

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ
Заведующая кафедрой ЭССиСЭ

_____ И.М. Кирпичникова
(подпись)

«__» _____ 2018 г.

Электроснабжение группы цехов приборостроительного завода

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ
ЮУрГУ – 13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ ВКР

Консультант по релейной защите
старший преподаватель

_____ И.П. Титов
«__» _____ 201_ г.

Руководитель проекта
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 201_ г.

Консультант по БЖД
д.т.н., профессор

_____ В.Ф. Бухтояров
«__» _____ 201_ г.

Автор проекта
Студент группы ПЗ-575

_____ М.В. Каширин
«__» _____ 201_ г.

Нормоконтролёр
старший преподаватель

_____ Н.Ю. Аверина
«__» _____ 201_ г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«Южно-Уральский государственный университет»
(национальный исследовательский университет)
Политехнический институт. Заочный факультет
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

Направление 13.03.02 – «Электроэнергетика и электротехника»

УТВЕРЖДАЮ
Заведующая кафедрой

_____ И.М. Кирпичникова

«__» _____ 201_ г.

ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента
Каширина Мирона Владимировича

Группа ПЗ-575

1 Тема работы

Электроснабжение группы цехов приборостроительного завода

утверждена приказом по университету от 25 декабря 2017 г. № 2438.

2 Срок сдачи студентом законченной работы 30 декабря 2017 г.

3 Исходные данные к работе

Из базы данных кафедры ЭССиСЭ

5 Перечень графического материала

1 План генеральный группы цехов приборостроительного завода	- 1 лист
2 Схема электрическая принципиальная электроснабжения группы цехов приборостроительного завода	- 1 лист
3 Чертеж конструктивный ЗРУ-10 кВ	- 1 лист
4 Обоснование технико-экономическое напряжения схемы внешнего электроснабжения	- 1 лист
5 Схема релейной защиты печного трансформатора	- 1 лист
6 Энергосистема интеллектуальная с активно-адаптивной сетью	- 1 лист

Всего 6 листов

6 Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)
Релейная защита	И.П. Титов		
БЖД	В.Ф. Бухтояров		

7 Дата выдачи задания 02 октября 2017 г.

Руководитель Н.Ю. Аверина

Задание принял к исполнению М.В. Каширин

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Готовность (дата)	Отметка о выполнении руководителя
1 Сравнение отечественных и зарубежных технологий и решений	02.10.17 – 05.10.17	
2 Расчет электрических нагрузок	05.10.17 – 09.10.17	
3 Выбор трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций	09.10.17 – 16.10.17	
4 Выбор напряжения и трансформаторов ГПП предприятия	16.10.17 – 22.10.17	
5 Техничко-экономическое обоснование напряжения внешнего электроснабжения	22.10.17 – 26.10.17	
6 Выбор величины напряжения и схемы внутреннего электроснабжения предприятия. Выбор питающих линий.	26.10.17 – 01.11.17	
7 Расчет токов короткого замыкания	01.11.17 – 07.11.17	
8 Выбор электрооборудования схемы внутреннего электроснабжения	07.11.17 – 14.11.17	
9 Расчет и выбор устройств компенсации реактивной мощности	14.11.17 – 21.11.17	
10 Расчёт показателей качества напряжения в узлах СЭС	21.11.17 – 30.11.17	
11 Активно-адаптивные сети (Smart grid)	30.11.17 – 04.12.17	
12 Релейная защита	04.12.17 – 09.12.17	
13 Безопасность жизнедеятельности	09.12.17 – 14.12.17	
14 Оформление графической части	14.12.17 – 19.12.17	
15 Оформление пояснительной записки	19.12.17 – 25.12.17	

Заведующая кафедрой

(подпись)

И.М. Кирпичникова

Руководитель работы

(подпись)

Н.Ю. Аверина

Студент

(подпись)

М.В. Каширин

АННОТАЦИЯ

Каширин М.В. Электроснабжение группы цехов приборостроительного завода – Челябинск, ЮУрГУ, ПЗ, 2018, 111 с, 21 ил., 28 табл., библиогр. список 48 наим., 6 листов чертежей ф. А1

В выпускной квалификационной работе представлен проект системы электроснабжения группы цехов приборостроительного завода.

На основании расчета электрических нагрузок и технико-экономического анализа разработаны схемы внешнего и внутривзаводского электроснабжения напряжением 10 кВ. Произведен выбор силовых трансформаторов цеховых ТП и кабельных линий напряжением выше и до 1 кВ.

С учётом определенных токов короткого замыкания выбрано оборудование центрального распределительного пункта, распределительные ячейки К-104М с вакуумными выключателями; кабельные линии с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Произведена оптимизация мощности устройств компенсации реактивной мощности, выполнена оценка качества электрической энергии в системе электроснабжения предприятия.

Реализация энергосберегающих технологий представлена на примере внедрения интеллектуальной энергосистемы с активно-адаптивной сетью Smart Grid.

Рассмотрены вопросы релейной защиты системы электроснабжения, а также безопасности жизнедеятельности.

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Изм	Лист	№ документа	Подпись	Дата					
Разраб.		Каширин			Электроснабжение группы цехов приборостроительного завода				
Пров.		Аверина							
Реценз.									
Н. контр.		Аверина							
Утв.		Кирпичникова							
					Лит.	Лист	Листов		
					В	К	Р	3	111
					ФГАОУ ВО ЮУрГУ (НИУ) Кафедра ЭССиСЭ				

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	
Характеристика объекта электроснабжения	7
Технический паспорт проекта	8
СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ.....	10
Выводы по разделу.....	12
1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	
1.1 Расчёт нагрузок по ремонтно-механическому цеху	13
1.2 Расчёт электрических нагрузок по предприятию	18
1.3 Расчёт картограммы электрических нагрузок	19
Выводы по разделу один.....	24
2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ	
2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....	25
2.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....	25
Выводы по разделу два	30
3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ	31
Выводы по разделу три	33
4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	34
4.1 Вариант схемы внешнего электроснабжения на 110 кВ	34
4.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП.....	35
4.1.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	36
4.1.3 Расчет токов короткого замыкания.....	37
4.1.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....	39
4.2 Вариант схемы внешнего электроснабжения на 10 кВ	42
4.2.1 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия	43
4.2.2 Расчет токов короткого замыкания.....	46
4.2.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры	47
4.3 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения.....	48
4.4 Выбор оптимального варианта внешнего электроснабжения.....	50
Выводы по разделу четыре	50
5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ	
5.1 Выбор напряжения	51
5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия....	51

5.3	Конструктивное выполнение электрической сети.....	51
5.4	Выбор кабельных линий	52
	Выводы по разделу пять	54
6	РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	56
	Выводы по разделу шесть	62
7	ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	
7.1	Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ГПП ..	63
7.2	Выбор выключателей КРУ	63
7.3	Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ	64
7.4	Выбор трансформаторов напряжения	66
7.5	Выбор ячеек, устанавливаемых на вводе цеховых ТП.....	67
7.6	Проверка кабелей 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания.....	70
7.7	Выбор трансформаторов собственных нужд	71
7.8	Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУНН ТП.....	71
	Выводы по разделу семь	72
8	РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ	73
	Выводы по разделу восемь	80
9	РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС	80
9.1	Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения	81
9.2	Расчет колебаний напряжения	84
9.3	Несимметрия напряжения.....	84
	Выводы по разделу девять	85
10	АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ СЕТИ (SMART GRID)	
10.1	Понятие «Smart Grid».....	86
10.2	Особенности технологии Smart Grid. Основные принципы и атрибуты.....	87
10.3	Преимущества технологии Smart Grid	89
10.4	Релейная защита	89
10.5	Необходимость и предпосылки развития интеллектуальной энергетики в России	90
10.6	Ожидаемые результаты от внедрения Smart Grid на предприятии	91
10.7	Реализация технологии Smart Grid на предприятии.....	91
	Выводы по разделу десять	91
11	РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА	
11.1	Мгновенная токовая защита.....	92
11.2	Защита от перегруза	93
11.3	Защита от однофазных замыканий на землю.....	94

11.4	Защита от перегрева	95
11.5	Газовая защита.....	96
	Выводы по разделу одиннадцать.....	96
12	БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ	
12.1	Планировка и конструктивная часть ЗРУ-10 кВ.....	97
12.2	Защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ в электроустановках	97
12.3	Устройство контроля изоляции в сети 10 кВ	98
12.4	Молниезащита	100
12.5	Защитное заземление.....	101
12.6	Освещение ЗРУ-10 кВ	104
12.7	Пожарная безопасность.....	106
	Выводы по разделу двенадцать	107
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	108
	БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	109

ВВЕДЕНИЕ

Развитие промышленности и требования прогресса диктуют необходимость совершенствования промышленной электроэнергетики: создание экономичных надежных систем электроснабжения промышленных предприятий, автоматизированных систем управления электроустановками и технологическими процессами.

Все это ставит большие задачи перед работниками проектных, монтажных и наладочных организаций, работающих в области электрификации промышленности.

Главными задачами проектирования и эксплуатации современных систем электроснабжения являются: правильное определение электрических нагрузок, рациональная передача и распределение электрической энергии, обеспечение необходимой степени надежности электроснабжения, обеспечение необходимого качества электроэнергии на шинах подстанции, обеспечение электромагнитной совместимости приемников электрической энергии с питающей сетью, экономия электроэнергии и других материальных ресурсов.

С целью увеличения интенсивности производства и повышения производительности труда на предприятиях находят широкое применение электродуговые и индукционные печи, сварочные установки. При всей своей необходимости и эффективности они вносят значительный дискомфорт в питающую сеть, то есть ухудшается целый ряд показателей качества электроэнергии, что отрицательно сказывается на других участниках процесса потребления электроэнергии.

Важным аспектом при проектировании систем электроснабжения становится экономия электроэнергии, ввиду ограниченности энергоресурсов и их удорожания по мере использования, а также нехваткой мощностей электростанций из-за увеличения единичной мощности потребителей. Около 10-15% электроэнергии теряется при передаче от источника до приемника. Решить этот вопрос можно по средствам увеличения напряжения сетей, как внешних, так и внутренних, обеспечения оптимального коэффициента загрузки трансформаторов, применения глубоких вводов, уменьшения уровней трансформации, равномерного распределения однофазных приемников по фазам, компенсации реактивной мощности непосредственно у потребителя.

Решение выше изложенных вопросов, воплощение в жизнь перспективных направлений электроэнергетики является первоочередным в процессе разработки качественной и надежной системы электроснабжения, что в частности и отражает данная работа.

Характеристика объекта электроснабжения

Приборостроительный завод специализируется на изготовлении продукции производственно-технического назначения, в том числе систем, отдельных приборов и комплектов, предназначенных для радиационного контроля, товаров народного потребления и продукции по гособоронзаказу.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		7

Приборостроительный завод является многопрофильным предприятием, имеющим широкие возможности по выпуску радиоэлектронной продукции и предоставлении полного спектра сопутствующих услуг по проверке качества и комплектации готовых изделий. Используемые производственные мощности позволяют осуществлять полный цикл производства: от получения технического задания до передачи готовой продукции заказчику.

Приборостроительный завод располагается на территории площадью 194,3 тыс. м². Рассматриваемая группа включает в себя 17 цехов с суммарной установленной мощностью 13,7 МВт. 4,5 МВт из которых приходится на высоковольтные электроприемники: дуговые сталеплавильные печи мощностью 1250 кВт и индукционные печи установленной мощностью 500 кВт. Номинальное напряжение всех высоковольтных электроприемников составляет 10 кВ.

На предприятии функционируют потребители II и III категории по надежности электроснабжения. Ко II категории относятся основные производственные цеха предприятия, перерыв в электроснабжении которых приводит к значительному снижению выпуска продукции, простоя производственного оборудования, а именно: насосная (№4), инструментальный цех (№3), цех термодар (№5), литейных цех (№8), прессовый цех (№10), сборочные цеха (№11, №12), гальванический цех (№13), малярный цех (№16), механический цех (№15).

В электроснабжении электроприемников III категории допускается перерыва на время необходимое для подачи временного питания, ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более чем на одни сутки.

К III категории относятся вспомогательные и непромышленные помещения: гараж (№1), бензосклад (№2), склады (№6), участок производственной практики (№7), заводоуправление (№9), ремонтно-механический цех (№14), заготовительный цех (№17).

Учитывая особенности технологического процесса и его энергоемкость, завод, в целом, относится ко II категории потребителей по надежности электроснабжения.

Климатические условия имеют следующие характеристики: наивысшая температура окружающего воздуха 22,6 °С, грунт, на котором расположено предприятие, на глубине 0,7 м имеет наивысшую температуру 15,0°С и отличен низкой коррозионной активностью, отсутствием блуждающих токов и растягивающих усилий.

Технический паспорт проекта

1 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1 кВ – 13728 кВт.

2 Суммарная установленная мощность электроприемников предприятия напряжением свыше 1 кВ – 4500 кВт.

3 Категория основных потребителей по надёжности электроснабжения – II.

4 Активная расчётная мощность на шинах главной понизительной подстанции: 9602 кВт.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		8

5 Коэффициент реактивной мощности: естественный $\text{tg}\varphi=0,73$; расчетный $\text{tg}\varphi=0,40$; заданный энергосистемой $\text{tg}\varphi=0,40$.

6 Напряжение внешнего электроснабжения: 10 кВ.

7 Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме: 300 МВ·А, тип и сечение питающих линий КЛ 10 кВ – 4хАПвП-10 (3х240/120).

8 Расстояние от предприятия до питающей подстанции 0,5 км.

9 Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия 10 кВ.

10 Трансформаторные подстанции с трансформаторами типа ТМГ, мощностью 160, 250, 630, 800 кВ·А.

11 Грунт: коррозионная активность – низкая, блуждающие токи – нет, растягивающие усилия – нет.

12 Число часов использования максимума нагрузки 3080 ч/год.

13 Тип и сечение кабельных линий: АПвП-10 с сечением 95, 150, 240 мм².

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		9

СРАВНЕНИЕ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И РЕШЕНИЙ

Главной особенностью современного мирового светотехнического рынка является постепенный переход к энергосберегающим технологиям и отказ от традиционных источников света, таких как лампы накаливания

По данным «Роснано» в настоящий момент доля ламп накаливания в мире составляет порядка 55%, однако уже к 2018 году их доля может уменьшиться до 25%. В структуре Российского рынка осветительной продукции наибольшую долю занимают традиционные лампы накаливания (52%), доля энергосберегающих ламп составляет 34%, а и светодиодных – всего 0,7% [1].

В России доля светодиодного освещения продолжит увеличиваться, как и во всем мире. В долгосрочной перспективе доля российского рынка светодиодного освещения в мировом масштабе составит 3%. Темпы роста российского рынка достигнут 30% в год.

Прогресс рынка общего освещения обусловлен двумя основными факторами. Первый — стремительный рост инвестиций в строительство в развивающихся странах. Второй — все большее внедрение дорогих технологий в освещение, включая светодиоды, что естественным образом повышает среднюю стоимость готовых осветительных приборов.

Самыми популярными сегментами освещения на сегодня считаются промышленное, уличное и офисное освещение. Далее следует освещение ЖКХ, торговое, архитектурное, декоративное и рекламное. Заметный рост произошел в сегментах светодиодного уличного и промышленного освещения. Так, расходы на электроэнергию на освещение в России составляют в среднем 150 млрд.кВт/час, что составляет примерно 12% от общего потребления электроэнергии.

Спрос на светотехнические изделия в настоящий момент составляет более 1,1 млрд. световых приборов в год. Большую часть спроса на световые приборы формируют домашние хозяйства (65%), офисы (16%), торговые и сервисные организации (8%), производственные предприятия (8%). Потребность в уличном освещении составляет 2%.

На Российском светотехническом рынке представлено более 250 предприятий. Наибольшая доля в общем объеме производства световых приборов принадлежит компаниям «Световые технологии», Лихославльский светотехнический завод, Ардатовский светотехнический завод, Кадошкинский электротехнический завод.

Для окончательного выбора между отечественными и зарубежными производителями светодиодных светильников произведем сравнение технико-экономических характеристик светодиодных светильников производства компании Philips [2] и «Ардатовский светотехнический завод» [3].

Ассортимент компании Philips, это товары энергосберегающего освещения как для индивидуального так и для промышленного использования, произведенные в Польше, под пристальным контролем качества в собственной независимой лаборатории.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		10

Общее количество наименований товаров компании Philips превышает 5000 штук. Дилерская сеть представлена в России, Германии, Франции, Венгрии, Словакии, Белоруссии, Украине. Важной особенностью продукции Philips является четырёхступенчатая система контроля качества:

- 1) контроль качества и отбор всех комплектующих и компонентов, используемых при производстве продукции;
- 2) контроль качества каждой выпускаемой партии продукции на соответствие заявленным товарным характеристикам на всех этапах производства;
- 3) строгий предпродажный контроль;
- 4) гарантийное и постгарантийное обслуживание.

ОАО «Ардатовский светотехнический завод» – одно из крупнейших светотехнических предприятий России, основной сферой деятельности которого является производство и сбыт осветительных приборов общего и специального назначения. Оснащенный высокопроизводительным оборудованием, завод осуществляет весь процесс производства: от научной разработки до выпуска готовой продукции. На предприятии используются современные технологии и дизайн, соответствующие мировым стандартам.

На настоящий момент ОАО «АСТЗ» выпускает более 2000 модификаций светильников. Имея большой научно-технический потенциал, предприятие постоянно совершенствует свой ассортимент. Большое внимание уделяется качеству.

Сравнение технических характеристик светодиодного светильника LED23S/840 производства компании «Philips» [2] и светодиодного светильника ДСП49-20-003 производства «Ардатовский светотехнический завод» [3] представлено в таблице А.

Таблица А – Сравнительный анализ технических характеристик светодиодных светильников отечественного и зарубежного производства

Параметры сравнения	Светодиодный светильник LED23S/840 [2]	Светодиодный светильник ДСП49-20-003 [3]
1	2	3
Потребление электроэнергии, Вт	23	20
Световой поток, лм	2300	2405
Кривая силы света	Д	Д
Световая отдача лм/Вт	113	120
Срок службы, ч	70 000	50 000
Коэффициент мощности	0,93	0,95
Температурные режимы работы во время эксплуатации °С	от -20 до +40	от -15 до +35
Цветовая температура, К	4000	5000
Масса, кг	3,25	1,70
Виброустойчивость	высокая	высокая
Устойчивость к перепадам напряжения, В	180–260	160–270

Продолжение таблицы А

1	2	3
Коэффициент пульсации %	0,7	0,6
Контрастность и цветопередача	80 Ra	85 Ra
Экологическая безопасность лампы	безопасен	безопасен
Степень защиты	IP 65	IP 65
Время пуска источника света	мгновенно	мгновенно
Перезапуск после перепада U	мгновенно	мгновенно
Способ установки	подвесной	подвесной
КПД, %	93	95
Стоимость, руб. [4]	3800	5400

Анализируя технико-экономические параметры светильников, представленные в таблице А можно отметить:

– светильники ДСП49-20-003 обладают более высоким световым потоком и коэффициентом полезного действия, при меньшей мощности и стоимости в сравнении со светильником LED23S/840;

– коэффициент мощности отечественных светильников значительно выше;

– светильники ДСП49-200-003 имеют более широкий диапазон цветовой температуры и могут работать в широком диапазоне напряжения питания;

– оба типа светильников имеют подвесное исполнение, степень защиты IP65, экологически безопасны, высокую контрастность и цветопередачу, длительный срок службы, возможность работы в широком диапазоне температур окружающего воздуха.

Выводы по разделу

На основании сравнительного анализа светодиодных светильников отечественного и зарубежного производств принято решение для реализации освещения закрытого распределительного устройства 10 кВ применять светильники марки ДСП49-20-003 производства Ардатовского светотехнического завода.

1 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Для расчета электрических нагрузок на предприятии будем использовать усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм [5]. В системе электропитания предприятия существует несколько характерных точек, в которых необходимо определить расчетные электрические нагрузки. Расчет электрических нагрузок ведется последовательно от низших к высшим ступеням системы электропитания.

1.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Рассмотрим подробно термическое отделение. В данном отделении находится 13 электроприемников общей номинальной мощностью 229,0 кВт. Для их питания в отделении устанавливается 1 распределительный шинопровод ШР-1.

Значения коэффициента использования по активной мощности $k_{иа}$ и коэффициента мощности $\cos\phi$ для каждой из групп электроприемников определяется по справочнику [6].

Далее для каждой группы однотипных электроприемников равной единичной мощности находим средние мощности

$$P_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном}, \quad (1.1)$$

$$Q_{cp} = k_{иа} \cdot n \cdot p_{ном} \cdot \operatorname{tg}\phi, \quad (1.2)$$

где n – число электроприемников;

$p_{ном}$ – номинальная мощность одного электроприемника, кВт.

В качестве примера приведем расчет по формулам (1.1) – (1.2) для группы электроприемников в составе 2 печей сопротивления, получающих питание от ШР-1

$$P_{cp} = 0,6 \cdot 2 \cdot 55,0 = 66,0 \text{ кВт.}$$

$$Q_{cp} = 0,6 \cdot 2 \cdot 55,0 \cdot 0,33 = 21,7 \text{ квар.}$$

Определим эффективное число электроприемников:

$$n_{э} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{ном i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{ном i}^2}, \quad (1.3)$$

где n – реальное число электроприёмников;

$p_{ном i}$ – номинальная активная мощность i -го электроприемника, кВт.

$$n_3 = \frac{229,0^2}{7591} = 7.$$

Далее определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}}{\sum_{i=1}^n p_{номi}}, \quad (1.4)$$

где $k_{иаi}$ – коэффициент использования i -го электроприемника.

$$K_{иа} = \frac{103,1}{229,0} = 0,45.$$

Средневзвешенное значение $\text{tg}\varphi$ определяем по выражению:

$$\text{tg}\varphi = \frac{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot \text{tg}\varphi_i}{\sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}}, \quad (1.5)$$

где $\text{tg}\varphi_i$ – коэффициент реактивной мощности i -го электроприемника.

$$\text{tg}\varphi = \frac{59,1}{103,1} = 0,57.$$

Расчетные мощности для системы второго уровня определяются по формулам:

$$P_p = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi}, \quad (1.6)$$

$$Q_p = K_{рр} \cdot \sum_{i=1}^n k_{иаi} \cdot p_{номi} \cdot \text{tg}\varphi_i, \quad (1.7)$$

где $K_{ра}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности, приводится в [7] в зависимости от эффективного числа электроприемников и средневзвешенного коэффициента использования по активной мощности, $k_{ра} = f(n_3, k_{иа})$; $K_{рр}$ – коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности.

Коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности

$$K_{рр} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{n_3}}. \quad (1.8)$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		14

Для рассматриваемого отделения расчетные мощности, определяемые по выражениям (1.6) – (1.8) составят

$$P_p = 1,11 \cdot 103,1 = 114,4 \text{ кВт.}$$

$$K_{pp} = 1 + \frac{1}{6 \cdot \sqrt{7}} = 1,06.$$

$$Q_p = 1,06 \cdot 103,1 \cdot 0,57 = 62,8 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка группы трехфазных электроприемников определяется выражением

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (1.9)$$

$$S_p = \sqrt{114,4^2 + 62,8^2} = 130,5 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Расчетный ток

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (1.10)$$

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

$$I_p = \frac{130,5}{\sqrt{3} \cdot 0,38} = 198,3 \text{ А.}$$

Так как в цехе имеются однофазные электроприемники (ОЭП), включенные на линейное и фазное напряжение, то для них следует провести расчет отдельно (таблица 1.1). Все ОЭП, включенные на линейное напряжение, распределяем по возможности равномерно по фазам.

Общая средняя нагрузка по отдельным фазам определяется суммированием однофазных нагрузок данной фазы и групп однофазных нагрузок с одинаковыми $k_{иа}$ и $\cos \varphi$, включенных на линейное напряжение с соответствующим приведением этих нагрузок к нагрузкам одной фазы и фазному напряжению [6].

Запишем выражения для определения средней активной и реактивной мощности соответственно:

$$P_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot k_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot k_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(AO)}, \quad (1.13)$$

$$Q_{срА} = k_{иа} \cdot P_{(AB)} \cdot q_{AB(A)} + k_{иа} \cdot P_{(CA)} \cdot q_{CA(A)} + k'_{иа} \cdot P_{(AO)} \cdot \text{tg} \varphi, \quad (1.14)$$

где $k_{иа}$ и $k'_{иа}$ – соответствующие коэффициенты использования;

$P_{(AB)}$ – нагрузка между фазами А и В, кВт;

$P_{(CA)}$ – нагрузка между фазами А и С, кВт;

$P_{(AO)}$ – нагрузка, присоединенная на напряжение А, кВт;

$k_{AB(A)}$, $k_{CA(A)}$, $q_{AB(A)}$, $q_{CA(A)}$ – коэффициенты приведения нагрузок, включенных на линейное напряжение АВ и СА к фазе А.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		15

Таблица 1.1 – Расчет нагрузок однофазных электроприемников по ремонтно-механическому цеху

Наименование узлов СЭС и ЭП	P _{ном} , кВт	P _{номΣ} , кВт	n	n•P _{ном} ² , кВт ²	Установленная мощность ЭП, подключенных на линейное напряжение			Коэффициенты приведения			Установленные мощности ЭП, подключенных на фазное напряжение			k _{иа}	cosφ	tgφ	Средние мощности за наиболее загруженную смену									
					ab	bc	ca	к фазе	k	g	a	b	c				P _с , кВт			Q _с , квар						
																	a	b	c	a	b	c				
Сварочное отделение																										
ОЭП, подключенные на U _л :																										
42 Установка сварочная многопостовая, однофазная, U _{ном} = 380 В	76,0	76,0	1	5776	76,0			a	0,75	0,15	57,0			0,50	0,75	0,88	28,5			5,7						
45 Аппарат сварочный, однофазный, U _{ном} = 380 В	40,0	80,0	2	3200				b	0,25	0,73		19,0									9,5			27,5		
								b	0,75	0,15		30,0										15,0			3,0	
							40,0	c	0,25	0,73			10,0										5,0			14,6
								c	0,75	0,15			30,0										15,0			3,0
							40,0	a	0,25	0,73	10,0												5,0			14,6
Итого по ОЭП, подключенные на U _л		156,0	3	8976	76,0	40,0	40,0											33,5	24,5	20,0	20,3	30,5	17,6			
Всего по ОЭП:	40,0-76,0	156,0	3	8976	76,0	40,0	40,0							0,58	0,86	0,61	33,5	24,5	20,0	20,3	30,5	17,6				

Например, рассчитаем нагрузку однофазных электроприемников на фазу А в сварочном отделении:

$$P_{\text{срА}} = 0,5 \cdot 76 \cdot 0,75 + 0,5 \cdot 40 \cdot 0,25 = 33,5 \text{ кВт},$$

$$Q_{\text{срА}} = 0,5 \cdot 76 \cdot 0,15 + 0,5 \cdot 40 \cdot 0,73 = 20,3 \text{ квар}.$$

Условная трёхфазная мощность от ОЭП для наиболее загруженной фазы:

$$P_c = 3 \cdot P_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.15)$$

$$Q_c = 3 \cdot Q_{\text{с.ф.макс}} \quad (1.16)$$

Для рассматриваемого отделения наиболее загруженной фазой оказалась фаза А, тогда по выражениям (1.15) – (1.16) получаем:

$$P_c = 3 \cdot 33,5 = 100,5 \text{ кВт},$$

$$Q_c = 3 \cdot 20,3 = 60,9 \text{ квар}.$$

Тогда коэффициент использования, при наиболее загруженной фазе А

$$K_{\text{иа}} = \frac{P_{\text{срА}}}{\frac{1}{2}(P_{(AB)} + P_{(AC)}) + P_{A0}} \quad (1.17)$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{33,5}{\frac{1}{2} \cdot (76,0 + 40,0)} = 0,58.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и tgφ по формулам (1.3) – (1.5) соответственно получаем

$$n_s = \frac{1964,6^2}{57349} = 67.$$

$$K_{\text{иа}} = \frac{632,7}{1964,6} = 0,32.$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{660,7}{632,7} = 1,04.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \quad (1.18)$$

$$Q_{\text{р.ц}} = K_{\text{ра}} \cdot \sum_{i=1}^n K_{\text{иа}i} \cdot P_{\text{ном}i} \cdot \text{tg}\varphi_i \quad (1.19)$$

где $K_{\text{ра}}$ – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		17

$$P_{p.ц} = 0,70 \cdot 632,7 = 442,9 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p.ц} = 0,70 \cdot 660,7 = 462,5 \text{ квар.}$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (1.20)$$

где $k_{с.осв}$ – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$P_{у.осв}$ – удельная осветительная нагрузка на 1 м^2 производственной поверхности пола цеха, Вт/м^2 [8, п.6.3];

$F_{ц}$ – поверхность пола цеха, м^2 .

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \text{tg}\varphi_{осв}, \quad (1.21)$$

где $\text{tg}\varphi_{осв}$ – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 5775 = 78,0 \text{ кВт,}$$

$$Q_{p.осв} = 78,0 \cdot 0,33 = 25,6 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}. \quad (1.22)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(442,9 + 78,0)^2 + (462,5 + 25,6)^2} = 713,9 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Результаты расчета электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, полученные из выражений (1.1) – (1.22), приведены в таблице 1.2.

1.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности $K_{pp}=K_{pa}$. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_{pa} находятся из [7].

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		18

Таблица 1.2 – Расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху

Исходные данные				Расчетные величины						Расчетная мощность			I _p , А			
По заданию технологов			Справочные данные			k _{иа} ·P _{ном} , кВт	k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	n·p ² _{ном}	η _э	K _{ра}	K _{рр}	K _{ра} ·k _{иа} ·P _{ном} , кВт		K _{рр} ·k _{иа} ·P _{ном} ·tgφ, квар	S _p , кВА	
Наименование электроприемников и узлов	N _{ЭП}	Номинальная мощность, приведенная к длительному режиму		k _{иа}	cosφ											tgφ
		p _{ном} , кВт	P _{ном} , кВт													
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
ШР-1																
1 Печь сопротивления	2	55,0	110,0	0,60	0,95	0,33	66,0	21,7	6050							
2 Молот пневматический	2	20,0	40,0	0,24	0,65	1,17	9,6	11,2	800							
3 Молот пневматический	3	10,0	30,0	0,24	0,65	1,17	7,2	8,4	300							
4 Пресс гидравлический	3	10,0	30,0	0,20	0,65	1,17	6,0	7,0	300							
5 Вентилятор	1	10,0	10,0	0,80	0,80	0,75	8,0	6,0	100							
6 Вентилятор поддува	2	4,5	9,0	0,70	0,80	0,75	6,3	4,7	41							
Итого силовой нагрузки по ШР-1	13	4,5-55,0	229,0	0,45	0,87	0,57	103,1	59,1	7591	7	1,11	1,06	114,4	62,8	130,5	198,3
ШР-2																
7 Сварочный аппарат	3	30,0	90,0	0,30	0,65	1,17	27,0	31,6	2700							
8 Ножницы гильотинные	2	7,0	14,0	0,12	0,45	1,98	1,7	3,3	98							
9 Вальцы листогибочные	2	22,0	44,0	0,13	0,50	1,73	5,7	9,9	968							
10 Пресс гидравлический	4	10,0	40,0	0,18	0,65	1,17	7,2	8,4	400							
11 Пресс гидравлический	3	27,0	81,0	0,20	0,65	1,17	16,2	18,9	2187							
12 Станок радиально сверлильный	2	12,0	24,0	0,14	0,45	1,98	3,4	6,7	288							
13 Вентилятор-калорифер	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
14 Станок наждачный	3	5,0	15,0	0,12	0,45	1,98	1,8	3,6	75							
15 Вентилятор наждака	3	2,8	8,4	0,65	0,80	0,75	5,5	4,1	24							
16 Вентилятор	2	10,0	20,0	0,80	0,80	0,75	16,0	12,0	200							
17 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-2	29	7,5-30,0	402,4	0,31	0,67	1,09	126,4	138,2	7816	21	1,00	1,04	126,4	143,3	191,1	290,4
ШР-3																
18 Станок токарно-винторезный	3	16,2	48,6	0,14	0,50	1,73	6,8	11,8	787							
19 Станок токарно-винторезный	2	30,0	60,0	0,12	0,45	1,98	7,2	14,3	1800							
20 Станок токарно-винторезный	3	42,4	127,2	0,13	0,50	1,73	16,5	28,6	5393							
21 Станок радиально-сверлильный	2	12,0	24,0	0,12	0,45	1,98	2,9	5,7	288							
22 Станок кругло-шлифовальный	4	7,2	28,8	0,14	0,50	1,73	4,0	7,0	207							
23 Станок вертикально-сверлильный	4	1,0	4,0	0,13	0,50	1,73	0,5	0,9	4							
24 Станок заточной	3	1,0	3,0	0,12	0,45	1,98	0,4	0,7	3							
25 Станок наждачный	2	4,5	9,0	0,14	0,50	1,73	1,3	2,2	41							
26 Вентилятор наждака	2	10,0	20,0	0,65	0,80	0,75	13,0	9,8	200							
27 Станок продольно-строгальный	1	48,2	48,2	0,12	0,50	1,73	5,8	10,0	2323							
28 Станок плоско-шлифовальный	1	15,8	15,8	0,14	0,50	1,73	2,2	3,8	250							
29 Станок токарно-револьверный	2	13,0	26,0	0,17	0,65	1,17	4,4	5,2	338							
30 Станок расточной	3	11,9	35,7	0,14	0,45	1,98	5,0	9,9	425							
31 Станок зубофрезерный	2	15,8	31,6	0,20	0,65	1,17	6,3	7,4	499							
32 Станок зубодолбежный	2	11,7	23,4	0,14	0,50	1,73	3,3	5,7	274							
33 Станок горизонтально-фрезерный	1	13,1	13,1	0,19	0,65	1,17	2,5	2,9	172							

Продолжение таблицы 1.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
34 Станок вертикально-фрезерный	1	13,0	13,0	0,20	0,65	1,17	2,6	3,0	169							
35 Станок долбежный	4	10,9	43,6	0,12	0,45	1,98	5,2	10,4	475							
36 Станок строгальный	3	8,0	24,0	0,14	0,50	1,73	3,4	5,8	192							
37 Установка высокочастотная	2	60,0	120,0	0,20	0,65	1,17	24,0	28,1	7200							
38 Станок импульсный	1	40,0	40,0	0,20	0,65	1,17	8,0	9,4	1600							
39 Станок отрезной ножовочный	4	2,7	10,8	0,12	0,45	1,98	1,3	2,6	29							
40 Станок отрубной	2	5,0	10,0	0,13	0,50	1,73	1,3	2,3	50							
41 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-3	56	1,0-60,0	803,8	0,17	0,56	1,48	136,3	201,9	23007	28	1,14	1,03	155,4	208,2	259,8	394,7
ШР-4																
42, 45 Однофазная нагрузка	3	40,0-76,0	156,0	0,58	0,86	0,61	100,5	60,9	8976							
43 Манипулятор сварочный	2	41,7	83,4	0,40	0,50	1,73	33,4	57,8	3478							
44 Преобразователь сварочный	3	30,0	90,0	0,30	0,65	1,17	27,0	31,6	2700							
46 Ножницы гильотинные	1	7,0	7,0	0,12	0,50	1,73	0,8	1,5	49							
47 Вентилятор	2	20,0	40,0	0,80	0,80	0,75	32,0	24,0	800							
48 Кран-балка	2	12,0	24,0	0,35	0,50	1,73	8,4	14,5	288							
Итого силовой нагрузки по ШР-4	13	7,0-76,0	400,4	0,50	0,73	0,94	202,1	190,3	16291	10	1,05	1,05	212,2	200,4	291,8	443,4
ШР-5																
49 Аппарат сварочный	2	30,0	60,0	0,25	0,45	1,98	15,0	29,8	1800							
50 Вентилятор	2	7,5	15,0	0,80	0,80	0,75	12,0	9,0	113							
51 Вентилятор-калорифер	3	14,0	42,0	0,80	0,80	0,75	33,6	25,2	588							
52 Кран-балка	1	12,0	12,0	0,35	0,50	1,73	4,2	7,3	144							
Итого силовой нагрузки по ШР-5	8	7,5-31,3	129,0	0,50	0,67	1,10	64,8	71,2	2645	6	1,13	1,07	73,2	76,0	105,5	160,3
Ремонтно-механический цех																
1 ШР-1	13	4,5-55,0	229,0	0,45	0,87	0,57	103,1	59,1	7591							
2 ШР-2	29	7,5-30,0	402,4	0,31	0,67	1,09	126,4	138,2	7816							
3 ШР-3	56	1,0-60,0	803,8	0,17	0,56	1,48	136,3	201,9	23007							
4 ШР-4	13	7,0-76,0	400,4	0,50	0,73	0,94	202,1	190,3	16291							
5 ШР-5	8	7,5-31,3	129,0	0,50	0,67	1,10	64,8	71,2	2645							
Всего силовой нагрузки по ремонтно-механическому цеху	119	1,0-76,0	1964,6	0,32	0,69	1,04	632,7	660,7	57349	67	0,70	0,70	442,9	462,5	640,4	972,9
Освещение $P_{уд}=15 \text{ Вт/м}^2$, $K_{с.о.}=0,9$, $F_{ц}=5775 \text{ м}^2$			86,6	0,90	0,95	0,33							78,0	25,6	82,1	
Итого с учетом освещения	119	1,0-76,0	2051,2	0,32	0,69	1,04	632,7	660,7	57349	67	-	-	520,9	488,1	713,9	1084,6

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки $K_{pa}=1$, тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 1.3.

1.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (1.23)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}; \quad (1.24)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (1.25)$$

$$\alpha_{осв/вi} = 360 \frac{P_{р.освi}}{P_{pi}}, \quad (1.26)$$

где P_{pi} , $P_{р.н/вi}$, $P_{р.в/вi}$, $P_{р.освi}$ – расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;
 m – масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм².

Масштаб определим из условия, что радиус окружности, соответствующей минимальной расчетной нагрузке был равен 3 мм:

$$m = \frac{P_{p/min}}{\pi \cdot R_{min}^2},$$

$$m = \frac{37}{3,14 \cdot 4^2} = 0,95 \text{ кВт/мм}^2.$$

Таблица 1.3 – Расчет электрических нагрузок по группе цехов приборостроительного завода

Наименование цехов и узлов СЭС	$P_{ном},$ кВт	$n_{эф}$	$P_{ном},$ кВт	$k_{на}$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$P_c,$ кВт	$Q_c,$ квар	$K_{ра}$	$P_p,$ кВт	$Q_p,$ квар	$F_{ц},$ м ²	$P_{уд\ осв.},$ кВт	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	$K_{сосв}$	$P_{росв.},$ кВт/м ²	$Q_{росв.},$ квар	$P_p + P_{росв.},$ кВт	$Q_p + Q_{росв.},$ кВт	$S_p,$ кВА
Нагрузка 0,4 кВ																					
1 Гараж		45	343	0,35	0,7	1,02	120	122	0,75	90	92	3320	0,015	0,95	0,3	0,60	30	9	120	101	157
2 Бензосклад		15	60	0,40	0,7	1,02	24	24	1,00	24	24	324	0,015	0,95	0,3	0,60	3	1	27	25	37
3 Инструментальный цех		100	925	0,45	0,75	0,88	416	367	0,73	304	268	3780	0,020	0,95	0,3	0,90	68	20	372	288	471
4 Насосная		6	397	0,80	0,8	0,75	318	238	0,91	289	217	703	0,015	0,95	0,3	0,80	8	3	297	219	370
5 Цех термопар		70	675	0,55	0,8	0,75	371	278	0,78	290	217	2413	0,020	0,95	0,3	0,90	43	13	333	230	405
6 Склады		12	84	0,30	0,6	1,33	25	34	1,08	27	36	1080	0,015	0,95	0,3	0,60	10	3	37	39	54
7 Участок производственной практики		16	170	0,40	0,7	1,02	68	69	1,00	68	69	960	0,015	0,95	0,3	0,80	12	3	80	73	108
8 Литейный цех		45	2019	0,70	0,85	0,62	1413	876	0,80	1131	701	3600	0,020	0,95	0,3	0,90	65	19	1195	720	1396
9 Заводоуправление		21	195	0,40	0,7	1,02	78	80	1,00	78	80	2793	0,015	0,95	0,3	0,85	36	11	114	90	145
10 Прессовый цех		73	1500	0,65	0,8	0,75	975	731	0,80	780	585	5066	0,020	0,95	0,3	0,90	91	27	871	612	1065
11 Сборочный цех №1		29	114	0,40	0,7	1,02	46	47	1,00	46	47	783	0,020	0,95	0,3	0,80	13	4	58	50	77
12 Сборочный цех №2		89	1770	0,60	0,85	0,62	1062	658	0,80	850	527	7930	0,020	0,95	0,3	0,90	143	43	992	569	1144
13 Гальванический цех		25	633	0,75	0,85	0,62	475	294	0,90	427	265	2449	0,020	0,95	0,3	0,90	44	13	471	278	547
14 Ремонтно-механический цех		67	1965	0,32	0,69	1,04	633	661	0,70	443	463	5775	0,015	0,95	0,3	0,90	78	26	521	488	714
15 Механический цех		160	2144	0,50	0,85	0,62	1072	664	0,75	804	498	7140	0,020	0,95	0,3	0,90	129	39	933	537	1076
16 Малярный цех		40	319	0,75	0,85	0,62	239	148	1,00	239	148	1891	0,020	0,95	0,3	0,80	30	9	270	157	312
17 Заготовительный цех		36	415	0,45	0,75	0,88	187	165	1,00	187	165	2601	0,015	0,95	0,3	0,80	31	9	218	174	279
Освещение территории												194348	0,001	0,95	0,3	1,00	194	58	194	58	203
Итого по нагрузке 0,4 кВ			13728	0,55	0,81	0,73	7522	5457		6076	4401						1027	310	7103	4711	8523
Нагрузка 10 кВ																					
8 Литейный цех																					
Индукционные печи (ИП)	500	4	2000	0,70	0,85	0,62	1400	868													
Дуговые сталеплавильные печи (ДСП)	1250	2	2500	0,75	0,85	0,62	1875	1162													
Итого по нагрузке 10 кВ		6	4500	0,73	0,85	0,62	3275	2030													
Итого по предприятию			18228	0,59	0,82	0,69	10797	7487													

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [9]:

$$X_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} \quad (1.27)$$

$$Y_{ц} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (1.28)$$

где x_i, y_i - координаты центра i -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (1.23) – (1.28) представим в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

Наименование цеха	P_{pi} , кВт	$P_{р.н/вi}$, кВт	$P_{р.освi}$, кВт	$P_{р.в/вi}$, кВт	X_i , м	Y_i , м	R_i , мм	$\alpha_{н/вi}$, град	$\alpha_{осв/вi}$, град	$\alpha_{в/вi}$, град
1 Гараж	120	90	30		57	260	6	270	90	0
2 Бензосклад	27	24	3		104	398	3	321	39	0
3 Инструментальный цех	372	304	68		208	68	11	294	66	0
4 Насосная	297	289	8		144	338	10	350	10	0
5 Цех термопар	333	290	43		219	171	11	313	47	0
6 Склады	37	27	10		220	286	4	265	95	0
7 Участок производственной практики	80	68	12		294	126	5	308	52	0
8 Литейный цех	4470	1131	65	3275	289	222	39	91	5	264
9 Заводоуправление	114	78	36		380	68	6	247	113	0
10 Прессовый цех	871	780	91		358	203	17	322	38	0
11 Сборочный цех №1	58	46	13		361	292	4	282	78	0
12 Сборочный цех №2	992	850	143		431	185	18	308	52	0
13 Гальванический цех	471	427	44		440	279	13	326	34	0
14 Ремонтно-механический цех	521	443	78		470	133	13	306	54	0
15 Механический цех	933	804	129		501	211	18	310	50	0
16 Малярный цех	270	239	30		510	279	9	320	40	0
17 Заготовительный цех	218	187	31		515	133	9	308	52	0
Итого	10184	6076	833	3275	344	209				

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ЦРП;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения центрального распределительного пункта: $x_{\text{ЦРП}} = 180$ м; $y_{\text{ЦРП}} = 209$ м.

Выводы по разделу один

В данном разделе определена полная мощность по ремонтно-механическому цеху и по группе цехов приборостроительного завода, а также найдены координаты ЦРП.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		24

2 ВЫБОР ТРАНСФОРМАТОРОВ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Выбор трансформаторов является важным этапом проектирования. Он существенно влияет на основные технические и экономические показатели разрабатываемой схемы электроснабжения промышленного предприятия.

Определение мощности трансформаторов цеховых трансформаторных подстанций (ТП) осуществляется по расчетной активной мощности за наиболее загруженной смену. Это делается с целью увеличения загрузки трансформаторов, так как ожидаемые электрические нагрузки определяются, как правило, с завышением и не все проектируемые электроприемники включаются сразу в работу. Также важными факторами, учитываемыми при определении мощности цеховых ТП, являются: категория надежности электроснабжения, площадь цеха, тип трансформаторов.

На выбор числа трансформаторов и цехов ТП может влиять количество намечаемых типоразмеров трансформаторов. С целью сокращения складского резерва на предприятии следует стремиться к уменьшению принимаемых к установке типоразмеров трансформаторов до трех-четырех.

2.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

По роду изоляции, способу охлаждения и конструктивному исполнению силовые трансформаторы напряжением 10/0,4 кВ подразделяются на масляные, масляные герметичные, с негорючим диэлектриком, сухие, сухие с литой изоляцией и т.д. Типы и исполнения трансформаторов выбираются в зависимости от условий их установки, температуры, состояния окружающей среды и т.п.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМГ [10], так как трансформаторы данного типа обладают рядом преимуществ над трансформаторами иных типов: трансформаторы типа ТМГ изготавливаются в герметичном исполнении с полным заполнением маслом, без расширителя и, без воздушной или газовой подушки, что исключает контакт масла с окружающей средой и позволяет исключить увлажнение, окисление и шламообразование масла; трансформаторы ТМГ практически не требуют расходов на их обслуживание в эксплуатации, не нуждаются в профилактических ремонтах и ревизиях в течении всего срока эксплуатации; меньшие габаритные размеры, что является актуальным при дефиците внутрицеховой площади.

2.2 Выбор цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		25

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора $S_{т.э}$ цеховой ТП и плотностью σ электрической нагрузки цеха [11], эта связь приведена в таблице 2.1.

Таблица 2.1

σ , кВ·А/м ²	0,05	0,08	0,15	0,25	0,35
$S_{т.э}$, кВ·А	400	630	1000	1600	2500

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (2.1)$$

где S_p – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВ·А;

$F_{ц}$ – площадь цеха, м².

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а так же ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{р.ц}}{k_{з.доп} \cdot S_{т.н}}, \quad (2.2)$$

где $P_{р.ц}$ – расчетная активная нагрузка цеха, кВт;

$S_{т.н}$ – номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВ·А;

$k_{з.доп}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{р.ц}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (2.3)$$

где N_t – число трансформаторов в цехе, принято равным 2.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{р.ц}^2}. \quad (2.4)$$

В общем случае мощности Q_{1p} и $Q_{p.ц}$ не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности Q_1 , проходящей через трансформатор, определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.ц}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.ц} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.ц} \end{cases} \quad (2.5)$$

Из анализа выражения (2.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность Q_{1p} оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{p.ц}$, то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность Q_1 , равная расчётной реактивной нагрузки цеха $Q_{p.ц}$.

2 Если оказывается, что мощность Q_{1p} меньше нагрузки $Q_{p.ц}$, то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку $Q_{p.ц}$, то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1. \quad (2.6)$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}; \quad (2.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{p.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.и}}. \quad (2.8)$$

Приведем пример расчета ТП для сборочного цеха №2, согласно выражениям (2.1) – (2.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторных ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{992}{2 \cdot 0,8} = 620 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 1000 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(2 \cdot 0,8 \cdot 630)^2 - 992^2} = 177 \text{ квар}.$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		27

Так как

$$Q_{1p} < Q_{p.ц}.$$

$$177 < 569 \text{ квар,}$$

то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею.

Мощность батареи конденсаторов определяется по формуле (2.6)

$$Q_{к.н} = 569 - 177 = 392 \text{ квар.}$$

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{992^2 + 177^2}}{2 \cdot 630} = 0,80.$$

В послеаварийном режиме коэффициент загрузки трансформатора составит 1,4 при условии отключения части нагрузки III категории.

Для питания потребителей 0,4 кВ в цехах, как правило, устанавливаются трансформаторные подстанции, но в некоторых случаях при небольшой мощности потребителей в цехе экономически выгодным является установка распределительного пункта низкого напряжения (РПН), с запиткой его по сети 0,4 кВ от ТП соседнего цеха.

Целесообразность данной установки РПН определяется условием

$$S_{p.ц} \cdot L \leq 15000, \quad (2.9)$$

где $S_{p.ц}$ – полная расчетная нагрузка цеха, кВ·А;

L – расстояние от РПН данного цеха до ТП соседнего цеха, м.

Проверка выполнения соотношения (2.9) при установке низковольтных распределительных пунктов (РПН) представлена в таблице 2.2.

Таблица 2.2 - Обоснование установки низковольтных распределительных пунктов

Номер цеховой ТП	Номер РПН	$S_{p.ц} \cdot L$, кВ·А·м
6	1	$157 \cdot 92 = 14444$
5	2	$54 \cdot 86 = 4644$
7	3	$108 \cdot 79 = 8532$
7	4	$77 \cdot 87 = 6699$
7	5	$312 \cdot 47 = 14664$
7	6	$145 \cdot 102 = 14790$
7	7	$279 \cdot 52 = 14508$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (2.1) – (2.8), представим в таблице 2.3.

Таблица 2.3 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

Наименование цехов, подразделений	Кат. над.	P _p , кВт	Q _p , квар	S _p , кВА	F _ц , м ²	σ, кВА/м ²	S _{эт} , кВА	Номер ТП	Тип тр-ра	S _{ном} , кВА	N _{тр} в ТП	N _{ТП}	K _{зт доп}	Q _{1р} , квар	Q ₁ , квар	Q _{ку} , квар	K _{зт-н}	K _{зт-п/ав}	ΔP _{xx} , кВт	ΔP _{кз} , кВт	I _{xx} , %	U _{кз} , %	ΔP _т , кВт	ΔQ _т , квар	P _p +ΔP _т , кВт	Q ₁ +ΔQ _т , квар	S _p , кВА	
1 Гараж	3	120	101	157	3320	0,05	400																					
Итого:		120	101	157	3320	0,05	400	1	ТМГ	160	1	1	0,9	80	80	21	0,90	-	0,4	2,9	0,6	5,5	3	8	123	88	151	
2 Бензосклад	3	27	25	37	324	0,11	630	РПН-1																				
4 Насосная	2	297	219	370	703	0,53	2500																					
6 Склады	3	37	39	54	1080	0,05	400	РПН-2																				
Итого:		361	284	459	703	0,53	2500	2	ТМГ	250	2	1	0,8	172	172	112	0,80	1,40*	0,5	4,2	1,2	4,5	6	20	368	192	415	
3 Инструментальный цех	2	372	288	471	3780	0,12	630																					
Итого:		372	288	471	3780	0,12	630	3	ТМГ	250	2	1	0,8	147	147	141	0,80	1,40*	0,5	4,2	1,2	4,5	6	20	378	168	414	
5 Цех термопар	2	333	230	405	2413	0,17	1000																					
Итого:		333	230	405	2413	0,12	630	4	ТМГ	250	2	1	0,8	222	222	9	0,80	1,40*	0,5	4,2	1,2	4,5	6	20	339	242	417	
7 Участок производственной практики	3	80	73	108	960	0,11	630	РПН-3																				
8 Литейный цех	2	1195	720	1396	3600	0,39	2500																					
Итого:		1275	793	1501	3600	0,39	2500	5	ТМГ	800	2	1	0,8	113	113	680	0,80	1,40*	1,2	9,0	0,6	5,5	14	66	1289	179	1301	
10 Прессовый цех	2	871	612	1065	5066	0,21	1000																					
11 Сборочный цех №1	2	58	50	77	783	0,10	630	РПН-4																				
Итого:		929	663	1141	5066	0,21	1000	6	ТМГ	630	2	1	0,8	390	390	272	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	12	52	941	442	1040	
12 Сборочный цех №2	2	992	569	1144	7930	0,16	1000																					
Итого:		992	569	1144	7930	0,16	1000	7	ТМГ	630	2	1	0,8	177	177	392	0,80	1,40*	1,0	7,6	0,6	5,5	12	52	1004	229	1030	
13 Гальванический цех	2	471	278	547	2449	0,22	1000																					
16 Малярный цех	2	270	157	312	1891	0,17	1000	РПН-5																				
Итого:		741	435	859	2449	0,22	1000	8	ТМГ	630	2	1	0,8	684	435	0	0,68	1,36	1,0	7,6	0,6	5,5	9	40	750	475	888	
9 Заводоуправление	3	114	90	145	2793	0,05	400	РПН-6																				
14 Ремонтно-механический цех	3	521	488	714	5775	0,15	1000																					
Итого:		634	578	859	5775	0,15	1000	9	ТМГ	800	1	1	0,9	340	340	238	0,90	-	1,2	9,0	0,6	5,5	8	40	643	381	747	
15 Механический цех	2	933	537	1076	7140	0,16	1000																					
17 Заготовительный цех	3	218	174	279	2601	0,11	630	РПН-7																				
Итого:		1150	711	1352	7140	0,16	1000	10	ТМГ	800	2	1	0,8	561	561	150	0,80	1,40*	1,2	9,0	0,6	5,5	14	66	1164	627	1322	
Трансформаторы высоковольтных ЭП																												
8 Литейный цех		500	310	588					ТСЗП	630	1	4					0,93	-	1,4	6,5	0,9	5,5	32	161				
		1250	775	1471					ЭТМПК	1600	1	2					0,92	-	4,2	23,0	3,2	7,5	54	902				
Итого по предприятию:																							177	1449	6999	3023		

Примечание: * – в послеаварийном режиме будет отключена часть нагрузки III категории.

Выводы по разделу два

В данном разделе по результатам расчета электрических нагрузок выбраны трансформаторные подстанции на базе трансформаторов ТМГ. Принято количество и мощность трансформаторов, устанавливаемых в цехах предприятия, с точки зрения экономической эффективности. Кроме установки трансформаторных подстанций рассмотрена возможность установки РПН в цехах с малой нагрузкой.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		30

3 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ

Величина напряжения питания главной понизительной подстанции предприятия определяется наличием конкретных источников питания, уровнями напряжений на них, расстоянием от ГПП до этих источников, возможностью сооружения воздушных линий для передачи электроэнергии и другими факторами.

Величину рационального напряжения питания ГПП можно оценить по приближенной формуле Стилла:

$$U_{\text{рац}} = 4,34 \sqrt{L + 0,016 \cdot P_{\text{р.п}}}, \quad (3.1)$$

где $P_{\text{р.п}}$ – расчетная активная нагрузка предприятия на стороне низшего напряжения ГПП, кВт;

L – длина питающей ГПП воздушной линии, км;

Сборные шины 10 кВ ГПП относятся к системе пятого уровня, тогда согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм расчетная активная нагрузка предприятия определяется по формуле [5]

$$P_{\text{р.п.}} = K_{\text{ом}} \left[\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)} + \sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}} + \sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}} \right] + \sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}, \quad (3.2)$$

где $K_{\text{ом}}$ - коэффициент одновременности максимумов;

$\sum_{i=1}^m P_{\text{pi}}^{(3)}$ - суммарная расчетная активная мощность узлов системы электроснабжения 3-го уровня, непосредственно питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^M k_{\text{наi}} \cdot p_{\text{номи}}$ - суммарная расчетная активная мощность высоковольтных электроприемников, питающихся от сборных шин низшего напряжения ГПП, кВт;

$\sum_{i=1}^L \Delta P_{\text{Ti}}$ - суммарные потери активной мощности в трансформаторах цеховых ТП, кВт;

$\sum_{i=1}^n P_{\text{р.осви}}$ - суммарная расчетная активная мощность цеховой осветительной нагрузки, кВт;

Коэффициент одновременности максимумов $K_{\text{ом}}$ является функцией числа присоединений к сборным шинам ГПП n (m -число ТП, питающихся от ГПП, M -число высоковольтных электроприемников, подключенных к ГПП) и средневзвешенного коэффициента использования по предприятию $K_{\text{ИА}}$ и приводится в [7].

Число присоединений $n = m + M = 12 + 6 = 18$; $K_{ИА} = 0,59$, тогда $K_{ОМ} = 0,90$.

Таким образом, по формуле (3.2) получаем

$$P_{р.п} = 0,90 \cdot (6076 + 3275 + 177) + 1027 = 9602 \text{ кВт.}$$

Тогда рациональное напряжение по выражению (3.1) составит

$$U_{рац} = 4,34 \cdot \sqrt{10,0 + 0,016 \cdot 18790} = 54 \text{ кВ.}$$

Так как предприятие имеет возможность получать питание от подстанции с существующими уровнями напряжения равными 10 и 110 кВ, поэтому для окончательного выбора рационального напряжения необходимо произвести технико-экономическое сравнение вариантов с ближайшим меньшим (10 кВ) и большим (110 кВ) по сравнению с полученным рациональным значением уровня напряжения по формуле Стилла.

Теперь перейдем к выбору трансформаторов главной понизительной подстанции предприятия.

Номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции определяется из условия получения из энергосистемы всей необходимой расчётной активной мощности предприятия и нормированного значения реактивной мощности

$$S_{р.п} = \sqrt{P_{р.п}^2 + (Q_{эс} - \Delta Q_{т.ГПП})^2}, \quad (3.3)$$

где $Q_{эс}$ – экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы, квар;
 $\Delta Q_{т.ГПП}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ГПП, потребляемая предприятием от энергосистемы выбирается как наименьшая из рассматриваемых

$$Q_{эс} = P_{р.п} \cdot \text{tg}\varphi_{\text{норм}}$$

где $\text{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\text{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения.

$$Q_{эс.110} = 9602 \cdot 0,5 = 4801 \text{ квар.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах ГПП

$$\Delta Q_{т.ГПП} = 0,07 \sqrt{P_{р.п}^2 + Q_{эс}^2}.$$

$$\Delta Q_{т.ГПП.110} = 0,07 \cdot \sqrt{9602^2 + 4801^2} = 751 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка предприятия, необходимая для выбора трансформаторов на ГПП, определяемая по формуле (3.3)

$$S_{р.п.110} = \sqrt{9602^2 + (4801 - 751)^2} = 10421 \text{ квар.}$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		32

На ГПП устанавливается два силовых трансформатора. В этом случае при правильном выборе мощности трансформаторов обеспечивается надёжное электроснабжение потребителей даже при аварийном отключении одного из них.

Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot k_{\text{з.н.}}},$$

где $n = 2$ – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.н.}} = 0,7$ – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{10421}{2 \cdot 0,7} = 7443 \text{ кВА.}$$

Таким образом, принимаем трансформаторы типа ТДН-10000/110/10, технические характеристики которых представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Технические характеристики трансформаторов

$S_{\text{т}}$, МВА	$U_{\text{вн}}$, кВ	$U_{\text{нн}}$, кВ	$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	$U_{\text{кз}}$, %	$I_{\text{хх}}$, %
10	110	10	85	13,0	10,5	0,4

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}}$$

$$k_{\text{з.н.110}} = \frac{10421}{2 \cdot 10000} = 0,52.$$

Выводы по разделу три

В данном разделе определено оптимальное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

4 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

4.1 Вариант схемы внешнего электроснабжения на 110 кВ

Ввиду отсутствия транзита мощности подстанцию предприятия можно отнести к категории тупиковых, поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения – два блока с выключателями. Данная схема представлена на рисунке 4.1.

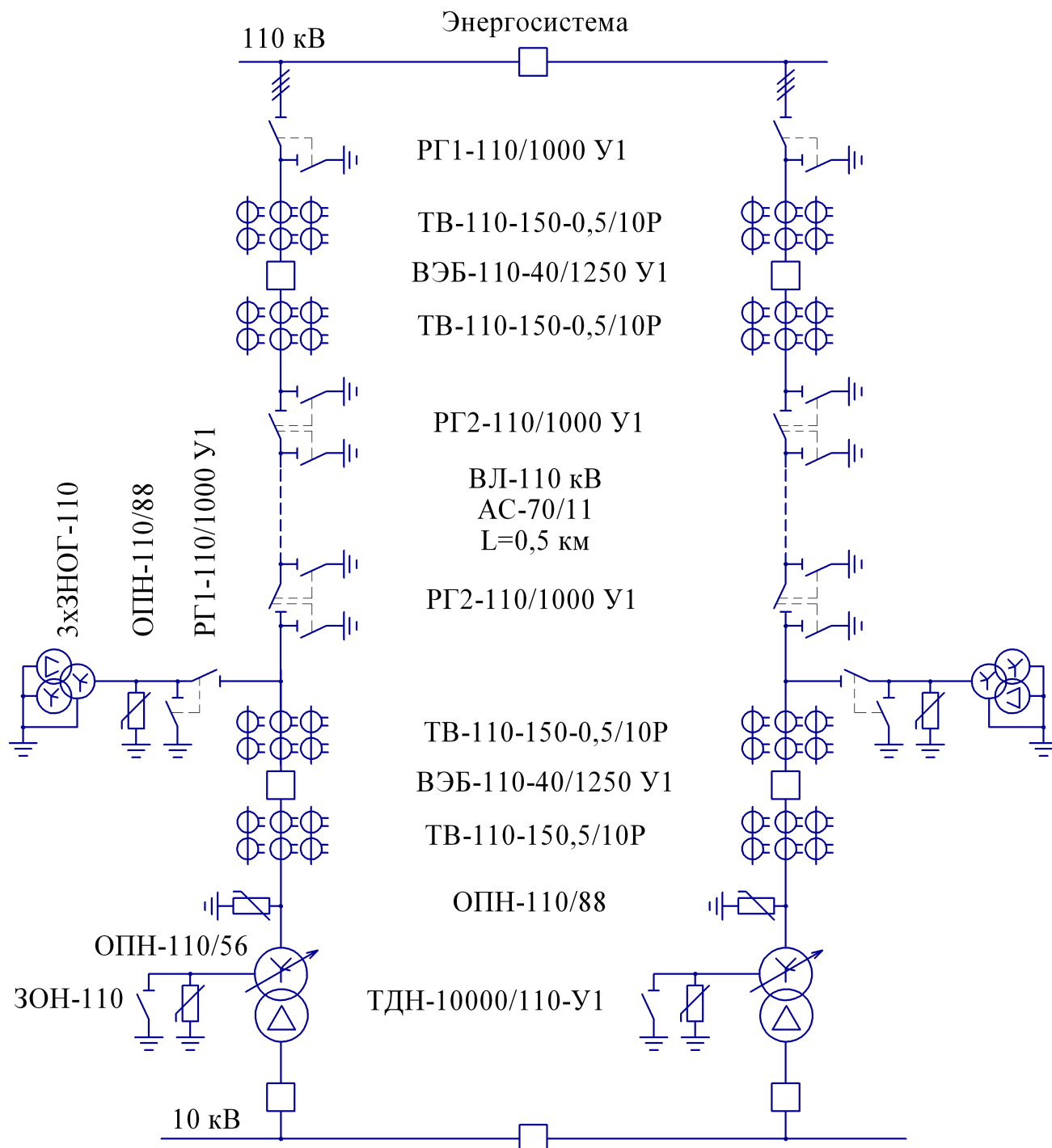


Рисунок 4.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

34

4.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P_T = n(\Delta P_{xx} + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (4.1)$$

где n - число трансформаторов ГПП;
 ΔP_{xx} - потери холостого хода, кВт;
 $\Delta P_{кз}$ - потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{T.110} = 2(10 + 0,52^2 \cdot 58) = 51 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n \left(\frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{3.н.}^2 \frac{U_k}{100} S_{н.т} \right), \quad (4.2)$$

где I_{xx} - ток холостого хода трансформатора, %;
 U_k - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{T.110} = 2 \left(\frac{0,4}{100} 10000 + 0,52^2 \frac{10,5}{100} 10000 \right) = 650 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n(\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{3.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (4.3)$$

где τ - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (4.4)$$

где T_M - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left(0,124 + \frac{3080}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 1635 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{T.110} = 2(10 \cdot 8760 + 0,52^2 \cdot 58 \cdot 1635) = 227 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схемы на напряжение 110 кВ, найденные по формулам (4.1) – (4.4), представим в таблице 4.1.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		35

Таблица 4.1 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

$U_{\text{ном}}$, кВ	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , кВт	T_m , ч/год	τ , ч/год	ΔA_T , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$
110	51	650	3080	1635	227

4.1.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.п.}} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс}}^2} \quad (4.5)$$

$$S_{\text{р.л.110}} = \sqrt{(9602 + 51)^2 + 4801^2} = 10781 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ном}}} \quad (4.6)$$

$$I_{\text{р.л.110}} = \frac{10781}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 28 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}} \quad (4.7)$$

$$I_{\text{п.110}} = 2 \cdot 28 = 56 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}} \quad (4.8)$$

где $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм² [12].

$$F_{\text{э}} = \frac{28}{1,1} = 26 \text{ мм}^2$$

Окончательно принимаем провод марки АС-70/11.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{л}} = n \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau); \quad (4.9)$$

где r_0 – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

L - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		36

$$\Delta A_{л.110} = 2 \cdot (3 \cdot 28^2 \cdot 0,43 \cdot 0,5 \cdot 2742) = 1688 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схеме на напряжение 110 кВ, определенные по формулам (4.5) – (4.9), представим в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

$U_{\text{ном}},$ кВ	$S_{\text{р.л}},$ кВА	$I_{\text{р.л}},$ А	$I_{\text{п}},$ А	$F_3,$ мм ²	$F_{\text{ст}},$ мм ²	$I_{\text{д.доп}},$ А [12, табл.1.3.29]	$r_0,$ Ом/км	$L,$ км	$\frac{\Delta A_{\text{л}},}{\text{год}}$ кВт · ч
110	10781	28	110	26	70	265	0,43	0,5	1688

4.1.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.2.

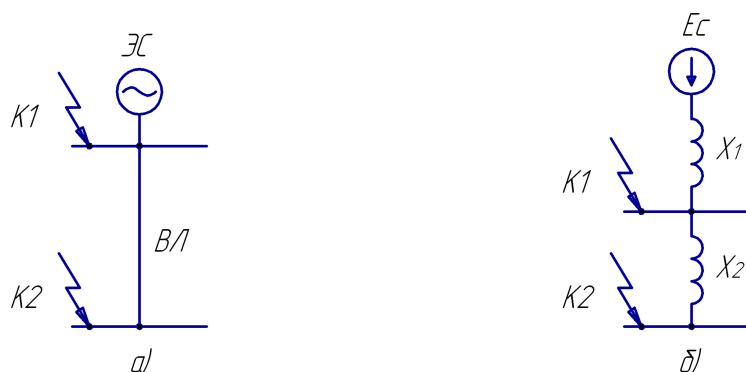


Рисунок 4.2 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}. \quad (4.10)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.11)$$

$$I_{k1} = I_{nt1} = I_{n01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,33} = 15,1 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 15,1 = 36,6 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}. \quad (4.13)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;
 U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,44 \cdot 0,5 \cdot 1000}{115^2} = 0,02.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}. \quad (4.14)$$

$$I_{k2} = I_{nt2} = I_{n02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (0,33 + 0,02)} = 14,3 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схемы на напряжение 110 кВ, произведенного по формулам (4.10) – (4.14), представим в таблице 4.3.

Таблица 4.3 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{ном}$, кВ	S_6 , МВА	U_6 , кВ	S_k , МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	I_{k1} , кА	I_{k2} , кА	$i_{уд1}$, кА	$i_{уд2}$, кА
110	1000	115	3000	0,33	0,02	15,1	14,3	36,6	36,5

4.1.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [6]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (4.15)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (4.16)$$

где I_{max} – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_n}{\sqrt{3} \cdot U_n}; \quad (4.17)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{п,т} \leq I_{отк.ном}; \quad (4.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}; \quad (4.19)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (4.20)$$

где $I_{пр.скв.}$, $i_{пр.скв.}$ – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ $i_{a,τ}$ в момент $τ$ расхождения контактов по условию:

$$i_{a,τ} \leq i_{a,ном}; \quad (4.21)$$

Аperiodическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,τ} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{τ}{T_a}}, \quad (4.22)$$

где $τ$ – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;

T_a – постоянная времени затухания аperiodической составляющей КЗ, [6].

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		39

Расчетное время

$$\tau = t_{p.z.min} + t_{c.v.}, \quad (4.23)$$

где $t_{p.z.min}$ – минимальное время действия релейной защиты, с;

$t_{c.v.}$ – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [13] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени τ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_n \cdot I_{отк,ном}. \quad (4.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (4.25)$$

где B_k - полный тепловой импульс КЗ, $кА^2 \cdot с$.

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (4.26)$$

где $t_{отк}$ – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{p.z.} + t_{o.v.}, \quad (4.27)$$

где $t_{p.z.}$ – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{o.v.}$ – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [13] выбранных выключателей по выражениям (4.15) – (4.27) представим в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Выбор выключателей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные ВЭБ-110-40/1250
$U_{ном} \geq U_{уст};$	$U_{уст} = 110,0$ кВ;	$U_{ном} = 110,0$ кВ;
$I_{ном} \geq I_{max};$	$I_{max} = 117,6$ А;	$I_{ном} = 1250,0$ А;
$I_{отк,ном} \geq I_{п,\tau};$	$I_{п,0} = 15,1$ кА;	$I_{отк} = 40,0$ кА;
$i_{a,ном} \geq i_{a,\tau};$	$i_{a,\tau} = 6,1$ кА;	$i_{a,ном} = 22,6$ кА;
$I_{пр.скв.} \geq I_{п,0};$	$I_{п,0} = 15,1$ кА;	$I_{пр.скв} = 40,0$ кА;
$i_{пр.скв.} \geq i_{дн.};$	$i_y = 36,6$ кА;	$i_d = 102,0$ кА;
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$	$B_k = 451,4$ $кА^2 \cdot с$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800$ $кА^2 \cdot с$

Разъединители выбираются, согласно условиям [6]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном} ; \quad (4.28)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{мах} ; \quad (4.29)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.} ; \quad (4.30)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.} ; \quad (4.31)$$

- по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер} ; \quad (4.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [14] выбранных разъединителей по выражениям (4.28) – (4.32) представим в таблице 4.5.

Таблица 4.5 – Выбор разъединителей

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные РГ-110/1000У1
$U_{ном} \geq U_{уст} ;$	$U_{уст} = 110,0 \text{ кВ};$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ};$
$I_{ном} \geq I_{мах} ;$	$I_{мах} = 73,5 \text{ А};$	$I_{ном} = 1000 \text{ А};$
$i_{пр.скв.} \geq i_{дин.} ;$	$i_y = 36,6 \text{ кА};$	$i_d = 100 \text{ кА};$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k .$	$B_k = 451,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

С целью учета потерь электроэнергии в силовых трансформаторах главной понизительной подстанции предприятия принимаем решение установить приборы учета на стороне высокого напряжения. Счетчики электроэнергии подключаются ко вторичным обмоткам трансформаторов тока и трансформатора напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения представим в таблице 4.6.

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [15] следующие ограничители перенапряжения: ОПН-110/56, ОПН-110/88.

Таблица 4.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cos φ	sin φ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1,0	0,0	1	3,0	-
var		Д-335	1,5	2	0,0	1,0	1	-	3,0
PIK		СЭТ-4ТМ.03М [16]	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
ЗНОГ-110У1 [17]								S _{2Σ} = 5,2 ВА	
U _{ИНОМ} = 110 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 300 ВА								S _{2,кл.т.чн.0,5} = 3 · 100 = 300 > S _{2Σ}	

4.2 Вариант схемы внешнего электроснабжения на 10 кВ

Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 10 кВ представлен на рисунке 4.3.

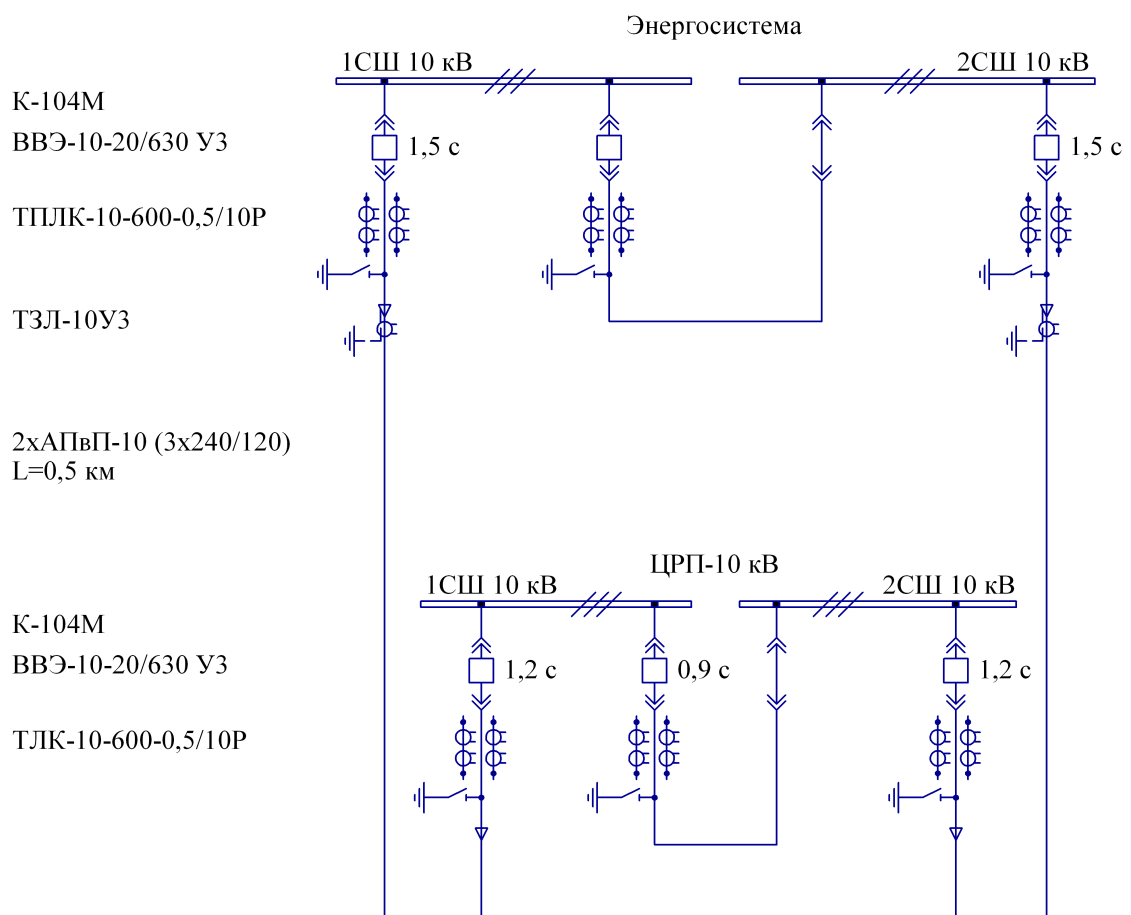


Рисунок 4.3 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 10 кВ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

42

4.2.1 Выбор ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{p.l.10} = P_{p.n.} \cdot \sqrt{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_3} .$$

$$S_{p.l.10} = 9602 \cdot \sqrt{1 + 0,4^2} = 10342 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{p.l.10} = \frac{S_{p.l.10}}{\sqrt{3} \cdot n_{\text{кл}} \cdot U_{\text{ном}}} .$$

$$I_{p.l.10} = \frac{10342}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 298,5 \text{ А.}$$

Сечение кабельной линии, напряжением 10 кВ необходимо первоначально определять по экономической плотности тока, но ввиду отсутствия в ПУЭ [12, табл.1.3.36] информации об экономической плотности тока, соответствующей кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, выбор данных кабелей будет производиться по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам короткого замыкания.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{\text{доп.ф}} = K_n \cdot K_t \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{p.k}}{n_k} ;$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии

Принимаем кабель типа АПвП-10 (3x185) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{\text{доп}} = 433 \text{ А}$, удельные сопротивления: $r_0 = 0,164 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,082 \text{ Ом/км}$ [18], тогда фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки будет равен

$$I_{\text{доп.ф}} = 0,86 \cdot 1,00 \cdot 433 = 372,4 > \frac{298,5}{1} = 298,5 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		43

Тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к}.$$

$$I_{ав} = 2 \cdot 298,5 = 597,0 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф},$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 372,4 = 435,7 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k},$$

$$435,7 < 597,0 \text{ А.}$$

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем два кабеля 2хАПвП-10 (3х150) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп} = 300$ А, удельные сопротивления: $r_0 = 0,206$ Ом/км, $x_0 = 0,085$ Ом/км.

Тогда

$$I_{доп.ф} = 0,86 \cdot 1,00 \cdot 300 = 258,0 > \frac{298,5}{2} = 149,3 \text{ А.}$$

$$I'_{ав} = 1,17 \cdot 258,0 = 301,9 > \frac{597,0}{2} = 298,5 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_{р.л.10} \cdot r_0 \cdot L + Q_{р.л.10} \cdot x_0 \cdot L}{n_l \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%,$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;

L – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U = \frac{9602 \cdot 10^3 \cdot 0,206 \cdot 0,5 + 3841 \cdot 10^3 \cdot 0,085 \cdot 0,5}{2 \cdot (10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,58 < 5\%.$$

Теперь выбранные кабели необходимо проверить на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		44

Согласно [19, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости.

Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия [19]

$$B_k \leq I_{\text{тер.доп1}}^2 \quad (4.33)$$

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 4.3 представлено время срабатывания селективной токовой отсечки.

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$B_k = I_{\text{п.0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (4.34)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания аperiodической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 16,5^2 \cdot (1,5 + 0,06 + 0,12) = 462,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверку кабелей на термическую стойкость к токам короткого замыкания, выполненную по выражениям (4.33) – (4.34), представим в таблице 4.7.

Таблица 4.7 – Проверка кабелей на термическую стойкость

КЛ	I_k , кА	$t_{\text{р.з.}}$, с	$t_{\text{о.в.}}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{\text{тер.доп1.ж}}$, кА	$F_{\text{т.ж.}}$, мм ²	$I_{\text{тер.доп1.э}}$, кА	$F_{\text{т.э.}}$, мм ²
ГПП – ЦРП	16,5	1,5	0,06	0,12	462,6	515,3	240	524,4	120

Окончательно принимаем для питания ЦРП кабели типа 4хАПвП-10(3х240/120).

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{\text{кл}} = n_{\text{кл}} \cdot (3 \cdot I_{\text{р.л.10}}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau),$$

где L – расстояние от подстанции энергосистемы до ЦРП, км;

$$\Delta A_{\text{п10}} = 4 \cdot 3 \cdot 298,5^2 \cdot 0,125 \cdot 0,5 \cdot 1635 = 109 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

4.2.2 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 4.4.

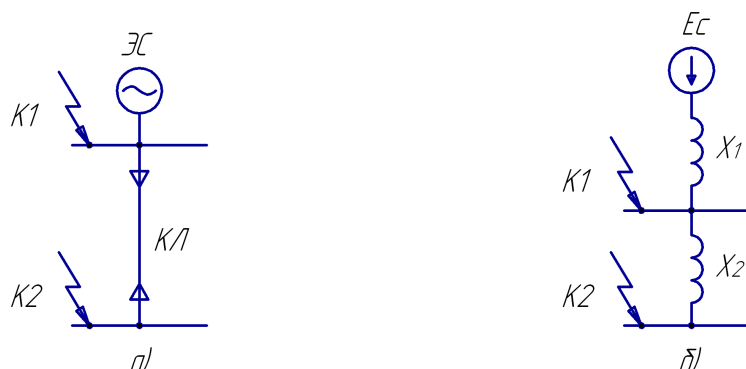


Рисунок 4.4 – Схемы для расчёта токов короткого замыкания:
а) принципиальная схема; б) схема замещения

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}. \quad (4.35)$$

где S_6 – базисная мощность, МВА;

S_k – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{300} = 3,33.$$

Ток короткого замыкания в точке K_1

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}. \quad (4.36)$$

$$I_{k1} = I_{нт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 3,33} = 16,5 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке 1:

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot k_{уд1} \cdot I_{k1}. \quad (4.37)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 16,5 = 44,8 \text{ кА.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

46

Сопrotивление воздушной линии

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{n_{\text{кл}} \cdot U_6^2} \quad (4.38)$$

где x_0 – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

U_6 – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,085 \cdot 0,5 \cdot 1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,19.$$

Ток короткого замыкания в точке K_2

$$I_{k2} = I_{\text{пт}2} = I_{\text{п}02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)} \quad (4.39)$$

$$I_{k2} = I_{\text{пт}2} = I_{\text{п}02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot (3,33 + 0,19)} = 15,6 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схемы на напряжение 10 кВ, произведенного по формулам (4.35) – (4.39), представим в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Расчет токов короткого замыкания

$U_{\text{ном}}$, кВ	S_6 , МВА	U_6 , кВ	S_k , МВА	x_1 , о.е.	x_2 , о.е.	I_{k1} , кА	I_{k2} , кА	$i_{\text{уд}1}$, кА	$i_{\text{уд}2}$, кА
10	1000	10,5	300	3,33	0,19	16,5	15,6	44,8	35,3

4.2.3 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

ЦРП 10 кВ выполняется комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Условия выбора, расчетные параметры сети по формулам (7.1) – (7.2) и каталожные данные ячеек КРУ [20] представлены в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Выбор КРУ

Условия выбора [6]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 597,0 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630,0 \text{ А}$
$i_{\text{д}} \geq i_{\text{y}}$	$i_{\text{y}} = 44,8 \text{ кА}$	$i_{\text{д}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 462,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

4.3 Определение технико-экономических показателей схем внешнего электроснабжения

При сравнении вариантов учитывается коммутационная аппаратура отходящих линий от питающей подстанции энергосистемы, воздушные линии, коммутационные и контрольно-измерительные аппараты, силовые трансформаторы ГПП.

Годовые приведенные затраты находятся из выражения [6]:

$$Z = \sum_i^n E_i \cdot k_i + C_3, \quad (4.40)$$

где C_3 - стоимость годовых потерь электроэнергии;

k_i - сумма капитальных затрат i -ой группы одинаковых электроприемников.

Общие ежегодные отчисления от капитальных вложений

$$E_i = E_n + E_{ai} + E_{oi}, \quad (4.41)$$

где $E_n = 0,12$ - нормативный коэффициент эффективности;

E_{ai} - отчисления на амортизацию;

E_{oi} - расходы на обслуживание.

При проектировании сетей электроснабжения промышленных предприятий учитывается стоимость потерь электроэнергии по двухставочному тарифу:

$$C_3 = (\Delta A_T + \Delta A_n) \cdot C_0', \quad (4.42)$$

где C_0' - удельная стоимость потерь электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$.

$$C_0' = \delta \left(\frac{\alpha \cdot K_M}{\tau} + \beta \right), \quad (4.43)$$

где δ - поправочный коэффициент;

α - основная ставка тарифа, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{мес}}$ [21, 22];

β - стоимость одного кВт·ч электроэнергии, $\frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$ [21, 22];

$K_M = 1$ - отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_3 в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C'_{0.110} = 1,03 \left(\frac{1214,22 \cdot 12 \cdot 1}{1635} + 1,3661 \right) = 10,59 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

$$C'_{0.10} = 1,05 \left(\frac{1875,26 \cdot 12 \cdot 1}{1635} + 1,3796 \right) = 16,36 \frac{\text{руб}}{\text{кВт} \cdot \text{ч}}$$

Результаты технико-экономических расчетов по выражениям (4.40) – (4.43) сведем в таблицу 4.10 и 4.11. Стоит отметить, что при определении стоимости электрооборудования руководствовались данными представленными в [23].

Таблица 4.10 – Техничко-экономические показатели варианта 110 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	Потери ΔA кВтч/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
Разъединитель РГ1-110/1000У1	пол	12	76	912	0,193	176			
Разъединитель РГ2-110/1000У1	пол	12	89	1068	0,193	206			
Выключатель ВЭБ-110-40/1250	шт	4	6790	27160	0,193	5242			
ОПН-110/88	шт	12	27	324	0,193	63			
ОПН-110/56	шт	2	22	44	0,193	8			
ЗОН-110	шт	2	24	48	0,193	9			
Трансформатор напряжения ЗНОГ-110У1	шт	6	260	1560	0,193	301			
Трансформатор ТДН-10000/110-У1	шт	2	2960	5920	0,193	1143	226683	2400	
Двухцепная ВЛ-110 кВ АС-70/11 на стальных опорах	км	0,5	1641	821	0,152	125	1688	18	
Всего по варианту				37857		7273	228371	2418	9690

Таблица 4.11 – Техничко-экономические показатели варианта 10 кВ

Наименование	Ед. изм.	Кол-во	Ст-сть ед-цы тыс.руб	k_i , тыс.руб	E_i , 1/год	$k_i \cdot E_i$, тыс.руб/год	ΔA кВтч/год	C_{Σ} , тыс.руб/год	Прив. затр., тыс.руб / год
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ячейка отходящих линий 10 кВ К-104М с вакуумным выключателем ВВЭ-10	шт	4	815	3260	0,193	629			

Продолжение таблицы 4.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Прокладка кабельной линии ГПП-ЦРП марки 2хАПвП-10 (3х240/120) в траншее	км	0,5	1681	841	0,152	128	109272	1787	
Всего по варианту				4101		757	109272	1787	2544

4.4 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения

Для выбора наилучшего варианта схемы внешнего электроснабжения сравним технико-экономические показатели рассмотренных вариантов схем. Результаты сведём в таблицу 4.12.

Таблица 4.12 – Технико-экономические показатели рассматриваемых вариантов

Вариант схемы	Капитальные затраты К, тыс. руб.	Приведённые капитальные затраты $\sum K_i E_i$, тыс. руб./год.	Потери электроэнергии ΔA , МВт·ч/год	Стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб./год	Годовые приведённые затраты, тыс. руб./год
U = 110 кВ	37857	7273	228	2418	9690
U = 10 кВ	4101	757	109	1787	2544

Приведённые затраты во II варианте меньше, чем в варианте I на:

$$\frac{9690 - 2544}{9690} \cdot 100\% = 73,8 \%$$

Поэтому принимаем схему внешнего электроснабжения предприятия на напряжение 10 кВ.

Выводы по разделу четыре

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 10 и 110 кВ. В результате сравнения выяснилось, что наиболее рациональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ.

5 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ. ВЫБОР ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

5.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [24, п.5.3] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

5.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной (к одной магистрали могут быть подключены до трех трансформаторов 1000 кВА или два трансформатора мощностью 1600 кВА) схеме [24, п.6.3]. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [24, п.6.3.10].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки.

5.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Выбор способа распределения электроэнергии зависит от величины электрических нагрузок и их размещения, плотности застройки предприятия, конфигурации технологических, транспортных и других коммуникаций, типа грунта на территории предприятия. Распределительные сети предприятия напряжением 10 кВ выполним кабельными линиями. В качестве основного способа прокладки выбираем прокладку кабелей в траншее (в одной траншее допускается прокладка не более шести кабелей [12]). Поскольку грунт предприятия имеет низкую коррозионную активность, в грунте завода нет блуждающих токов, колебаний и растягивающих усилий, то выбираем кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена типа АПвП-10: А – алюминий (материал жилы); Пв – вулканизированный полиэтилен (фазная изоляция); П – оболочка из полиэтилена [18].

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		51

Выбор марки кабеля сделан в пользу АПвП-10, так как данный тип изоляции имеет ряд неоспоримых преимуществ над кабелями с бумажной пропитанной изоляцией [18]:

- более высокая надёжность в эксплуатации;
- меньшие расходы на реконструкцию и содержание кабельных линий;
- низкие диэлектрические потери (коэффициент диэлектрических потерь 0,001 вместо 0,008);
- высокая стойкость к повреждениям;
- температуры нагрева жил: длительной (90°С вместо 70°С), при перегрузке (130°С вместо 90°С);
- более высокий ток термической устойчивости при коротком замыкании (250°С вместо 200°С);
- низкая допустимая температура при прокладке без предварительного подогрева (-20°С вместо 0°С);
- меньший вес, диаметр и радиус изгиба, что облегчает прокладку;
- возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью уровней;
- более экологичный монтаж и эксплуатация (отсутствие свинца, масла, битума).

5.4 Выбор кабельных линий

Сечение кабелей напряжением 10 кВ определяется по экономической плотности тока и проверяется по допустимому току кабеля в нормальном режиме работы с учетом условий его прокладки, по току перегрузки, потери напряжения в послеаварийном режиме и термической стойкости к токам КЗ [12].

Расчетный ток, протекающий по кабельной линии в нормальном режиме

$$I_{p.k} = \frac{S_{p.k}}{\sqrt{3} \cdot U_H} \quad (5.1)$$

Например, расчетный ток, протекающий по кабельной линии, питающей ТП-5, определяется по формуле

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{N_T \cdot n} \cdot \frac{\sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_1 + \Delta Q_T)^2}}{\sqrt{3} \cdot U_H}$$

где P_p , Q_1 – расчетная нагрузка ТП (таблица 2.2);

ΔP_T , ΔQ_T – потери в трансформаторах ТП (таблица 2.2);

N_T – количество трансформаторов в ТП (таблица 2.2);

n – количество ТП (таблица 2.2).

$$I_{p.k.5} = \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{1289^2 + 179^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} + \frac{1}{2} \cdot \frac{\sqrt{941^2 + 442^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 66,8 \text{ А.}$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		52

Сечение кабельной линии первоначально определяется по экономической плотности тока

$$F_э = \frac{I_{р.к.}}{j_э}, \quad (5.2)$$

где $j_э$ – экономическая плотность тока, зависящая от типа кабеля и продолжительности использования максимума нагрузки, А/мм².

Ввиду отсутствия в ПУЭ [12, табл.1.3.36] информации об экономической плотности тока, соответствующей кабелям с изоляцией из сшитого полиэтилена, экономическая плотность тока для указанных выше кабелей определяется как для кабелей с резиновой и пластмассовой изоляцией. Поэтому для кабелей с алюминиевыми жилами и изоляцией из сшитого полиэтилена при числе часов использования максимума нагрузки $T_m=4500$ ч/год экономическая плотность тока равна $j_э=1,7$ А/мм², а сечение кабельной линии определяется по формуле

$$F_{э5} = \frac{66,8}{1,7} = 39 \text{ мм}^2.$$

Заводом-изготовителем [18] выпускаются трехжильные кабели 10 кВ минимальным стандартным сечением равным $F_{min.ст} = 50 \text{ мм}^2$.

По результатам расчета выбирается кабель, имеющий ближайшее меньшее стандартное сечение по отношению к $F_э$ и $F_{min.ст}$, поэтому принимаем кабель типа АПвП-10 (3x50) с параметрами: длительно-допустимый ток $I_{доп}=156$ А, удельные сопротивления: $r_0=0,641$ Ом/км, $x_0=0,104$ Ом/км.

Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{доп.ф} = K_n \cdot K_t \cdot I_{доп} > \frac{I_{р.к.}}{n_k}; \quad (5.3)$$

где K_n – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [12];

K_t – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [12];

n_k – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{доп.ф.5} = 0,85 \cdot 1,00 \cdot 156 = 132,6 > \frac{66,8}{1} = 66,8 \text{ А}.$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{ав} = 2 \cdot I_{р.к.} \quad (5.4)$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		53

$$I_{ав5} = 2 \cdot 66,8 = 133,6 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{ав} = K_{ав} \cdot I_{доп.ф}, \quad (5.5)$$

где $K_{ав}$ – коэффициент перегрузки.

$$I'_{ав.5} = 1,17 \cdot 133,6 = 155,1 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{ав} \geq \frac{I_{ав}}{n_k}. \quad (5.6)$$

$$155,1 > 133,6 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{доп} = 5\%, \quad (5.7)$$

где r_0 и x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;
 L – длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_5 = \frac{1115 \cdot 10^3 \cdot 0,641 \cdot 0,133 + 803 \cdot 10^3 \cdot 0,104 \cdot 0,133}{(10 \cdot 10^3)^2} \cdot 100\% = 0,20 < 5\%.$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля F_T по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (5.1) – (5.7) представлен в таблице 5.1.

Выводы по разделу пять

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена по смешанной схеме обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта было принято решение прокладывать кабельные линии в траншеях и на лотках. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		54

Таблица 5.1 – Выбор кабельных линий

Конечные пункты кабельных линий	P _p , кВт	Q _p , квар	S _{рк} , кВА	I _{рк} , А	F _{э,2} , мм ²	F _{т,2} , мм ²	F _{ст,2} , мм ²	Тип и кол-во кабелей	Способ прокладки	Нагрузка на кабель, А		I _{доп} , А	K _п , о.е.	K _т , о.е.	Г _{доп} , А	K _{ав} , о.е.	Г _{ав} , А	L, км	r ₀ , Ом/км	x ₀ , Ом/км	Δu, %
										в норм. режиме	в п/ав. режиме										
10 кВ																					
ЦРП - ТП1	123	88	151	8,7	5	150	150	АПвП-10 (3x150/95)	в траншее	8,7	-	300	0,86	1,00	258,0	-	-	0,158	0,206	0,098	0,04
ЦРП - ТП2	184	96	207	12,0	7	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	12,0	23,9	300	0,85	1,00	255,0	1,17	298,4	0,142	0,206	0,098	0,06
ЦРП - ТП4	359	205	413	23,9	14	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	23,9	47,7	300	0,86	1,00	258,0	1,17	301,9	0,042	0,206	0,098	0,05
ТП4 - ТП3	189	84	207	11,9	7	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	11,9	23,9	300	0,86	1,00	258,0	1,17	301,9	0,094	0,206	0,098	0,07
ЦРП - ТП5	1115	311	1157	66,8	39	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	66,8	133,6	300	0,85	1,00	255,0	1,17	298,4	0,133	0,206	0,104	0,07
ТП5 - ТП6	471	221	520	30,0	18	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	30,0	60,0	300	0,87	1,00	261,0	1,17	305,4	0,258	0,206	0,098	0,06
ЦРП - ТП7	877	352	945	54,6	32	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	54,6	109,1	300	0,85	1,00	255,0	1,17	298,4	0,386	0,206	0,098	0,17
ТП7 - ТП8	375	238	444	25,6	15	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	25,6	51,3	300	0,93	1,00	279,0	1,17	326,4	0,126	0,206	0,098	0,03
ЦРП - ТП9	643	381	747	43,1	25	150	150	АПвП-10 (3x150/95)	в траншее	43,1	-	300	0,85	1,00	255,0	-	-	0,355	0,206	0,098	0,12
ЦРП - ТП10	582	313	661	38,2	22	150	150	2хАПвП-10 (3x150/95)	в траншее	38,2	76,4	300	0,86	1,00	258,0	1,17	301,9	0,584	0,206	0,098	0,18
ЦРП - ИП	500	310	588	34,0	20	95	95	АПвП-10 (3x95/35)	в траншее	34,0	-	233	0,85	1,00	198,1	1,17	231,7	0,143	0,320	0,098	0,05
ЦРП - ДСП	1250	775	1471	84,9	50	95	95	АПвП-10 (3x95/35)	в траншее	84,9	-	233	0,85	1,00	198,1	1,17	231,7	0,112	0,320	0,098	0,11
0,4 кВ																					
ТП2 - РПН1	27	25	37	53,4	-	-	16	АПвБШв-1 (4x16)	в траншее	53,4	-	81	1,00	1,00	80,9	-	-	0,092	1,910	0,075	3,07
ТП2 - РПН2	37	39	54	77,7	-	-	25	АПвБШв-1 (4x25)	в траншее	77,7	-	104	0,90	1,00	93,7	-	-	0,086	1,200	0,075	2,54
ТП5- РПН3	80	73	108	155,6	-	-	70	АПвБШв-1 (4x70)	в траншее	155,6	-	181	0,86	1,00	156,0	-	-	0,079	0,443	0,072	2,00
ТП6 - РПН4	29	25	38	55,5	-	-	35	2хАПвБШв-1 (4x35)	в траншее	55,5	110,9	126	0,93	1,00	116,8	1,17	136,6	0,087	0,868	0,075	1,47
ТП8- РПН5	135	79	156	225,2	-	-	120	2хАПвБШв-1 (4x120)	в траншее	112,6	225,2	248	0,87	1,00	216,0	1,17	252,8	0,047	0,253	0,069	1,16
ТП9 - РПН6	114	90	145	209,4	-	-	120	АПвБШв-1 (4x120)	в траншее	209,4	-	248	0,87	1,00	216,0	-	-	0,102	0,253	0,069	2,23
ТП10 - РПН7	218	174	279	402,6	-	-	120	2хАПвБШв-1 (4x120)	в траншее	201,3	-	248	0,87	1,00	216,0	-	-	0,052	0,253	0,069	2,18

6 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчёт токов короткого замыкания производится для выбора высоковольтных и низковольтных аппаратов, шин, кабелей и другого электрооборудования СЭС предприятия. При этом достаточно рассмотреть ток трёхфазного КЗ в характерных токах СЭС предприятия и определить периодическую составляющую этого тока для наиболее тяжёлого режима работы сети. Таким характерным режимом является состояние СЭС, когда включен секционный выключатель в ЦРП, т.е. все электроприёмники питаются от одного ввода.

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 6.1.

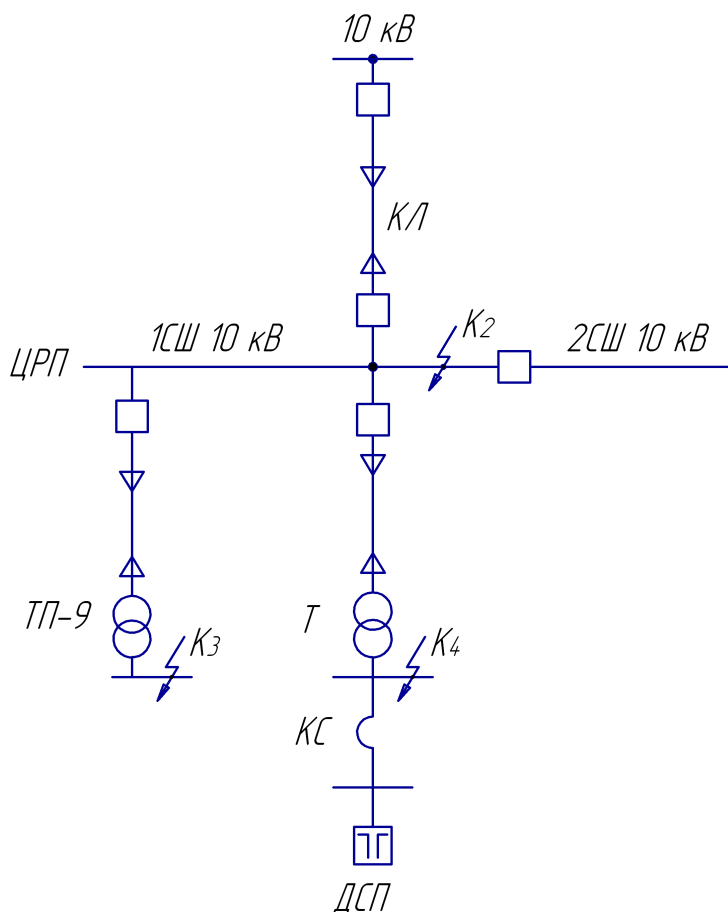


Рисунок 6.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

Расчёт токов КЗ производим в следующих точках:

- K_1 – в схеме внешнего электроснабжения;
- K_2 – в РУ 10 кВ ЦРП;
- K_3 – в сети напряжением 0,4 кВ;

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 6.1) составляется схема замещения (рисунок 6.2).

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при $S_6 = 1000$ МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

56

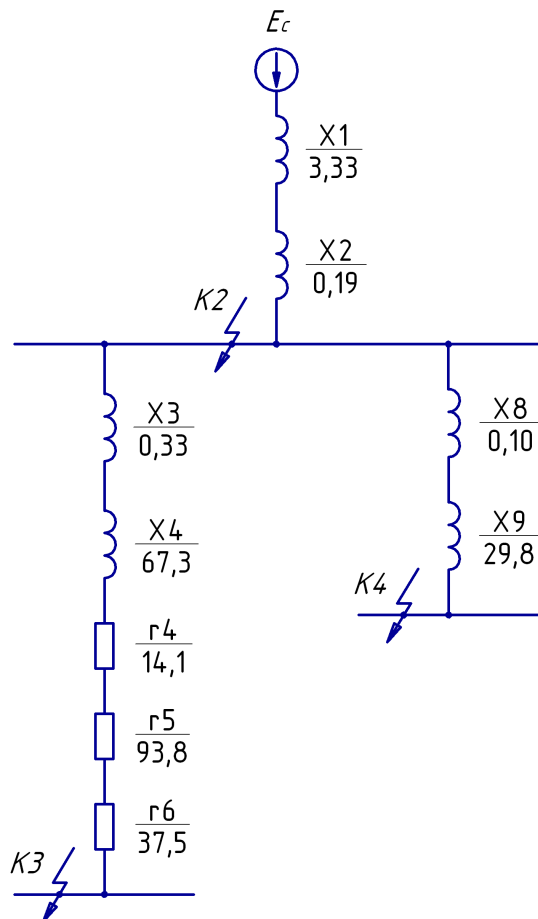


Рисунок 6.2 – Схема замещения для токов КЗ

Сопротивление системы

$$x_1 = x_c = \frac{S_{\sigma}}{S_c}, \quad (6.1)$$

где S_c – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВ·А.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{300} = 3,33.$$

Сопротивление кабельной линии

$$x_{\text{кл}} = \frac{1}{n_{\text{кл}}} \cdot x_{0\text{кл}} \cdot L_{\text{кл}} \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{\text{ср2}}^2}, \quad (6.2)$$

где $n_{\text{кл}}$ – число запараллеленных кабельных линий, шт;

$x_{0\text{кл}}$ – удельное реактивное сопротивление КЛ, Ом/км;

$L_{\text{кл}}$ – длина КЛ, км;

$U_{\text{ср2}}$ – среднее напряжение кабельной линии, кВ.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

57

$$x_2 = \frac{1}{2} \cdot 0,085 \cdot 0,5 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,19.$$

$$x_3 = \frac{1}{1} \cdot 0,104 \cdot 0,355 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,33.$$

$$x_8 = \frac{1}{1} \cdot 0,098 \cdot 0,112 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,10.$$

Полное сопротивление трансформатора

$$z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}}. \quad (6.3)$$

где U_k – напряжение короткого замыкания, %;

$S_{н.т}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА.

$$z_4 = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{800} = 68,8.$$

$$z_8 = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600} = 46,9.$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_T = \Delta P_k \cdot \frac{S_6}{S_{н.т}^2}, \quad (6.4)$$

где ΔP_k – потери короткого замыкания трансформатора, кВт.

$$r_4 = 9,0 \cdot \frac{1000}{800^2} = 14,1.$$

$$r_8 = 23 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1600^2} = 9,0.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_T = \sqrt{z_T^2 - r_T^2}. \quad (6.5)$$

$$x_4 = \sqrt{68,8^2 - 14,1^2} = 67,3.$$

$$x_8 = \sqrt{46,9^2 - 9,0^2} = 46,0.$$

Согласно [24, п.8.6.1] для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять $r_k = 0,015$ Ом, тогда

$$r_5 = r_k \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.6)$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		58

$$r_5 = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,8.$$

Активное сопротивление дуги в месте КЗ

$$r_6 = r_d \cdot \frac{S_6}{U_6^2}. \quad (6.7)$$

$$r_6 = 0,006 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 37,5.$$

Для расчета тока короткого замыкания в точке К₂ приведем схему замещения (рисунок 6.2) к виду рисунка 6.3.

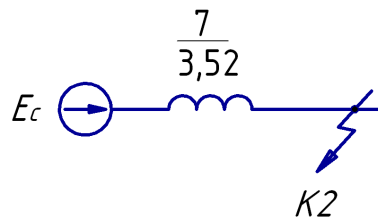


Рисунок 6.3 – Схема замещения для расчета КЗ в точке К₂

Сопротивления элементов, представленных на схеме замещения, изображенной на рисунке 6.3, определим по выражениям

$$x_7 = x_1 + x_2. \quad (6.8)$$

$$x_7 = 3,33 + 0,19 = 3,52.$$

Базисный ток

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}, \quad (6.9)$$

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА}.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви

$$I_c = \frac{E_c}{x_7} \cdot I_6. \quad (6.10)$$

$$I_c = \frac{1}{3,52} \cdot 55 = 15,6 \text{ кА}.$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке K_2

$$I_{кз2/0'} = I_c \quad (6.11)$$

$$I_{кз2/0'} = 15,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k \quad (6.12)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 15,6 = 35,3 \text{ кА.}$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке K_2

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_k \quad (6.13)$$

$$S_{кз2} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 15,6 = 284 \text{ МВА.}$$

Ток двухфазного короткого замыкания в точке K_2

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{S_{кз2}}{2 \cdot U_6} \quad (6.14)$$

$$I_{кз2}^{(2)} = \frac{284}{2 \cdot 10,5} = 13,5 \text{ кА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке K_3 .

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_4 + r_5 + r_6 \quad (6.15)$$

$$r_{\Sigma} = 14,1 + 93,8 + 37,5 = 145,3.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_3 + x_4 + x_7 \quad (6.16)$$

$$x_{\Sigma} = 0,33 + 67,3 + 3,52 = 71,2.$$

Полное сопротивление

$$z_{\Sigma} = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2} \quad (6.17)$$

$$z_{\Sigma} = \sqrt{145,3^2 + 71,2^2} = 161,8.$$

Мощность короткого замыкания в точке К₃

$$S_{кз3} = \frac{S_6}{Z_3}. \quad (6.18)$$

$$S_{кз3} = \frac{1000}{161,8} = 6,2 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении $U_6 = 0,4 \text{ кВ}$

$$I_{к3} = \frac{S_{к3}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.19)$$

$$I_{к3} = \frac{6,2}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 8,9 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания в точке К₃

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_k, \quad (6.20)$$

где $k_{уд}$ – ударный коэффициент [6].

$$i_{уд3} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 8,9 = 20,2 \text{ кА.}$$

Определим токи короткого замыкания в точке К₄.

Суммарное индуктивное сопротивление

$$X_{\Sigma 4} = X_7 + X_8 + X_9. \quad (6.21)$$

$$X_{\Sigma 4} = 3,52 + 0,10 + 46,0 = 49,62.$$

Мощность трехфазного короткого замыкания в точке К₄

$$S_{кз4} = \frac{S_6}{X_{\Sigma 4}}. \quad (6.22)$$

$$S_{кз4} = \frac{1000}{49,62} = 20,2 \text{ МВА.}$$

Ток трехфазного короткого замыкания в точке К₄

$$I_{кз4} = \frac{S_{кз4}}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (6.23)$$

$$I_{кз4} = \frac{20,2}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,11 \text{ кА.}$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		61

Ток двухфазного короткого замыкания в точке К₄

$$I_{кз4}^{(2)} = \frac{S_{кз4}}{2 \cdot U_6} \quad (6.24)$$

$$I_{кз4}^{(2)} = \frac{20,2}{2 \cdot 10,5} = 0,96 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, выполненные по выражениям (6.1) – (6.24), представим в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Расчетная точка	Напряжение $U_{ср}$ расчетной точки, кВ	I_k , кА	$i_{уд}$, кА	Мощность КЗ ступени, МВА
К ₁	10,5	16,5	44,8	300,0
К ₂	10,5	15,6	35,3	284,0
К ₃	0,4	8,9	20,2	6,2
К ₄	10,5	1,11	2,5	20,2

Выводы по разделу шесть

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.

7 ВЫБОР ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

7.1 Выбор ячеек комплектного распределительного устройства ЦРП

Перед выбором и проверкой коммутационной и измерительной аппаратуры осуществим выбор комплектного оборудования СЭС.

Распределительное устройство РУ 10 кВ выполняем комплектным (КРУ) со шкафами типа К-104М. Тип выключателя для данных ячеек ВВЭ-10У, тип трансформаторов тока ТЛК.

Тепловой импульс тока КЗ определяется по формуле

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{р.з.} + t_{о.в.} + T_a),$$

где $t_{р.з.}$ – время действия максимальной токовой защиты линии, с;

$t_{о.в.}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

$$B_k = 15,6^2 \cdot (1,2 + 0,06 + 0,12) = 335,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные ячеек КРУ [20] представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор КРУ

Условия выбора [6]	Расчетные параметры сети	Каталожные данные К-104М
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 597,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630,0 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 35,3 \text{ кА}$	$i_d = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 335,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.2 Выбор выключателей КРУ

Подробный выбор выключателя на вводе в КРУ рассмотрен в таблице 7.2. Секционный выключатель принимается того же типа, что и вводной.

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВЭ-10-20/630 УЗ [25].

Сравнение расчетных и каталожных данных для выбранных выключателей на вводе в КРУ представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор выключателей на вводе в КРУ

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВВЭ-10-20/630 УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 597,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 630,0 \text{ А}$
$I_{ном.отк} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 15,6 \text{ кА}$	$I_{ном.отк} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{ном} \geq i_{а,г}$	$i_{а,г} = 6,3 \text{ кА}$	$i_{а,ном.} = 14,0 \text{ кА};$
$I_{дин.} \geq I_{п,0}$	$I_{п,0} = 15,6 \text{ кА}$	$I_{дин.} = 20,0 \text{ кА}$
$i_{дин.} \geq i_y$	$i_y = 35,3 \text{ кА}$	$i_{дин.} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 335,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

7.3 Выбор трансформаторов тока в ячейках КРУ

В ячейках КРУ типа К-104М устанавливаются трансформаторы тока типа ТЛК-10-600-0,5/10Р-УЗ [26]. Трансформатор тока в цепи секционного выключателя принимается того же типа. Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные трансформаторов тока на вводе в КРУ указаны в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Выбор трансформаторов тока на вводе в КРУ ЦРП

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ТЛК-10-600-0,5/10Р-УЗ
$U_{ном} \geq U_{уст}$	$U_{уст} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_{max}$	$I_{max} = 597,0 \text{ А}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
$i_d \geq i_y$	$i_y = 35,3 \text{ кА}$	$i_y = 81,0 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k$	$B_k = 335,6 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Для проверки выбранного трансформатора тока по вторичной нагрузке составляем схему включения трансформаторов тока и измерительных приборов, представленную на рисунке 7.1. В цепи устанавливаются следующие измерительные приборы: амперметр, ваттметр, счетчики активной и реактивной энергии, включенные по схеме неполной звезды (таблица 7.4).

Таблица 7.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

Прибор	Тип	Класс точности	Нагрузка фазы, ВА		
			А	В	С
Амперметр	Э-335	1,0	0,5	-	-
Ваттметр	Д-335	1,5	0,5	-	0,5
Счетчик активной и реактивной энергии	СЭТ 4.ТМ.03М	0,5	0,1	-	0,1
Итого			1,1	-	0,6

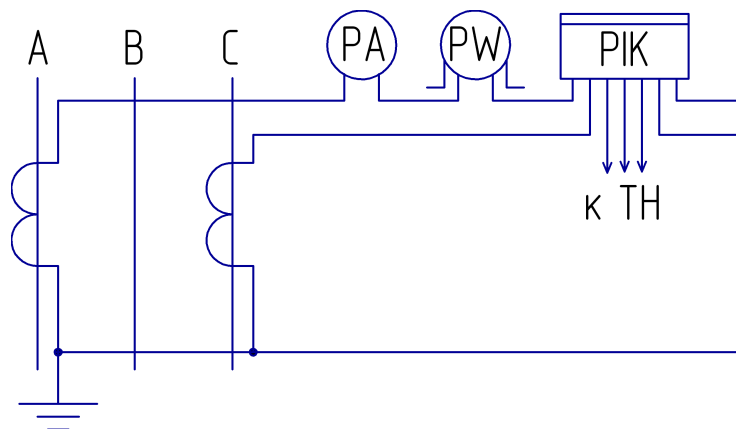


Рисунок 7.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

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

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где $r_{\text{к}}$ - сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$ - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,04 - 0,1 = 0,26 \text{ Ом.}$$

Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}}.$$

$$q = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 4}{0,26} = 0,8 \text{ мм}^2.$$

По условию механической прочности принимаем контрольный кабель марки АКРВГ с сечением 4 мм².

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 7.5.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

65

Таблица 7.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

Кабельные линии	$U_{ном}$, кВ	I_{max} , А	$I_{п,0}$, кА	i_y , кА	Тип выключателя	Тип трансформатора тока
ЦРП - ТП1	10	8,7	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-20-0,5/10Р У3
ЦРП - ТП2	10	23,9	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-30-0,5/10Р У3
ЦРП - ТП4	10	47,7	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ЦРП - ТП5	10	133,6	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ЦРП - ТП7	10	109,1	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-150-0,5/10Р У3
ЦРП - ТП9	10	43,1	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ЦРП - ТП10	10	76,4	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3
ЦРП - ИП	10	34,0	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-50-0,5/10Р У3
ЦРП - ДСП	10	84,9	15,6	35,3	ВВЭ-10-20/630 У3	ТЛК-10-100-0,5/10Р У3

7.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Производителем ячеек К-104М предусматривается установка трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [20, табл. 5].

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{ном} \geq U_{уст}; \quad (7.3)$$

– по конструкции и схеме соединения обмоток;

– по классу точности.

Чтобы трансформатор напряжения работал в заданном классе точности, должно выполняться условие:

$$S_{2ном} \geq S_{нагр}; \quad (7.4)$$

где $S_{нагр}$ - мощность всех измерительных приборов и реле, присоединенных к трансформатору напряжения, ВА;

$S_{2ном}$ - номинальная мощность вторичной обмотки трансформатора напряжения в заданном классе точности, ВА.

Трансформатор напряжения присоединяется к сборным шинам через предохранитель типа ПКН001-10У3и втычной разъединитель.

Принципиальную схему подключения трансформаторов напряжения НАМИ-10У2 представим на рисунке 7.2.

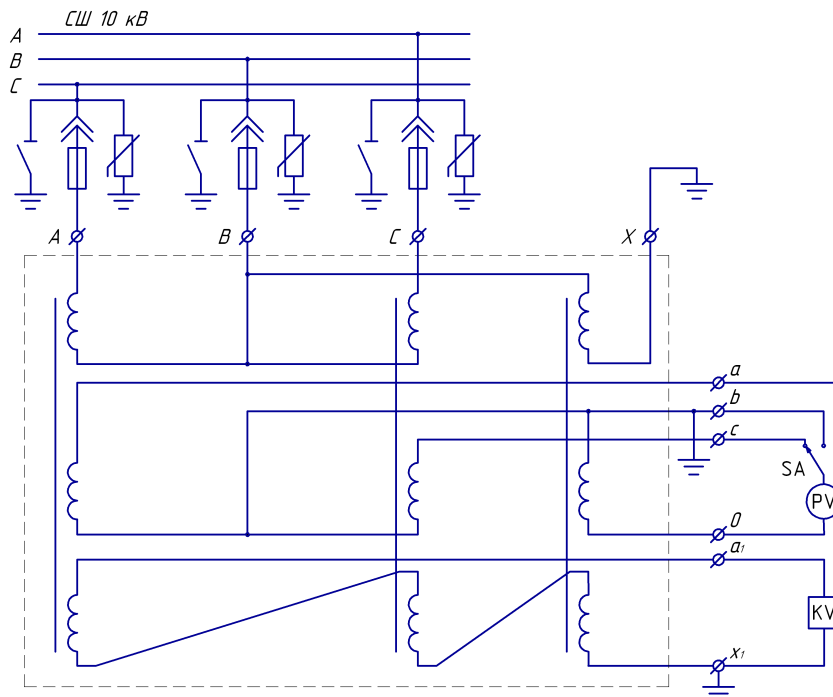


Рисунок 7.2 – Схема подключения трансформатора напряжения типа НАМИ-10У2 [27]

Выбор трансформаторов напряжения по выражениям (7.3) – (7.4), устанавливаемых в ячейках КРУ, представлен в таблице 7.6

Таблица 7.6 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Чис-ло обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P ₂ , Вт	Q ₂ , вар
PV	Секция СШ	Э-335	2,0	1	1,00	0,00	2	4	-
PW	Цепь силового тр-ра	Д-335	1,5	2	1,00	0,00	1	3	-
PK	Цепь силового трансформатора и отходящих линий	СЭТ 4.ТМ	3,0	2	0,38	0,93	10	15	20
Итого								22	20
НАМИ-10У2 [27]		Трехфазный трансформатор напряжения					S _{2Σ} = 29,7 ВА		
U _{ном} = 10 кВ									
S _{2,кл.т.чн.0,5} = 75 ВА		S _{2ном} = 75 > S _{2Σ}							

7.5 Выбор ячеек, устанавливаемых на вводах цеховых ТП

На вводах магистрально подключенных цеховых ТП принимаем к установке камеры сборные одностороннего обслуживания серии КСО-366-4н-2У3, которые комплектуются выключателями нагрузки с предохранителями типа ВНР-10 (с ручным приводом ПР-17) и разъединителями серии РВ-10 [28].

Для примера рассмотрим выбор указанных выше коммутационных аппаратов для ТП-3, на которых установлены по два трансформатора типа ТМГ-250.

Рабочий ток в утяжеленном режиме для трансформатора ТМГ-250:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}$$

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 20,2 \text{ А.}$$

Условия выбора, расчетные параметры сети и каталожные данные выключателей нагрузки с предохранителями [28] представлены в таблицах 7.7 и 7.8.

Таблица 7.7 – Выбор выключателей нагрузки

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ВНР-10/400У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 20,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 400,0 \text{ А}$
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	$i_y = 35,3 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 81,0 \text{ кА}$
$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k$	$B_k = 189,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1200,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 7.8 – Выбор предохранителей

Условия выбора	Расчетные параметры сети	Каталожные данные ПКТ103-10-25-20У3
$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}$	$U_{\text{уст}} = 10,5 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}}$	$I_{\text{max}} = 20,2 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 25 \text{ А}$
$I_{\text{ном.отк}} \geq I_k$	$I_k = 15,6 \text{ кА}$	$I_{\text{ном.отк}} = 20 \text{ кА}$

Аналогично выбираются выключатели нагрузки и предохранители на вводе других ТП. Результаты расчёта сведём в таблицу 7.9.

Таблица 7.9 – Выбор выключателей нагрузки с предохранителями

Номер ТП	$U_{\text{ном}}$, кВ	I_{max} , А	$I_{\text{отк.}}$, кА	Тип предохранителя	Тип выключателя нагрузки
ТП-3	10	20,2	15,6	ПКТ102-10-25-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-4	10	20,2	15,6	ПКТ102-10-25-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-5	10	64,7	15,6	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-6	10	50,9	15,6	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-7	10	50,9	15,6	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3
ТП-8	10	50,9	15,6	ПКТ102-10-80-20У3	ВНР-10/400 У3

7.6 Проверка кабелей напряжением 10 кВ на термическую стойкость к токам короткого замыкания

Кабели напряжением 10 кВ схемы внутреннего электроснабжения проверяются на термическую стойкость к токам короткого замыкания.

Согласно [19, п.6.3.6] в тех случаях, когда для кабелей известны значения односекундного тока термической стойкости, их проверку на термическую стойкость допустимо проводить путём сравнения интеграла Джоуля с квадратом односекундного тока термической стойкости. Термическая стойкость кабеля обеспечивается при выполнении условия [19]

$$W_k \leq I_{\text{тер.доп}}^2, \quad (7.5)$$

Тепловой импульс тока короткого замыкания определяется по формуле

$$W_k = I_{\text{п,0}}^2 \cdot (t_{\text{р.з.}} + t_{\text{о.в.}} + T_a), \quad (7.6)$$

где $t_{\text{р.з.}}$ – время действия максимальной токовой защиты, с;

$t_{\text{о.в.}}$ – полное время отключения выключателя, с;

T_a – время протекания апериодической составляющей тока КЗ, с.

Для определения длительности короткого замыкания на рисунке 7.3 изображим карту селективности.

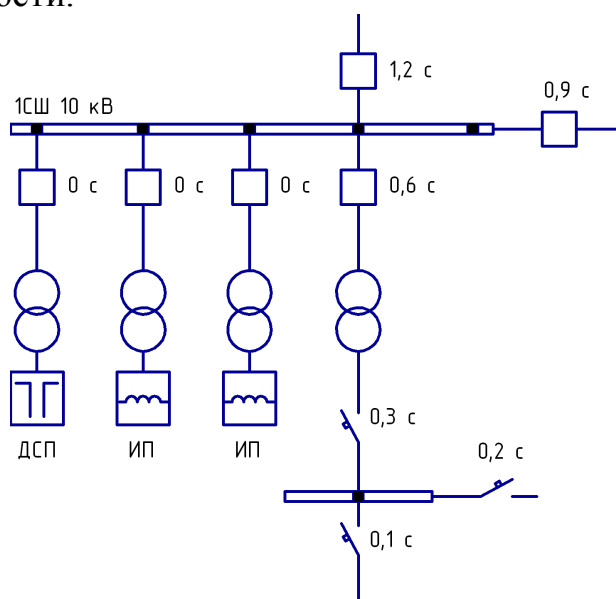


Рисунок 7.3 – Карта селективности

Для примера, рассчитаем тепловой импульс тока короткого замыкания для кабельной линии, питающей ТП, по формуле (7.6)

$$W_k = 15,6^2 \cdot (0,6 + 0,06 + 0,12) = 189,7 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Проверку кабелей на термическую стойкость к токам короткого замыкания, выполненную по выражениям (7.5) – (7.6), представим в таблице 7.10.

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

69

Таблица 7.10 – Проверка кабелей на термическую стойкость

КЛ	I_k , кА	$t_{р.з.}$, с	$t_{о.в.}$, с	T_a , с	B_k , кА ² ·с	$I_{тер.доп1.ж}^2$, кА	$F_{т.ж.}$, мм ²	$I_{тер.доп1.э}^2$, кА	$F_{т.э.}$, мм ²
ЦРП - ТП	15,6	0,6	0,06	0,12	189,7	201,6	150	327,6	95
ЦРП - ДСП	15,6	0,6	0,06	0,12	43,8	79,2	95	44,9	35

В таблице 7.11 представим кабели, для которых произведено увеличение площади сечения, выбранной по условиям нормального и утяжеленного режимов работы, до термически устойчивого сечения.

Таблица 7.11 – Термически устойчивые сечения кабелей

Начало и конец кабельной линии	Прежняя площадь сечения кабеля, мм ²	Площадь термически устойчивого сечения кабеля, мм ²	Тип и площадь сечения нового кабеля
ЦРП - ТП1	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ТП2	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ТП4	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ТП4 - ТП3	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ТП5	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ТП5 - ТП6	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ТП7	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ТП7 - ТП8	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ТП9	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ТП10	50	150	АПвП-10 (3x150/95)
ЦРП - ИП	50	95	АПвП-10 (3x95/35)
ЦРП - ДСП	50	95	АПвП-10 (3x95/35)

7.7 Выбор трансформаторов собственных нужд

Потребителями собственных нужд ЦРП-10 являются освещение, отопление, вентиляция ЦРП-10 (таблица 7.12). В ЦРП-10 устанавливается не менее двух трансформаторов собственных нужд.

Мощность трансформаторов собственных нужд выбирается в соответствии с нагрузками собственных нужд в разных режимах работы с учетом перегрузочной способности трансформаторов в послеаварийном режиме.

Таблица 7.13 – Нагрузка собственных нужд подстанции

Вид потребителя	Установленная мощность		cos φ	tgφ	Нагрузка	
	Единицы, кВт x количество	всего, кВт			P _{сн} , кВт	Q _{сн} , квар
1	2	3	4	5	6	7
Подогрев ячеек ЦРП	1x26	26	1,00	0,00	26,0	0,0

Продолжение таблицы 7.13

1	2	3	4	5	6	7
Освещение ЦРП	-	2	0,95	0,32	2,0	0,6
Вентиляция ЦРП	-	3	0,80	0,75	3,0	2,3
Итого					31,0	2,9

Мощность трансформатора собственных нужд определим по выражению

$$S_{\text{тсн}} = k_{\text{з.д.}} \cdot \sqrt{P_{\text{сн}}^2 + Q_{\text{сн}}^2},$$

где $k_{\text{з.д.}}$ – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

$$S_{\text{тсн}} = 0,7 \cdot \sqrt{31,0^2 + 2,9^2} = 21,8 \text{ кВА.}$$

Поэтому принимаем в качестве трансформаторов собственных нужд два трансформатора типа ТСКС-25/10, которые подключаются к сборным шинам ЦРП через предохранители типа ПКТ-10.

7.8 Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Выбранные цеховые трансформаторные подстанции укомплектованы автоматическими выключателями серии «Электрон» производства завода «Контактор» г.Ульяновск [29]. Выбор вводных и секционных автоматических выключателей на стороне низшего напряжения цеховых ТП представим в таблице 7.14.

Таблица 7.14 – Выбор вводных и секционных автоматических выключателей РУ НН ТП

Номер ТП	Место установки выключателя	$I_{\text{утяж}}$, А	$I_{\text{к}}$, кА	$i_{\text{уд}}$, кА	Тип выключателя
1	2	3	4	5	6
ТП-1	Вводной	323,3	9,3	25,3	Э06В-400УХЛ3
ТП-2	Вводной	505,2	9,3	25,3	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	252,6	9,3	25,3	Э06В-400УХЛ3
ТП-3	Вводной	505,2	9,3	25,3	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	252,6	9,3	25,3	Э06В-400УХЛ3
ТП-4	Вводной	505,2	9,3	25,3	Э06В-630УХЛ3
	Секционный	252,6	9,3	25,3	Э06В-400УХЛ3
ТП-5	Вводной	1616,6	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛ3
	Секционный	808,2	9,3	25,3	Э16В-1000УХЛ3
ТП-6	Вводной	1272	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛ3
ТП-7	Вводной	1272	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛ3
	Секционный	636	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛ3

Продолжение таблицы 7.14

1	2	3	4	5	6
ТП-8	Вводной	1272	9,3	25,3	Э16В-1600УХЛЗ
	Секционный	636	9,3	25,3	Э06В-1000УХЛЗ
ТП-9	Вводной	1616,6	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛЗ
ТП-10	Секционный	1616,6	9,3	25,3	Э25В-2500УХЛЗ
	Вводной	808,2	9,3	25,3	Э16В-1000УХЛЗ

Выводы по разделу семь

В данном разделе произведен выбор коммутационно-измерительной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

8 РАСЧЕТ И ВЫБОР УСТРОЙСТВ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

Оптимальный выбор средств компенсации реактивной мощности является составной частью построения рациональной системы электроснабжения промышленного предприятия.

На рисунке 8.1 приведена схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности.

В таблице 8.1 приведены исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности.

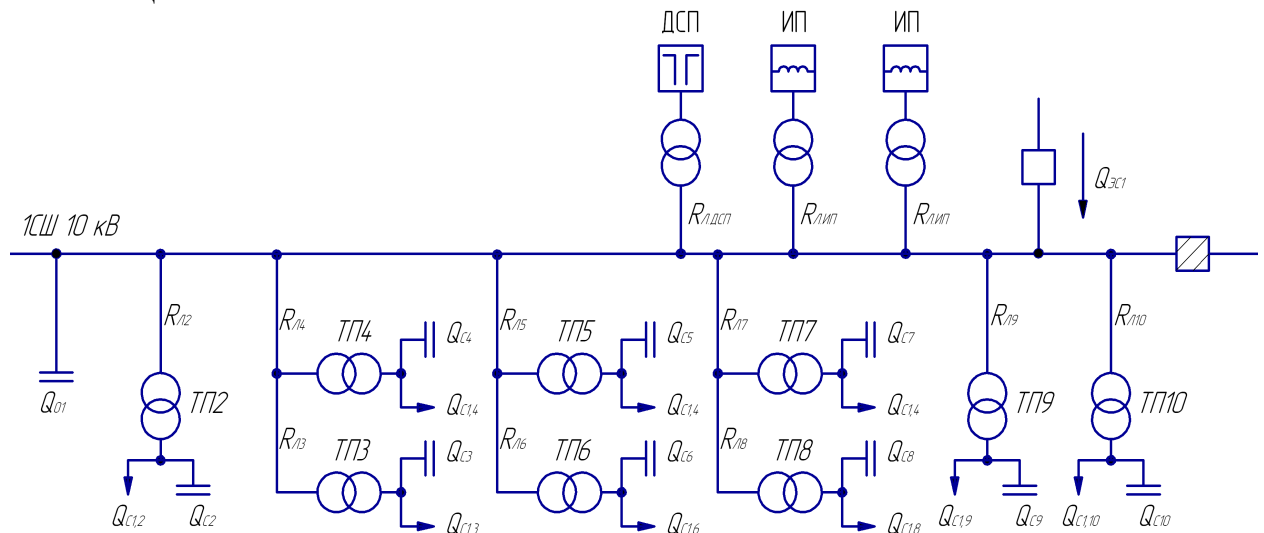


Рисунок 8.1 – Схема замещения системы электроснабжения предприятия для проведения расчета компенсации реактивной мощности

Активные сопротивления трансформаторов, приведенные к напряжению 10 кВ, определяются по формуле:

$$R_{т} = \frac{\Delta P_{к} \cdot U_{н.}^2}{S_{н.т.}^2}, \quad (8.1)$$

где $\Delta P_{к}$ – мощность короткого замыкания трансформатора, кВт;

$S_{н.т.}$ – номинальная мощность трансформатора, ВА.

$$R_{т2} = \frac{4200 \cdot 10^2}{250^2} = 6,72 \text{ Ом.}$$

Активные сопротивления кабельных линий найдем по формуле:

$$R_{л} = r_{0л} \cdot L. \quad (8.2)$$

$$R_{л2} = 0,206 \cdot 0,142 = 0,03 \text{ Ом.}$$

Аналогичные расчеты проводятся для остальных ТП и линий по выражениям (8.1) – (8.2), результаты сведены в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 - Исходные данные для расчета компенсации реактивной мощности

Трансформаторная подстанция	$S_{н.т.i}$, кВА	Q_{li} , квар	ΔQ_{ti} , квар	R_{ti} , Ом	R_{li} , Ом
ТП-2	250	86	10	6,72	0,03
ТП-3	250	74	10	6,72	0,02
ТП-4	250	111	10	6,72	0,01
ТП-5	800	57	33	1,41	0,03
ТП-6	630	195	26	1,91	0,05
ТП-7	630	88	26	1,91	0,08
ТП-8	630	218	20	1,91	0,03
ТП-9	800	340	40	1,41	0,07
ТП-10	800	281	33	1,41	0,12
Итого		1449	209		

Наметим все возможные места установки дополнительных компенсирующих устройств - батарей конденсаторов (БК): низковольтные сборные шины цеховых ТП (Q_{ci}); сборные шины распределительных устройств (РУ) напряжением 10 кВ ЦРП (Q_0). Кроме того, реактивная мощность может быть получена из энергосистемы ($Q_{эс}$).

Удельная стоимость потерь активной мощности от протекания реактивной мощности

$$C_0 = \delta(\alpha \cdot K_M + \beta \cdot \tau),$$

где δ – поправочный коэффициент;

$\alpha=1875,26 \cdot 12=22503,12$ руб/ кВт·год – основная ставка тарифа;

$\beta=1,3796$ руб/ кВт·ч – стоимость одного кВт·ч электроэнергии;

τ – время использования максимальных потерь, ч/год;

K_M – отношение потерь активной мощности предприятия ΔP_p в момент наибольшей активной нагрузки энергосистемы к максимальным потерям ΔP_M активной мощности предприятия.

$$C_0 = 1,08 \cdot (22503,12 \cdot 1 + 1,3796 \cdot 2742) = 26739 \frac{\text{руб}}{\text{кВт}}.$$

Затраты на генерацию реактивной мощности низковольтными БК (0,4 кВ):

$$Z_{иг.кн} = E \cdot K_{БКН} \cdot \alpha_{изм} + C_0 \cdot \Delta P_{БКН},$$

где E - нормативные отчисления от стоимости БК, 1/лет;

$K_{БКН}$ - удельная стоимость низковольтных батарей конденсаторов;

$\Delta P_{БКН}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар;

$\alpha_{изм}$ - индекс изменения сметной стоимости [30].

Тогда

$$Z_{\text{ИГ.КН}} = 0,223 \cdot 12000 \cdot 75,96 + 26739 \cdot 0,45 = 215302 \text{ руб/Мвар.}$$

Затраты на генерацию реактивной мощности высоковольтными БК (10 кВ)

$$Z_{\text{ИГ.КВ}} = Z_{10} = E \cdot K_{\text{БКВ}} \cdot \alpha_{\text{изм}} + C_0 \cdot \Delta P_{\text{БКВ}},$$

где $K_{\text{БКВ}}$ - удельная стоимость высоковольтных батарей конденсаторов,

$\Delta P_{\text{БКВ}}$ - удельные потери в низковольтных конденсаторах, кВт/Мвар.

Тогда

$$Z_{\text{ИГ.КВ}} = Z_{10} = 0,223 \cdot 6000 \cdot 75,96 + 26739 \cdot 0,15 = 105645 \text{ руб/Мвар.}$$

Для расчета оптимальной реактивной мощности, генерируемой низковольтными БК, необходимо знать эквивалентные сопротивления соответствующих ТП.

Для ТП, питающихся по радиальным линиям, (рисунок 8.2) эквивалентное сопротивление составит

$$R_{\text{э2}} = r_1 = R_{\text{л2}} + R_{\text{т2}}. \quad (8.8)$$

$$R_{\text{э2}} = r_1 = 0,03 + 6,72 = 6,75 \text{ Ом.}$$

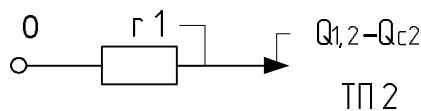


Рисунок 8.2 – Схема замещения радиальной линии

Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 8.3), например, ТП-5 и ТП-6, эквивалентная проводимость точки 1 схемы определяется по формуле

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_{\text{л2}} + r_2}. \quad (8.9)$$

$$\frac{1}{R_{\text{т1}}} = \frac{1}{1,41} + \frac{1}{0,05 + 1,91} = 1,22.$$

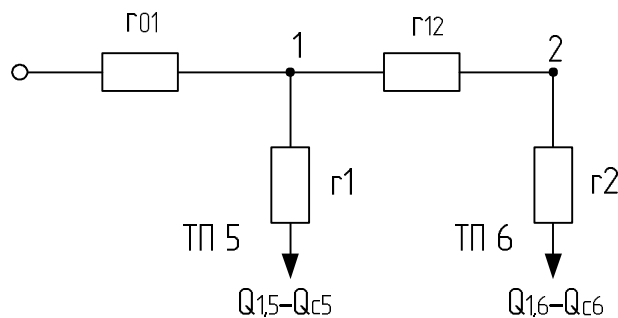


Рисунок 8.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}} \right) r_1, \quad (8.10)$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{r_{01}}{R_{\text{т}1}} \right) \cdot (r_{12} + r_2), \quad (8.11)$$

$$R_{\text{э}1} = \left(1 + \frac{0,03}{0,82} \right) \cdot 1,05 = 1,45 \text{ Ом.}$$

$$R_{\text{э}2} = \left(1 + \frac{0,03}{0,82} \right) \cdot (0,05 + 1,91) = 2,03 \text{ Ом.}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ЦРП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа $\lambda = Z_{10}$):

$$Q_{\text{с}i} = Q_{\text{л}i} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{z}{R_{\text{э}i}}, \quad (8.12)$$

$$z = \frac{Z_{10} - Z_{\text{Г.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.13)$$

$$z = \frac{105645 - 215302}{2 \cdot 10 \cdot 26739} = -0,205 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом}.$$

$$Q_{\text{с}1} = 0,086 + 0,010 - \frac{0,205}{6,75} = 0,066 \text{ Мвар}.$$

Результаты расчета по формулам (8.3) – (8.8) мощностей $Q_{\text{с}i}$ остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.4. Если $Q_{\text{с}} < 0$ Мвар, то принимаем $Q_{\text{с}} = 0$ Мвар, так как $Q_{\text{с}}$ является экономически нецелесообразной.

Таблица 8.4 – Расчёт мощности БК

Место установки БК	$R_{\text{э}i}$, Ом	$Q_{\text{с}i}$, Мвар		$Q_{\text{к}yi}$, квар	$Q_{\text{к}yi} + Q_{\text{с}i}$, квар	Тип принятой стандартной БК [31]	$Q_{\text{с}ii}$, квар
		расч.	прин.				
1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-2	6,75	0,066	0,066	56	122	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-3	6,76	0,053	0,053	71	124	КРМ-0,4-125-25 У3	125
ТП-4	6,74	0,091	0,091	4	95	КРМ-0,4-100-25 У3	100
ТП-5	1,45	-0,051	0,000	340	340	КРМ-0,4-350-25 У3	350
ТП-6	2,03	0,120	0,120	136	256	КРМ-0,4-250-25 У3	250
ТП-7	2,07	0,016	0,016	196	212	КРМ-0,4-225-25 У3	225
ТП-8	2,10	0,140	0,140	0	140	КРМ-0,4-150-25 У3	150

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8
ТП-9	1,48	0,242	0,242	238	480	КРМ-0,4-500-50 У3	500
ТП-10	1,53	0,179	0,179	75	254	КРМ-0,4-250-50 У3	250
Итого	-	-	0,907	1116	2023	-	2075

Определение мощности высоковольтной БК, подключенной к СШ 10 кВ ЦРП, производим из условия баланса реактивных мощностей на СШ 10 кВ ЦРП:

$$Q_0 = \frac{1}{2} Q_{p.n} - \sum_{i=1}^n Q_{ст.нi} - \frac{Q_{эс}}{2}.$$

где $Q_{p.n}$ – реактивная мощность предприятия на шинах ЦРП, квар;

$Q_{ст.н}$ – стандартная мощность низковольтной батареи конденсаторов, квар.

Экономически целесообразная реактивная мощность на стороне высшего напряжения ЦРП, потребляемая предприятием от энергосистемы определяется по формуле

$$Q_{эс} = P_{p.n} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$$

где $\operatorname{tg}\varphi_{\text{норм}}$ – нормируемый $\operatorname{tg}\varphi$ для данного уровня напряжения;

$$Q_{эс} = 9602 \cdot 0,4 = 3841 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ЦРП

$$Q_{p.n} = K_{ом} \left(\sum_{i=1}^{N1} k_{иai} \cdot P_{нoмi} + \sum_{i=1}^{M1} Q_{pi}^{III} + \sum_{i=1}^L \Delta Q_{Ti} \right) + \sum Q_{p.осв.}$$

$$Q_{p.n} = 0,9 \cdot (4401 + 2030 + 177) + 1027 = 6974 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{Q_{эс}}{P_{p.n}}$$

$$\operatorname{tg}\varphi_3 = \frac{3841}{9602} = 0,4.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_{01} = \frac{6974}{2} - 2075 - \frac{0}{2} - \frac{3841}{2} = -509 < 0 \text{ квар.}$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

77

Это говорит о нецелесообразности установки высоковольтной БК на сборных шинах ЦРП, т.е. имеется избыток реактивной мощности, обусловленный внутренними источниками. Чтобы при этом сохранить оптимальные мощности источников и обеспечить баланс реактивных мощностей на сборных шинах ЦРП, нужно воспользоваться коэффициентом Лагранжа.

Определим коэффициент Лагранжа

$$\lambda = \frac{2aC_0 Q' + \sum_{i=1}^3 \frac{3_{\text{ИГ.КН}i}}{R_{\text{э}i}}}{\sum_{i=1}^3 \frac{1}{R_{\text{э}i}}}, \quad (8.14)$$

где Q' – это реактивная мощность, в которую входят реактивная нагрузка, подключенная к СШ ЦРП, реактивные нагрузки ТП, подключенные к СШ ЦРП, на которых установка низковольтных БК оказалась нецелесообразной, за вычетом реактивной мощности, поступающей из энергосистемы; $3_{\text{ИГ.КН}i}$ – затраты, относящиеся только к источникам реактивной мощности, подключенным к СШ ЦРП, мощности, которых оказались больше нуля.

$$Q' = 0,5 \cdot 6974 - 0,5 \cdot 3841 = 1567 \text{ квар.}$$

$$\lambda = \frac{2 \cdot 10 \cdot 26739 \cdot 1,567 + \left(\frac{215302}{6,75} + \dots + \frac{215302}{1,53} \right)}{\left(\frac{1}{6,75} + \dots + \frac{1}{1,53} \right)} = 26739 \frac{\text{руб}}{\text{Мвар}}$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП:

$$Q_{c1} = Q_{i1} + \Delta Q_{\text{т}i} + \frac{z_1}{R_{\text{э}i}}. \quad (8.16)$$

$$z_1 = \frac{\lambda - 3_{\text{ИГ.КН}}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (8.17)$$

$$z_1 = \frac{26739 - 215302}{2 \cdot 10 \cdot 26739} = -0,366 \text{ Мвар} \cdot \text{Ом.}$$

Оптимальная реактивная мощность БК, подключенная к ТП-1

$$Q_{c2} = 0,086 + 0,010 + \frac{-0,366 \cdot 10^3}{6,75} = 0,042 \text{ Мвар.}$$

Результаты расчета по формулам (8.16) – (8.17) для остальных низковольтных БК сводим в таблицу 8.6.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		78

Таблица 8.6 – Скорректированные мощности БК по коэффициенту Лагранжа

Место установки БК	R _{зи} , Ом	Q _{си} (λ), Мвар		Q _{квi} , квар	Q _{квi} + Q _{си} , квар	Тип принятой стандартной БК	Q _{сгi} , квар
		расч.	прин.				
ТП-2	6,75	0,042	0,042	56	98	КРМ-0,4-100-25	100
ТП-3	6,76	0,030	0,030	71	100	КРМ-0,4-100-25	100
ТП-4	6,74	0,067	0,067	4	71	КРМ-0,4-75-25	75
ТП-5	1,45	-0,162	0,000	340	340	КРМ-0,4-350-50	350
ТП-6	2,03	0,041	0,041	136	177	КРМ-0,4-175-25	175
ТП-7	2,07	-0,062	0,000	196	196	КРМ-0,4-200-25	200
ТП-8	2,10	0,063	0,063	0	63	КРМ-0,4-65-5	65
ТП-9	1,48	0,133	0,133	238	372	КРМ-0,4-375-25	375
ТП-10	1,53	0,074	0,074	75	149	КРМ-0,4-150-25	150
Итого	-	-	0,450	1116	1566		1590

Проверим баланс реактивных мощностей на СШ 10 кВ ЦРП

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} Q_{p.n}$$

$$Q_{pl} = \frac{1}{2} \cdot 6974 = 3487 \text{ квар.}$$

$$Q_{r1} = \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} + \frac{\sum_{j=1}^n Q_{сдj}}{2} + \frac{Q_{эс}}{2}$$

$$Q_{r1} = 1590 + 0 + \frac{3841}{2} = 3511 \text{ квар.}$$

Небольшое отклонение в балансе реактивных мощностей объясняется дискретностью шкалы комплектных конденсаторных батарей, устанавливаемых на стороне низкого напряжения цеховых трансформаторных подстанций.

Определим расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ЦРП, без учета реактивной мощности, поступающей из энергосистемы

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{Q_{pl} - \sum_{i=1}^m Q_{ст.н.i} - 0,5 \cdot \sum_{i=1}^n Q_{сдi}}{0,5 \cdot P_p}$$

$$\operatorname{tg} \varphi_p = \frac{3487 - 1590 - 0}{0,5 \cdot 9602} = 0,40.$$

Выводы по разделу восемь

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ главной понизительной подстанции и на шинах 0,4 кВ цеховых трансформаторных подстанций.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		80

9 РАСЧЕТ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА НАПРЯЖЕНИЯ В УЗЛАХ СЭС

9.1 Расчет коэффициента искажения синусоидальности напряжения

Рассмотрим принципиальную схему для расчета коэффициента искажения синусоидальности напряжения, представленную на рисунке 9.1

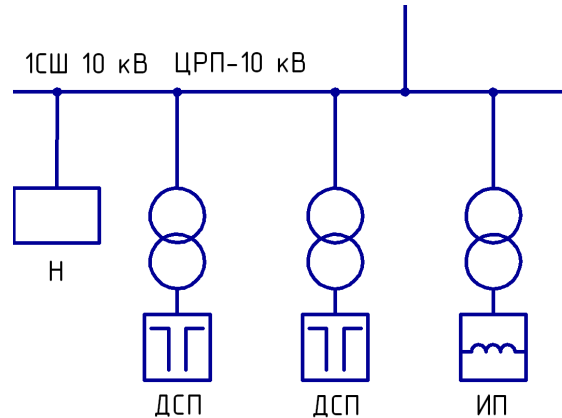


Рисунок 9.1 – Принципиальная схема

Изобразим на рисунке 9.2 схему замещения для принципиальной схемы, представленной на рисунке 9.1.

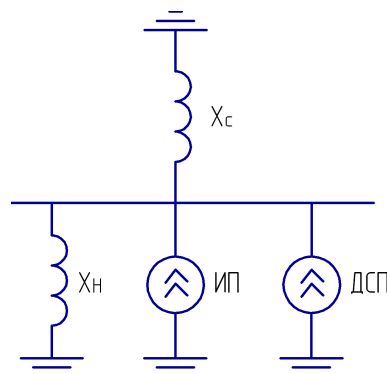


Рисунок 9.2 – Схема замещения

Произведем расчет параметров элементов схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2.

Сопrotивление энергетической системы

$$x_{cv} = 0,65 \cdot v \cdot \frac{U_{ст}^2}{S_k}, \quad (9.1)$$

где S_k – фактическая мощность КЗ для рассматриваемой ступени СЭС, ВА.

$$x_{cv} = 0,65 \cdot \frac{10500^2}{300 \cdot 10^6} \cdot v = 0,24 \cdot v.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

81

Общее сопротивление «спокойной» нагрузки «Н»

$$x_{HV} = \frac{U_{CT}^2}{S_H} \cdot v. \quad (9.2)$$

$$x_{HV} = \frac{10500^2}{\sqrt{7103^2 + 4711^2}} \cdot v = 12,94 \cdot v.$$

Источником искажения являются:

– дуговые сталеплавильные печи, генерирующие в сеть следующие гармоники: 2, 3, 5, 7, 11, 13;

– преобразователи технологических установок, генерирующие в сеть следующие гармоники: 5, 7, 11, 13.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые электрическими печами

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{п.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v^2}. \quad (9.3)$$

где $S_{п.т}$ – мощность ДСП, ВА.

N – количество ДСП.

$$I_{v1} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 1600 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot v^2} = \frac{88}{v^2}.$$

Стоит отметить, что ток 2-ой гармоники принимаем равным току 3-ей гармоники.

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые тиристорными регуляторами мощности, применяемыми для управления режимом работы индукционных установок

$$I_{v2} = \frac{0,7 \cdot S_{п\Sigma 2}}{\sqrt{3} \cdot U_{CT} \cdot v}, \quad (9.4)$$

где $S_{п\Sigma 2}$ – суммарная мощность индукционных печей, ВА.

$$I_{v2} = \frac{0,7 \cdot 4 \cdot 630 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10^3 \cdot v} = \frac{97}{v}. \quad (9.5)$$

Эквивалентные токи гармоник, генерируемые всеми преобразовательными установками

$$I_{v\Sigma} = (I_{v1} + I_{v2}) \cdot k_{v\Sigma}, \quad (9.6)$$

где $k_{v\Sigma}$ – коэффициент, учитывающий наличие сдвига фаз между гармониками тока отдельных преобразователей, для $v=5$ и $v=7$ принимается $k_{v\Sigma}=0,9$, $v=11$ и $v=13$ – $k_{v\Sigma}=0,75$.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		82

Преобразование схемы замещения, изображенной на рисунке 9.2, представим на рисунке 9.3.

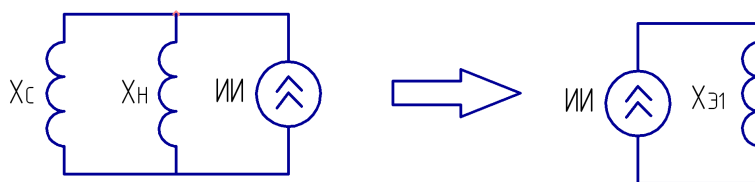


Рисунок 9.3 –Преобразование схемы замещения

Рассчитаем параметры схем замещения, представленных на рисунке 9.3

$$X_{\varepsilon 1\nu} = \frac{X_{c\nu} \cdot X_{H\nu}}{X_{c\nu} + X_{H\nu}}. \quad (9.7)$$

Напряжение на СШ1и СШ3 определим соответственно по формулам

$$U_{CШ1\nu} = I_{\nu\Sigma} \cdot X_{\varepsilon 1\nu}. \quad (9.8)$$

Коэффициент искажения синусоидальности напряжения

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{13} U_{\nu}^2}}{U_{\phi}} \cdot 100\%. \quad (9.9)$$

Результаты расчета по формулам (9.1) – (9.9) представим в таблице 9.1.

Таблица 9.1

ν	$X_{c\nu}$	$X_{H\nu}$	$I_{\nu 1}$	$I_{\nu 2}$	$I_{\nu\Sigma}$	$X_{\varepsilon 1\nu}$	$U_{cш1\nu}$	$K_U^{CШ1}$
1	0,24	12,94	-	-	-	13,75	-	-
2	0,48	25,87	9,78	-	9,78	0,47	4,59	0,62%
3	0,72	38,81	9,78	-	9,78	0,70	6,88	
5	1,19	64,68	3,52	17,46	18,88	1,17	22,14	
7	1,67	90,55	1,80	12,47	12,84	1,64	21,08	
11	2,63	142,29	0,73	6,61	5,51	2,58	14,20	
13	3,11	168,16	0,52	5,60	4,59	3,05	13,99	

Из таблицы 9.2 видно, что значения коэффициента искажения синусоидальности напряжения лежат в рамках допустимых значений, регламентированных [32], а именно: $K_U^{CШ1} = 0,62 < K_{U,доп} = 5\%$.

9.2 Расчет колебаний напряжения

Колебания нагрузки печей, особенно колебания реактивной мощности, вызывают значительные колебания напряжения питающей сети. Наибольшие колебания напряжения создаются печами в период расплавления металла.

Размах колебаний напряжения на шинах СШ1

$$\delta U_{t, \text{СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{N} \cdot S_{\text{п.т.}}}{S_{\text{к.з}}} \cdot 100\%.$$

где $S_{\text{к.з}}$ – мощность КЗ на шинах СШ1, МВА.

$$\delta U_{t, \text{СШ1}} = \frac{\sqrt[4]{1} \cdot 1,6}{284} \cdot 100\% = 0,56\%.$$

Как видно, значение размаха колебаний напряжения на шинах СШ1 не превышает допустимое значение колебаний напряжения $\delta U_{\text{доп}} = 1\%$.

9.3 Несимметрия напряжения

Рассчитаем коэффициент несимметрии по напряжению обратной последовательности:

$$k_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% \leq 2\%; \quad (9.10)$$

где U_2 – напряжение обратной последовательности, кВ;

I_2 – ток обратной последовательности, А.

Напряжение обратной последовательности

$$U_2 = I_2 \cdot x_{\text{кз}}. \quad (9.11)$$

где $x_{\text{кз}}$ – сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети.

Из расчётов тока короткого замыкания (п.6 пояснительной записки) известно сопротивление КЗ в точке подключения ДСП к распределительной сети в относительных единицах $x'_{\text{кз}} = 3,53$, тогда в именованных единицах

$$x_{\text{кз}} = x'_{\text{кз}} \cdot \frac{U_6^2}{S_6}. \quad (9.12)$$

Ток обратной последовательности

$$I_2 = \frac{P_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot \cos \varphi}. \quad (9.13)$$

где $P_{\text{п}}$ – пульсирующая мощность, Вт.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		84

Пульсирующая мощность

$$P_{\Pi} = P'_{\Pi} + P''_{\Pi} \quad (9.14)$$

где P'_{Π} – мощности «мёртвой» фазы, Вт;

P''_{Π} – мощности «дикой» фазы, Вт.

Мощность «мёртвой» и «дикой» фазы соответственно

$$P'_{\Pi} = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} - \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right) \quad (9.15)$$

$$P''_{\Pi} = P_{\text{НОМ}} \cdot \left(\frac{1}{3} + \frac{\xi_{\text{КС}}}{6} \right) \quad (9.16)$$

где $\xi_{\text{КС}} = 0,3$ – коэффициент неравномерности нагрузки.

Результаты расчета по формулам (9.10) – (9.16) представим в таблице 9.3.

Таблица 9.3

$x'_{\text{КЗ}}$, о.е.	$U_{\text{б}}$, кВ	$S_{\text{б}}$, МВА	$x_{\text{КЗ}}$, Ом	P_{Π} , кВт	P'_{Π} , кВт	P''_{Π} , кВт	I_2 , А	U_2 , В	k_{2U} , %
3,52	10,5	1000	0,39	833	354	379	57,3	22,3	0,21

Из данных таблицы 9.3 видно, что значение коэффициента несимметрии напряжения по обратной последовательности лежит в рамках допустимых значений, регламентированных [32].

Выводы по разделу девять

В данном разделе рассчитаны следующие показатели: коэффициент искажения синусоидальности напряжения, несимметрия и колебания напряжения. Расчёт показал, что рассмотренные показатели качества электроэнергии не превышают допустимые показатели.

10 АКТИВНО-АДАПТИВНЫЕ СЕТИ (SMART GRID)

10.1 Понятие «Smart Grid»

Около 10 лет назад благодаря совместным усилиям западных энергетиков, ученых и властей мировая энергетическая отрасль обрела новую концепцию – появились интеллектуальные электроэнергетические системы Smart Grid – «умные» сети. Что такое интеллектуальные сети Smart Grid? На сегодняшний день нет единого определения этой технологии, оно отличается в разных странах [33].

Например, Минэнерго США определяет интеллектуальную сеть как полностью автоматизированную систему, обеспечивающую двусторонний поток электроэнергии и информации между энергообъектами повсеместно.

Евросоюз дает следующее определение: Smart Grid – это электрические сети, удовлетворяющие требованиям энергоэффективного и экономичного функционирования энергосистемы за счет скоординированного управления и при помощи двусторонних коммуникаций между элементами электросети, электростанциями, аккумулирующими источниками и потребителями.

В целом, интеллектуальная сеть (Smart Grid, «умная», или активно-адаптивная сеть) представляет собой распределительную сеть, которая сочетает комплексные инструменты контроля и мониторинга, информационные технологии и средства коммуникации, обеспечивающие значительно более высокую ее производительность и позволяющие генерирующим, сбытовым и коммунальным компаниям предоставлять населению энергию более высокого качества.

Smart Grid, по сути, это высокотехнологичные интеллектуальные сети. Они способны не только эффективно распределять электричество, передавая его от производителя к потребителю, но и, соответственно, проводить мониторинг: в каком количестве и куда необходимо направить ресурс, также оценивая, когда тот или иной расход электроэнергии будет для пользователя наиболее выгодным. Благодаря этому Smart Grid еще называют системой умного учета электроэнергии, или попросту говоря умными счетчиками, которые устанавливаются на всех уровнях системы, в том числе в домах и квартирах потребителей. При взаимодействии между собой, эта технология превращается в единый интеллектуальный комплекс с единой системой энергоснабжения, работающей без потерь, простоя и перебоев.

На Западе понятие Smart Grid связывают с интеграцией возобновляемых источников энергии с электроэнергетическими системами и формированием активных и адаптивных свойств распределительных сетей (например, самодиагностика и самовосстановление). Кроме того, акцент делается на устройствах учета, соединенных в единую информационную сеть и позволяющих оптимизировать расход энергии в разное время суток.

Россия, в отличие от Запада, взяла за основу расширенное толкование понятия «умная» применительно к сети. Это, в частности, объясняется тем, что в нашей стране уровень изношенности объектов электроэнергетики достаточно высок.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		86

Влияние этого фактора усиливается на фоне объявленной руководством страны всеобщей модернизации и внедрения инноваций. Так, для России «умные» сети - это, прежде всего, одновременное и обязательно инновационное преобразование всех субъектов электроэнергетики.

Суть проекта в следующем: под интеллектуальной сетью в России понимается комплекс электрооборудования (воздушные линии передачи, трансформаторы, выключатели и т.д.), подключенный к генерирующим источникам и потребителям. При этом используются новые принципы, технологии передачи и управления процессом. Таким образом, предполагается объединение на технологическом уровне электрических сетей, потребителей и производителей электроэнергии в единую автоматизированную систему. Система с активно-адаптивной сетью будет обладать новыми свойствами - самодиагностикой и самовосстановлением (например, в случае обледенения проводов). В автоматическом режиме она способна выявить самые «слабые» участки сети и изменять ее работу для предотвращения возникновения технологических нарушений. «Умные» электрические сети позволят резервировать мощности на случай нештатных ситуаций в энергосистеме, а также накапливать избыток электроэнергии, используя его в часы пиковых нагрузок.

10.2 Особенности технологии Smart Grid. Основные принципы и атрибуты

Технология «Smart Grid» [34]:

- базируется на системе измерений и учета потребления энергии, связанной с системами управления потреблением энергии;
- максимально использует местные источники энергии, включая различные способы накопления энергии;
- имеет набор систем управления, настроенных на обеспечение баланса в зоне управления Smart Grid;
- через стандартный интерфейс взаимодействует с общей системой управления для решения проблем небаланса и управления внештатных ситуациях.

Основными принципами, на которых базируется технология «Smart Grid» являются:

- наблюдаемость;
- автоматизация;
- контролируемость;
- интеграция.

По мнению экспертов, на первом этапе в России возможна реализация только принципов наблюдаемости, автоматизации. Это означает, что, в первую очередь, будут внедрены информационные технологии (автоматический учет, телемеханика, системы защиты и т.п.). Далее – цифровые подстанции, оборудования FACTS (гибкие системы передачи переменного тока).

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		87

- Интеллектуальным сетям (Smart Grid) присущи следующие атрибуты [35]:
- способность к самовосстановлению после сбоев в подаче электроэнергии;
 - возможность активного участия в работе сети потребителей;
 - устойчивость сети к физическому и кибернетическому вмешательству злоумышленников;
 - обеспечение требуемого качества передаваемой электроэнергии;
 - обеспечение синхронной работы источников генерации и узлов хранения электроэнергии;
 - появление новых высокотехнологичных продуктов и рынков;
 - повышение эффективности работы энергосистемы в целом.

По мнению Европейской Комиссии, занимающейся вопросами развития технологической платформы в области энергетики, Smart Grid можно описать следующими аспектами функционирования:

- гибкость – сеть должна подстраиваться под нужды потребителей электроэнергии.

- доступность – сеть должна быть доступна для новых пользователей, причём в качестве новых подключений к глобальной сети могут выступать пользовательские генерирующие источники, в том числе ВЭИ с нулевым или пониженным выбросом CO₂.

- надёжность – сеть должна гарантировать защищённость и качество поставки электроэнергии в соответствии с требованиями цифрового века.

- экономичность – наибольшую ценность должны представлять инновационные технологии в построении Smart Grid совместно с эффективным управлением и регулированием функционирования сети.

В России идея Smart Grid в настоящее время выступает в качестве концепции интеллектуальной активно-адаптивной сети, которую можно описать следующими признаками:

- насыщенность сети активными элементами, позволяющими изменять топологические параметры сети;

- большое количество датчиков, измеряющих текущие режимные параметры для оценки состояния сети в различных режимах работы энергосистемы;

- система сбора и обработки данных (программно-аппаратные комплексы), а также средства управления активными элементами сети и электроустановками потребителей;

- наличие необходимых исполнительных органов и механизмов, позволяющих в режиме реального времени изменять топологические параметры сети, а также взаимодействовать со смежными энергетическими объектами;

- средства автоматической оценки текущей ситуации и построения прогнозов работы сети;

- высокое быстродействие управляющей системы и информационного обмена.

На основе указанных признаков можно дать достаточно чёткое определение интеллектуальной сети как совокупности подключённых к генерирующим источникам и электроустановкам потребителей программно-аппаратных средств, а также информационно-аналитических и управляющих систем, обеспечивающих надёжную и качественную передачу электрической энергии от источника к приёмнику в нужное время и в необходимом количестве.

10.3 Преимущества технологии Smart Grid

Среди основных преимуществ использования данной технологии можно выделить [35]:

- система практически полностью исключает энергопотери (вследствие аварии или несанкционированного подключения к электросети), в режиме онлайн отслеживая и автоматически приостанавливая подачу электричества на данный участок сети;

- отсутствие необходимости в дополнительных генераторах, которые обеспечивают потребителей электричеством в случае аварий, поскольку единая система может эффективно перераспределять энергию между всеми объектами цепи, а способность к самовосстановлению делает ее еще более эргономичной;

- возможность активного участия в работе сети потребителей (Smart Grid «подскажет» наиболее экономичные пути использования электроэнергии, например, запуск энергоёмких производств в ночное время, когда электричество используется меньше и стоит дешевле).

10.4 Релейная защита

В новой концепции Smart Grid релейная защита (РЗ) должна быть совмещена с функциями информационно-измерительной системы [36]. Причиной этого является то, что, во-первых, микропроцессорные устройства релейной защиты (МУРЗ) производят измерения токов, напряжений в векторной форме. Во-вторых, они записывают и накапливают информацию об аварийных режимах и собственных срабатываниях. Эта информация может быть напрямую использована в будущих контрольно-информационно-измерительных системах Smart Grid, в которых релейной защите будут приданы дополнительные функции измерений, мониторинга и диагностики электрооборудования энергосистем. МУРЗ должны превратиться в некие центры по обработке информации, не имеющих никаких других присоединений, кроме подключения к сети Ethernet. Ни традиционных входных, ни выходных цепей у таких МУРЗ не будет, поскольку все компоненты Smart Grid будут снабжены сетевым подключением (включая и высоковольтные выключатели) и все команды, включая и команды на отключение выключателей, будут передаваться в виде GOOSE сообщений по стандарту IEC 61850. Что касается входных цепей тока и напряжения, то, их в МУРЗ вообще не будет в связи с переходом на неконвенциональные трансформаторы тока и напряжения с цифровым выходом. Предполагается, что МУРЗ будет получать с таких трансформаторов готовую информацию о токах и напряжениях в цифровой форме по сети.

Что касается алгоритмов релейной защиты, то они, претерпят значительные изменения в связи с изменением принципов построения электрических сетей, появлением в этой сети значительного числа полностью управляемых компонентов, влияющих на режимы работы сети.

10.5 Необходимость и предпосылки развития интеллектуальной энергетики в России

Использование интеллектуальных сетей особенно актуально в современной России. Потенциально «умные» сети могут эффективно решить назревшие проблемы благодаря стабильности, удобству использования на больших территориях и снижению потерь с помощью систем энергоконтроля [37].

Положение российской электроэнергетики можно охарактеризовать как близкое к аварийному. По мнению экспертов, энергетическая система страны изношена до 70%. По данным Федеральной сетевой компании (ОАО «ФСК ЕЭС»), 15% подстанций 6-10/0,4 кВ находится в неудовлетворительном состоянии, а более 40% воздушных и масляных выключателей давно отработали свои сроки. По причине изношенности электросетей потери энергии достигают 20-30% вместо обычных для Европы 6-8%. Около 60% электросетей и вовсе нуждаются в перекладке. При этом проблема не только в высоком уровне морального и физического износа основных электроэнергетических фондов.

На уровне концептуальных отечественных документов можно определить предпосылки к развитию отечественной интеллектуальной энергетики.

Согласно «Энергетической стратегии России на период до 2030 года» в качестве приоритетных направлений научно-технического прогресса в электроэнергетике выделяются следующие:

- создание высокоинтегрированных интеллектуальных системообразующих и распределительных электрических сетей нового поколения в Единой энергетической системе России (интеллектуальные сети – Smart Grid);
- использование низкотемпературных сверхпроводниковых индукционных накопителей электрической энергии для электрических сетей и гарантированного электроснабжения ответственных потребителей;
- широкое развитие распределенной генерации;
- развитие силовой электроники и устройств на их основе, прежде всего различного рода сетевых управляемых устройств (гибкие системы передачи переменного тока – FACTS);
- создание высокоинтегрированного информационно-управляющего комплекса оперативно-диспетчерского управления в режиме реального времени с экспертно-расчётными системами принятия решений;
- создание высоконадёжных магистральных каналов связи между различными уровнями диспетчерского управления и дублированных цифровых каналов обмена информацией между объектами и центрами управления;
- создание автоматизированных систем управления спросом на электроэнергию;

– создание и широкое внедрение централизованных систем противоаварийного управления, охватывающих все уровни Единой энергетической системы России;

– создание водородных систем аккумулирования энергии и покрытия неравномерностей графика нагрузки.

10.6 Ожидаемые результаты от внедрения Smart Grid на предприятии

К ожидаемым результатам от внедрения SmartGrid на предприятии можно отнести:

- наиболее эффективное использование энергоресурсов;
- вывод сетевого хозяйства из кризисной ситуации за счет замены устаревшего оборудования;
- уменьшение потерь электроэнергии, значительная ее экономия;
- снижение времени аварийного отключения; повышение эффективности загрузки электросетевого оборудования;
- повышение объема транзита электроэнергии на 15-20% без строительства новых сетевых объектов;
- снижение затрат на производство энергии;
- использование альтернативных источников энергии;
- уменьшение влияния объектов энергетики на экологию (сокращение выбросов CO₂ в атмосферу);
- обеспечение модели двухсторонней связи с потребителем;
- выявление хищений электроэнергии, повреждений оборудования и своевременное их устранение.

10.7 Реализация технологии Smart Grid на предприятии

Для реализации технологии Smart Grid на предприятии, необходимо оснастить ЦРП устройством связи с коммуникационной сетью Smart Grid. Информация об энергопотреблении на заводе будет передаваться по цифровой сети до энергосбытовой компании. Соответственно, энергосбытовая компания, имея текущие данные о планируемом энергопотреблении, может оптимально сконфигурировать свои мощности, в том числе закупить необходимую электроэнергию у сетевого поставщика по оптимальным тарифам. Вся цепочка постоянно обменивается информацией, которая активно используется управляющими элементами для обеспечения сбалансированного графика потребления/генерации и безопасной трансформации и передачи электроэнергии.

Выводы по разделу десять

В данном разделе рассмотрены активно-адаптивные сети Smart Grid. Реализация данного проекта на предприятии подразумевает развитие инновационных технологий и расширение масштабов производства за счет сокращения издержек.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		91

11 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА

Согласно ПУЭ [12] для трансформаторов электропечных установок предусматривают следующие виды защит:

- токовую защиту без выдержки времени от многофазных коротких замыканий;
- токовую защиту от перегрузок;
- защиту от однофазных замыканий на землю;
- защиту от перегрева;
- газовую защиту.

11.1 Мгновенная токовая защита

Мгновенная токовая защита от многофазных коротких замыканий с действием на отключение в трехрелейном исполнении устанавливается со стороны питания. Защита охватывает питающую линию и электропечной трансформатор. Мгновенная токовая защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51) [38].

Уставка по току срабатывания выбирается из условия отстройки от максимального рабочего тока

$$I_{с.мгн} = I_{iQ23} \geq K_{отс} \cdot I_{max.раб} \cdot$$

где $K_{отс}$ – коэффициент отстройки;

$I_{max.раб}$ – максимальный рабочий ток ДСП.

Определим максимальный рабочий ток печного трансформатора

$$I_{п.т.вн} = \frac{S_{п.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{вн}}$$

$$I_{п.т.вн} = \frac{1600 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 10^3} = 92,4 \text{ А.}$$

Тогда уставка мгновенной токовой защиты трансформатора ДСП равна

$$I_{с.мгн} = I_{iQ23} \geq 4 \cdot 92,4 \text{ А.}$$

$$I_{с.мгн} = I_{iQ23} \geq 369,5 \text{ А.}$$

Мгновенная токовая защита должна быть чувствительна к двухфазным КЗ на выводах обмотки ВН и НН печного трансформатора [39]

$$K_{ч}^{ВН} = \frac{I_{кз2}^{(2)}}{I_{с.мгн}} \geq 2,0.$$

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		92

$$K_{\text{ч}}^{\text{НН}} = \frac{I_{\text{кз4}}^{(2)}}{I_{\text{с.мгн}}} \geq 1,5.$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{ВН}} = \frac{13,5 \cdot 10^3}{369,5} = 36,5 > 2,0.$$

$$K_{\text{ч}}^{\text{НН}} = \frac{0,96 \cdot 10^3}{369,5} = 2,6 > 1,5.$$

Следовательно, мгновенная токовая отсечка отвечает предъявляемым требованиям чувствительности.

Мгновенная токовая отсечка имеет независимую от тока характеристику, срабатывает без выдержки времени и действует на отключение трансформатора. Постоянная минимальная выдержка времени перед отключением, обусловленная временем срабатывания контактов выключателя, составляет $t_{\text{с.мгн}} = 50$ мс.

11.2 Защита от перегруза

Учитывая возможность несимметрии токов фаз, защита от перегруза должна иметь трехфазное исполнение. Данная защита осуществляется с помощью цифровых терминалов Seram T20 (код ANSI 51). При выполнении защиты от перегруза с действием «на сигнал» используется времятоковая характеристика (ВТХ) с зависимой от тока выдержкой времени.

Ток срабатывания защиты от перегрузки отстраивается от максимального рабочего тока печного трансформатора на стороне ВН

$$I_{\text{г.}Q23} \geq \frac{K_{\text{н.о}}}{K_{\text{в}}} \cdot I_{\text{п.т.вн}},$$

где $K_{\text{н.о}}$ – коэффициент надежности отстройки;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата защиты;

$I_{\text{п.т.вн}}$ – максимальный рабочий ток печного трансформатора на стороне ВН, А.

$$I_{\text{г.}Q23} \geq \frac{2,0}{0,935} \cdot 92,4.$$

$$I_{\text{г.}Q23} \geq 198 \text{ А.}$$

Выдержка времени должна обеспечивать отстройку этой защиты от длительности протекания токов эксплуатационных КЗ (определяется временем подъема электродов) и принимается $t_{\text{р}} = 10$ с.

Рассчитаем зависимую времятоковую характеристику рассматриваемой защиты от перегруза.

При уставке тока $I_{\text{г.}Q23} = 198$ А кривая должна пройти через точку с координатами – уставка времени $t_{\text{г.}Q23} = 10$ с при токе $I_* = 10 \cdot I_{\text{г.}Q23} = 1980$ А [40].

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		93

Выбираем тип характеристики SIT.

Рассчитаем коэффициент T_{MS}

$$T_{MS} = \frac{t(I_*) \cdot [(I_*)^{0,02} - 1]}{0,14} \quad (11.1)$$

$$T_{MS} = \frac{10 \cdot [10^{0,02} - 1]}{0,14} = 3,37.$$

Определим время срабатывания защиты при кратности тока $I_* = 1,05$

$$t_r(I_*) = \frac{0,14 \cdot T_{MS}}{(I_*)^{0,02} - 1} \quad (11.2)$$

$$t_r(1,05) = \frac{0,14 \cdot 3,37}{1,05^{0,02} - 1} = 483 \text{ с.}$$

Дальнейшие расчеты точек защитной характеристики, выполненные по выражениям (11.1) – (11.2) сводим в таблицу 11.1.

Таблица 11.1

Выкл.	Защита от перегруза									
	Уставки времени		Тип кривой	T_{MS}^N	$t_{c.з}$ с, при разных I_* , А					
	t_r , с	$10 \cdot I_r$, А			1,05	2	3	6	10	78,0
Q23	10	1980	SIT	3,37	$\frac{482,7}{208}$	$\frac{33,8}{396}$	$\frac{21,2}{594}$	$\frac{12,9}{1188}$	$\frac{10,0}{1980}$	$\frac{5,2}{15600}$

11.3 Защита от однофазных замыканий на землю

Для защиты от однофазных замыканий на землю используется ненаправленная токовая защита нулевой последовательности с независимой от тока выдержкой времени. Защиту от однофазных замыканий на землю осуществим с помощью функции 51N устройства Seram T20.

Для кабеля марки АПвП-10 (3x95) удельный емкостный ток однофазного замыкания на землю $I_{c0} = 1,741 \text{ А/км}$. Тогда ток нулевой последовательности линии, обусловленный током утечки составит

$$I_{0l} = I_{c0} \cdot L,$$

где L – длина кабельной линии, км.

$$I_{01} = 1,741 \cdot 0,112 = 0,195 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты:

$$I_{сз} = k_{н.с} \cdot k_{бр} \cdot I_{01},$$

где $k_{н.с} = 1,2$ – коэффициент надежности срабатывания;

$k_{н.с} = 2,5$ – коэффициент, учитывающий броски тока при перемежающихся дуговых замыканиях.

$$I_{сз} = 1,2 \cdot 2,5 \cdot 0,195 = 0,585 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительности определяется по выражению

$$k_{ч} = \frac{I_{с.Σ}}{I_{с.сз}} \geq 1,5.$$

Суммарное значение емкостного тока сети предприятия

$$I_{с.Σ} = \frac{U_{ном} \cdot L_{клΣ}}{10}.$$

где $L_{клΣ}$ – суммарная протяженность кабельных линий предприятия, км.

$$I_{с.Σ} = \frac{10 \cdot 5,839}{10} = 5,839 \text{ А.}$$

Поэтому коэффициент чувствительности будет равен

$$k_{ч} = \frac{5,839}{0,585} = 10,0 \geq 1,5.$$

Согласно ПТЭЭП [41, п.2.8.11] в сетях с изолированной нейтралью допускается работа кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения, поэтому защита от однофазных замыканий на землю выполняется с действием на сигнал.

11.4 Защита от перегрева

Защиту от перегрева печного трансформатора осуществим с помощью функции ANSI 49Т устройства Seram T20. Данная защита позволяет обнаружить перегрев трансформатора путём измерения температуры внутри трансформатора, оснащенного датчиками типа «термометр сопротивления».

Защита от перегрева имеет две независимые уставки:

- уставка аварийной сигнализации ($T_{s1}=75^{\circ}\text{C}$);
- уставка отключения ($T_{s2}=95^{\circ}\text{C}$).

Защита от перегрева запускается, когда контролируемая температура больше установленной уставки T_s .

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		95

В случае обнаружения неисправности датчика защита блокируется, и выходы защиты устанавливаются на «0». Сообщение «НЕИСПРАВНОСТЬ ДАТЧИКА» формируется в матрице управления, и выдается сообщение аварийной сигнализации с указанием номера модуля MET 148-2 с неисправным датчиком.

Защита от тепловых перегрузок кабеля, питающего печной трансформатор, выполняется с помощью функции ANSI 49RMS на основе измерений фазных токов. Нагрев, выраженный в процентах, пропорционален квадрату протекающего по кабелю тока и вычисляется с помощью формулы

$$E = \left(\frac{I_{\text{п.т.вн}}}{I_{\text{д.доп}}} \right)^2 \cdot 100\%,$$

где $I_{\text{д.доп}}$ – длительно допустимый ток кабеля, А.

$$E = \left(\frac{92,4}{233} \right)^2 \cdot 100\% = 16\%.$$

Поэтому принимаем уставку аварийной сигнализации равной $E_{s1}=16\%$. Если нагрев кабеля превышает предельное значение, равное $E_{s2}=100\%$, то устройство защиты формирует сигнал на отключение.

В блоке расчета нагрева функции ANSI 49RMS задаются уставки:

- максимальный допустимый ток $I_s=I_{\text{д.доп}}=233$ А,
- постоянные нагрева $T_{\text{нагр}}$ и охлаждения $T_{\text{охл}}$ кабеля. Типовые значения постоянных времени для подземных кабелей составляют 20-60 минут.

11.5 Газовая защита

Газовая защита является основной защитой трансформаторов от витковых замыканий и других внутренних повреждений, сопровождаемых разложением масла и выделением газа. Данная защита реализуется с помощью функции ANSI 63 устройства Seram T20. Для защиты трансформаторов применяются устройства, чувствительные к выделению газа и перемещению масла в результате короткого замыкания между витками одной и той же фазной обмотки или вследствие межфазного короткого замыкания. В качестве реагирующего органа выбираем реле типа РГТ 80 с уставкой скоростного элемента (нижнего) 0,65 м/с. Верхняя пара контактов действует на сигнал при слабом газовыделении и понижении уровня масла, ввиду постоянного наличия в цехе оперативно-ремонтного персонала, нижняя пара контактов действует на отключение при бурном газообразовании и дальнейшем понижении уровня масла.

Выводы по разделу одиннадцать

В данном разделе произведен выбор и расчёт уставок релейной защиты электропечного трансформатора марки ЭТМПК-1600/10 с использованием микропроцессорных терминалов Seram.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		96

12 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

12.1 Планировка и конструктивная часть ЗРУ-10 кВ

Для распределения электрической энергии по территории приборостроительного завода принято к установке закрытое распределительное устройство на напряжение 10 кВ (ЗРУ-10 кВ). Целесообразность установки ЗРУ-10 кВ доказана в результате технико-экономического сравнения с вариантом установки главной понизительной подстанции на напряжение 110/10 кВ (п.4 пояснительной записки).

При выборе местоположения закрытого распределительного устройства учтены требования [12]. ЗРУ-10 кВ максимально приближена к символическому центру электрических нагрузок (определение координата центра электрических нагрузок представлено в п.1.4 пояснительной записки) с учетом застройки территории, рельефа и геологии местности (лист 1 графической части).

Для удобства монтажа и эксплуатации распределительное устройство 10 кВ рекомендуется выполнять комплектным. Проектом предусмотрено ЗРУ-10 кВ с двухсторонним расположением ячеек КРУ типа К-104М, укомплектованных вакуумными выключателями типа ВВЭ-10-20/630 УЗ. Конструктивными особенностями ячеек КРУ К-104М является наличие механических блокировок, которые исключают выкат тележки при включённом выключателе.

Ввиду наличия на приборостроительном заводе дуговых сталеплавильных печей, проектом предусмотрена установка в измерительные ячейки антирезонансных трансформаторов напряжения типа НАМИ-10У2 [27].

ЗРУ-10 необходимо располагать в отдельном помещении, которое имеет два выхода, расположенных с противоположенных торцов здания. Двери ЗРУ-10 должны быть оборудованы самозакрывающимися замками, открываемыми без ключа с внутренней стороны РУ.

На всем электрооборудовании ЗРУ должны быть надписи мнемосхемы, поясняющие назначение электрооборудования, а также предупреждающие плакаты. Токоведущие части должны быть окрашены в соответствии с [12]: фаза А – желтым цветом, фаза В – зеленым, фаза С – красным.

12.2 Защитные средства, обеспечивающие безопасное выполнение работ в электроустановках

Для безопасного выполнения работ в закрытом распределительном устройстве должны применяться средства защиты от поражения электрическим током [41]. Номенклатура и количество средств защиты, используемых в электроустановках, должны удовлетворять требованиям «Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках» [42] и представлены в таблице 12.1

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		97

Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности $3U_0$. В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли U_{At} , U_{Bt} и U_{Ct} на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали U_N , практически отсутствует. При возникновении металлического ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли U_{At} становится равным нулю (точка t перемещается в вершину треугольника А – рисунок 12.2).

Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли U_{Bt} и U_{Ct} увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы $U_N = U_A$.

При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (реле KV1), имеющая уставку по напряжению $0,3 \cdot U_{\phi} = 30$ В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с, реализуемой с помощью реле времени КТ1, срабатывает на сигнал, передаваемый в диспетчерский пункт, а также загорается сигнальная лампа НЛ1.

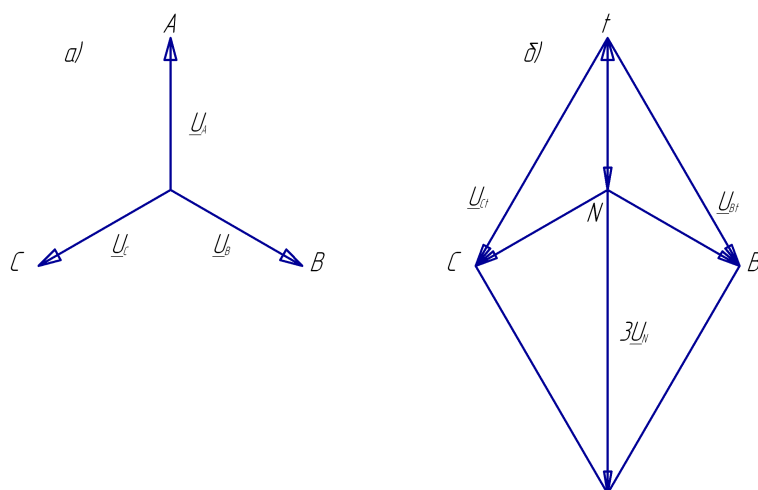


Рисунок 12.2 – Векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (а) и при ОЗЗ (б)

Для сигнализации от ОЗЗ и определения повреждения кабеля (рисунок 12.3) должен быть установлен трансформатор тока нулевой последовательности ТЗЛМ-10, магнитопровод которого надевается на трехфазный кабель. Ко вторичной обмотке трансформатора тока ТЗЛМ-10 подключают устройства защиты и сигнализации КА1.

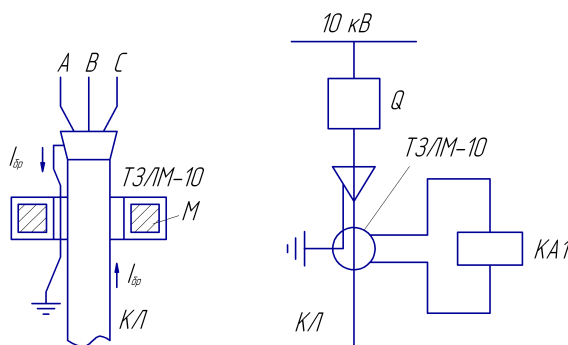


Рисунок 12.3 – Защита кабельных линий от ОЗЗ

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

По металлическим оболочкам или броне кабелей могут протекать блуждающие токи $I_{бр}$, проходя при этом через ТЗЛМ-10. Для предотвращения возможных ложных срабатываний защиты защитное заземление концевой муфты (разделки) кабеля выполняют изолированным проводом, пропущенным через окно ТЗЛМ-10 и заземленным ниже его. В результате ток $I_{бр}$ проходит через ТЗЛМ-10 дважды: сначала по броне или оболочке кабеля в одном направлении, а потом возвращается по заземляющему проводнику и погрешность от этого тока исчезает.

12.4 Молниезащита

Молниезащита ЗРУ-10 кВ осуществляется в соответствии с [43].

Для зданий и сооружений прямоугольной формы ожидаемое количество N поражений здания молнией в год определяется по формуле

$$N = ((S - 6 \cdot h)(L + 6 \cdot h) - 7,7 \cdot h^2) \cdot n \cdot 10^{-6};$$

где S – площадь здания, m^2 ;

h – высота здания, m ;

L – длина здания, m ;

n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км^2 земной поверхности в месте нахождения здания удар/ $\text{км}^2 \cdot \text{год}$.

Здания расположены на территории района со среднегодовой интенсивностью грозовой деятельности $D_T = 40-60$ ч/год.

Согласно [43], для среднегодовой интенсивности грозовой деятельности $D_T = 40-60$ ч/год соответствует значение удельной плотности ударов молнии в землю равное 4 удар/ $\text{км}^2 \cdot \text{год}$.

Ожидаемое количество поражений ТП молнией в год

$$N = ((197,1 - 6 \cdot 4,6)(27 + 6 \cdot 4,6) - 7,7 \cdot 4,6^2) \cdot 4 \cdot 10^{-6} = 0,04 \frac{\text{удар}}{\text{год}}.$$

Молниезащиту ЗРУ-10 следует выполнять не ниже III уровня защиты в соответствии с требованиями [43].

Комплексная система молниезащиты состоит из двух основных функциональных частей – внешней и внутренней молниезащиты. Назначение внешней молниезащиты – защита от прямого удара молнии с последующей канализацией энергии разряда в землю. В её состав входят:

- молниеприёмники – часть внешней молниезащиты, которая предназначена для приема разряда молнии;
- токоотводы – часть внешней молниезащиты, которая предназначена для отвода тока разряда молнии от молниеприёмников к заземляющему устройству;
- заземляющее устройство – часть внешней молниезащиты, канализирующая энергию молнии в землю для последующего её безопасного распределения.

Основное назначение внутренней молниезащиты – это защита электронного оборудования и электропроводки от импульса перенапряжения, который возникает не только при прямом, но, что более вероятно, при удаленном (до 1 км) ударе.

Защита ЗРУ-10 от прямых ударов молнии выполняется с помощью молниеприёмной сетки, расположенной на крыше здания. Молниеприёмная сетка выполняется круглой сталью диаметром 8 мм, шаг ячеек сетки 6×6 м, узлы сетки соединены с помощью сварки. Спуски молниеприёмной сетки к наружному контуру заземления цеха выполняются круглой сталью диаметром 8 мм.

12.5 Защитное заземление

Проектом предусмотрена пятипроводная сеть TN-S, изображенная на рисунке 12.4. При данной системе заземления силовой кабель для соединения потребителя электроэнергии с источником питания, выполнен по пятижильной схеме: три фазы (L1, L2, L3), рабочий нуль (N) и рабочее заземление (PE). Объединение нуля и «земли» происходит на подстанции. При аварийной ситуации, если рабочий нуль отгорит, корпуса электроустановок все равно остаются присоединенными к заземлению. Защита от поражения электротоком обеспечивается независимо от состояния нулевого провода. Соответственно, внутренняя разводка к потребителям выполняется трехжильным проводом (для однофазного подключения), либо тем же пятижильным (для трехфазного подключения)

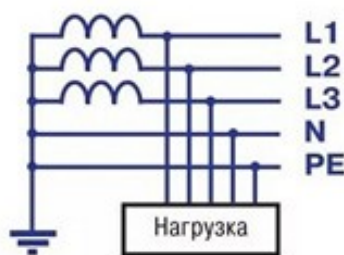


Рисунок 12.4 – Пятипроводная сеть TN-S

Заземляющее устройство, которое выполняется с соблюдением требований к его сопротивлению, должно иметь в любое время года сопротивление не более 10 Ом с учетом сопротивления естественных и искусственных заземлителей [12, п.1.7.96].

В целях выравнивания электрического потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, следует прокладывать продольные и поперечные горизонтальные заземлители и объединять их между собой в заземляющую сетку.

Продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители следует прокладывать в удобных местах между оборудованием на глубине 0,7 м от поверхности земли.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		101

Горизонтальные заземлители следует прокладывать по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур. Вертикальные заземлители должны быть длиной 5 м [12].

Тип заземляющего устройства выбираем контурный, размещенный вокруг здания (рисунок 12.5).

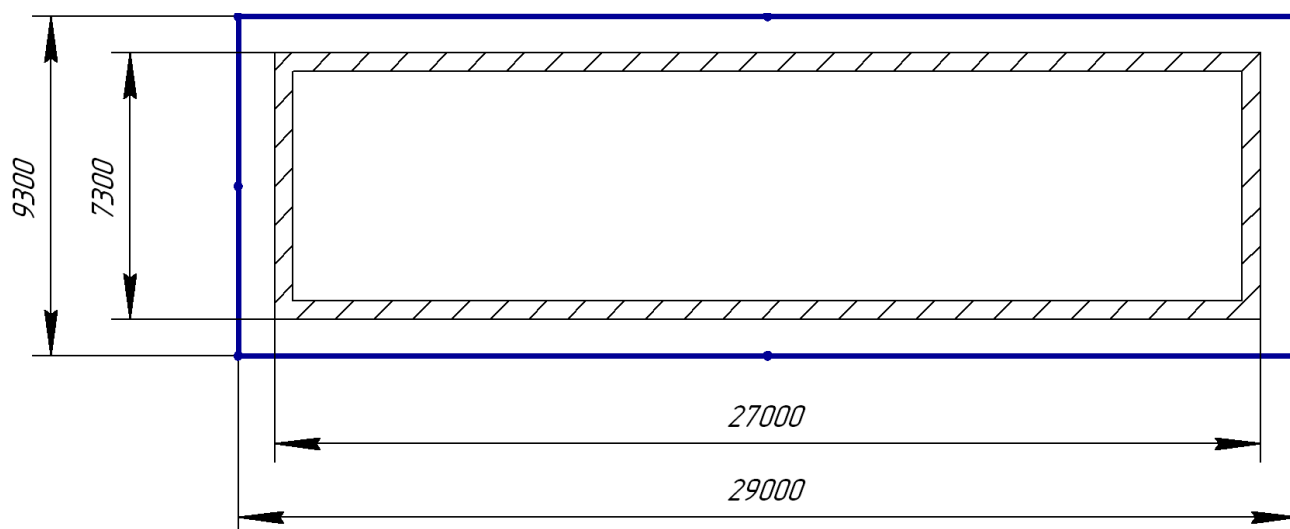


Рисунок 12.5 – Контурное заземляющее устройство ЗРУ-10 кВ

Определим сопротивление одного вертикального заземлителя

$$r_b = \frac{0,16 \cdot \rho_p \cdot K_{\text{сез}}}{L_b} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot L_b}{d} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot h + L_b}{4 \cdot h - L_b} \right),$$

где $K_{\text{сез}} = 1,3$ – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли для 2-й климатической зоны;

h – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины электрода, м;

t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, см.

$$r_b = \frac{0,16 \cdot 140 \cdot 1,3}{5} \cdot \left(\ln \frac{2 \cdot 5}{0,012} + \frac{1}{2} \cdot \ln \frac{4 \cdot 3,3 + 5}{4 \cdot 3,3 - 5} \right) = 41,3 \text{ Ом.}$$

Необходимое число вертикальных электродов

$$n_b = \frac{r_b}{R_3 \cdot \eta_b},$$

где η_b – коэффициент использования вертикальных электродов.

$$n_b = \frac{41,3}{10 \cdot 0,52} = 8.$$

Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата
-----	------	-------------	-------	------

13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ

Лист

102

Общее сопротивление вертикального заземлителя

$$R_B = \frac{r_B}{n_B \cdot \eta_B}.$$

$$R_B = \frac{41,3}{8 \cdot 0,52} = 9,9 \text{ Ом.}$$

Определим сопротивление заземляющего горизонтального электрода (полосы)

$$r_r = \frac{0,16 \cdot \rho_p \cdot K_{\text{сез}}}{L_r} \cdot \ln \frac{L_r^2}{0,5 \cdot b_{\text{п}} \cdot t};$$

где $K_{\text{сез}} = 3,0$ – коэффициент, учитывающий сезонное изменение сопротивления земли для 2-й климатической зоны;

$b_{\text{п}}$ – ширина стальной полосы, м.

$$r_r = \frac{0,16 \cdot 140 \cdot 3,0}{50} \cdot \ln \frac{50^2}{0,5 \cdot 0,04 \cdot 0,8} = 18,48 \text{ Ом.}$$

Сопротивление горизонтального электрода в контуре с вертикальными электродами

$$R_r = \frac{r_r}{\eta_r},$$

где η_r – коэффициент использования соединительной полосы.

$$R_r = \frac{18,48}{0,33} = 56 \text{ Ом.}$$

Теперь определяем сопротивление растеканию принятого нами группового заземлителя

$$R_r = \frac{R_B \cdot R_r}{R_B + R_r},$$

$$R_r = \frac{9,9 \cdot 56}{9,9 + 56} = 8,4 \leq 10 \text{ Ом.}$$

Полученная величина сопротивления меньше, чем требуемое 10 Ом, поэтому принимаем решение уменьшить в контуре заземлителя число вертикальных электродов. Для этого уточняем необходимое их сопротивление

$$R_B = \frac{R_r \cdot R_3}{R_r - R_3},$$

$$R_B = \frac{56 \cdot 10}{56 - 10} = 12,17 \text{ Ом.}$$

Уточненное число электродов

$$n_B = \frac{r_B}{R_B \cdot \eta_B},$$

$$n_B = \frac{41,3}{12,17 \cdot 0,52} = 7.$$

Тогда

$$R_B = \frac{41,3}{7 \cdot 0,52} = 11,35 \text{ Ом.}$$

$$R_T = \frac{11,35 \cdot 56}{11,35 + 56} = 9,4 < 10 \text{ Ом.}$$

12.6 Освещение ЗРУ 10 кВ

Для освещения ЗРУ-10 кВ будем применять светодиодные светильники ДСП49 Blade [2].

Определим количество светильников ДСП49 Blade мощностью 20 Вт, необходимое для ЗРУ-10 кВ. Для этого будем применять метод коэффициента использования светового потока [44]. Согласно данному методу количество светильников определяется выражением

$$N = \frac{E_n \cdot k_z \cdot S \cdot z}{\Phi \cdot \eta}, \quad (12.1)$$

где E_n – нормируемая освещенность, лк;

k_z – коэффициент запаса;

S – площадь освещаемой поверхности, м²;

z – отношение среднего значения освещенности к минимальному;

Φ – световой поток, лм;

η – коэффициент использования светового потока.

Нормируемая освещенность определяется из [45] и составит для данного помещения 200 лк. Коэффициент запаса определяется из [45] и для данного помещения равен 1,5.

Коэффициент z , характеризующий неравномерность освещения, является функцией многих переменных и в наибольшей степени зависит от отношения расстояния между светильниками к расчетной высоте, данный коэффициент принимаем равным 1,1. Коэффициент использования светового потока определяется по индексу помещения и принятым коэффициентам отражения поверхностей.

Определяем индекс помещения

$$i = \frac{A \cdot B}{H_p (A + B)},$$

где A – длина помещения, м;
 B – ширина помещения, м;
 H_p – расчетная высота, м.

Расчетная высота определяется по выражению

$$H_p = H - h - h_{\text{подв}},$$

где H – высота потолка, м;
 h – расстояние от пола до рабочей поверхности, м;
 $h_{\text{подв}}$ – высота подвеса, м.

$$H_p = 4,6 - 0,0 - 1,0 = 3,6 \text{ м.}$$

Таким образом, индекс помещения составит

$$i = \frac{7,3 \cdot 27}{3,6 \cdot (7,3 + 27)} = 1,60.$$

По индексу помещения и принятым коэффициентам отражения поверхностей помещения $\rho_{\text{пот}} = 50$, $\rho_{\text{ст}} = 50$, $\rho_{\text{п}} = 10$ определяем коэффициент использования $\eta = 0,68$ [44].

Тогда необходимое количество светильников ДСП49 Blade для освещения ЗРУ-10 кВ составит

$$N = \frac{200 \cdot 1,5 \cdot 197,1 \cdot 1,1}{2405 \cdot 0,68} = 40 \text{ шт.}$$

Определим расчетное значение светового потока при условии принятого количества светильников

$$\Phi_p = \frac{E_n \cdot k_3 \cdot S \cdot z}{N \cdot \eta}. \quad (12.2)$$

$$\Phi_p = \frac{200 \cdot 197,1 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{40 \cdot 0,68} = 2391 \text{ лм.}$$

Выбранная лампа по световому потоку не должна отличаться от расчетной по световому потоку более чем на минус 10 и плюс 20%.

Осуществим данную проверку:

$$-0,1 \leq \frac{\Phi_p - \Phi_{\text{ис}}}{\Phi_{\text{ис}}} \leq 0,2. \quad (12.3)$$

$$-0,1 \leq \frac{2391 - 2405}{2405} \leq 0,2.$$

$$-0,1 \leq -0,01 \leq 0,2.$$

Произведем выбор аварийного освещения цеха методом использования светового потока. Аварийное освещение необходимо для продолжения работы при временном погасании рабочего освещения в помещениях, когда отсутствие искусственного освещения может вызвать тяжелые последствия для людей, технологических процессов, оборудования и предприятия в целом.

Согласно [45] для аварийного освещения также возможно применение светодиодных источников света. Поэтому для аварийного освещения цеха будем применять светодиодные светильники ДСП45 Liner [2].

Согласно [45] при аварийном освещении освещенность должна быть не ниже 5% от рабочей общей освещенности.

Необходимое количество светильников ДСП45 Liner для аварийного освещения цеха согласно (12.1) составит

$$N_a = \frac{0,05 \cdot 200 \cdot 197,1 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{750 \cdot 0,68} = 6 \text{ шт.}$$

Тогда необходимый световой поток ламп, согласно (12.2) составит

$$\Phi = \frac{0,05 \cdot 200 \cdot 1,5 \cdot 197,1 \cdot 1,1}{6 \cdot 0,68} = 797 \text{ лм.}$$

Осуществим проверку по световому потоку по выражению (12.3)

$$-0,1 \leq \frac{797 - 750}{750} \leq 0,2.$$

$$-0,1 \leq 0,06 \leq 0,2.$$

Условие правильности выбора количества светильников выполнено.

Для организации аварийного освещения с использованием потолочных светодиодных светильников, в щитах освещения монтируются источники бесперебойного питания.

12.7 Пожарная безопасность

По степени пожарной опасности ЗРУ-10 кВ относится к производственным сооружениям категории В4 [46, табл.1], так как в ЗРУ-10 кВ устанавливаются вакуумные выключатели ВВЭ-10.

Здание ЗРУ выполняется из алюминиевых панелей с минеральными утеплителями, относящихся к группе несгораемых со степенью огнестойкости 0,5 часа.

Двери ЗРУ должны иметь следующие габаритные размеры: ширину не менее 0,75 м и высоту 1,9 м [12, п. 4.1.23]. Двери между помещениями ЗРУ разных напряжений открываются в сторону помещения низшего напряжения. Помещение РУ более высокого напряжения имеют ворота с железными створками для перемещения через них габаритного оборудования (например, ячеек КРУ). Ворота открываются наружу и расположены в конце ЗРУ.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		106

Перекрытие кабельных каналов выполнены съемными плитами из негорючих материалов в уровень с чистым полом помещения.

Для предотвращения возгорания принятого к установке электрооборудования в проекте предусмотрены следующие меры:

- на каждом уровне системы электроснабжения выбраны устройства релейной защиты и автоматики;
- произведена проверка кабелей по термической стойкости к токам короткого замыкания;
- кабели выполнены с изоляцией из сшитого полиэтилена.

Для локализации очагов пожара в ЗРУ предусмотрены первичные средства пожаротушения [47]:

- ящик с песком,
- пожарный щит ЩП-Е с принадлежностями, в составе: багор – 1 шт; комплект для резки электропроводов: ножницы диэлектрические, боты диэлектрические, коврик – 1 комп; противопожарное полотно – 1 шт; лопата совковая – 1 шт; ящик для песка ЯП-0,5 – 1 шт, огнетушитель ОП-8 – 1 шт.

В ЗРУ предусмотрена автоматическая система пожарной сигнализации предназначенная для раннего обнаружения и определения очага пожара в контролируемых помещениях, выдачи сигналов «Пожар» и «Неисправность» дежурному персоналу на пост постоянного дежурства. Система пожарной сигнализации и оповещения включает в себя извещатели автоматической и ручной пожарной сигнализации интегрированной системы охраны «Орион», а также звуковые оповещатели, установленные в соответствии с требованиями нормативной документации [48].

Выводы по разделу двенадцать

В данном разделе рассмотрены вопросы безопасности жизнедеятельности на примере закрытого распределительного устройства 10 кВ.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		107

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе выполнен расчет электрических нагрузок группы цехов приборостроительного завода, согласно усовершенствованному методу упорядоченных диаграмм, который позволил разработать схемы внешнего и внутреннего электроснабжения.

Выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения производился путем сравнения технико-экономических показателей схем на напряжения 10 и 110 кВ. В результате схема внешнего электроснабжения напряжением 10 кВ получилась дешевле и, как следствие, наиболее рациональной

Выбраны мощность, количество и место установки цеховых трансформаторов с современными трансформаторами типа ТМГ, обеспечивающими минимальные затраты при эксплуатации, малые габариты ТП и высокую надежность работы подстанций.

Распределение электрической энергии внутри предприятия осуществляется на напряжении 10 кВ по смешанной схеме, обеспечивающей оптимальные режимы работы электрической сети, надлежащее качество электроэнергии и надежность. Учитывая климатические условия, характеристики грунта и плотность застройки было принято решение прокладывать кабельные линии преимущественно в траншеях. В качестве проводника использовались кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена марки АПвП-10 сечением 95, 150 мм².

В работе уделено внимание вопросу компенсации реактивной мощности. Это объясняется низким значением средневзвешенного коэффициента мощности на предприятии, высокой стоимостью электроэнергии и значительным потреблением реактивной мощности. Выбор оптимального местоположения и мощности компенсирующих устройств позволило оптимизировать режимы работы электрической сети и, как следствие, улучшить экономические показатели ее работы.

В разделе релейная защита приведено подробное описание и расчет уставок релейной защиты электропечного трансформатора ЭТПК-1600/10. На чертеже представлены принципиальная и оперативная схема релейной защиты трансформатора и её характеристики.

Особое внимание в работе уделено вопросам охраны труда в электроустановках. Приведены основные положения по безопасности жизнедеятельности в отношении действующих электроустановок, произведён расчет молниезащиты и освещения главной понизительной подстанции предприятия.

В результате проведенных расчетов была спроектирована система электроснабжения группы цехов приборостроительного завода, отвечающая всем требованиям по качественному и надёжному электроснабжению.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		108

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

- 1 Потенциал российского светотехнического рынка. – <http://marketing.rbc.ru/articles/31/07/2012/562949984434696.shtml>.
- 2 Каталог светодиодных светильников Philips. – <http://www.lighting.philips.ru/prof/indoor-luminaires/suspended/sp530p/productsinfamily>.
- 3 Каталог продукции «Ардатовский светотехнический завод». – <http://www.astz.ru/ru/production/catalogs>.
- 4 Каталог продукции ЭТМ. – <http://www.etm.ru/cat/nn/3848317/>.
- 5 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.
- 6 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
- 7 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 12 с.
- 8 Справочная книга для проектирования электрического освещения / под ред. Г.М. Кнорринга. – СПб.: Энергоатомиздат, 1992. – 448 с.
- 9 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.
- 10 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.
- 11 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.
- 12 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.
- 13 Выключатель элегазовый баковый типа ВЭБ-110. – http://www.uetm.ru/files/katalog_VEB-11.pdf.
- 14 Разъединители серии РГ на напряжение 35 – 500 кВ. – http://www.ues.su/product_img/razyed/rg35/ues_zeto_catalog_rg35.pdf.
- 15 Ограничители перенапряжения нелинейные. – http://www.uik.ru/netcat_files/696/638/h_4d82627dfea00289f4895db29b4c87fe.
- 16 Счетчики электрической энергии многофункциональные СЭТ-4ТМ.03М.– http://www.nzif.ru/uploads/sel/psch4tm03m/ruk_03_02_m.pdf.
- 17 Трансформаторы напряжения типа ЗНОГ-110. – http://www.vit.zp.ua/documents/oelo/ru/znog-110_ru.pdf.
- 18 Каталог продукции. Кабели и провода. – <https://www.holdcable.com/production/cat>.
- 19 ГОСТ Р 52736-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. – М.: Стандартинформ, 2007. – 44 с.
- 20 Комплектные распределительные устройства внутренней установки 6-10 кВ. – http://www.moselectro-yug.ru/prod/pdf/2_kru2006.pdf.

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		109

38 Микропроцессорное устройство релейной защиты серия Sepam 20. – <https://www.schneider-electric.ru/ru/product-range/933-серия-sepam-20>.

39 Андреев, В.А. Релейная защита и автоматика СЭС: учебник для ВУЗов / В.А. Андреев. – 3-е изд. – М.: ВШ, 2006. – 412 с.

40 Техническая коллекция Schneider Electric. Выпуск №3. Методика расчета уставок защит Sepam. – http://www.pro-schneider.ru/technical_support/technical_collection/3/.

41 Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок. – М.: Минтруд России, 2013. – 45 с.

42 СО 153-34.03.603-2003. Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках. – М.: Изд-во стандартов 2003. – 36 с.

43 СО 153-343.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, строений и промышленных коммуникаций. – М.: Энергоатомиздат, 2003 – 48 с.

44 Справочная книга по светотехнике / Под ред. Ю. Б. Айзенберга. – М.: Знак, 2006. – 952 с.

45 СНиП 23-05-95. Естественное и искусственное освещение. – М.: Изд-во стандартов, 2011. – 32 с.

46 Нормы пожарной безопасности 105-03. Определение категории помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – 36 с.

47 ВППБ 01-02-95. Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий. – М.: Энергоатомиздат, 1995. – 36 с.

48 СП 5.13130.2009. Системы противопожарной защиты. Установки пожарной сигнализации и пожаротушения автоматические. Норма и правила проектирования. – М.: Изд-во стандартов, 2009. – 32 с

					13.03.02.2018.194.00.00 ПЗ	Лист
Изм	Лист	№ документа	Подп.	Дата		111