиты от ложных срабатываний при замыканиях и утечках в цепях оперативного тока КРУ. Напряжение срабатывания порогового элемента составляет не менее 60% номинального напряжения.

Все входные цепи имеют гальваническую развязку между собой и процессорной частью БМРЗ. При необходимости дискретные входы могут быть объединены в группы, которые запитываются одним и тем же оперативным током. Для питания телеметрических выходов счетчиков электрической энергии необходимо использовать источник постоянного тока напряжением не более 14 В.

Выходные узлы МВВ содержат ключи, управляющие малогабаритными электромеханическими реле с высокой коммутационной способностью, а также

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист						
							Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	152

цепи обратной связи, позволяющие системе самодиагностики контролировать исправность ключей, обмоток реле и цепей питания выходных реле. Релейные выходы МВВ имеют аппаратные и программные средства защиты от ложных срабатываний при любой неисправности БМРЗ, а также при воздействии внешних помех и любых перерывах оперативного питания.

В МВВ предусмотрена установка бистабильного реле, которое используется для формирования сигнала «РФК». В БМРЗ могут устанавливаться реле с замыкающими, размыкающими и переключающими контактами. Количество и типы входных ячеек и выходных реле зависят от исполнения БМРЗ и определяются картой заказа.

14.2.5 Блок питания

БП состоит из двух узлов: узла питания (УП) и узла ввода-вывода (УВВ). УП преобразует первичное напряжение оперативного питания (переменное, постоянное или выпрямленное) в четыре вторичных напряжения постоянного тока, необходимых для работы модулей БМРЗ: +5 В, +24 В и ±15 В.

Потребление УП от сети не превышает 15 Вт в дежурном режиме и 25 Вт при срабатывании БМРЗ. В УП установлен предохранитель типа ВП1-2-3,15 А. На клеммном соединителе «5» УП клеммы 5, 6 предназначены для подключения внешнего блока конденсаторов.

УП обеспечивает гальваническую развязку между первичными и вторичными цепями и высокое электрическое сопротивление и электрическую прочность изоляции.

УП обеспечивает подавление высокочастотных и импульсных помех по сети питания.

УП не чувствителен к изменению полярности постоянного или выпрямленного питающего напряжения.

УП обеспечивает нечувствительность БМРЗ к перерывам питания до 1,0 с. При подключении к БП внешнего конденсатора — накопителя (поставляется по отдельному заказу) устойчивость к перерывам питания увеличивается до 10 с.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						153

УВВ обеспечивает установку до семи дискретных входов и семи реле и предназначен для увеличения общего количества дискретных входов БМРЗ до 23 и выходных реле до 23. Входные ячейки и выходные реле УВВ такие же, как и в МВВ.

14.2.6 Модуль пульта

МП выполнен в виде печатной платы, на которой установлены жидкокристаллический дисплей (ЖКИ), узел регулировки контрастности ЖКИ, восемь кнопок управления БМРЗ, восемь индикаторов, соединитель «RxTx» для связи с ПЭВМ и ряд вспомогательных элементов. МП связан с МЦП плоским жгутом.

14.2.7 Модуль генмонтажный

Модуль генмонтажный (МГ) обеспечивает связь между модулями БМРЗ с помощью установленных на нем соединителей и печатного монтажа.

14.3 БМРЗ кабельной линии БМРЗ–КЛ–36

14.3.1 Назначение

Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ–КЛ–36 ДИВГ.648228 (в дальнейшем — БМРЗ), предназначен для выполнения функций релейной защиты, автоматики, управления, измерения и сигнализации присоединений напряжением 6–35 кВ.

БМРЗ обеспечивает функции защиты, автоматики и управления кабельных линий электропередачи распределительных подстанций и электростанций. БМРЗ может использоваться для защиты воздушных линий электропередачи и асинхронных двигателей мощностью до 4 МВт.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист				
									154				
									Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

14.3.2 Технические характеристики

Основные технические характеристики БМРЗ приведены в таблице 14.1.

Таблица 14.1 – Основные технические характеристики.

Наименование параметра	Значение
1	2
1. Входы аналоговых сигналов	
Количество входов по току	$4(I_A, I_B, I_C, 3I_0)$
Номинальный ток фаз (I_A, I_B, I_C), А	5
Рабочий диапазон токов в фазах, А	1,5–100,0
Рабочий диапазон тока нулевой последовательности $3I_0$, А	0,05–2,5
Основная относительная погрешность измерения тока, % не более	± 4
Количество входов по напряжению	$3(U_{AB}, U_{BC}, 3U_0)$
Рабочий диапазон цепей межфазных напряжений (U_{AB}, U_{BC}) и напряжения нулевой последовательности ($3U_0$), В	1–120
Основная относительная погрешность измерения, % не более	± 5
Частота переменного тока, Гц	$50,0 \pm 5,0$
Скорость изменения частоты, Гц/с не более	20
Основная погрешность измерения частоты, Гц/с не более	$\pm 0,1$
2. Входы дискретных сигналов	
Количество входов	14
Входной ток, мА не более	4
Длительность сигнала, мс не менее	50
Род тока и номинальное напряжение, В	Постоян. 220
3. Входы ячеек счетных	
Количество входов	2
Входной сигнал счетной ячейки:	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Изн. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Изн. № дубл.	Подп. и дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
155

Продолжение таблицы 14.1

1	2
– высокий уровень тока, мА не менее	10
– низкий уровень тока, мА не более	3
– длительность импульса, мс не менее	40
– период повторения импульсов, с не менее	0,5
Род тока и номинальное напряжение источника питания входного сигнала счетной ячейки, В	Постоян. 12,6
4. Выходы дискретных сигналов управления и сигнализации:	
Количество выходных сигналов	16
Диапазон коммутируемых напряжений переменного или постоянного тока, В	от 24 до 264
Коммутируемый ток замыкания, А не более	2,5
Коммутируемый ток размыкания при активно-индуктивной нагрузке с постоянной времени $\frac{L}{R}$ 20 мс, А не более	0,15

Характеристики максимальной токовой защиты

Таблица 14.2 – Характеристики максимальной токовой защиты

Наименование параметра	Значение
1	2
Характеристики ступеней с независимой время–токовой характеристикой: диапазон уставок по току:	
для первой и второй ступеней	2,5–99,99 А
для третьей ступени	1,5–25,0 А
диапазон установок по времени	0-99,99 с
дискретность установок:	
по току	0,01 А
по времени	0,01 с
основная погрешность срабатывания, не более:	
по току, от установки	±4%

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 14.2

1	2
по времени:	
выдержка более 1 с, от установки	$\pm 2\%$
выдержка менее 1 с	± 25 мс
коэффициент возврата по току	0,95–0,98
время возврата, не более	50 мс
время срабатывания при кратности тока к установке более 2,5 и нулевой выдержке времени, не более	50 мс
Характеристики третьей ступени максимальной токовой защиты (МТЗ) с зависимой время–токовой характеристикой:	
диапазон установок по току	1,5–25,0 А
дискретность установок по току	0,01 А
диапазон установок по времени	0,1–10,0 с
дискретность установок по времени	0,01 с
основная погрешность по пусковому току (1,1 тока установки)	$\pm 4\%$
Характеристики пуска МТЗ по напряжению:	
диапазон установок по напряжению	$U < 20 - 80$ В
диапазон установок по напряжению обратной последовательности	$U_2 > 5 - 20$ В
дискретность установок по напряжению	1 В
коэффициент возврата	$U < 1,03 - 1,05$
коэффициент возврата	$U_2 > 0,95 - 0,98$
основная погрешность по напряжению, от установки	$\pm 5\%$
Характеристики ускорения МТЗ (УМТЗ):	
диапазон выдержки времени ТУСК	0,05–0,99 с
дискретность установок по времени	0,01 с
основная погрешность по времени	± 25 мс
Характеристики защиты от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ):	
диапазон установок по напряжению $3U_0$	5–99 В
дискретность установок по напряжению	1 В
диапазон установок по току $3I_0$	0,05–2,5 А

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
157

Продолжение таблицы 14.2

1	2
основная погрешность времени:	
выдержка более 1 с, от установки	$\pm 2\%$
выдержка менее 1 с	± 25 мс
Характеристики резервирования отказов выключателя (УРОВ):	
диапазон выдержки времени ТУРОВ	0,1–2 с
дискретность выдержек времени	0,01 с
основная погрешность времени:	
выдержка более 1 с, от установки	$\pm 2\%$
выдержка менее 1 с	± 25 мс
Характеристики выполнения команд автоматической частотной разгрузки и автоматического повторного включения по частоте (АЧР/ЧАПВ):	
диапазон установки по времени ТАЧР	0–3 с
диапазон установки по времени ТЧАПВ	0-99,99 с
дискретность установки по времени	0,01 с
основная погрешность времени, не более:	
выдержка более 1 с, от установки	$\pm 2\%$
выдержка менее 1 с	± 25 мс
Установка характеристик первичных трансформаторов тока: номинальный ток вторичных обмоток трансформаторов	
фазных токов	5 А
диапазон номинальных токов первичных обмоток трансформаторов фазных токов	5–1699 А
дискретность установки номинального тока первичной обмотки трансформаторов тока	1 А
диапазон коэффициентов трансформации трансформатора $3I_0$	1–99
дискретность установки коэффициента трансформации трансформатора $3I_0$	1

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

159

14.4 Объем защиты и автоматики

В проектируемой схеме электроснабжения согласно [1] необходимо предусмотреть следующие виды устройств защиты и автоматики:

- а) на силовых трансформаторах ГПП ТМ-10000/35 — дифференциальную токовую защиту, максимальную токовую защиту, газовую защиту, защиту от перегрузки;
- б) на секционном выключателе ВВ-10-25/630 У2 — токовую отсечку с выдержкой времени и максимальную токовую защиту, а также устройство автоматического включения резервного питания (АВР);
- в) на внутрицеховых трансформаторах ТМЗ-2500/10, ТМЗ-1000/10, ТМЗ-630/10 питающихся по радиальной схеме — токовую отсечку, максимальную токовую защиту, газовую защиту, защиту от перегрузки, защиту от замыкания на землю в цепях 0,4 кВ;
- г) на кабельных линиях — максимальную токовую защиту, токовую отсечку и защиту от замыканий на землю в сетях 10 кВ;
- д) на высоковольтных конденсаторных установках — токовую отсечку, токовую защиту от перегрузки и защиту от повышения напряжения;
- е) на электродвигателях напряжением 10 кВ — от многофазных замыканий, от однофазных замыканий на землю, от токов перегрузки, от потери питания.

На синхронных электродвигателях (СД) должна, кроме того, предусматриваться защита от асинхронного режима, которая может быть совмещена с защитой от токов перегрузки.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						160
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

14.5 Выполнение и расчет защит от междуфазных КЗ

В качестве примера рассмотрим защиту электродвигателя напряжением 10 кВ, установленного в литейном цехе.

14.5.1 Характеристика электродвигателей напряжением 10 кВ

Синхронный электродвигатель типа СДН14–49–6У3, имеющий следующие технические характеристики:

Таблица 14.3 – Каталожные данные двигателя СДН14–49–6У3

Параметр	Значение
Номинальная мощность $P_{\text{ном}}$, кВт	800
Номинальное напряжение $U_{\text{ном}}$, кВ	10
Частота вращения n , об/мин	1000
Коэффициент полезного действия η	0,94
Коэффициент мощности $\cos \varphi$	0,9
Кратность пускового тока $K_{\text{п}}$	7,5

14.5.2 Токовая отсечка

Для двигателя мощностью менее 2 МВт защита от междуфазных КЗ выполняется согласно [1] при помощи токовой отсечки без выдержки времени, выполненной по двухфазной однорелейной схеме, в которой реле отсечки включается на разность токов двух фаз.

Первичный ток срабатывания отсечки $I_{с.о}$ в А находится по выражению:

$$I_{с.о} \geq k_{отс} \cdot I_{\text{п}}, \quad (14.1)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
161

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки, для СД $k_{отс} = 1,7$;

$I_{п}$ — пусковой ток двигателя, А, определяемый из выражения:

$$I_{п} = k_{п} \cdot I_{ном}, \quad (14.2)$$

где $k_{п}$ — кратность пускового тока двигателя;

$I_{ном,д}$ — номинальный ток двигателя, А.

Ток срабатывания реле отсечки $I_{с.р}$ в А определяется по выражению:

$$I_{с.р} \geq I_{с.о} \cdot \frac{k_{сх}^{(3)}}{k_I}, \quad (14.3)$$

где $k_{сх}^{(3)}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме, для двухфазной двух-релейной схемы (как это имеет место в данном случае) $k_{сх}^{(3)} = 1$;

k_I — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Чувствительность отсечки оценивается при помощи коэффициента чувствительности по выражению:

$$k_{ч} = \frac{I_{k.min}^{(2)} \cdot 1000}{I_{с.р} \cdot k_I}, \quad (14.4)$$

$I_{k.min}^{(2)}$ — периодическая составляющая тока при металлическом двухфазном КЗ на выводах двигателя в минимальном режиме питающей сети (т.е. в таком режиме, при котором ток КЗ минимален; такой режим может иметь место при отключении в энергосистеме части генераторов, синхронных двигателей и питающих линий), кА.

При этом, согласно [1], должно выполняться условие: $k_{ч} \geq 2$.

Для рассматриваемого двигателя номинальный ток равен:

$$I_{ном} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot \eta \cdot \cos \varphi}. \quad (14.5)$$

$$I_{ном} = \frac{800}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,94 \cdot 0,9} = 54,59 \text{ А.}$$

Выбираем трансформаторы тока типа ТЛМ-10 с коэффициентом трансформации $100/5 = 20$.

$$I_{с.о} = 7,5 \cdot 54,59 = 409,425 \text{ А;}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											162

$$I_{c.o} \geq 1,7 \cdot 409,425 = 696,02 \text{ A};$$

$$I_{c.p} \geq \frac{696,02 \cdot 1}{20} = 34,801 \text{ A}.$$

Примем единый уровень токов КЗ для минимального и максимального режимов работы. Тогда по выражению (14.4) получим:

$$k_{\text{ч}} = \frac{0,866 \cdot 1,74 \cdot 1000}{34,801 \cdot 20} = 2,16 > 2,$$

условие выполняется.

14.5.3 Защита от перегрузки и асинхронного режима

Защита от перегрузки предусматривается на электродвигателях механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, а также на двигателях с тяжелыми условиями пуска и самозапуска.

Защита от асинхронного режима действует:

- с выдержкой времени на запуск схемы ресинхронизации и автоматическую разгрузку механизма до такой степени, чтобы обеспечить втягивание синхронного электродвигателя в синхронизм, если синхронизация допустима;
- на отключение синхронного электродвигателя и повторный автоматический пуск;
- на отключение синхронного электродвигателя при невозможности ресинхронизации или повторного автоматического пуска.

Защиту от перегрузки и асинхронного режима выполняем совмещенной.

Ток срабатывания реле $I_{c.p}$ в А защиты от токов перегрузки выбирается по выражению:

$$I_{c.p} = K_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{ном}} \cdot \frac{1}{K_{\text{в}} \cdot K_{\text{I}}}, \quad (14.6)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,1$ — для защиты от перегрузки и асинхронного режима;

$K_{\text{в}} = 0,85$ — коэффициент возврата реле тока.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист				
										163				
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

$$I_{с.р} = 1,1 \cdot 1 \cdot 54,59 \cdot \frac{1}{0,85 \cdot 10} = 7,06 \text{ А.}$$

Время действия первой ступени защиты, действующей на перевод синхронного двигателя в асинхронный режим без возбуждения и на разгрузку механизма, принимается на ступень селективности больше времени отключения КЗ в сети, сопровождающихся протеканием в мете установки защиты тока $I > I_{сз}$, но не менее 1,5 с, т.е. $t'_{сз} = 1,5 \text{ с}$.

Время действия второй ступени защиты, действующей на отключение определяется по выражению:

$$t''_{сз} \geq k_{отс} \cdot t_{п}, \quad (14.7)$$

где $k_{отс} = 1,2 \div 1,3$ — при действии на отключение;

$t_{п} = 15 \text{ с}$ — время пуска двигателя.

$$t''_{сз} \geq 1,2 \cdot 15 = 18 \text{ с.}$$

Оценим чувствительность дешунтируемых электромагнитов отключения. Коэффициент чувствительности $K_{ч.д}$ определим по выражению:

$$K_{ч.д} = \frac{I_{к.min}^{(2)} \cdot k_{сх}^{(3)} \cdot \left(1 - \frac{f_i}{100 \cdot k_{зап}}\right)}{m \cdot I_{ном.тт}}, \quad (14.8)$$

где f_i — действительная токовая погрешность трансформаторов тока при первичном токе $I_{к.min}^{(2)}$ после дешунтирования, %;

$k_{зап} = 1,2$ — коэффициент запаса, учитывающий приближенный характер определения токовой погрешности;

m — минимальная кратность надежной работы дешунтируемого электромагнита;

$I_{ном.тт}$ — номинальный первичный ток трансформатора тока, А.

Величину вторичной расчетной нагрузки трансформаторов тока $Z_{н.расч}$ для двухфазной двухрелейной схемы определим по выражению:

$$Z_{н.расч} = 2 \cdot R_{пр} + Z_p + Z_{э} + Z_{р.обр} + R_{пер}, \quad (14.9)$$

где $R_{пр}$ — сопротивление соединительных проводов, для медного провода сечением $2,5 \text{ мм}^2$ длиной 3 м $R_{пр} = \frac{3}{57 \cdot 2,5} = 0,021 \text{ Ом}$;

Z_p — полное сопротивление реле в фазном проводе наиболее загруженной вторичной обмотки трансформаторов тока $Z_p = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом}$;

Инь. № подл.	Подш. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подш. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									164
									Изм

$Z_3 = 0,8 \cdot 0,195 = 0,156$ Ом — сопротивление обмотки дешунтируемого электромагнита отключения;

$Z_{p.обр}$ — полное сопротивление реле в обратном проводе, для реле защиты от перегрузки $Z_{p.обр} = \frac{0,5}{1,5^2} = 0,222$ Ом;

$R_{пер} = 0,1$ Ом — переходное сопротивление контактов и зажимов.

$$Z_{н.расч} = 2 \cdot 0,021 + 0,02 + 0,156 + 0,222 + 0,1 = 0,54 \text{ Ом.}$$

По данным [12] для $Z_{н.расч} = 0,54$ Ом получим, что $m = 1,4$.

Для определения величины f_i вычислим значение параметров:

$$m_D = \frac{I_{к.min}^{(2)}}{I_{ном.тт}}; \quad (14.10)$$

$$m_D = \frac{0,866 \cdot 1740}{100} = 15,06;$$

$m_{50} = 20$ (для $Z_{н.расч} = 0,54$ Ом по кривым [12] кратности первичного тока при погрешности 50 %);

$$\alpha = \frac{m_D}{m_{50}} \quad (14.11)$$

$$\alpha = \frac{15,06}{20} = 0,753.$$

При $\alpha = 0,753$ $f_i = 42 < 50\%$,

$$K_{ч.д} = \frac{0,866 \cdot 1740 \cdot \left(1 - \frac{42}{100 \cdot 1,2}\right)}{1,4 \cdot 100} = 6,996 > 2 \cdot 1,2 = 2,4,$$

т.е. условие чувствительности соблюдается.

Предельная кратность K_{10} трансформаторов тока составляет:

$$K_{10} = 1,1 \cdot \frac{I_{со}}{I_{ном.тт}}. \quad (14.12)$$

$$K_{10} = \frac{1,1 \cdot 696,02}{100} = 7,656.$$

Для $K_{10} = 7,656$ допустимое значение сопротивления вторичной нагрузки $Z_{доп} = 4 > 0,54$ Ом, что вполне приемлемо.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									165
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

14.5.4 Групповая защита минимального напряжения

Установка реле U_{cp} групповой защиты минимального напряжения определяется по выражению:

$$U_{cp} = \frac{U_{ост}}{K_{отс} \cdot K_B \cdot K_U}, \quad (14.13)$$

$U_{ост}$ — остаточное напряжение при самозапуске двигателей, В;

$$K_{отс} = 1,05;$$

$$K_B = 1,05;$$

$$K_U = \frac{10000}{100} = 100.$$

Приняв величину $U_{ост}$ минимальной и равной $0,5 \cdot U_{ном}$, из формулы (14.13) для ответственных двигателей получим:

$$U_{cp} = \frac{0,5 \cdot 10000}{1,05 \cdot 1,05 \cdot 100} = 45 \text{ В.}$$

Выдержку времени защиты минимального напряжения примем равной 5 с [12], полагая, что защищаемый электродвигатель является ответственным и подлежит самозапуску.

14.6 Расчет уставок защит линии напряжением 10 кВ к ТПЗ

Ток срабатывания селективной токовой отсечки линии $I_{со.л}$, А, определяется по выражению:

$$I_{со.л} \geq k_{отс} \cdot I_{к.мах}^{(3)}, \quad (14.14)$$

где $k_{отс}$ — коэффициент отстройки; для БМРЗ, $k_{отс} = 1,04$;

$I_{к.мах}^{(3)}$ — действующее значение периодической составляющей тока металлического трехфазного короткого замыкания (КЗ) в конце защищаемой линии в максимальном режиме питающей сети, А.

$$I_{со.л} \geq 1,04 \cdot 1,717 = 1,785 \text{ кА.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист		
										166		
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

Ток срабатывания реле селективной токовой отсечки линии $I_{\text{ср.то.л}}$, А, определяется по выражению:

$$I_{\text{ср.то.л}} = k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot \frac{I_{\text{со.л}}}{K_I}, \quad (14.15)$$

где $k_{\text{сх}}^{(3)}$ — коэффициент схемы при симметричном режиме;

K_I — коэффициент трансформации трансформаторов тока.

$$I_{\text{ср.то.л}} = \frac{1 \cdot 1785}{20} = 89,25 \text{ А},$$

$$K_I = \frac{I_{1\text{ном.тт}}}{I_{2\text{ном.тт}}}, \quad (14.16)$$

где $I_{1\text{ном.тт}}$, $I_{2\text{ном.тт}}$ — соответственно номинальный первичный и вторичный ток трансформатора тока, А.

Выбор трансформаторов тока производится по условию:

$$\begin{cases} U_{\text{ном.тт}} \geq U_{\text{ном.с}}; \\ I_{1\text{ном.тт}} \geq I_{\text{раб.мах}} \end{cases} \quad (14.17)$$

где $U_{\text{ном.тт}}$ — номинальное напряжение трансформатора тока, кВ.

Чувствительность селективной токовой отсечки линии напряжением 6–10 кВ оценивается с помощью коэффициента чувствительности $k_{\text{ч.то.л}}$ по условию:

$$k_{\text{ч.то.л}} = \frac{I_{\text{к.мах}}^{(2)}}{I_{\text{со.л}}} \geq 1,2, \quad (14.18)$$

где $I_{\text{к.мах}}^{(2)}$ — действующее значение периодической составляющей тока металлического двухфазного КЗ в месте установки отсечки в максимальном (т.е. наиболее благоприятном по условию чувствительности) режиме питающей сети.

$$k_{\text{ч.то.л}} = \frac{0,866 \cdot 1,717}{1,785} = 0,833 \geq 1,2,$$

таким образом, токовая отсечка не проходит по чувствительности.

Расчет тока срабатывания МТЗ одиночной линии без резервирования на приемном конце $I_{\text{сз.мтз.л}}$, А, выполняется по выражению:

$$I_{\text{сз.мтз.л}} \geq \frac{k_{\text{отс}} \cdot k_{\text{сзп}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.мах}}, \quad (14.19)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,04$;

$k_{\text{сзп}}$ — коэффициент самозапуска;

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист			
												167
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

$I_{\text{раб.мах}}$ — максимальный рабочий ток защищаемого присоединения в доаварийном режиме, А;

$K_{\text{в}} = 0,95$ — коэффициент возврата.

$$I_{\text{сз.мтз.л}} \geq \frac{1,04 \cdot 4,4}{0,95} \cdot 51,09 = 246,09 \text{ А.}$$

Значение тока срабатывания $I_{\text{сз.посл}}$, А, последующей (расположенной ближе к источнику питания) защиты должно быть согласовано с большим значением из токов срабатывания $I_{\text{сз.пред}}$, А, защит предыдущих элементов по выражению:

$$I_{\text{сз.посл}} \geq k_{\text{нс}} \cdot (I_{\text{сз.пред}} + I_{\text{раб.мах}} - I_{\text{раб.мах.пред}}), \quad (14.20)$$

$k_{\text{нс}}$ — коэффициент надежности согласования, для БМРЗ $k_{\text{нс}} = 1,1$;

$I_{\text{раб.мах.пред}}$ — максимальный рабочий ток предыдущего элемента с большим значением тока срабатывания МТЗ, А.

$$I_{\text{сз.посл}} \geq 1,1 \cdot 696,02 = 765,622 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ линии $I_{\text{ср.мтз.л}}$, А, определяется по формуле:

$$I_{\text{ср.мтз.л}} = \frac{k_{\text{сх}}^{(3)} \cdot I_{\text{ср.мтз.л}}}{K_{\text{I}}}, \quad (14.21)$$

$$I_{\text{ср.мтз.л}} = \frac{1 \cdot 246,09}{10} = 24,609 \text{ А.}$$

Чувствительность МТЗ линии оценивается с помощью коэффициента чувствительности $K_{\text{ч.мтз.л}}$ по выражению:

$$k_{\text{ч.мтз.л}} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(2)}}{I_{\text{сз.мтз.л}}}; \quad (14.22)$$

$$k_{\text{ч.мтз.л}} = \frac{0,866 \cdot 1717}{246,09} = 6,04.$$

Выдержка времени МТЗ последующей защиты $t_{\text{мтз.посл}}$, с, определяется по выражению:

$$t_{\text{мтз.посл}} = t_{\text{мтз.пред}} + \Delta t; \quad (14.23)$$

$$t_{\text{мтз.посл}} = 0,2 + 0,1 = 0,3 \text{ с.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												168

15 ВОПРОС УГЛУБЛЕННОЙ ПРОРАБОТКИ. РАЗРАБОТКА РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ТРАНСФОРМАТОРА ГПП

15.1 Общие требования

Для трансформаторов типа ТМ-10000/35 предусматриваю устройства релейной защиты от следующих видов повреждений и ненормальных режимов работы:

- а) многофазных замыканий в обмотках и на выводах;
- б) витковых замыканий в обмотках;
- в) токов в обмотках, обусловленных внешними КЗ;
- г) токов в обмотках, обусловленных перегрузкой;
- д) понижения уровня масла;
- е) газовая защита от повреждений внутри кожуха, сопровождающихся выделением газа, и от понижения уровня масла.

Газовая защита действует на сигнал при слабом газообразовании и понижении уровня масла и на отключение при интенсивном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделением газа, выполнена также с использованием реле давления.

Защита от понижения уровня масла выполнена также в виде отдельного реле уровня в расширителе трансформатора.

Для защиты контакторного устройства РПН с разрывом дуги в масле предусматриваем отдельное газовое реле и реле давления.

Для защиты избирателей РПН, размещаемых в отдельном баке предусматриваем отдельное газовое реле.

Предусматриваем возможность перевода действующего элемента газовой защиты на сигнал и выполнения отдельной сигнализации от сиг-

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>КЭПП.140211.018.ПЗ</i>	Лист
						169

нального и отключающих элементов газового реле (различающейся характером сигнала).

Для защиты от повреждений на выводах, а также от внутренних повреждений предусматриваем продольную дифференциальную токовую защиту без выдержки времени. Указанная защита действует на отключение всех выключателей трансформатора.

Продольная дифференциальная токовая защита осуществляется с применением специальных реле тока, отстроенных от бросков тока намагничивания, переходных и установившихся токов небаланса. Продольную дифференциальную защиту выполняем так, чтобы в зону ее действия входили соединения трансформатора со сборными шинами.

На дифференциальную и газовую защиты трансформаторов не возлагаются функции датчиков пуска установки пожаротушения. Пуск схемы пожаротушения указанных элементов должен осуществляться от специального устройства обнаружения пожара.

На трансформаторах в качестве защиты от токов в обмотках, обусловленных внешними многофазными КЗ, предусматриваем следующую защиты с действием на отключение: максимальную токовую защиту с комбинированным пуском напряжения.

При выборе тока срабатывания максимальной токовой защиты необходимо учитывать возможные токи перегрузки при отключении параллельно работающих трансформаторов и ток самозапуска электродвигателей, питающихся от трансформаторов.

Защиту от токов, обусловленных внешними многофазными КЗ, устанавливаем на трансформаторах — со стороны основного питания, с дополнением ее токовой отсечкой, предназначенной для отключения с меньшей выдержкой времени КЗ на шинах низшего напряжений (исходя из уровня токов КЗ, наличия отдельной защиты шин, возможности согласования с защитами отходящих элементов).

На трансформаторах предусматриваем максимальную токовую защиту от токов, обусловленных перегрузкой, с действием на сигнал.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
170

15.2 Расчет дифференциальной защиты

При проектировании дифференциальной защиты используем реле типа РНТ-565.

Схема внутренних соединений реле типа РНТ-565 и принципиальная схема его включения в защиту двухобмоточного трансформатора приведены на 8 листе данного дипломного проекта. В соответствии с листом 8 на рабочей обмотке w_p установлено 9 витков, на первой уравнильной обмотке $w_{1ур}$ — 6 витков, на второй уравнильной обмотке $w_{11ур}$ — 8 витков.

Если в схеме защиты используется рабочая обмотка w_p , первая $w_{1ур}$ и вторая $w_{11ур}$ уравнильные обмотки, то перемычка 2–4 замкнута, а соединение, обозначенное пунктирной линией, отсутствует.

Когда вторичные токи в плечах защиты получаются примерно одинаковыми, трансформаторы тока могут присоединяться только к уравнильным обмоткам реле при этом перемычка 1–2 разомкнута, а соединение, обозначенное пунктирной линией, введено в схему.

Расчет дифференциальной защиты, выполненной с реле типа РНТ-565, производим в следующем порядке.

Определяем первичный ток срабатывания дифференциальной защиты $I_{сз.диф}$, по выражениям:

$$I_{сз.диф} \geq k_{отс} \cdot I_{нб.расч}, \quad (15.1)$$

$$I_{сз.диф} \geq k \cdot k_{выг} \cdot I_{ном.т}, \quad (15.2)$$

где $k_{отс} = 1, 3$;

$I_{нб.расч}$ — расчетный максимальный первичный ток небаланса, А;

k — коэффициент, используемый при отстройке защиты от бросков намагничивающего тока, $k = 1, 2$;

$k_{выг}$ — коэффициент выгоды, для трансформаторов $k_{выг} = 1$;

$I_{ном.т}$ — номинальный ток, соответствующий номинальному напряжению среднего ответвления устройства РПН, А.

Определяем расчетный максимальный первичный ток небаланса по выражению

$$I_{нб.расч} = |I'_{нб.расч}| + |I''_{нб.расч}| + |I'''_{нб.расч}|, \quad (15.3)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
171

где $I'_{\text{нб.расч}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью трансформаторов тока, А;

$I''_{\text{нб.расч}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора, А;

$I'''_{\text{нб.расч}}$ — составляющая тока небаланса, обусловленная неточностью установки на насыщающемся трансформаторе тока (НТТ) реле расчетных чисел витков для неосновной стороны, А.

$$I'_{\text{нб.расч}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{к.мах}}, \quad (15.4)$$

$$I''_{\text{нб.расч}} = \Delta U \cdot I_{\text{к.мах}}, \quad (15.5)$$

$$I'''_{\text{нб.расч}} = \left| \frac{w_{\text{Ирасч}} - w_{\text{I}}}{w_{\text{Ирасч}}} \cdot I_{\text{к.мах}} \right|, \quad (15.6)$$

где $k_{\text{пер}}$ — коэффициент, учитывающий переходный режим, для реле РНТ-565

$k_{\text{пер}} = 1$;

$k_{\text{одн}}$ — коэффициент однотипности; для схемы с одним присоединением на стороне НН защищаемого трансформатора $k_{\text{одн}} = 1$;

ε — относительное значение полной погрешности трансформаторов тока, при 10%-й погрешности $\varepsilon = 0,1$;

$I_{\text{к.мах}}$ — действующее значение периодической составляющей тока, проходящего через защищаемую зону при расчетном внешнем трехфазном металлическом КЗ на шинах НН трансформатора в начальный момент времени КЗ, А;

ΔU — относительная погрешность, обусловленная регулированием напряжения, принимаемая равной половине используемого диапазона регулирования, в данном расчете принимаем $\Delta U = 0,16$;

$w_{\text{Ирасч}}$ — расчетное число витков обмотки НТТ для не основной стороны;

w_{I} — принятое число витков обмотки НТТ для не основной стороны (ближайшее целое число).

На первой стадии расчета ток небаланса $I_{\text{нб.расч}}$ определяется как сумма первых двух составляющих в выражении (15.3) по формуле:

$$I_{\text{нб.расч}} = |I'_{\text{нб.расч}}| + |I''_{\text{нб.расч}}|. \quad (15.7)$$

$$I'_{\text{нб.расч}} = 1 \cdot 1 \cdot 0,1 \cdot 3268 = 326,8 \text{ А};$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									172
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

$$I''_{\text{нб.расч}} = 0,16 \cdot 3268 = 522,88 \text{ А};$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 326,8 + 522,88 = 849,68 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз.диф}} \geq 1,3 \cdot 849,68 = 1104,584 \text{ А};$$

$$I_{\text{сз.диф}} \geq 1,2 \cdot 1 \cdot 577,35 = 692,85 \text{ А}.$$

Принимаем $I_{\text{сз.диф}} = 1104,584 \text{ А}$.

После расчета значения $I_{\text{сз.диф}}$, выполненного по выражениям (15.1), (15.2), производим предварительную проверку чувствительности по выражению:

$$k_{\text{ч}}^{(m)} = \frac{I_{\text{к.мин}}^{(m)} \cdot k_{\text{сх.н}}^{(m)}}{I_{\text{сз.диф}} \cdot k_{\text{сх.н}}^{(3)}}, \quad (15.8)$$

где m — вид КЗ;

$I_{\text{к.мин}}^{(m)}$ — минимальное значение периодической составляющей суммарного тока КЗ рассматриваемого вида в защищаемой зоне, приведенного к стороне основного питания, А;

n — сторона силового трансформатора.

Расчетным видом КЗ в данном случае является металлическое двухфазное КЗ на стороне НН защищаемого трансформатора в минимальном режиме сети.

Формулы для определения коэффициента схемы $k_{\text{сх.н}}^{(m)}$ приведены в таблице 15.1.

В соответствии с [1] должно выполняться условие $k_{\text{ч}}^{(2)} \geq 2$. Допускается снижение коэффициента чувствительности для дифференциальной защиты трансформатора до значения около 1,5 в специально оговоренных случаях [1].

$$k_{\text{ч}}^{(2)} = \frac{0,866 \cdot 1969 \cdot 1}{1104,584 \cdot 1} = 1,54 \geq 1,5 = \text{— условие выполняется.}$$

Определяем расчетное число витков обмотки НТТ реле, соответствующее току срабатывания защиты $I_{\text{сз.диф}}$, полученному в результате расчета по выражениям (15.1), (15.1), для основной стороны по выражению:

$$w_{\text{осн.расч}} = \frac{F_{\text{ср}}}{I_{\text{ср.осн}}}, \quad (15.9)$$

где $F_{\text{ср}}$ — магнитодвижущая сила (МДС) срабатывания реле, $F_{\text{ср}} = 100 \text{ А}$;

$I_{\text{ср.осн}}$ — ток срабатывания реле, отнесенный к основной стороне, А.

Инд. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инд. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист		
										173		
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата			

Таблица 15.1 – Значения коэффициента схемы при различных видах и различном месте КЗ

Вид КЗ	Место КЗ	Значение $k_{сх}^{(m)}$		$\frac{k_{сх}^{(m)}}{k_{сх}^{(3)}}$
		Y	Δ	
1 Между тремя фазами (и нагрузочный режим)	На стороне Y или Δ	$\sqrt{3}$	1	1
2 Между двумя фазами	На стороне Y	2(1)	$\frac{2}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \right)$	$\frac{2}{\sqrt{3}} \left(\frac{1}{\sqrt{3}} \right)$
	На стороне Δ	$\sqrt{3}$	1	1
3 Одной фазы на землю	На стороне Y	1	$\frac{1}{\sqrt{3}}$	$\frac{1}{\sqrt{3}}$

$$I_{ср.осн} = \frac{I_{сз.диф} \cdot k_{сх}^{(3)}}{K_I}. \quad (15.10)$$

Значение $w_{осн.расч}$, полученное из выражения (15.9), округляется до ближайшего меньшего целого числа витков $w_{осн}$.

$$I_{ср.осн} = \frac{1104,584 \cdot \sqrt{3} \cdot 10}{30 \cdot 35} = 18,22 \text{ А.}$$

$$w_{осн.расч} = \frac{100}{18,22} = 5,48.$$

Принимаем $w_{осн.расч} = 5$.

Определяем расчетное число витков обмотки НТТ реле для неосновной стороны $w_{Iрасч}$ по выражению:

$$w_{Iрасч} = w_{осн} \cdot \frac{I_{осн.в}}{I_{IV}}, \quad (15.11)$$

где $I_{осн.в}$ — вторичный ток в плече защиты для основной стороны, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А;
 I_{IV} — вторичный ток в плече защиты для неосновной стороны, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А.

$$\begin{cases} I_{осн.в} = \frac{I_{ном.т.вн} \cdot k_{сх}^{(3)}}{K_I}; \\ I_{IV} = \frac{I_{ном.т.нн} \cdot k_{сх}^{(3)}}{K_I}; \end{cases} \quad (15.12)$$

$$I_{осн.в} = \frac{164,957 \cdot \sqrt{3}}{30} = 9,7 \text{ А.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

$$I_{IV} = \frac{577,35 \cdot 1}{120} = 4,81 \text{ А.}$$

$$w_{I_{расч}} = \frac{5 \cdot 9,7}{4,81} = 10,08.$$

Значение $w_{I_{расч}}$, полученное из выражения (15.11), округляется до ближайшего целого (меньшего или большего) числа витков w_I .

Принимаем $w_{I_{расч}} = 10$.

Для схемы включения реле типа РНТ-565 (лист 8) с двумя уравнительными обмотками (без рабочей) $w_{осн} = w_{I_{ур}}$, $w_I = w_{II_{ур}}$; для схемы с рабочей обмоткой и двумя уравнительными $w_{осн} = w_{I_{ур}} + w_p$, $w_I = w_{II_{ур}} + w_p$.

Полученные значения $w_{осн}$ и w_I являются принятыми предварительно. Точное нахождение чисел витков НТТ реле возможно после определения составляющей $I'''_{нб.расч}$ тока небаланса и уточнения значения $I_{сз.диф}$.

Составляющую тока небаланса $I'''_{нб.расч}$ определяем с учетом выражения (15.11) по выражению (15.6), после чего по выражению (15.3) уточняется расчетный ток небаланса $I_{нб.расч}$, который затем подставляется в выражение (15.1) для $I_{сз.диф}$.

$$I'''_{нб.расч} = \left| \frac{10,08 - 10}{10,08} \cdot 3268 \right| = 25,93 \text{ А.}$$

$$I_{нб.расч} = 326,8 + 522,88 + 25,93 = 875,61 \text{ А.}$$

$$I_{сз.диф} \geq 1,3 \cdot 875,61 = 1138,293 \text{ А.}$$

Уточненный ток $I_{сз.диф}$ для основной стороны определяется по выражению

$$I_{сз.диф} = \frac{F_{ср} \cdot K_I}{w_{осн} \cdot \sqrt{3}} \quad (15.13)$$

$$I_{сз.диф} = \frac{100 \cdot 120}{5 \cdot \sqrt{3}} = 1385,64 \text{ А.}$$

Действительный коэффициент отстройки определяется по выражению:

$$k_{отс} = \frac{I_{сз.диф}}{I_{нб.расч}}. \quad (15.14)$$

$$k_{отс} = \frac{1385,64}{875,61} = 1,582 > 1,3 \text{ — условие выполняется.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
175

Так как $k_{отс} \geq 1,3$, то следует уточнить коэффициент чувствительности дифференциальной защиты по формуле (15.8).

$$k_{ч}^{(2)} = \frac{0,866 \cdot 1969 \cdot 1}{1385,64 \cdot 1} = 1,23 < 1,5 \text{ — условие не выполняется.}$$

Принимаем $w_{осн.расч} = 6$, тогда

$$w_{Iрасч} = \frac{6 \cdot 9,7}{4,81} = 12,1.$$

следовательно, $w_{Iрасч} = 12$, то

$$I_{нб.расч}''' = \left| \frac{12,1 - 12}{12,1} \cdot 3268 \right| = 27 \text{ А.}$$

$$I_{нб.расч} = 326,8 + 522,88 + 27 = 876,68 \text{ А.}$$

$$I_{сз.диф} = \frac{100 \cdot 120}{6 \cdot \sqrt{3}} = 1154,7 \text{ А.}$$

$$k_{отс} = \frac{1154,7}{876,68} = 1,31 > 1,3 \text{ — условие выполняется.}$$

$$k_{ч}^{(2)} = \frac{0,866 \cdot 1969 \cdot 1}{1154,7 \cdot 1} = 1,51 > 1,5 \text{ — условие выполняется.}$$

15.3 Расчет максимальной токовой защиты

Максимальная токовая защита от токов, обусловленных внешними КЗ, на понижающих трансформаторах состоит из двух комплектов. Комплект МТЗ, установленный на стороне ВН, предусматриваем для резервирования основных защит трансформатора и резервирования отключения КЗ на шинах НН. МТЗ при этом действует на отключение всех выключателей трансформатора. Комплект МТЗ, установленный на стороне НН, предусматриваем для отключения КЗ на шинах НН и для резервирования отключений КЗ на элементах, присоединенных к данным шинам. МТЗ при этом действует на отключение выключателя со стороны НН, после чего запускается устройство АПВ указанного выключателя.

На двухобмоточных трансформаторах 35/10 кВ со схемой соединения обмоток Δ/Y комплект МТЗ, установленный на стороне ВН, выполняем с двумя

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												176

реле тока, присоединенными к трансформаторам тока, соединенным в треугольник ($k_{сх}^{(3)} = \sqrt{3}$).

Комплект МТЗ, установленный на стороне НН, выполняем по схеме неполной звезды с двумя реле ($k_{сх}^{(3)} = 1$).

Максимальная токовая защита трансформатора 35/10 кВ может быть выполнена с пуском и без пуска напряжения.

МТЗ без пуска напряжения может применяться в случае, когда это допустимо по условиям чувствительности.

Первичный ток МТЗ без пуска напряжения $I_{ср.МТЗ.Т}$ А, определяется по формуле:

$$I_{ср.МТЗ.Т} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{сзп.сум}, \quad (15.15)$$

где $I_{сзп.сум}$ — ток самозапуска с учетом нагрузки секции, не терявшей питания, А

$$I_{ср.МТЗ.Т} \geq \frac{1,3}{0,85} \cdot 9957 = 15228 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле МТЗ определяется по формуле:

$$I_{ср.МТЗ.Т} = \frac{k_{сх}^{(3)} \cdot I_{ср.МТЗ.Т}}{K_I}. \quad (15.16)$$

$$I_{ср.МТЗ.Т} \frac{\sqrt{3} \cdot 15228}{30} = 879,2 \text{ А.}$$

Выдержка времени комплекта МТЗ, установленного на стороне НН $t_{МТЗ.НН}$ с, определяется по выражению:

$$t_{МТЗ.Т.НН} = t_{сз}^{III} + \Delta t, \quad (15.17)$$

где $t_{сз}^{III}$ — выдержка времени III ступени защиты.

$$t_{сз}^{III} = 1,7 + 0,5 = 2,2 \text{ с.}$$

Выдержка времени комплекта МТЗ, установленного на стороне ВН, определяется по выражению:

$$t_{МТЗ.Т.ВН} = t_{МТЗ.НН} + \Delta t, \quad (15.18)$$

$$t_{МТЗ.Т.ВН} = 2,2 + 0,5 = 2,7 \text{ с.}$$

Коэффициент чувствительности МТЗ $k_{ч.МТЗ}$ по току определяется по выражению:

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{I_{з.min}}{I_{сз.МТЗ.Т}}, \quad (15.19)$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
										177
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

где $I_{з.мин}$ — минимальный ток двухфазного КЗ на шинах НН, А.

$$k_{ч.МТЗ} = \frac{4224,4}{15228} = 0,28.$$

Чувствительность не удовлетворительная. Принимаем МТЗ с пуском по напряжению.

Первичный ток МТЗ $I_{сз.МТЗ.Т}$ А, с комбинированным пуском напряжения определяется по формуле:

$$I_{сз.МТЗ.Т} \geq \frac{k_{отс}}{k_B} \cdot I_{ном.Т}, \quad (15.20)$$

где $k_{отс} = 1,2$;

$k_B = 0,8$;

$I_{ном.Т}$ — номинальный ток силового трансформатора для соответствующей стороны, А.

МТЗ на стороне ВН:

$$I_{сз.МТЗ.Т} \geq \frac{1,2}{0,8} \cdot 164,95 = 247,425 \text{ А};$$

$$I_{ср.МТЗ.Т} \geq \frac{\sqrt{3}}{30} \cdot 577,35 = 33,33 \text{ А}.$$

Первичное напряжение $U_{сз}$, кВ, для минимального реле напряжения типа РН-54, включенного на междуфазное напряжение, определяется для меньшего из значений, полученных по выражениям:

$$\begin{cases} U_{сз} \leq \frac{U_{мин}}{k_{отс} \cdot k_B}; \\ U_{сз} \leq \frac{U_{зап}}{k_{отс}}, \end{cases} \quad (15.21)$$

где $k_{отс} = 1,2$;

$k_B = 1,2$;

$U_{мин}$ — междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска после отключения внешнего КЗ; в ориентировочных расчетах $U_{мин} = (0,9 - 0,85) \cdot U_{ном}$.

$U_{зап}$ — междуфазное напряжение в месте установки защиты в условиях самозапуска заторможенных двигателей нагрузки при включении их от АПВ или АВР; в ориентировочных расчетах $U_{зап} = 0,7 \cdot U_{ном}$.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						178

$$\begin{cases} U_{сз} \leq \frac{30,8}{1,2 \cdot 1,2} = 21,4 \text{ кВ}; \\ U_{сз} \leq \frac{24,5}{1,2} = 20,4 \text{ кВ}. \end{cases}$$

Принимаем $U_{сз} = 20,4$ кВ.

Первичное напряжение $U_{2,сз}$ кВ, срабатывания защиты для фильтрареле напряжений обратной последовательности типа РНФ-1М комбинированного пуска напряжения определяется по выражению:

$$U_{2,сз} = 0,06 \cdot U_{ном}, \quad (15.22)$$

$$U_{2,сз} = 0,06 \cdot 35 = 2,1 \text{ кВ}.$$

МТЗ на стороне НН:

$$I_{сз.МТЗ.т} \geq \frac{1,2}{0,8} \cdot 363,7 = 545,6 \text{ А};$$

$$I_{ср.МТЗ.т} \geq \frac{\sqrt{3}}{120} \cdot 545,6 = 7,9 \text{ А}.$$

$$U_{сз} \geq \frac{8,8}{1,2 \cdot 1,2} = 6,1 \text{ кВ};$$

$$U_{сз} \geq \frac{7}{1,2} = 5,8 \text{ кВ}.$$

Принимаем $U_{сз} = 5,8$ кВ.

$$U_{2,сз} = 0,06 \cdot 10 = 0,6 \text{ кВ}.$$

Коэффициент чувствительности МТЗ $k_{ч.МТЗ}$ по току:

$$- \text{ВН } k_{ч.МТЗ} = \frac{1207}{155,9} = 7,74 \geq 1,5;$$

$$- \text{НН } k_{ч.МТЗ} = \frac{4224,4}{545,6} = 7,74 \geq 1,5.$$

Чувствительность удовлетворительная.

Выбираем реле на стороне ВН типа РТ40/10, на стороне НН РТ40/10.

Выдержки времени МТЗ с пуском по напряжению определяются по выражениям (15.17), (15.18). Коэффициент чувствительности по току оценивается по выражению (15.19).

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист
										179
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

15.5 Схема защиты трансформатора ГПП

Дифференциальная токовая защита трансформатора выполняем с использованием реле РНТ-565 (КАW1, КАW2). За основную принимаем сторону высшего напряжения (лист 8).

Комплект МТЗ от внешних многофазных КЗ на стороне ВН выполняем с реле тока КА1, КА2 и реле времени КТ.

Комплект МТЗ от внешних многофазных КЗ на стороне НН выполняем с реле тока КА3, КА4 и реле времени КТ1, КТ2.

Комбинированный пусковой орган напряжения с реле KVZ1, KV1, KL5 выполняем общим на оба комплекта.

МТЗ на стороне НН действует на отключение выключателя Q2, при этом запускается устройство АПВ выключателя Q2. При отключении выключателя Q2 контакт пускового органа напряжения защиты АК1 шунтируется контактом реле положения «Включено» выключателя KQC2.1, что необходимо для ликвидации повреждений между выключателем Q2 и трансформаторами тока ТА3.

МТЗ на стороне ВН действует с выдержкой времени, на ступень большей времени действия МТЗ на стороне НН, на выходные промежуточные реле KL1KL3.

Защита от перегрузки выполняем с помощью реле тока КА5, установленного со стороны высшего напряжения, и реле времени КТ3.

В схеме предусматриваем автоматическое ускорение МТЗ с пуском напряжения, установленной на стороне 10 кВ. Пуск ускорения осуществляется контактом реле положения «Отключено» выключателя (реле KQT2); ускорение выполнено с выдержкой времени (реле КТ2) для предотвращения ложного действия защиты из-за броска пусковых токов двигателей нагрузки по цепи: KQT2, КТ2, КН5.

В рассматриваемой схеме выполняем самоудерживание выходных промежуточных реле KL1–KL3 при возможных кратковременных замыканиях контактов газового реле по цепи: контакты KL4.1, KL3.1, резистор R2. Снятие самоудерживания осуществляется при отпускании реле KL4; с помощью контакта реле KL4.2 осуществляется сигнализация при исчезновении оперативного постоянного тока.

Инд. № подл.	Подп. и дата				Инд. № дубл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	Подп. и дата				Инд. № подл.	Подп. и дата			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ										Лист				
															181				

Данная схема выполняем с использованием следующей аппаратуры: КА1–КА5 — реле тока типа РТ–40; КАВ1, КАВ2 — реле тока с торможением типа РНТ–565; КН — реле указательное типа РУ21; КН1–КН3 — реле указательные типа РУ–1/0,05; КН4, КН5 — реле указательные типа РУ–1; КЛ1, КЛ3, КЛ5, КЛ6 — реле промежуточные типа РП–23; КЛ4 — реле промежуточное типа РП–252; КSG1, КSG2 — реле газовые типа РГЧ366; КТ — реле времени типа РВ–132; КТ1 — реле времени типа РВ–132; КТ2 — реле времени типа РВ–114; КТ3 — реле времени типа РВ–133; КV1 — реле напряжения типа РН–54/160; КVZ1 — фильтр-реле напряжения обратной последовательности типа РНФ–1М; R1 — резистор типа ПЭВ–25, 3900 Ом; R2 — резистор типа ПЭВ–10, 100 Ом; R3 — резистор типа ПЭВ–50, 1500 Ом; SG1–SG4 — блоки испытательные типа БИ–4; SX1–SX3 — накладки типа НКР–3.

В схеме приняты следующие обозначения:

- КQC1.1 и КQC2.1 — контакты реле положения «Включено» выключателей Q1 и Q2;
- КQC2.2 — контакт реле положения «Включено» выключателя Q2;
- КQT2 — контакт реле положения «Отключено» выключателя.

Доклад окончен. Спасибо за внимание!

16 ЭКОНОМИКА И ОРГАНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА

16.1 Расчет потребности в электроэнергии

Результаты расчета потребности на производственные нужды сведены в таблицу 16.1.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					182

Таблица 16.1 – Расчет потребности электрической энергии на производственные нужды на год

№ на ген-плане	Наименование цехов	Расчетная активная мощность, P_p , кВт	Число часов максимума нагрузки, T_{max} , ч	Годовой расход эл. энергии $W_{пр}$, тыс. кВт · ч
1	Приемные бункера топлива	174,6	3250	567,45
2	Цех дробления и перегрузочный узел	1138,6	5600	6376,16
3	Цех измельчения топлива и чугунной стружки	2236,7	5600	12525,52
4	Шихтовые бункера	451,2	5600	2526,72
5	Цех первичного смешивания	299,7	5600	1678,32
6	Цех агломерации	2563,5	5600	14355,6
7	Цех эксгаустеров	8167,1	5600	45735,76
8	Перегрузочное устройство агломерата	294,8	3250	958,1
9	Тракт постели и возврата	101,8	5600	570,08
10	Насосная	225,6	5600	1263,36
14	Ремонтно-механический цех	733,33	5600	4106,648
	ИТОГО:	16386,93		90663,718

Таблица 16.2 – Расчет потребности электрической энергии на хозяйственно-бытовые нужды на год

№ на ген-плане	Наименование цехов	Расчетная активная мощность, P_p , кВт	Число часов максимума нагрузки, T_{max} , ч	Годовой расход эл. энергии $W_{пр}$, тыс. кВт · ч
11	Контора аглофабрики и лаборатории	70,6	3250	229,45

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

1	2	3	4	5
12	Гараж	74,1	3250	240,825
13	Столовая	156,1	3250	507,325
15	Материальный склад	51,8	3250	168,35
	ИТОГО:	352,6		1145,95

Результаты расчета потребности электрической энергии на производственные нужды сведем в таблицу 16.3.

Таблица 16.3 – Расчет потребности электрической энергии на производственные нужды

Потребители электроэнергии	Максимальная нагрузка P_p , кВт	Число часов максим. нагрузки T_{max} , ч	Потребленная эл. энергия, тыс. кВт·ч
1. Освещение производственных помещений	516,09	4300	2219,187
2. Освещение производственных помещений	74,49	3250	242,093
3. Наружное освещение	39,42	3600	141,912
4. Хозяйственно-бытовые нужды	352,6		1145,95
ВСЕГО:	982,6		3749,142

Общая потребность складывается из потребности на производственные, производственные нужды и расчетные потери в сетях и трансформаторах:

$$W_{\text{общ.}} = W_{\text{пр.}} + W_{\text{н.пр.}} + W_{\text{пот.}}, \quad (16.1)$$

где $W_{\text{пр}}$ – общая потребность электроэнергии на производственные нужды, тыс. кВт·ч.;

$W_{\text{н.пр.}}$ – общая потребность в электроэнергии на производственные нужды, тыс. кВт·ч.;

$W_{\text{пот.}}$ – потери в сетях и трансформаторах, тыс. кВт·ч.

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
------	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
184

Определим $W_{\text{пот}}$ по формуле

$$W_{\text{пот}} = \sum_{i=1}^n \Delta A_{\text{ли}} + \sum_{i=1}^n \Delta A_{\text{ми}}; \quad (16.2)$$

$$W_{\text{пот}} = 417,677 + 338,842 = 756,519 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.},$$

следовательно

$$W_{\text{общ.}} = 90663,718 + 3749,142 + 756,519 = 95169,379 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

16.2 Определение объема капитальных вложений

В объем капитальных затрат на основные фонды входит стоимость:

- а) проектирования и подготовки площадки;
- б) зданий и сооружений, включая устройства отопления, освещения, вентиляции, водопровода, канализации;
- в) энергетического оборудования;
- г) подъемно-транспортного оборудования;
- д) контрольно-измерительных приборов.

Смету затрат на сооружения зданий, сооружений и на приобретение и монтаж оборудования составляем на основе данных прейскурантов оптовых цен на оборудование и ценников на строительно-монтажные работы. Результаты расчетов сведем в таблицы 16.4 и 16.5, расчет ведем в ценах марта 2007 года.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ					Лист				
										185				
										Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

Таблица 16.4 – Смета капитальных затрат по зданиям и сооружениям

Наименование объекта	Основные характеристики	Единицы измерения	Количество	Сметная стоимость, тыс. руб	Общая сумма, тыс. руб.
ГПП 110/10 кВ	2x10000	шт.	1	5043,86	5043,86
Цеховые ТП 10/0,4кВ	2x2500	шт.	1	931,5	931,5
	2x1000	шт.	2	434,6	869,2
	1x1000	шт.	1	350,7	350,7
	1x630	шт.	1	302,4	302,4
Кабельные линии	10 кВ	км	0,972	102,38	99,51
Воздушные линии	35 кВ	км	15	387,68	5815,2
ВСЕГО:					13412,37

Таблица 16.5 – Смета на приобретение и монтаж оборудования и сетей

Наименование оборудования	Кол-во	Сметная стоимость ед., тыс. руб.			
		Оборудование	Монтажные работы		
			Всего	в том числе:	
				материалы	з/п
1	2	3	4	5	6
1. Трансформатор сил.:					
1.1 10000 кВА	2	6403,5	180,6	146,3	34,3
1.2 2500 кВА	2	3416	64,5	43,1	21,4
1.3 1000 кВА	5	4292	33,93	21,4	12,53
1.4 630 кВА	1	631,6	13,6	8,3	5,3
2. РУ–35 кВ	1	200,62	88,44	78,17	10,27
3. Ячейки КРУ–10 кВ					
3.1 Вводные	2	73,79	15,6	6,69	8,91
3.2 Отходящих линий	5	156,3	15,6	6,69	8,91
3.3 Секционные	1	73,79	15,6	6,69	8,91
3.4 Собственные нужды	2	64,57	6,83	6,03	0,8
3.5 ККУ–10 кВ	2	7,87	0,56	0,43	0,13

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 16.5

1	2	3	4	5	6
4. Провод АС-150 ЛЭП 35 кВ	15 км	1869,6	19,4	12,3	7,1
5. Кабель силовой 10 кВ	0,972 км	55,35	10,62	5,19	5,43
ИТОГО ПО СМЕТЕ:					

Продолжение таблицы 16.5

Наименование оборудования	Сметная стоимость ед., тыс. руб.				З/п труда, чел/дней	
	Обор-ие	Монтажные работы			на. ед	всего
		Всего	в том числе:			
			материалы	з/п		
1. Трансформатор сил.:						
1.1 10000 кВА	6403,5	180,6	146,3	34,3	56	112
1.2 2500 кВА	3416	64,5	43,1	21,4	42	84
1.3 1000 кВА	4292	33,93	21,4	12,53	36	180
1.4 630 кВА	631,6	13,6	8,3	5,3	24	24
2. РУ-110 кВ	200,62	88,44	78,17	10,27	88	88
3. Ячейки КРУ-10 кВ						
3.1 Вводные	73,79	15,6	6,69	8,91	14	28
3.2 Отходящих линий	156,3	15,6	6,69	8,91	14	70
3.3 Секционные	73,79	15,6	6,69	8,91	14	28
3.4 Собственные нужды	64,57	6,83	6,03	0,8	10	20
3.5 ККУ-10 кВ	7,87	0,56	0,43	0,13	18	36
4. Провод АС-150 ЛЭП 35 кВ	1869,6	19,4	12,3	7,1	25	375
5. Кабель силовой 10 кВ	55,35	10,62	5,19	5,43	25	24
ИТОГО ПО СМЕТЕ:	17245	465,28				1069

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

16.3 Расчет эксплуатационных затрат

Затраты на эксплуатацию энергохозяйства рассчитывают на год группируют по элементам и статьям, в зависимости от их производственного назначения, что позволяет выявить в полном объеме все затраты по заработной плате и материалам, износ основных средств и накладные расходы.

Общая сумма эксплуатационных расходов позволяет определить себестоимость 1 кВт · ч полезно отпущенной на производство электроэнергии, рассчитать экономическую характеристику проекта.

Элементы затрат:

- а) электроэнергия покупная;
- б) материалы для эксплуатационных нужд;
- в) зарплата основная и дополнительная рабочих по эксплуатации;
- г) отчисления на социальное страхование.

Комплексные статьи на текущий ремонт:

- а) материалы;
- б) заработная плата основная и дополнительная ремонтного персонала;
- в) отчисления на социальное страхование.

Общая сумма капитальных затрат есть сумма: затрат на здания и сооружения, затрат на приобретение и монтаж оборудования и сетей, неучтенных расходов, транспортно-заготовительных и складских расходов.

Неучтенные расходы составляют 10% от сметной стоимости, а транспортно-заготовительные и складские расходы — 2% от сметной стоимости.

Общая сметная стоимость равна:

$$K_1 = 13412,37 + 17710,28 = 31122,65 \text{ тыс. руб.}$$

Неучтенные расходы — 3112,265 тыс. руб.

Транспортно-заготовительные и складские расходы — 354,205 тыс. руб.

ИТОГО: $K = 31122,65 + 3112,265 + 354,205 = 34589,12$ тыс. руб.

Расчет удельных капитальных затрат сведем в таблицу 16.7.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ				Лист
									188
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата					

Таблица 16.7 – Расчет удельных капитальных затрат

Показатели	Величина
Установленная мощность, кВт	16784
Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт · ч	95169,379
Общая сумма капитальных затрат, тыс. руб.	34589,12
Удельные капитальные вложения:	
– на единицу установленной мощности, тыс. руб/кВт	2,06
– на 1 МВт·ч потребленной электроэнергии, тыс. руб/МВт·ч	0,363

Цеховые расходы состоят:

- а) заработная плата цехового персонала;
- б) амортизация;
- в) прочие расходы.

Затраты на электроэнергию, получаемую от энергосистемы, сведены в табл. 16.8.

Таблица 16.8 – Расчет стоимости электроэнергии, получаемой от энергосистемы

Показатели	Величина
Установленная мощность, кВт	16784
Количество потребляемой электрической энергии со стороны, всего, тыс. кВт · ч	95,169
Ставка оплаты за установленную мощность, руб.	253,2 · 12 = 3038,4
Тариф за 1 кВт · ч потребляемой электроэнергии, руб.	2,53
Сумма оплаты за установленную мощность, тыс. руб.	50996,505
Сумма оплаты за потребляемую электроэнергию, тыс. руб.	240777,57
Общая сумма оплаты, тыс. руб.	291774,075
Стоимость 1 кВт · ч по цене приобретения, руб.	3,065

Расчет затрат на материалы для эксплуатационных нужд производим, исходя из количества действующего оборудования, режима работы, норм расхода и действующих цен с учетом транспортно-заготовительных расходов.

Расчет сведем в таблицу 16.9.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	<p>КЭПП.140211.018.ПЗ</p>					Лист
										189
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата						

Таблица 16.9 – Потребности и стоимости материалов для эксплуатационных нужд

Наименование	Кол-во	Норма расходов	Кол-во на год	Цена за ед., руб.	Сумма, руб.
1	2	3	4	5	6
Оборудование	656				
Сталь тонколистовая, кг		0,18	86,04	53,87	4635,11
Сталь конструкционная, кг		0,12	57,36	138,66	7953,82
Крепежные изделия, т		0,4	191,2	28,99	5542,73
Прокат медный, кг		0,17	81,26	231,19	18786,39
Припой оловянный, кг		0,02	9,56	23,19	221,71
Провод установочный, м		1,2	573,6	38,41	22032,36
Эмали, грунтовка, кг		0,4	191,2	65,47	12517,33
Канифоль, кг		0,012	5,74	0,65	3,74
Растворитель, кг		0,35	167,3	18,84	3152,43
Смазка консистентная, кг		0,2	95,6	10,87	1039,26
Материал обтирочный, кг		0,1	47,8	5,39	257,51
Бумага наждачная, м		0,15	71,7	8,09	580,25
Бумага кабельная, м		0,8	382,4	43,24	16535,81
Картон эл. изоляционный, м		0,6	286,8	32,37	9284,07
Трубка ПВХ, м		1	478	53,87	25750,61
Лак изоляционный, кг		0,72	344,16	38,82	13360,75
Электроды, кг		0,8	382,4	43,12	16489,63
ИТОГО:					158140

Неучтенные расходы (10%) – 15,814 тыс. руб.

Транспортные расходы (2%) – 3,163 тыс. руб.

ВСЕГО: 158,14 + 15,814 + 3,163 = 177,117 тыс. руб.

Для определения основной и дополнительной заработной платы эксплуатационного персонала необходимо рассчитать:

- фонд времени оборудования;
- бюджет рабочего времени;

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Подп. и дата
Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
190

- явочную и списочную численность эксплуатационного персонала;
- фонд заработной платы.

Расчет фонда времени оборудования выполняется по формуле:

$$P_{\text{ф}}^{\text{об.}} = [K_{\text{ф}} - (B + П + P_{\text{к}})] \cdot C \cdot Д \cdot \frac{100 - T}{100}, \quad (16.3)$$

где $K_{\text{ф}}$ — календарный фонд;

B — число выходных дней в году;

$П$ — число праздничных дней в году;

$P_{\text{к}}$ — число дней остановок оборудования в связи с капитальным ремонтом;

C — число смен в сутки;

$Д$ — продолжительность смены;

T — процент потерь времени на плановый и текущий ремонт;

$P_{\text{ф}}^{\text{об.}}$ — полезный фонд времени оборудования.

Результаты расчета сведем в таблицу 16.10.

Таблица 16.10 – Расчет рабочих смен оборудования (фонд времени оборудования)

Наименование показателя	Величина при:	
	2-х сменной работе	3-х сменной работе
1. Число календарных дней	365	365
2. Общевыходные и праздничные дни	110	0
3. Число дней остановок в связи с капитальным ремонтом	3	3
4. Процент простоя в плановых текущих ремонтах	4	6
5. Полезный фонд времени, ч	3792	8160
6. Число рабочих смен	474	1020

Результаты расчета бюджета рабочего времени рабочего сведены в таблицу 16.11.

Инь. № подл.	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Результаты расчета бюджета рабочего времени рабочего сведены в таблицу 16.11.					Лист
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	<i>КЭПП.140211.018.ПЗ</i>				

Таблица 16.11 – Расчет бюджета рабочего времени рабочего

Наименование показателя	Величина показателя
1	2
1. Число календарных дней	365
2. Общевыходные и праздничные дни	104
3. Номинальное число рабочих дней	261
4. Неиспользованное время в днях всего, в том числе:	
а) очередные и дополнительные отпуска	27
б) болезни	2
в) выполнение государственных и общественных поручений	1
г) другие, разрешенные законом	3
5. Полезный фонд рабочих дней	228
6. Продолжительность рабочего дня, ч	8
7. Полезное число часов работы в год	1824
8. Коэффициент использования рабочего времени $\left(K_{и} = \frac{N_7}{N_6 \cdot N_3}\right)$	0,87
9. Коэффициент списочного состава $\left(K_c = \frac{N_3}{N_5}\right)$	1,14

Расчет явочного и списочного состава персонала по эксплуатационному обслуживанию выполняется по формулам:

$$Ч_{я} = \frac{M \cdot P_c}{H \cdot P_d}, \quad (16.4)$$

где M — число агрегатов, обслуживаемых эксплуатационным персоналом;

P_c — число смен работы этих агрегатов;

H — норма обслуживания одного рабочего в смену;

P_d — число рабочих смен 1-го рабочего;

$$Ч_c = Ч_{я} \cdot K_c, \quad (16.5)$$

где K_c — коэффициент списочного состава.

Результаты расчета сведем в таблицу 16.12.

Расчет основной и дополнительной заработной платы рабочих, занятых эксплуатационным обслуживанием, выполняется в соответствии с их численно-

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												192

Таблица 16.12 – Расчет численности эксплуатационного персонала

Наименование	Кол-во аг-ов	Число смен работы об.	Норма об-ия в смену	Численность	
				явочная	списочная
ГПП 110/10 кВ	2	1023	4	2	3
ТП 10 кВ	8	1023	5	5	6
Каб. сети, км	0,972	1023	18	1	1
Элек-ки, шт.	656	1023	160	16	18
ИТОГО:				24	28

стью и квалификацией по действующим тарифам, ставкам и системой оплаты труда. Результаты расчета сведем в таблицу 16.13.

Таблица 16.13 – Расчет фонда заработной платы эксплуатационного персонала

Наименование профессии	Раз-ряд	Тарифн. ставка, руб. час	Сред-няя спис. числ.	Фонд з/п по тарифу, тыс. руб	Доплата		Премия	
					%	Сумма, тыс. руб.	%	Сумма, тыс. руб.
Электромонтер	IV	68,77	10	1254,36	4,7	58,95	30	376,3
Электромонтер	V	73,96	8	1079,22	4,7	50,72	30	323,76
Электромонтер	VI	80,46	6	880,55	4,7	41,38	30	264,16
ИТОГО:			24					

Продолжение таблицы 16.13

Наименование профессии	Итого фонд основной з/п, тыс. руб.	Дополнительная з/плата,		Всего фонд основной и дополнительной з/п, тыс. руб.
		%	Сумма, тыс. руб.	
Электромонтер	1689,61	9	152,06	1841,67
Электромонтер	1453,7	9	130,93	1584,63
Электромонтер	1186,09	9	106,74	1292,83
ИТОГО:				4719,13

Расчет затрат на текущий ремонт осуществляется в следующей последовательности:

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата
--------------	--------------	--------------	--------------	--------------

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						193

- определяется общее количество ремонтных единиц;
- рассчитывается общая трудоемкость ремонтных работ;
- определяется фонд заработной платы ремонтного персонала;
- рассчитывается стоимость материала на текущий ремонт оборудования.

Расчет общего количества ремонтных единиц и общей трудоемкости ремонтных работ сведены в таблицу 16.14.

Таблица 16.14 – Расчет количества ремонтных единиц

Наименование оборудования	Кол-во единиц (или м)	Кол-во ремонтов в год	Трудоемкость ремонта ед. оборуд.	Трудоемкость всех ремонтов, (рем. ед.)
Силовые трансформаторы	10	6	35	2100
Кабельные линии, 100 м	9,72	2	27	524,88
Электроприемники	656	1	25	16400
ИТОГО,				19024,88
в том числе:				
– по сетям				524,88
– по эл. обор.				18500
Неучтенное оборудование и пусковая аппаратура:				
– по сетям (5%)				26,244
– по эл. обор. (10%)				1850
ИТОГО:				
– по сетям				551,124
– по эл. обор.				20350
ВСЕГО:				20901,124

Явочная численность ремонтного персонала определяется по формуле:

$$R_{я} = \frac{T_{\Sigma}}{Ч \cdot K_{пер}}, \quad (16.6)$$

где T_{Σ} – трудоемкость текущего ремонта;

Инь. № подл.	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
194

Ч — полезное число часов работы 1-го рабочего;

$K_{пер}$ — коэффициент перевыполнения нормы.

Списочная численность ремонтного персонала определяется по формуле:

$$R_{сп} = R_{я} \cdot K_{сп}. \quad (16.7)$$

Заработная плата ремонтного персонала по тарифу определяется по формуле:

$$З = T_{\Sigma} \cdot C, \quad (16.8)$$

где C — ставка одного рабочего, руб. в час, принимаем 68,77 руб./ч.

Фонд заработной платы определяется с учетом премии:

$$З = T_{\Sigma} \cdot C, \quad (16.9)$$

где C — ставка одного рабочего, тыс. руб. в час.

Фонд заработной платы определяется с учетом премии:

$$\Phi_{зп} = 1,3 \cdot З. \quad (16.10)$$

Стоимость материалов на текущий ремонт равна 100% от дохода заработной платы.

С учетом выше изложенного находим:

$$R_{я} = \frac{20901,124}{1824 \cdot 1,1} \approx 11 \text{ чел.}$$

$$R_{сп} = 11 \cdot 1,15 \approx 13 \text{ чел.}$$

$$З = 20901,124 \cdot 68,77 \cdot 10^{-3} = 1437,37 \text{ тыс. руб.}$$

$$\Phi_{зп} = 1,3 \cdot 1437,37 = 1868,581 \text{ тыс. руб.}$$

$$З_{М} = \Phi_{зп} = 1868,581 \text{ тыс. руб.}$$

Расчет цеховых расходов (без затрат на текущий ремонт оборудования) выполняется в следующем виде:

- определяется фонд заработной платы цехового персонала;
- расчет годовых амортизационных отчислений;
- прочие расходы.

Расчет фонда заработной платы цехового персонала сведен в таблицу ??.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												195

Таблица 16.15 – Расчет численности и фонда заработной платы ИТР, служащих, МОП

Наименование должности	Кол-во штатных единиц	Группа по оплате	Величина оклада, руб.	Установленный должностной оклад, руб.	Месячный фонд з/платы, руб.
1. Старший инженер	1	4	18750–20250	20000	20000
2. Инженер–электрик	3	4	17250–18750	18500	55500
3. Кладовщик	2	3	12000–13500	13000	26000
ИТОГО:	6				
– в месяц					101 500
– в год					1 218 000

Расчет размера годовых амортизационных отчислений выполняется от первоначальной стоимости основных производственных фондов электрохозяйства.

Размер амортизационных отчислений определяется по формуле:

$$A = \frac{H \cdot \Phi}{100}, \quad (16.11)$$

где H – норма амортизационных отчислений, %;

Φ – стоимость основных фондов, тыс. руб.

Результаты расчетов сводим в таблицу 16.16.

Таблица 16.16 – Расчет суммы амортизации

Наименование	Первоначальная стоимость, тыс. руб.	Норма амортизации, %	Годовая сумма амортизационных отчислений, тыс. руб.
1	2	3	4
ГПП 110/10 кВ	13125,6	6,4	840,03

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
196

1	2	3	4
Цеховые подстанции:			
ТП1	5312,4	6,3	334,68
ТП2	3236,7	6,3	203,91
ТП3	3236,7	6,3	203,91
ТП4	2010,6	6,3	126,66
ТП5	1040,2	6,3	65,53
Кабельные линии	134,61	4,3	5,8
Воздушные линии	5847,43	3,0	175,42
ИТОГО:			1955,94

Составим годовую смету затрат на производство, совмещенную с калькуляцией себестоимости 1 кВт · ч полезно отпущенной электроэнергии.

Результаты сведем в таблицу 16.17.

Таблица 16.17 – Смета затрат на производство и себестоимость электроэнергии

Элементы и статьи затрат	Сумма затрат в год, тыс. руб.	Себестоимость 1 кВт/ч полезно отпущенной эл. энергии, руб./ (кВт.ч)	Процент к итогу
1	2	3	4
Элементы затрат:			
1. Электроэнергия покупная	291774,075	3,065	95,4
2. Материалы	177,117	0,002	0,06
3. Заработная плата	4719,13	0,05	1,54
4. Отчисления на соц. страхование (40%)	1887,65	0,02	0,61
ИТОГО:	297957,97	3,13	97,61
Комплексные статьи:			
1. Текущий ремонт, всего, в том числе:	4484,594	0,047	1,29
а) материалы	1868,581	0,019	0,53
б) заработная плата	1868,581	0,019	0,53

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Взам. инв. №	Подп. и дата	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

197

1	2	3	4
в) отчисления на соц. страхование (40%)	747,432	0,008	0,23
2. Накладные расходы, всего, в том числе:	3369,53	0,035	1,1
а) заработная плата	1218	0,013	0,4
б) амортизация	1955,94	0,02	0,64
в) прочие (10% от амортизации)	195,594	0,002	0,06
ВСЕГО:	305812,096	3,213	100

16.4 Техничко–экономические показатели

Коэффициент эффективности капитальных вложений рассчитывается по формуле:

$$E = \frac{\mathcal{E}}{K}, \quad (16.12)$$

где \mathcal{E} — экономия за счет снижения себестоимости 1 кВт · ч;

K — капитальные вложения на осуществление проекта, тыс. руб.

$$\mathcal{E} = (C_1 - C_2) \cdot W_{\text{пол}}, \quad (16.13)$$

где C_1 — себестоимость 1 кВт · ч полезно отпущенной электроэнергии в базовых условиях;

C_2 — себестоимость 1 кВт · ч полезно отпущенной электроэнергии по проекту, руб.;

$W_{\text{пол}}$ — количество полезно отпущенной электроэнергии за год, кВт · ч.

Срок окупаемости капиталовложений определяется по формуле:

$$T = \frac{K}{\mathcal{E}} = \frac{1}{E}; \quad (16.14)$$

$$\mathcal{E} = (3,304 - 3,213) \cdot 95169 = 8660,379 \text{ тыс. руб.};$$

$$E = \frac{8660,379}{34589,12} = 0,25;$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												198

$$T = \frac{1}{0,25} = 4 \text{ года.}$$

Основные технико-экономические показатели сведем в таблицу 16.18.

Таблица 16.18 – Основные технико-экономические показатели проекта

Наименование показателя	Величина
1. Установленная мощность, кВт	16784,0
2. Годовое потребление электроэнергии, тыс. кВт · ч	95169,379
3. Потери в сетях и трансформаторах, тыс. кВт · ч	756,519
4. Количество электроприемников, шт.	656
5. Протяженность кабельных линий 10 кВ, км	0,972
6. Протяженность воздушных линий 110 кВ, км	15
7. Капитальные вложения, тыс. руб.	34589,12
8. Численность работающих, чел., всего, в том числе:	43
а) эксплуатационный персонал	24
б) ремонтный персонал	13
в) ИТР, служащие, МОП	6
9. Фонд заработной платы, тыс. руб., всего, в том числе:	7805,711
а) эксплуатационного персонала	4719,13
б) ремонтного персонала	1868,581
в) ИТР, служащих, МОП	1218
10. Общая сумма эксплуатационных расходов, тыс. руб.	177,12
11. Удельные капитальные затраты на единицу установленной мощности, тыс. руб/кВт	2,06
12. Удельные капитальные затраты на 1 тыс. кВт · ч потребленной электроэнергии, тыс. руб/кВт · ч	0,363
13. Средняя заработная плата рабочих в месяц, тыс. руб.	15,127
14. Себестоимость 1 кВт · ч электроэнергии, руб.	3,213
15. Годовая экономия за счет снижения себестоимости 1 кВт · ч электроэнергии, тыс. руб.	8660,379
16. Коэффициент экономической эффективности капитальных вложений	0,25
17. Срок окупаемости капитальных вложений, лет	4

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
199

16.5 Организация электромонтажных работ

Производим разработку сетевого графика электромонтажа цеховой трансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, 1000 кВА.

Составляется подробный перечень работ и событий. После этого строится сетевой график. Далее производится расчет продолжительности работ в следующем порядке: определяется продолжительность каждой работы в человеко-днях, намечается возможное число людей для его выполнения, делится на общее число человеко-дней, на коэффициент перевыполнения норм и на численность рабочих.

Расчет продолжительности работ сводим в таблицу 16.19.

Таблица 16.19 – Расчет продолжительности работ

Код работы	Оценка продолжительности в человеко днях	Коэффициент перевыполнения норм	Число рабочих	Продолжительность работ в днях
1 - 2	6,9	1,15	2	3
2 - 3	4,6	1,15	2	2
2 - 4	6,9	1,15	3	2
2 - 6	13,8	1,15	2	6
3 - 7	6,9	1,15	5	1
4 - 5	17,3	1,15	5	3
4 - 8	20,7	1,15	3	6
5 - 9	3,5	1,15	2	1
6 - 9	4,6	1,15	2	2
7 - 9	3,5	1,15	2	1
7 - 11	4,7	1,15	2	2
8 - 10	3,6	1,15	2	1
9 - 11	4,6	1,15	2	2
10-11	3,5	1,15	2	1

Результаты построения сетевого графика отображены на листе 9 графической части дипломного проекта.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
											200

16.6 Планирование электроснабжения промышленных предприятий

План заводского электрохозяйства составляется отделом главного энергетика и содержит:

- а) план перспективного развития электрохозяйства;
- б) план организационно–технических мероприятий;
- в) план электроснабжения предприятия.

План перспективного развития электрохозяйства непосредственно связан с планами технического развития предприятия и электроснабжения промышленного узла. Он предусматривает расширение энергетического хозяйства, внедрение новой техники, реконструкцию схем электроснабжения, а также проведение научно–исследовательских работ.

Одним из важнейших вопросов энергетического нормирования является выбор единицы измерения производимой продукции при разработке норм расхода электроэнергии. От правильности выбора зависит возможность контроля за выполнением норм, а также проведения анализа энергоиспользования. В то же время они должны соответствовать единицам измерения, принятым при проектировании и учете энергетических ресурсов и объемов производства продукции. Поэтому при разработке технологических норм качества этих единиц должны приниматься натуральные единицы измерения (тонны, метры, штуки и т.п.).

В работу по организации нормирования входят: разработка методик и инструкций по нормированию, организационно–технических мероприятий по экономии топлива, тепловой и электрической энергии; разработка и утверждение индивидуальных и групповых норм расхода и заданий по среднему снижению норм расхода на планируемый период; анализ и обеспечение контроля за выполнением установленных норм расхода энергоресурсов, совершенствование отчетности о выполнении норм расхода топлива, тепловой и электрической энергии и заданий по их среднему снижению.

Инд. № подл.	
Подп. и дата	
Взам. инв. №	
Инд. № дубл.	
Подп. и дата	

17 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

17.1 Производственная санитария

17.1.1 Микроклимат

Параметры микроклимата производственных помещений представим в форме таблицы 17.1. Параметры микроклимата указаны как для холодного, так и для теплого периода года.

Таблица 17.1 – Параметры микроклимата производственных помещений

Поз.	Объект	Категория работы	Период года	$T_{\text{опт}}, ^\circ\text{C}$	$T_{1\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$T_{2\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$\varphi_{\text{опт}}, \%$	$\varphi_{\text{доп}}, \%$	$V_{\text{опт}}, \text{м/с}$	$V_{\text{доп}}, \text{м/с}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Приемные бункера топлива	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
2	Цех дробления и перегрузочный узел	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4
3	Цех измел. топлива и чугушной стружки	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4
4	Шихтовые бункера	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
5	Цех первичного смешивания	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4
6	Цех агломерации	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4
7	Цех эксгаустеров	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4
8	Перегрузочное устройство агломерата	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Продолжение таблицы 17.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
9	Тракт постели и возврата	III	X	16	13	13	50	70	0,2	0,4
			T	19	15	16	50	70	0,3	0,4
10	Насосная	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
11	Контора аглофабрики и лаборатории	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
12	Гараж	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
13	Столовая	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
14	Ремонтно-механический цех	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3
15	Материальный склад	IIб	X	17	15	14	50	75	0,2	0,4
			T	21	16	16	50	75	0,3	0,3

17.1.2 Характеристики и допустимые уровни шума

Уровни шума рассмотрим на примере силовых масляных трансформаторов, как это показано в таблице 17.2.

Таблица 17.2 – Средний уровень шума силовых масляных трансформаторов

Подстанция, распределительное устройство	$S_{\text{ном}}$, МВА	$U_{\text{ном}}$, кВ	Количество трансформаторов, шт	$L_{\text{РА}}$, дБ
ГПП 110/6 кВ	10000	110	2	84
	2500		2	78
ТП 6/0,4 кВ	1000	10	2	73
	1000		2	73
	1000		1	73
	1000		1	73
	630		1	70

Инь. № подл.	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

17.1.3 Освещение

В соответствии с требованиями СНиП П-4-79 все помещения должны иметь естественное освещение. Требования к освещению завода отразим в форме таблицы 17.3.

Таблица 17.3 – Требования к освещению объектов предприятия

Поз.	Объект	Разряд и подраз-ряд зр. работы	Нормативный коэффициент естественной освещенности (КЕО) e_N , %, освещение:		Освещенность при искусственном общем освещ., лк.
			естественное	совмещенное	
1	Приемные бункера топлива	VI	0,8	0,48	70
2	Цех дробления и перегрузочный узел	VГ	0,8	0,48	200
3	Цех измел. топлива и чугунной стружки	IVГ	1,2	0,72	200
4	Шихтовые бункера	VI	0,8	0,48	120
5	Цех первичного смешивания	VГ	0,8	0,48	200
6	Цех агломерации	IVВ	1,2	0,72	300
7	Цех эксгаустеров	IVГ	1,2	0,72	300
8	Перегрузочное устройство агломерата	IVБ	1,2	0,72	300
9	Тракт постели и возврата	VГ	0,8	0,48	200
10	Насосная	VIВ	0,8	0,48	100
11	Контора аглофабрики и лаборатории	III	–	0,96	400
12	Гараж	VI	0,8	0,48	50
13	Столовая	VГ	0,8	0,48	200
14	Ремонтно-механический цех	IV	–	1,6	400
15	Материальный склад	VI	0,8	0,48	50

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
204

17.1.4 Воздействие электрического поля промышленной частоты

В соответствии с ГОСТ 12.1.002–84, предельно допустимый уровень напряженности воздействия электрического поля (ЭП) устанавливается равным 25 кВ/м. Пребывание в ЭП напряженностью более 25 кВ/м без применения средств защиты не допускается.

Пребывание в ЭП напряженностью до 5 кВ/м включительно допускается в течение рабочего дня.

При напряженности ЭП свыше 20 до 25 кВ/м время пребывания персонала в ЭП не должно превышать 10 мин.

Допустимое время T , ч., пребывания персонала в ЭП напряженностью 5 до 20 кВ/м включительно вычисляется по формуле

$$T = \frac{50}{E} - 2, \quad (17.2)$$

где E — напряженность воздействующего ЭП, кВ/м.

Допустимое время пребывания в ЭП может быть реализовано однократно или дробно в течение рабочего дня. В остальное рабочее время напряженность ЭП не должна превышать 5 кВ/м.

При нахождении персонала в течение рабочего дня в зонах с различной напряженностью ЭП допустимое время пребывания вычисляется по формуле:

$$T_{\text{пр}} = 8 \cdot \left(\frac{t_{E1}}{T_{E1}} + \frac{t_{E2}}{T_{E2}} + \dots + \frac{t_{En}}{T_{En}} \right), \quad (17.3)$$

где $T_{\text{пр}}$ — приведенное время, эквивалентное по биологическому эффекту пребыванию в ЭП нижней границы нормируемой напряженности, ч;

$t_{E1}, t_{E2}, \dots, t_{E3}$ — допустимое время пребывания в ЭП; ч.

$T_{E1}, T_{E2}, \dots, T_{E3}$ — допустимое время пребывания в ЭП; ч.

Приведенное время не должно превышать 8 ч.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата					КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист					
										206					
					Изм	Лист	№ докум.	Подп.		Дата					

Таблица 17.4 – Расчет приведенного времени нахождения персонала в ЭП.

Вариант	$E_1, \frac{кВ}{м}$	$T_{E1}, ч$	$t_{E1}, ч$	$E_2, \frac{кВ}{м}$	$T_{E2}, ч$	$t_{E2}, ч$	$E_3, \frac{кВ}{м}$	$T_{E3}, ч$	$t_{E3}, ч$	$T_{ПР}, ч$
3	9	3,56	0,5	11	2,55	1,5	13	1,85	0,5	7,991

17.2 Пожарная безопасность

Пожарная безопасность объектов предприятия обеспечивается в результате выполнения следующих мероприятий:

- при проектировании строительной части — за счет правильного выбора конструкционных материалов, применения специальных противопожарных стен и соблюдение требований к компоновке внутренних помещений и наружных объектов предприятия;
- при проектировании электротехнической части — за счет правильного выбора и размещения электрооборудования и проводок;
- при эксплуатации — за счет строгого соблюдения требования пожарной безопасности, оснащения объектов предприятия необходимым количеством средств пожаротушения и поддержании их в исправном состоянии.

Выбор электрооборудования для пожароопасных зон производится согласно требованиям [1]. Требования к электрооборудованию пожароопасных зон отражены в таблице 17.5.

Для защиты от пожара объекты предприятия должны быть оснащены средствами пожаротушения. В качестве вида пожара рассматривается только пожар, вызванный возгоранием электроустановок. Выбор средств пожаротушения и их размещение по объектам завода приведены в таблице 17.6.

Инь. № подл.	Подп. и дата				Инь. № дубл.	Подп. и дата				Взам. инв. №	Подп. и дата				Инь. № подл.	Подп. и дата			
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ										Лист				
															207				

Таблица 17.5 – Выбор электрооборудования в пожароопасных зонах

Поз.	Объект	Класс пожаро-опасной зоны	Оборудование	Степень защиты
1	Приемные бункера топлива	П-IIIa	Электрические машины	IP44
			Электрические аппараты	IP44
			Электрические светильники	IP53
6	Цех агломерации	П-II	Электрические машины	IP44
			Электрические аппараты	IP44
			Электрические светильники	IP53
7	Цех эксгаустеров	П-II	Электрические машины	IP44
			Электрические аппараты	IP44
			Электрические светильники	IP53

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата

Таблица 17.6 – Обеспечение объектов предприятия средствами пожаротушения в зависимости от категории производства

Поз.	Объект	Площадь объекта, м ²	Категория помещения	Огнетушители			Ящик с песком и лопата	Войлок, кошма или асбест
				Порошковые вместимостью, л		Углекислотные, вместимостью 5 (8) л		
				5	10			
1	Приемные бункера топлива	3570	А	3	–	3	6	6
2	Цех дробления и перегрузочный узел	805	В	2	–	2	4	4
3	Цех измел. топлива и чугунной стружки	2622	А	3	–	3	6	6
4	Шихтовые бункера	5264	В	7	–	7	14	14
5	Цех первичного смешивания	1173	Б	3	–	3	6	6
6	Цех агломерации	11785	Б	10	–	10	17	17
7	Цех эксгаустеров	3910	Б	5	–	5	10	10
8	Перегрузочное устройство агломерата	1369	Б	3	–	3	6	6
9	Тракт постели и возврата	1598	В	2	–	2	4	4
10	Насосная	782	В	2	–	2	4	4
11	Контора аглофабрики и лаборатории	2380	А	3	–	3	6	6
12	Гараж	784	В	2	–	2	4	4
13	Столовая	2622	А	3	–	3	6	6
14	Ремонтно-механический цех	3230	Е	4	–	4	8	8
15	Материальный склад	4560	В	6	–	6	12	12

КЭПШ.140211.018.ПЗ

Изм.

Лист

№ докум.

Подп.

Дата

209

Лист

Копировал

Формат А4

17.3 Электробезопасность

17.3.1 Квалификация помещений объектов предприятия по степени опасности поражения людей электрическим током

Данные по объектам предприятия о степени опасности поражения людей электрическим током приведены в таблице 17.7.

Таблица 17.7 – Квалификация помещений объектов предприятия по степени опасности поражения людей электрическим током

Поз.	Объект	Класс помещения
1	Приемные бункера топлива	Без повышенной опасности
2	Цех дробления и перегрузочный узел	Повышенной опасности
3	Цех измел. топлива и чугунной стружки	Повышенной опасности
4	Шихтовые бункера	Без повышенной опасности
5	Цех первичного смешивания	Повышенной опасности
6	Цех агломерации	Особо опасное
7	Цех эксгаустанов	Особо опасное
8	Перегрузочное устройство агломерата	Особо опасное
9	Тракт постели и возврата	Повышенной опасности
10	Насосная	Особо опасное
11	Контора аглофабрики и лаборатории	Без повышенной опасности
12	Гараж	Без повышенной опасности
13	Столовая	Без повышенной опасности
14	Ремонтно-механический цех	Повышенной опасности
15	Материальный склад	Без повышенной опасности

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист

210

17.3.2 Обоснование выбора нейтрали

В соответствии с требованиями [1] сети могут быть выполнены с глухозаземленной, изолированной или компенсированной нейтралью.

Сети 110 кВ, питающие ГПП завода, выполняются с эффективно заземленной нейтралью.

Сети 10 кВ являются сетями с малыми токами замыкания на землю и также выполняются с изолированной нейтралью в трехпроводном исполнении.

Сети 0,4 кВ выполняются в четырехпроводном исполнении с глухозаземленным режимом нейтрали. Это связано не только с наличием однофазных электроприемников, но и с обеспечением электробезопасности персонала предприятия. В соответствии с [1] нейтраль сетей 0,4 кВ используется для выполнения защитного зануления электрооборудования.

17.3.3 Защитные меры в электроустановках

Для защиты персонала от поражения электрическим током необходимо допускать для работы в них людей, имеющих соответствующую группу допуска по технике безопасности. Требования к персоналу в рамках каждой из групп изложены в [12].

Оборудование электроустановок должно иметь защитное заземление или зануление в соответствии с требованиями [1]. Обслуживающий персонал при работе в действующих электроустановках должен иметь защитные средства как основные, так и дополнительные. В установках до 1000 В основными средствами защиты являются диэлектрические боты, перчатки, измерительные штанги. Дополнительные — резиновые коврики, инструменты с диэлектрическими рукоятками. В установках свыше 1000 В основными средствами защиты являются изолирующие подставки, изолирующие лестницы, а дополнительные — те средства, которые являются основными до 1000 В.

При выполнении ремонтных работ, помимо отключения оборудования от источников питания, оно должно заземляться с помощью заземляющих ножей

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												211

или переносных заземлителей. При работе обязательно вывешиваются предупредительные таблички и плакаты. Допуск к работе в действующих электроустановках оформляется в установленном порядке нарядом–допуском.

Персонал, работающий в действующих электроустановках, периодически проходит медицинское переосвидетельствование, а также периодически сдает экзамен на знание ПУЭ, ПТЭ и ПТБ.

17.3.4 Комплектование средствами защиты подстанций и распределительных устройств

Данные по комплектованию ГПП, РП и цеховых подстанций средствами защиты приведены в таблице 17.8.

Таблица 17.8 – Комплектование средствами защиты подстанций и распределительных устройств предприятия

Подстанция, РУ	Средства защиты	Периодичность испытаний	Кол–во, шт.
1	2	3	4
ГПП 110/6 кВ	Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	1 раз в 2 года	2
	Указатель напряжения	1 раз в год	2
	Диэлектрические перчатки	2 раз в год	3
	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 раз в 3 года	1
	Переносные заземления	1 раз в год	5
	Временные ограждения (щиты)	–	3
	Переносные плакаты и знаки безопасности	–	14
	Шланговый противогаз	1 раз в год	2
	Защитные очки	–	2
Цеховые ТП 10/0,4 кВ	Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	1 раз в 2 года	8
	Указатель напряжения	1 раз в год	8

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						212

Продолжение таблицы 17.8

1	2	3	4
	Диэлектрические перчатки	2 раз в год	8
	Диэлектрические боты (для ОРУ)	1 раз в 3 года	8
	Переносные заземления	1 раз в год	8
	Временные ограждения (щиты)	–	8
Цеховые ТП 10/0,4 кВ	Переносные плакаты и знаки безопасности	–	16
	Шланговый противогаз	1 раз в год	8
	Защитные очки	–	4

17.4 Организация работ в действующих электроустановках

Вариант № 15, номера тем: 5, 12, 25.

- 5) Работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации (виды работ).
- 12) Характеристика IV группы по электробезопасности.
- 25) Плакаты предписывающие и указательные.

17.4.1 Работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации (виды работ).

Работы, выполняемые в порядке текущей эксплуатации — небольшие по объему (не более одной смены) ремонтные и другие работы по техническому обслуживанию, выполняемые в электроустановках напряжением до 1000 В оперативным, оперативно-ремонтным персоналом на закрепленном оборудовании в соответствии с утвержденным руководителем (главным инженером) организации перечнем.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												213

17.4.2 Характеристика IV группы по электробезопасности.

Для лиц с IV группой обязательны:

- а) Познания в электротехнике в объеме специализированного профтехучилища.
- б) Полное представление об опасности при работе в электроустановках.
- в) Знание Правил техники безопасности [17] в объеме занимаемой должности.
- г) Знание установки настолько, чтобы свободно разбираться, какие именно элементы должны быть отключены для производства работы, находить в натуре все эти элементы и проверять выполнение необходимых мероприятий по обеспечению безопасности.
- д) Умение организовать безопасное проведение работ и нести надзор за ними.
- е) Знание Правил оказания первой помощи и умение практически оказывать первую помощь пострадавшим (приемы искусственного дыхания и т.п.) от электрического тока.
- ж) Знание схем и оборудования своего участка.
- и) Умение обучить персонал других групп правилам техники безопасности и оказанию первой помощи (приемы искусственного дыхания и т.п.) пострадавшим от электрического тока.

17.4.3 Плакаты предписывающие и указательные.

Плакаты и знаки безопасности вывешивают с целью предупреждения ошибочных действий обслуживающего персонала, случайной подачи напряжения на работающих. Так, запрещающие плакаты с надписью «Не включать. Работают люди» вывешивают на рукоятках выключателей, основаниях предохранителей, с помощью которых может быть подано напряжение к месту работы.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												214

а) Плакаты запрещающие:

- «Не включать! Работают люди!»;
- «Не включать! Работа на линии!»;
- «Опасное электрическое поле! Без средств защиты проход запрещен!»;
- «Не открывать! Работают люди!»;
- «Работа под напряжением! Повторно не включать!».

б) Знаки и плакаты предупреждающие:

- «Осторожно! Электрическое напряжение!»;
- «Стой! Напряжение!»;
- «Испытание опасно для жизни»;
- «Не влезай! Убьет!».

в) Плакаты предписывающие:

- «Работать здесь!»;
- «Влезать здесь!».

г) Плакат указательный:

- «Заземлено».

17.5 Расчет защитного заземления ГПП

Исходя из размеров подстанции предварительно выбираем заземляющую сетку, дополненную вертикальными проводниками расположенными по периметру.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата	Инь. № подл.	Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
												215

ПУЭ требует, чтобы сопротивление заземляющего устройства в любое время года удовлетворяло требованиям: для подстанции 110 кВ.

$$r_3 \leq 4 \text{ Ом.} \quad (17.4)$$

Сопротивления заземляющего устройства, определяется по формуле:

$$r_3 = \frac{R_1 \cdot R_2}{R_1 + R_2}, \quad (17.5)$$

R_1 — сопротивление продольных заземлителей, Ом;

R_2 — сопротивление вертикальных заземлителей, Ом.

$$R_1 = \frac{\rho}{2\pi l} \ln \frac{2l^2}{\nu n}, \quad (17.6)$$

где ρ — расчетное сопротивление грунта, Ом;

l — длина горизонтальных заземлителей, м;

$h = 0,7$ м — глубина закладки горизонтальных заземлителей;

$b = 0,4$ м — ширина полосового заземлителя;

$$R_2 = \frac{1}{n} \cdot \frac{\rho}{2\pi l} \left(\ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t+1}{4t-1} \right) \quad (17.7)$$

где n — число стержней вертикального исполнения;

$d = 0,02$ м — диаметр вертикального стержня;

$t = \frac{l}{2}$ — расчетная глубина;

$$\rho = \rho_{уд} \cdot K_B, \quad (17.8)$$

где $\rho_{уд}$ — удельное сопротивление грунта, $\rho_{уд} = 102$ Ом · м для Краснодарского края ;

$K_B = 1,5$ — коэффициент учитывающий влажность грунта;

$$\rho = 102 \cdot 1,5 = 153 \text{ Ом.}$$

$$R_1 = \frac{1}{14} \cdot \frac{153}{2 \cdot 3,14 \cdot 2} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 2}{0,02} + \frac{1}{2} \ln \frac{4 \cdot 1 + 2}{4 \cdot 1 - 2} \right) = 5,09 \text{ Ом;}$$

$$r_3 = \frac{2,207 \cdot 5,09}{2,207 + 5,09} = 1,54 \text{ Ом} < 4 \text{ Ом.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата
Взам. инв. №	Инь. № дубл.
Подп. и дата	
Инь. № подл.	

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
-----	------	----------	-------	------

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
216

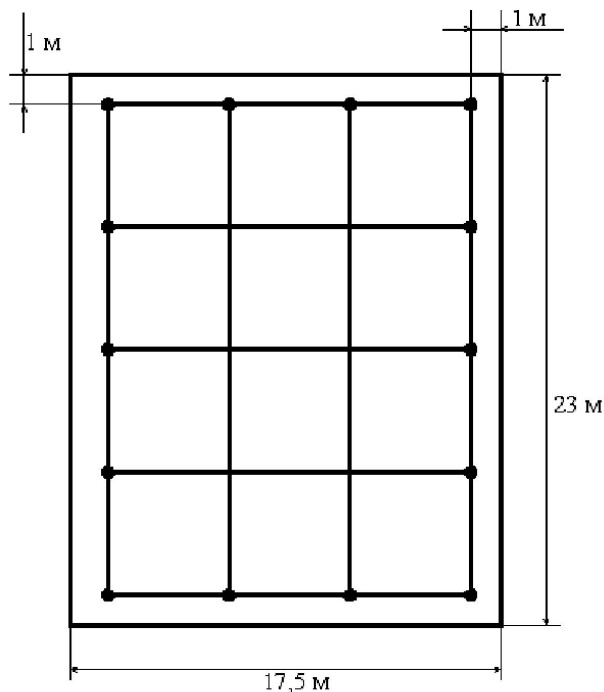


Рисунок 17.1 – Искусственное заземление ГПП

17.6 Расчет молниезащиты

Для защиты объектов от прямых ударов молний сооружаются молниеотводы, принимающие на себя ток молнии и отводящие его в землю.

Объекты I категории молниезащиты защищают от прямых ударов молнии отдельно стоящими стержневыми, тросовыми молниеотводами, устанавливаемыми на защищаемом объекте, но электрически изолированными от него.

Для защиты от ударов молнии объектов II категории применяют отдельно стоящие или установленные на защищаемом объекте не изолированные от него стержневые и тросовые молниеотводы. Допускается использование в качестве молниеприемника металлические кровли зданий или молниеприемной сетки (из проволоки диаметром 6...8 мм и ячейками 6x6 м), накладываемой на неметаллическую кровлю. В качестве токопроводов рекомендуется использовать металлические конструкции зданий и сооружений, вплоть до пожарных лестниц на зданиях. Импульсное сопротивление каждого заземлителя должно быть не более

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						217
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

10 Ом, для наружных установок — не более 50 Ом.

Защита объектов III категории от прямых ударов молнии организуется так же, как для объектов II категории, но требования к заземлителям ниже: импульсное электросопротивление каждого заземлителя не должно превышать 20 Ом, а при защите дымовых труб, водонапорных и силосных башен, пожарных вышек — 50 Ом.

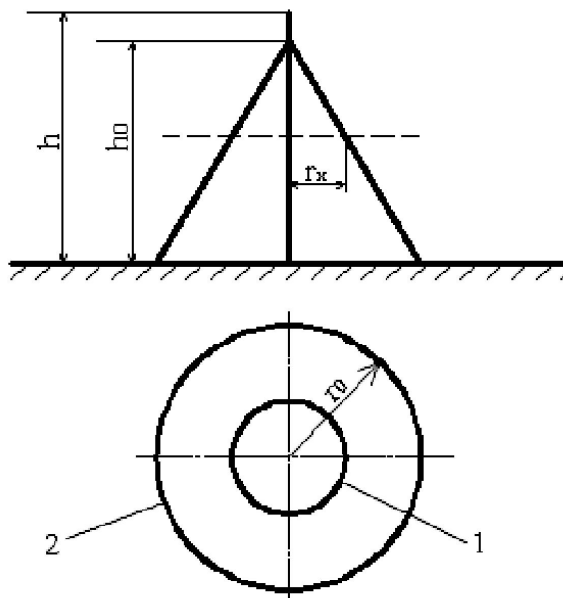


Рисунок 17.2 – Зона защиты одиночного стержневого молниеотвода. (1 — граница зоны защиты на уровне h_x ; 2 — тоже на уровне земли)

Высота молниеотвода определяется по формуле:

$$h = \frac{r_x + 1,9 \cdot h_x}{1,5}, \quad (17.9)$$

где r_x — радиус зоны защиты, м;

h_x — высота объекта, м.

Инов. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инов. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						218
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

17.6.1 Защита ГПП от прямых ударов молний

Для защиты оборудования подстанции от ударов молний устанавливают 3 молниеотвода: 2 на входных порталах и один примерно посередине подстанции. Принимаем места установки за центры окружностей зоны защиты. Их проводим так, чтобы все оборудование находилось внутри окружностей, находим радиусы этих окружностей.

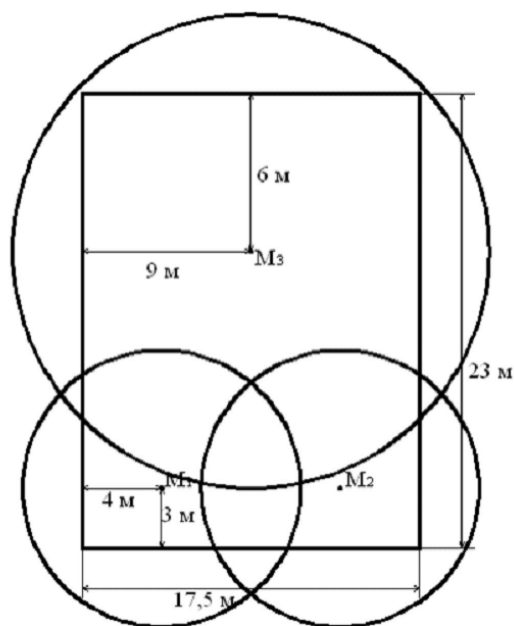


Рисунок 17.3 – Молниезащита подстанции 110/10 кВ)

Радиусы окружностей равны:

- для молниеотводов M_1 и M_2 , $r_{x,1} = r_{x,2} = 7$ м;
- для молниеотвода M_3 , $r_{x,3} = 10$ м.

Высота самого высокого объекта ГПП — $h_x = 5$ м.

Высота молниеотводов M_1 и M_2 , равна:

$$h_1 = h_2 = \frac{7 + 1,9 \cdot 5}{1,5} = 1,1 \text{ м.}$$

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата

Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
219

18 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения настоящего дипломного проекта выполнены расчеты электрических нагрузок, компенсации реактивной мощности и расчет токов короткого замыкания. Расчеты электрических нагрузок выполнены с применением ЭВМ.

На основании указанных расчетов приняты схемы внешнего и внутриводского электроснабжения и выбрано соответствующее оборудование.

Питание предприятия осуществляется от районной подстанции 110/35/10 кВ по двухцепной линии 35 кВ длиной 15 км на железобетонных опорах, выполненной проводом АС-150. На предприятии имеется ГПП 35/10 кВ с двумя трансформаторами типа ТМН-1000/35.

Внутриводское электроснабжение выполнено по смешанной схеме кабелем марки ААБ, проложенном в траншее. В качестве цеховых трансформаторных подстанций в проекте приняты двухтрансформаторные подстанции 10/0,4 кВ Хмельницкого завода трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМЗ-2500/10, ТМЗ-1000/10 и одно-трансформаторный подстанции — ТМЗ-1000/10, ТМЗ-630/10.

Электроснабжение ремонтно-механического цеха выполнено по магистральной схеме. От двух магистральных шинопроводов питаются девять распределительных шинопровода, один троллейный шинопровод и шесть радиальных кабельных линии, питающих силовые распределительные шкафы.

Применительно к выбранной схеме электроснабжения предприятия и характеру технологического процесса в дипломном проекте рассмотрены вопросы качества электроэнергии, перенапряжений и защиты от них, электроизмерений, учета и экономии электроэнергии, экологии, релейной защиты и автоматики, экономики и организации производства и безопасности жизнедеятельности.

Вопрос углубленной проработки внедрен в учебный процесс по дисциплине «Релейная защита и автоматика». В частности разработана релейная защита трансформатора ГПП.

Инь. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подп. и дата
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата

КЭПП.140211.018.ПЗ

Лист
221

19 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Правила устройства электроустановок /Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.

2. Справочная книга для проектирования электрического освещения /Под ред. Г.М. Кнорринга. – Л. : Энергия, 1976. – 384 с.

3. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 1991. 494 с. — (Электроустановки промышленных предприятий).

4. Справочник по проектированию электроснабжения /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. — М.: Энергоатомиздат, 1990. — 576 с. — (Электроустановки промышленных предприятий).

5. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. — М.: Энергоатомиздат, 1987. — 368 с.

6. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1985. — 352 с.

7. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию: В 2-х т. Т. 1. Электроснабжение /Под общ. ред. А.А. Федорова. — М.: Энергоатомиздат, 1986. — 568 с.

8. Ульянов С.А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. Учебник для электротехнических и энергетических вузов. — М.: Энергия, 1970. — 520 с.

9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 608 с.

10. Электротехнический справочник: В 3-х т. Т. 3. Кн. 1. Производство, передача и распределение электрической энергии /Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др. — 6-е изд., испр. и доп. — М.: Энергоиздат, 1982. — 656 с.

Инь. № подл.	Подл. и дата	Взам. инв. №	Инь. № дубл.	Подл. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						222
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		

11. Шабад М.А. Расчеты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. — 3-е изд., перераб. и доп. — Л.: Энергоатомиздат, Ленингр. отд-ние, 1985. 296 с.

12. Корогодский В.И., Кужеков С.Л., Паперно Л.Б. Релейная защита электродвигателей напряжением выше 1 кВ. — М.: Энергоатомиздат, 1987.—248 с.

13. Беркович М.А., Комаров А.Н., Семенов В.А. Основы автоматики энергосистем. — М.: Энергоиздат, 1981. — 432 с.

14. Барзам А.Б. Системная автоматика. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 446 с.

15. Барзам А.Б. Системная автоматика. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 446 с.

16. Основы законодательства Российской Федерации об охране труда //Российская газета, 1993, 1 сентября.

17. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей /Гл. упр. гос. энергетического надзора Минэнерго СССР. — 4-е изд., перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1989. — 432 с.

18. Мукосеев Ю.Л. Электроснабжение промышленных предприятий. —М.: Энергия, 1973.

19. А.В. Беляев — Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ —М.: Энергоатомиздат, 1988. — 175 с.

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	КЭПП.140211.018.ПЗ	Лист
						223
Изм	Лист	№ докум.	Подп.	Дата		