

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КАФЕДРА «ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ»

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой



«12» 06 2022 г.

РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ БЛОКА МЕХАНИЧЕСКИХ ЦЕХОВ АВТОМОБИЛЬНОГО
ЗАВОДА»

Специальность 1-43 01 03 – «Электроснабжение (по отраслям)»

Специализация 1-43 01 03 01 – «Электроснабжение промышленных предприятий»

Обучающийся
группы 10603119
номер

Руководитель

Консультанты:

по разделу «Электроснабжение»

по разделу «Экономика»

по разделу «Релейная защита и автоматика»

по разделу «Охрана труда»

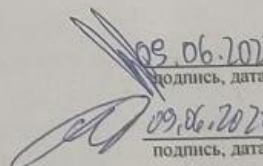
Ответственный за нормоконтроль

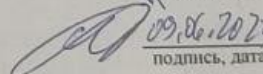
Объем проекта:

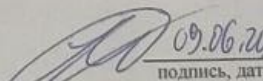
расчётно-пояснительная записка - _____ страниц;


графическая часть - _____ листов;

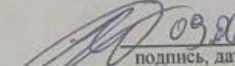
магнитные (цифровые) носители - _____ единиц.

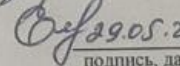
 09.06.2022 Г.В. Исаченко
подпись, дата

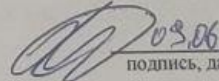
 09.06.2023 А.Ю. Капустинский
подпись, дата

 09.06.2022 А.Ю. Капустинский
подпись, дата

 29.05.23 Е.И. Тьмуль
подпись, дата

 09.06.2022 А.Ю. Капустинский
подпись, дата

 29.05.23 Е.В. Мордик
подпись, дата

 09.06.2022 А.Ю. Капустинский
подпись, дата

Минск 2023

РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 108с., 16 рис., 52 табл., 13 ист.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, КАБЕЛЬНАЯ ЛИНИЯ, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Объектом исследования является блок механических цехов автомобильного завода.

Цель проекта – разработка системы электроснабжения на основе исходной информации.

В процессе дипломного проектирования разрабатывалась система электроснабжения завода: определены расчетные нагрузки, произведён выбор цеховых трансформаторов и расчёт компенсации реактивной мощности, выбран оптимальный вариант схемы электроснабжения, выбрано оборудование и проверено на динамическую стойкость.

При разработке системы электроснабжения применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования.

Областью возможного практического применения являются: проектирование, строительство и эксплуатация новых и ныне существующих производств.

Студент-дипломник подтверждает, что приведенный в дипломном проекте расчетно-аналитический материал объективно отражает состояние разрабатываемого объекта, все заимствованные из литературных и других источников теоретические и методологические положения и концепции сопровождаются ссылками на их авторов.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	11
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ ...	13
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	15
3.1 Определение расчетных нагрузок цехов.....	15
3.2 Определение расчетных нагрузок электрического освещения	16
3.3 Определение суммарной электрической нагрузки по цехам.....	18
3.4 Формирование технологически связанных групп цеховых трансформаторов и расчет их нагрузок.....	20
4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ.....	22
4.1 Выбор цеховых трансформаторов.....	22
5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1кВ. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1кВ.....	26
5.1 Перерасчет нагрузки цехов	26
5.2 Выбор кабелей ниже 1кВ	28
5.3 Выбор трансформаторов тока	29
5.4 Выбор автоматических выключателей.....	31
6 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК	36
7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1кВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ ВЫШЕ 1 кВ	39
7.1 Выбор кабельно-проводниковой продукции выше 1 кв.....	42
8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ВЫШЕ 1кВ.	58
8.1 ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ 10кВ	58
8.2 Выбор трансформаторов тока:	59
8.3 Выбор трансформаторов напряжения.	62
8.4 Выбор сборных шин 10кв	65
9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ.....	67
10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЯЩЕЙКИ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ	76
10.1 Расчёт уставок токовой отсечки линии 10 кВ	76

10.2	Расчёт уставок токовой отсечки с выдержкой времени линии 10 кВ	78
10.3	Расчёт установок максимальной токовой защиты линии 10кВ	78
10.4	Защита от ОЗЗ	81
10.5	Расчёт установок защиты трансформатора от перегрузок	82
10.6	Расчёт установок устройства резервирования отказа выключателя	83
10.7	Расчёт установок логической защиты шин	84
10.8	Расчёт установок защиты от дуговых замыканий	84
11	ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СООТВЕТСТВИЕ УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	86
11.1	Проверка выбранных кабелей на термическую стойкость	86
11.2	Проверка выбранного сечения кабеля и защитных аппаратов 0,4кв токами КЗ..	88
11.3	Проверка электрических аппаратов выше 1кв на термическую стойкость....	90
11.4	Проверка сборных шин на электродинамическую стойкость.....	92
11.5	Проверка трансформаторов тока на термическую и динамическую стойкость.....	93
12	ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ .	95
13	ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	98
14	ОХРАНА ТРУДА.....	104
14.1	Нормы комплектование средствами защиты распределительных устройств подстанций до 1кВ.....	104
14.2	Меры безопасности при производстве работ в электроустановках, связанных с подъемом на высоту и применением грузоподъемных машин.....	106
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ	109
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	110

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика, как отрасль народного хозяйства, занимает ведущие позиции в экономике любого государства. Около 70% всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии потребляется промышленными предприятиями.

Для обеспечения питания промышленных электроприемников создаются системы электроснабжения промышленных предприятий. Согласно [1], системой электроснабжения (СЭС) называют совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией.

Задача электроснабжения промышленных предприятий возникла одновременно с широким внедрением электропривода в качестве движущей силы различных машин и механизмов [2].

По мере развития электропотребления усложняются и системы электроснабжения промышленных предприятий. В них включаются сети высоких напряжений, распределительные сети, а в ряде случаев и сети промышленных ТЭЦ.

Специалисты в области электроснабжения должны иметь глубокие знания целого комплекса вопросов проектирования и эксплуатации электроустановок промышленных предприятий, так как именно при проектировании формируется структура электроснабжения, и закладываются основные свойства, определяющие ее технические, эксплуатационные и экономические показатели.

Целью данного дипломного проекта является разработка экономичной, надежной, удобной в эксплуатации и безопасной системы электроснабжения завода многофункциональных станков. В проекте рассмотрены вопросы определения электрических нагрузок элементов СЭС, выбора числа и мощности цеховых трансформаторов, расчета компенсации реактивной мощности, определения условного центра электрических нагрузок.

На основании полученных данных разработана схема электроснабжения предприятия на напряжение выше 1 кВ и схема сетей до 1 кВ, связующих трансформаторные подстанции. Далее выполнен расчет токов короткого замыкания, выбор сечений токоведущих элементов и электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ.

Отдельное внимание при проектировании уделено определению технико-экономических показателей сравниваемых вариантов СЭС, расчету системы релейной защиты и автоматики, электрическим измерениям, вопросам учета и экономии электроэнергии, охране труда на предприятии.

1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Почти все современные автомобили на планете собираются из различных деталей или машинокомплектов, которые поставляются на тот или иной завод, а затем, как правило, по технологии SKD — импорта и дальнейшей сборки машин, ориентированной на обход высоких импортных пошлин (акцизных) сборов поступают в готовом виде в дилерам для продажи в своих автосалонах. Технология SKD состоит в том, что полностью готовые автомобили разбирают на небольшое количество крупных узлов и в таком виде ввозят на территорию государства, где осуществляется их дальнейшая сборка. Этот хитрый ход используется, как для новых автомобилей (в меньшей степени), так и для подержанных (основная масса). Любой производственный процесс основанный на крупноузловой или отверточной сборке автомобилей делится на основные этапы, на которых происходит та или иная сборочная процедура, влияющая на конечное качество и надежность готового транспортного средства. Как мы отметили ранее, отверточная сборка — это некий конструктор, состоящий из разобранных деталей и узлов транспортного средства. Технологию СКД, по которой собирается около 90 процентов автомобилей в Таможенном Союзе, куда входят Россия, Беларусь и Казахстан, часто называют режимом крупноузловой сборки машин.

На первом этапе на завод, в большинстве случаев из-за границы, в специальных контейнерах, поступают сборные машинокомплекты и завозятся в склад. Как правило, в такие комплекты входит кузов машины, силовая установка (в сборе), элементы подвески, трансмиссия (в сборе), детали электрики и прочие немаловажные составляющие любого автомобиля. Далее детали корпуса поступают в покрасочный цех (5), там детали обрабатываются и покрываются краской.

После поступления машинокомплектов на завод, так сказать на втором этапе производственного процесса, в первую очередь работники автосборочного цеха детально проверяют сборный кузов на механические повреждения. В принципе в контейнерах, в которых перевозятся элементы будущего автомобиля они максимально защищены от повреждений, но лучше его все равно перепроверить, что и делают специалисты завода.

После проверки кузова, на третьем этапе, его снимают с паллета, на который он устанавливается в защитном контейнере и переупаковывают на сборочный конвейер. У профессиональных сборщиков этот этап еще называется «переупаковка». Кроме кузова и его элементов, работники завода также производят переупаковку прочих деталей и узлов будущего автомобиля, которые перемещаются в металлический ящик.

На **четвертом этапе** на автозаводе происходит распределение полученных и проверенных деталей машинокомплекта согласно их назначению к местам установки. Как правило, все крепежи укладывают в одно место, а пластиковые детали — в иное. Все что связано с платформой и ходовой частями будущего автомобиля, то их устанавливают на специальный конвейер, где происходит монтирование к ним элементов подвески и тормозной системы. Таким образом, на этом этапе идет подготовка шасси транспортного средства для дальнейшего объединения его с основным элементом будущей машины — кузовом.

На **пятом этапе** на автозаводе происходит самый важный процесс — соединение кузова будущего автомобиля с шасси. На профессиональном языке этот этап называется «свадьбой», то есть встречей двух составных узлов машины. Это процедура очень ответственная при крупноузловой сборке, потому что является весьма трудоемкой и не простой.

На следующем или **шестом этапе** после соединения шасси и кузова в единое целое, происходит установка недостающих компонентов, а также деталей. На этом этапе осуществляется установка двигателя, подключение электропроводки, шлангов, патрубков и прочих элементов передачи энергии, жидкостей по кузову автомобиля. Также в конце данного этапа происходит заливка в расширительные бачки технических жидкостей, таких как моторное масло, антифриз, тормозная жидкость и трансмиссионная жидкость.

На последнем, **седьмом этапе** крупноузловой сборки происходит контроль качества готового автомобиля. У любого завода имеется специальный отдел или цех контроля качества, работники которого внимательно осматривают и проверяют собранную машину. Специалисты завода при помощи тестеров проводят проверку работы электронных систем автомобиля, а также осматривают состояние тормозной системы.

По прохождению всех этапов сборки, готовый автомобиль прямиком поступает на испытательный трек, где его тестируют на пригодность к эксплуатации в обычных дорожных условиях. Сам по себе тестовый трек представляет из себя специальную замкнутую круговую дорогу на несколько сотен метров. На треке осуществляется проверка автомобиля на подозрительные шумы, стуки и скрежеты, а также анализируется работа подвески с системой АБС. После трека, автомобиль завозят на «водный тест». На этом тесте происходит контроль на пригодность всех прокладок и уплотнителей кузова на пропускаемость воды при дожде. Кроме того, происходит детальная проверка лакокрасочного покрытия машины на износостойкость.

2. ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Перечень потребителей электроэнергии соответствующих цехов приведен в таблице 2.1.

Таблица 2.1 Потребители электроэнергии

Корпус	Наименование оборудования	P_{Σ} , кВт	P , кВт	P_{\max} , кВт	k_{ui}	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
1.Заводоуправление(5 этажей)	Бытовые кондиционеры	1100	100	20	0,7	0,8	0,75
	Принтеры		50		0,1	0,8	0,75
	Нагревательные приборы		100		0,5	0,85	0,62
	Лифты		100		0,7	0,8	0,75
	Оборудование для административной связи		20		0,3	0,8	0,75
	Холодильник		30		0,8	0,8	0,75
	Компьютерное оборудование		500		0,4	0,7	1,02
	Насосы		100		0,7	0,85	0,62
	Вентиляторы		100		0,8	0,8	0,75
2. Склад	Вентиляторы	800	200	50	0,7	0,85	0,62
	Насосы		100		0,7	0,85	0,62
	Бытовые кондиционеры		100		0,7	0,8	0,75
	Подъемно-транспортные устройства		400		0,1	0,5	1,73
3,4 Сборочный цех	Насосы	2850	150	100	0,7	0,85	0,62
	Вентиляторы		200		0,8	0,8	0,75
	Конвейеры		300		0,15	0,5	1,73
	Подъемно-транспортные устройства		400		0,1	0,5	1,73
	Сварочные трансформаторы для автоматической дуговой сварки		700		0,35	0,5	1,73

Продолжение таблицы 2.1

Корпус	Наименование оборудования	P_{Σ} , кВт	P , кВт	P_{\max} , кВт	k_{ui}	$\cos \varphi$	$tg \varphi$
5. Цех покраски	Прессы	1100	200	50	0,17	0,65	1,17
	Автоматические поточные линии		200		0,5	0,7	1,02
	Сборочные станки		600		0,44	0,6	1,1
	Металлорежущие станки		100		0,12	0,5	1,73
	Насосы		100		0,7	0,85	0,62
	Вентиляторы		100		0,8	0,8	0,75
	Установки сушильные		300		0,5	0,85	0,62
	Камеры окрасочные механизированные		400		0,7	0,85	0,62
6. Цех проверки качества	Насосы	720	100	30	0,7	0,85	0,62
	Вентиляторы		100		0,8	0,8	0,75
	Принтеры		20		0,1	0,8	0,75
	Компьютерное оборудование		100		0,4	0,7	1,02
	Конвейеры		200		0,15	0,5	1,73
	Машины статических испытаний		100		0,7	0,85	0,62
	Лабораторные приборы		100		0,5	0,9	0,48

3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

3.1 Определение расчетных нагрузок цехов

Определение силовых электрических нагрузок будем осуществлять методом коэффициента расчетной мощности.

По данному методу расчетная активная силовая нагрузка цеха определяется по выражению:

$$P_{pc} = K_p \cdot \sum_{i=1}^N K_{ui} \cdot P_{номi}, \quad (2.1)$$

где K_p – коэффициент расчетной нагрузки;

K_{ui} – коэффициент использования группы однородных электроприемников;

$P_{номi}$ – мощность группы однородных электроприемников, кВт;

N – число групп электроприемников.

K_p принимаем из ([1], табл. П2.3).

$$K_p = f(n_э, K_u, T), \quad (2.2)$$

где $n_э$ – эффективное число электроприемников;

K_u – средневзвешенный коэффициент использования;

T – постоянная времени нагрева сети (учтена в таблице).

Эффективное число электроприемников можно определить по выражению:

$$n_э = \frac{2 \sum_{i=1}^N P_{номi}}{P_{н. max}}, \quad (2.3)$$

где $P_{н. max}$ – номинальная мощность самого мощного электроприемника цеха, кВт.

Средневзвешенный коэффициент использования можно определить по формуле:

$$K_u = \frac{\sum_{i=1}^N K_{ui} \cdot P_{номi}}{\sum_{i=1}^N P_{номi}}. \quad (2.4)$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка цеха определяется по выражению:

$$Q_{pc} = K_p \cdot \sum_{i=1}^N K_{ui} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \phi_i, \quad (2.5)$$

где $\operatorname{tg}\varphi_i$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности i -той группы электроприемников.

Расчет нагрузок аналогичен для всех цехов, поэтому приведем пример расчета для цеха №2, то есть для компрессорной.

По выражению (2.4) определяем K_u :

$$K_u = \frac{(0,7 \cdot 400 + 0,1 \cdot 400)}{800} = 0,4.$$

По выражению (2.3) определяем эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot 800}{50} = 32 ;$$

По найденным значениям K_u и $n_{\text{э}}$ по [1] в таблице П2.3 находим значение K_p , интерполируем, получаем:

$$K_p = 0,75.$$

По выражению (2.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку:

$$P_{pc} = 0,75 \cdot (0,7 \cdot 400 + 0,1 \cdot 400) = 240 \text{ кВт}.$$

По выражению (2.5) определяем расчетную реактивную силовую нагрузку:

$$Q_{pc} = 0,75 \cdot (0,7 \cdot 100 \cdot 0,75 + 0,7 \cdot 300 \cdot 0,62 + 0,1 \cdot 400 \cdot 1,73) = 188,92 \text{ квар}.$$

Результаты расчета силовых нагрузок остальных цехов сведем в таблицу 2.1

Таблица 2.1 - Результаты расчета силовой нагрузки

№ цеха	Название цеха	K_u	$n_{\text{э}}$	K_p	$\sum P_n \cdot K_u$	$\sum P_n \cdot K_u \cdot \operatorname{tg}\alpha$	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар
1	Заводоуправление	0,52	110	0,76	572	469,65	434,72	356,93
2	Склад	0,4	32	0,75	320	251,89	240	188,92
3	Сборочный цех	0,35	57	0,7	997,5	1208,94	698,25	846,26
4	Сборочный цех	0,35	57	0,7	997,5	1208,94	698,25	846,26
5	Цех покраски	0,65	44	0,85	715	461	607,75	391,85
6	Цех проверки качества	0,48	48	0,79	342	265	270,18	209,35

3.2 Определение расчетных нагрузок электрического освещения

Расчет осветительной нагрузки производим по методу коэффициента спроса.

По данному методу расчетная активная нагрузка освещения цеха определяется по выражению:

$$P_{po} = K_c \cdot p_y \cdot F \cdot n, \quad (3.1)$$

где K_c – коэффициент спроса на освещение;

p_y – удельная осветительная нагрузка цеха, Вт/м²;

F – площадь цеха, м²;

n – количество этажей.

Так как p_y дается в справочниках при освещенности 100 лк и КПД светильника 100%, надо произвести пересчет по выражению:

$$p_y = \frac{p_{y.таб} \cdot K_z \cdot E_n}{100 \cdot \eta \cdot K_{zm}}, \quad (3.2)$$

где E_n – нормируемая освещенность, лк;

η – КПД светильника;

K_z , K_{zm} – фактический и табличный коэффициенты запаса, учитывающие снижение освещенности в процессе эксплуатации световых приборов.

Расчетная силовая реактивная нагрузка цеха определяется:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot \operatorname{tg} \phi_o, \quad (3.3)$$

где $\operatorname{tg} \phi_o$ – значение коэффициента реактивной мощности освещения.

Для определения нагрузки освещения цеха №2 нам понадобятся следующие данные:

– площадь цеха $F = 5000$ м², которую нашли согласно масштабу по чертежу;

– нормируемая освещенность склада, принимаем $E_n = 75$ лк, согласно П1.1, [11].

Для данного цеха принимаем светильники ГСП18-250-005 с лампами типа ДРИ, для которых характерен тип кривой силы света Г-1, КПД светильника $\eta = 75\%$, расчетная высота 8 м, [11], П1.1.

По таблице 6.9, [11] в зависимости от высоты подвеса, типа КСС и площади определяем удельную мощность общего равномерного освещения:

$$p_{y.таб} = 2,2 \text{ Вт} / \text{м}^2.$$

По выражению (3.2) произведем пересчет удельной нагрузки:

$$p_y = \frac{2,2 \cdot 1,4 \cdot 75}{1,5 \cdot 0,75 \cdot 100} = 2,05 \text{ Вт} / \text{м}^2.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную нагрузку освещения:

$$P_{po} = 0,95 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} \cdot 2,05 \cdot 1 = 9,74 \text{ кВт.}$$

По выражению (3.3) определяем расчетную реактивную нагрузку освещения с учетом того, что коэффициент мощности освещения для ДРИ с учетом использования устройств компенсации реактивной мощности $\cos\varphi_0 = 0,8$, следовательно, $\text{tg}\varphi_0 = 0,33$.

$$Q_{po} = 0,33 \cdot 9,74 = 3,21 \text{ квар.}$$

Расчет нагрузок освещения для остальных цехов сведем в таблицу 3.1

Таблица 3.1 - Результаты расчета нагрузки освещения

№ цеха	Ен, лк	Кс	F, м ²	Тип КСС	Тип светильника	η, %	tgφ ₀	ρ _{у.таб} Вт/м ²	ρ _у , Вт/м ²	Р _{ро} , кВт	Q _{ро} , квар
1	300	0,95	6937*12	Г-1	ЛСП13	0,75	0,33	2,2	8,21	136,55	45,06
2	75	0,95	5000	Г-1	ГСП18	0,75	0,33	2,2	2,05	9,74	3,21
3	300	0,95	6187	Г-1	ГСП18	0,7	0,33	2,2	8,80	75,24	24,83
4	300	0,95	6187	Г-1	ГСП18	0,7	0,33	2,2	8,80	75,24	24,83
5	200	0,95	3596	Г-1	ГСП18	0,75	0,33	2,2	5,48	12,48	4,12
6	300	0,95	4568	Г-1	ГСП19	0,7	0,33	2,2	8,80	33,44	11,04

Для наружного освещения принимаем светильники типа ДНаТ 125Вт, Вт/м. Нормируемая освещенность 4лк, ширина дорожного покрытия 6 м, шаг светильников 35м тогда $\rho_{у.л} = 3,9 \text{ Вт/м}$, $\text{tg} = 1,75$.

$$P_{нар.осв} = \rho_{у.л} \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (3.3)$$

где L – суммарная длина линий наружного освещения, м;

$\rho_{у.л}$ – удельная мощность осветительной установки, Вт/м.

Расчетная реактивная мощность наружного освещения:

$$Q_{нар.осв} = P_{нар.осв} \cdot \text{tg}\varphi, \quad (3.4)$$

Вычислим расчетную активную и реактивную мощность соответственно:

$$P_{нар.осв} = 3,9 \cdot 1646 \cdot 10^{-3} = 6,41 \text{ кВт,}$$

$$Q_{нар.осв} = 6,41 \cdot 1,75 = 11,22 \text{ кВт.}$$

3.3 Определение суммарной электрической нагрузки по цехам

Расчетную активную мощность цеха можно определить по выражению:

$$P_p = P_{pc} + P_{po}. \quad (4.1)$$

Расчетную реактивную мощность цеха можно определить:

$$Q_p = Q_{pc} + Q_{po}. \quad (4.2)$$

Полную расчетную мощность цеха определяем по выражению:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (4.3)$$

Приведем расчет для цеха №2.

Активная расчетная нагрузка по формуле (4.1):

$$P_p = 240 + 9,74 = 249,74 \text{ кВт.}$$

Реактивная расчетная нагрузка по (4.2):

$$Q_p = 188,92 + 3,21 = 192,13 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка (4.3):

$$S_p = \sqrt{249,74^2 + 192,13^2} = 315,09 \text{ кВт} \cdot \text{А.}$$

$$S_y = \frac{S_{p.н}}{F}, \quad (4.6)$$

S_m – единичная мощность цеховых трансформаторов, принимаемая в зависимости от удельной плотности нагрузки S_y , кВт·А;

$S_{p.н}$ – расчетная полная мощность нагрузки объекта, кВт·А;

F – производственная площадь объекта, электроснабжение которого осуществляется от трансформаторов, м² ;

$$S_y = \frac{315,09}{5000} = 0,06, \text{ кВт} \cdot \text{А/м}^2$$

Результаты расчета нагрузок для остальных цехов заносим в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты расчета нагрузок

Название цеха(№)	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар	P_{po} , кВт	Q_{po} , квар	P_p , кВт	Q_p , Квар	S_p , кВт·А	S_y , кВт·А/м ²
1.Заводуправление	434,72	356,93	136,55	45,06	571,27	401,99	698,53	0,04
2.Склад	240	188,92	9,74	3,21	249,74	192,13	315,09	0,06
3.Сборочный цех №1	698,25	846,26	75,24	24,83	773,49	871,09	1164,94	0,13
4.Сборочный цех №2	698,25	846,26	75,24	24,83	773,49	871,09	1164,94	0,13
5.Цех покраски	607,75	391,85	12,48	4,12	620,23	395,97	735,86	0,31
6.Цех проверки качества	270,18	209,35	33,44	11,04	303,62	220,39	375,17	0,09
Суммарная	2949,15	1147,05	192,21	63,43	3291,85	2952,66	4454,54	0,76

3.4 Формирование технологически связанных групп цеховых трансформаторов и расчет их нагрузок

Объединим цеха №2,5. Приведем расчета нагрузок объединенных цехов.

Коэффициент использования равен:

$$K_{u2,5} = \frac{\sum_{i=1}^N K_{u2i} \cdot P_{ном2i} + \sum_{i=1}^N K_{u5i} \cdot P_{ном5i}}{P_{усм2} + P_{усм5}} = \frac{320 + 715}{800 + 1100} = 0,54;$$

$$n_{э2,5} = \frac{2 \cdot (P_{усм2} + P_{усм5})}{P_{н. \max 2,5}} = \frac{2 \cdot (800 + 1100)}{50} = 76.$$

По найденным значениям $K_{u3,4}$ и $n_{э3,4}$ по [2] в таблице П2, и интерполируя, находим значение коэффициента расчетной нагрузки для объединенных цехов: $K_{p3,4} = 0,78$.

Расчетные нагрузки для объединенных цехов вычисляется следующим образом:

$$P_{pc2,5} = K_{p2,5} \cdot \left(\sum_{i=1}^N K_{u2i} \cdot P_{ном2i} + \sum_{i=1}^N K_{u5i} \cdot P_{ном5i} \right) =$$

$$= 0,78 \cdot (320 + 715) = 807,3 \text{ кВт};$$

$$Q_{pc2,5} = K_{p2,5} \cdot \left(\sum_{i=1}^N K_{u2i} \cdot P_{ном2i} \cdot \text{tg}\phi_{2i} + \sum_{i=1}^N K_{u5i} \cdot P_{ном5i} \cdot \text{tg}\phi_{5i} \right) =$$

$$= 0,78 \cdot (251,89 + 461) = 556,05 \text{ квар.}$$

Общие расчётные нагрузки для цехов №3,8:

$$P_{po2,5} = P_{po2} + P_{po5} = 9,74 + 12,48 = 22,22 \text{ кВт};$$

$$Q_{po2,5} = Q_{po2} + Q_{po5} = 3,21 + 4,12 = 7,33 \text{ квар};$$

$$P_{p2,5} = P_{pc2,5} + P_{po2,5} = 807,3 + 22,22 = 829,52 \text{ кВт};$$

$$Q_{p2,5} = Q_{pc2,5} + Q_{po2,5} = 556,05 + 7,33 = 563,38 \text{ квар};$$

$$S_{p2,5} = \sqrt{P_{p2,5}^2 + Q_{p2,5}^2} = \sqrt{829,52^2 + 563,38^2} = 1002,74 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Сведем результаты в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 - Результаты пересчета нагрузок после объединения цехов

№ цеха	Ки	пэ	Кр	Ррс, кВт	Qрс, квар	Рро, кВт	Qро, квар	Рр, кВт	Qр, квар	Sp, кВ·А
2;5	0,54	76	0,78	807,3	556,05	22,22	7,33	829,52	563,38	1002,74
6;1	0,5	122	0,75	712,92	573,03	149,03	49,18	861,95	622,21	1063,06

4. ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

4.1 Выбор цеховых трансформаторов

Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности определяется минимальное их число, необходимое для питания расчётной активной нагрузки, по выражению:

$$N_{T\min} = \frac{P_p}{\beta_T \cdot S_T}, \quad (4.1)$$

где P_p – расчетная активная нагрузка цеха (группы), кВт;

β_T – коэффициент загрузки трансформатора. Принимаем $\beta_T = 0,9$ – для потребителей 3 категории, $\beta_T = 0,8$ – для потребителей 2 категории и $\beta_T = 0,7$ – для 1 категории.

При выборе силовых трансформаторов (6-10)/0,4 кВ для отдельно стоящих цехов допускается устанавливать трансформаторы с единичной мощностью:

1000 и 1600 кВА- при $S_y < 0,2$ кВА/м²;

1600 кВА- при $S_y = 0,2-0,5$ кВА/ м²;

2500 и 1600 кВА- при $S_y > 0,5$ кВА/ м².

Произведем выбор трансформатора на примере группы из цехов №1,6:

$$N_{T\min 1,6} = \frac{861,98}{0,8 \cdot 630} = 1,71, \text{ принимаем } N_{T\min 1,6} = 2.$$

Выбор трансформаторов сведем в таблицу 6.1.

Таблица 4.1 - Расчетные нагрузки цехов

№ цеха	Название цехов	Кат. Над.	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	β_T	S_T , кВ·А	N_T
1;6	Заводоуправление ; Цех проверки качества	II						
		II	861,95	622,21	1063,06	0,8	630	2
3	Сборочный цех	II	773,49	871,09	1164,94	0,8	630	2
4	Сборочный цех	II	773,49	871,09	1164,94	0,8	630	2
5;2	Цех покраски; Склад	II						
		III	829,52	563,38	1002,74	0,8	630	2

Параметры всех выбранных трансформаторов приведены в таблице 6.2.

Таблица 4.2 - Каталожные данные трансформаторов

Тип трансформатора	S_T , кВ·А	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{кз}$, кВт	$U_{кз}$, %	I_{xx} , %
ТМГ33-630/10	630	0,680	6,135	5,5	0,36

Наибольшее значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1кВ с учетом принятой перегрузки в 40%, определяется по следующему выражению (для масляных трансформаторов) в квар:

$$Q_m = \sqrt{(1,4 \cdot S_T)^2 - P_{pn}^2}, \quad (4.1)$$

где коэффициент 1,4 учитывает допустимую систематическую перегрузку трансформатора масляного.

Суммарная мощность блока низковольтных конденсаторов БНК по критерию выбора минимального числа трансформаторов:

$$Q_{нк1} = Q_{pn} - Q_m, \quad (4.2)$$

где Q_{pn} – расчётная реактивная нагрузка до 1кВ рассматриваемой группы трансформаторов, квар.

Если $Q_{нк1} < 0$, то следует принять $Q_{нк1} = 0$.

Величина $Q_{нк1}$ распределяется между цеховыми трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбираются стандартные номинальные мощности БНК для сети до 1кВ каждого трансформатора.

Определим на примере мощность БНК для цеха №1,6. Значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформатор в сеть до 1кВ по выражению (7.1):

$$Q_m = \sqrt{(1,4 \cdot 630)^2 - 861,95^2} = 186,99 \text{квар.}$$

Суммарная мощность блока низковольтных конденсаторов по (4.2):

$$Q_{нк1} = 622,21 - 186,99 = 435,22 \text{квар.}$$

При расчёте получается $Q_{нк1} < 0$, то принимаем $Q_{нк1} = 0$ и блок низковольтных конденсаторов не устанавливаем.

Итоги аналогично произведённых расчётов сведём в таблицу 7.1.

Таблица 4.1 - Расчёт низковольтных конденсаторных батарей

№ цеха	Название цехов	Кат. Над.	P_p , кВт	S_p , кВт·А	S_T , кВт·А	N_T	Q_m , квар	$Q_{нк1}$, квар	Тип батарей на один тр-р	Суммарная мощность БНК с учетом N_T
1;6	Заводуправление; Цех проверки качества	II II	861,95	1063,06	630	2	186,99	435,22	АКУ-225	2x225
3	Сборочный цех	II	773,49	1164,94	630	2	489,79	381,3	АКУ-240	2x240
4	Сборочный цех	II	773,49	1164,94	630	2	489,79	381,3	АКУ-240	2x240
5;2	Цех покраски; Склад	II;III	829,52	1002,74	630	2	299,7	263,68	АКУ-140	2x140

Коэффициент загрузки трансформатора с учётом компенсации реактивной мощности:

$$\beta_m = \frac{S_{pn}}{N_T \cdot S_T}, \quad (4.7)$$

где S_{pn} - расчетная нагрузка цеха с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_p' = \sqrt{P_{pn}^2 + (Q_{pn} - Q_{нк1})^2}, \quad (4.8)$$

где $Q_{нк1}$ - суммарная номинальная мощность конденсаторных установок с учетом числа трансформаторов, квар.

Потери активной мощности в трансформаторе, кВт:

$$\Delta P_m = \Delta P_{xx} \cdot N_T + \frac{\Delta P_{кз}}{N_T} \cdot \frac{S_{pn}^2}{S_T^2} = \Delta P_{xx} \cdot N_T + \frac{1}{N_T} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \beta_m^2. \quad (4.9)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе, квар:

$$\Delta Q_m = N_T \cdot \frac{I_{xx}}{100} \cdot S_T + \frac{U_k}{100} \cdot \frac{S_{pn}^2}{N_T \cdot S_T} = \frac{N_T \cdot S_T}{100} \cdot (I_{xx} + U_k \cdot \beta_m^2). \quad (4.10)$$

Определим потери в трансформаторе для цеха № 3. Для этого определим коэффициент загрузки трансформатора:

$$\beta_m = \frac{1164,94}{630 \cdot 2} = 0,92.$$

Находим расчетную нагрузку цеха с учетом компенсации реактивной мощности:

$$S_p' = \sqrt{773,49^2 + (871,09 - 480)^2} = 843,66.$$

По формулам (7.9) и (7.10) определим потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_m = 0,680 \cdot 2 + \frac{1}{2} \cdot 6,135 \cdot 0,92^2 = 3,96 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_m = 2 \cdot \frac{630}{100} \cdot (0,36 + 5,5 \cdot 0,92^2) = 63,19 \text{ квар.}$$

Аналогично произведём расчёты потерь для остальных цехов и результаты занесем в таблицу 7.2.

Таблица 4.2 - Расчёт потерь мощности в трансформаторах

№ цеха	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	$Q_{нк1}$, квар	$S_{р,}'$, кВ·А	N_T	$S_{ном}$, кВ·А	β_m	ΔP_m , кВт	ΔQ_m , квар
1;6	861,95	622,21	450	878,99	2	630	0,84	3,52	53,43
3	773,49	871,09	480	843,66	2	630	0,92	3,96	63,19
4	773,49	871,09	480	843,66	2	630	0,92	3,96	63,19
5;2	829,52	563,38	280	876,59	2	630	0,79	3,27	47,7
Сумма								14,71	227,51

5 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1кВ. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1кВ

5.1 Перерасчет нагрузки цехов

Производим перерасчет нагрузки цехов № 6,2 с целью выбора кабелей для питания данного цеха. При этом учтём то, что в цеху не будет ТП. Перерасчет производится по формулам (2.1) – (2.12) и аналогичен вышеприведенному примеру расчета. Результаты расчета сводим в таблицу 5.1.

Приведем пример расчета для цеха 6.

Значения k_u и n , примем из таблицы 2.1.

$$P_{рс6} = K_p \sum_{i=1}^n K_{ui} \cdot P_{номi} = 1 \cdot 320 = 320 \text{ кВт};$$

$$Q_{рс6} = K_p \sum_{i=1}^n K_{ui} \cdot P_{номi} \cdot \text{tg}\varphi = 1 \cdot 251,89 = 251,89 \text{ квар};$$

$$P_{р6} = P_{рс6} + P_{ро6} = 320 + 33,44 = 353,44 \text{ кВт};$$

$$Q_{р6} = Q_{рс6} + Q_{ро6} = 251,89 + 11,04 = 262,93 \text{ квар};$$

$$S_{р6} = \sqrt{P_{р6}^2 + Q_{р6}^2} = \sqrt{353,44^2 + 262,93^2} = 440,51 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$I_{рл} = \frac{S_{рл}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{440,51}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 646,58 \text{ А}.$$

Таблица 6.1 – Результаты пересчета нагрузки цеха №2.6

№ цеха	k_u	n	k_p	$P_{рс}$, кВт	$Q_{рс}$, квар	$P_{ро}$, кВт	$Q_{ро}$, квар	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	I_p , А
2	0,48	48	1	342	265	9,74	3,21	351,74	268,21	442,2	638,26
6	0,4	32	1	320	251,89	33,44	11,04	353,44	262,93	440,51	646,58

Принципиальная электрическая схема, поясняющая выбор оборудования в сети до 1 кВ, приведена на рисунке 1.2.

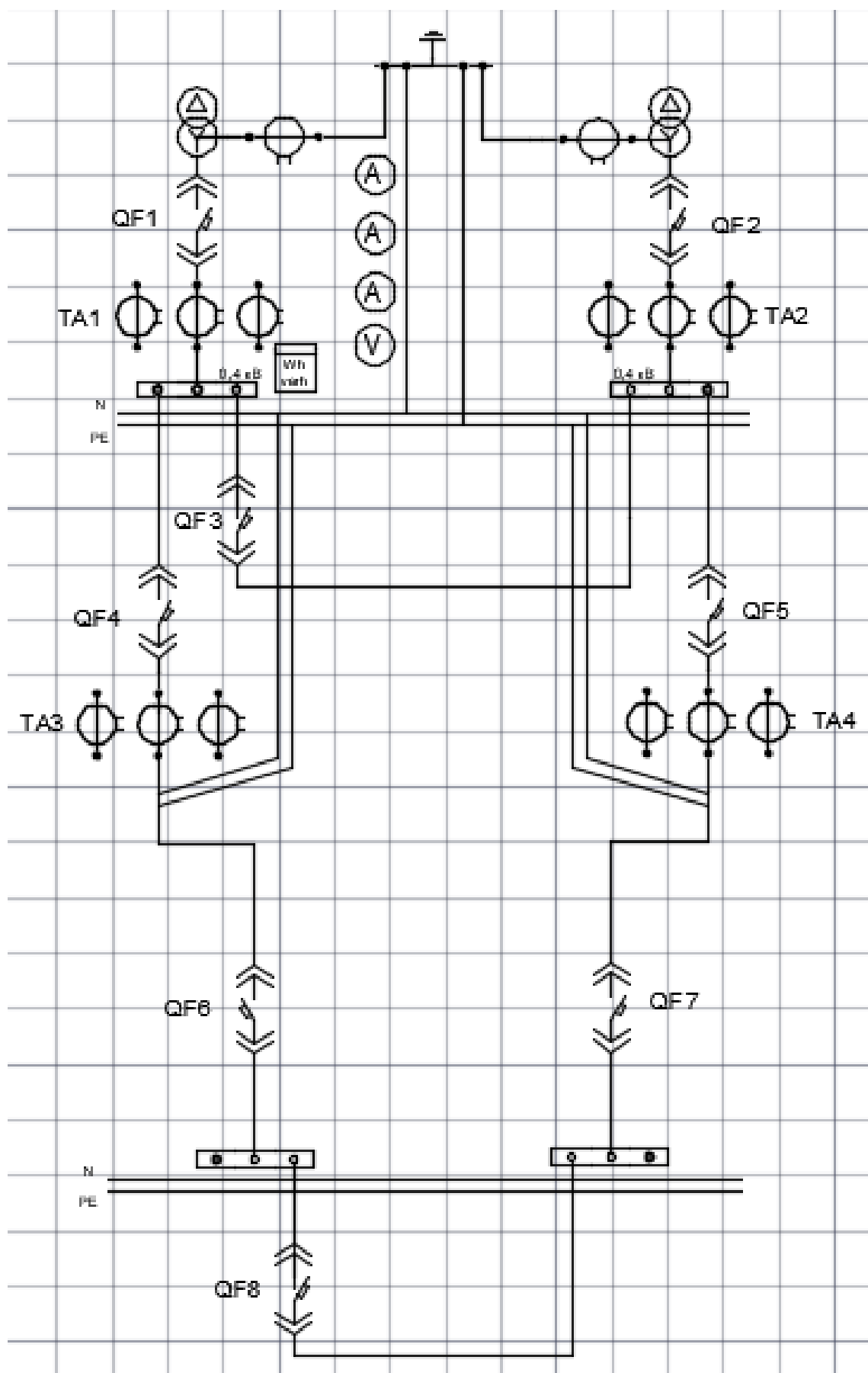


Рисунок 5.2- Принципиальная электрическая схема 0.4 кВ

5.2 Выбор кабелей ниже 1кВ

Выбор кабеля для Л7 (0,4 кВ)

Рассчитаем на примере цеха №2, остальные будут аналогичны.

Выбор сечения кабеля по допустимому нагреву:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_p}{K_{\text{п}}}, \quad (5.1)$$

где I_p – расчетный ток проводника;

$K_{\text{п}}$ – поправочный коэффициент на условие прокладки проводов и кабелей (при нормальных условиях прокладки $K_{\text{п}} = 1$).

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{pa}}{K_{\text{пер}} \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \dots},$$

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{pa}}{K_{\text{пер}}},$$

где I_{pa} – ток в аварийном режиме работы проводника.

Для нахождения $K_{\text{пер}}$ нужно найти коэффициент предварительной нагрузки кабеля:

$$K_{\text{н}} = \frac{I_p}{I_{\text{доп}}}. \quad (5.1.1)$$

Далее по таблице 11.3 находим $K_{\text{пер}}$ с допустимым временем перегрузки в 6 ч., и видом прокладки в воздухе. Получаем $K_{\text{пер}} = 1.25$.

$$I_p = 638,26 \text{ А.}$$

Выбор сечения кабеля по допустимому нагреву, учитывая, что $K_{\text{п}} = 1$ - условия прокладки нормальные:

$$I_{\text{доп}} \geq 638,26 \text{ А.}$$

Принимаем 2 пятижильных кабеля АВБбШв 5х240; при прокладке в земле $I_{\text{доп}} = 2 \cdot 337 = 674 \text{ А.}$

Кабеля до цехов №2,6 прокладываем в воздухе.

Выбор остальных кабелей производим аналогичным образом, результаты сводим в таблицу 8.1.

Таблица 8.1 – Выбор кабелей напряжением до 1 кВ

№Л	№ цеха	L, км	I_{pl} , А	I_{pa} , А	Марка и сечение принятого кабеля	$I_{доп}$, А
Л5	2	0,097	638,26	-	2* АВБбШв -5х240	2·337=674
Л6	6	0,104	324,29	648,58	2* АВБбШв -5х120	2·255=510

5.3 Выбор трансформаторов тока

По расчетному току в нормальном режиме измерительные трансформаторы тока в ТП выбираются по условию:

$$I_{ном1} \geq I_p; \quad (5.2)$$

$$I_{ном1} \geq I_{pa}, \quad (5.2.1)$$

где $I_{ном1}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока, I_{pa} – ток в аварийном режиме работы проводника.

По номинальному напряжению:

$$U_{ном1Т} \geq U_{номс}, \quad (5.5)$$

где $U_{ном1Т}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока;

$U_{номс}$ – номинальное напряжение силовой сети.

Номинальный ток первичных обмоток измерительных трансформаторов, устанавливаемых в нейтрали:

$$I_{ном1} \geq \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (5.6)$$

Вторичный ток ТТ должен совпадать с током подключаемого к трансформатору тока оборудования:

$$I_{ном2} = I_{ном.приб}. \quad (5.8)$$

По мощности нагрузки трансформатора для класса точности 0,5 и 0,5S:

$$S_{ном2} \geq S_{приб} \geq 0,25 \cdot S_{ном2}. \quad (5.9)$$

По коэффициенту безопасности для класса точности 0,5 и 0,5S:

$$K_{без.ТТ} \leq K_{без.приб}. \quad (5.10)$$

Полная мощность, потребляемая подключенными к ТТ приборами, находится как:

$$S_{приб} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2}, \quad (5.13)$$

где $P_{приб}$ – активная мощность, потребляемая приборами, Вт;

$Q_{\text{приб}}$ – реактивная мощность, потребляемая приборами, вар.

Найдем активную мощность приборов по формуле:

$$P_{\text{приб}} = P_{\text{сч}} + P_a + P_{\text{провода}} + P_{\text{конт}}; \quad (5.14)$$

$$P_{\text{пров}} = I^2 \cdot R_{\text{пров}}; \quad (5.15)$$

$$R_{\text{приб}} = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}; \quad (5.16)$$

$$P_K = I_{\text{ном2}}^2 \cdot R_{\text{конт}}; \quad (5.17)$$

$$R_{\text{конт}} = 0,1 \text{ Ом},$$

где ρ – удельная проводимость материала соединительных проводников;

l – длина проводника;

S – сечение жилы проводника.

Для меди $\rho = 0,017 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$. По условию механической прочности

сечение жилы проводников во вторичных цепях ТТ не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Длина проводника внутри ячейки принимается равной 3 м .

$$R_{\text{пров}} = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} = 2 \cdot 0,017 \cdot \frac{3}{2,5} = 0,04 \text{ Ом}.$$

Принимаем счетчик трехфазный типа Гран-Электро СС-301 [2, П5.2], который имеет потребляемую полную мощность каждой цепью тока не более $1 \text{ В} \cdot \text{А}$; амперметр типа ЦА 9254 – потребляемую полную мощность не более $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$, тогда рассчитаем обмотку ТТ класса точности $0,5$ ячейки радиальной ОЛ, к которой подключаются счетчик и амперметр для расчетного учета и измерений, в нашем случае нагрузка от приборов будет чисто активной так как приборы цифровые:

$$P_{\text{приб}} = P_{\text{сч}} + P_a + P_{\text{провода}} + P_{\text{конт}} = 1 + 0,5 + 5^2 \cdot (0,04 + 0,1) = 5 \text{ Вт},$$

$$S_{\text{приб}} = P_{\text{приб}} = 5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

В комплектных распределительных устройствах на напряжении до 1 кВ широко применяются шинные трансформаторы тока типа ТНШЛ-0,66. Выбор трансформаторов тока представим в таблицах 14.12 и 14.13.

Таблица 5.2 – Выбор трансформаторов тока (ТА1 и ТА2) для ТП (0,4 кВ)

Условия выбора	Место установки / трансформатор тока			
	ТП1/ ТНШЛ- 1500/5	ТП2/ ТНШЛ-1500/5	ТП3/ ТНШЛ-1500/5	ТП4/ ТНШЛ-1500/5
$U_{ном1Т} \geq U_{номс}$	0,66>0,4	0,66>0,4	0,66>0,4	0,66>0,4
$I_{ном1} \geq I_p$	1500> 1270,23	1500> 1274,57	1500> 1274,57	1500> 1266,75
$I_{ном2} = I_{ном.приб}$	5=5	5=5	5=5	5=5
Условия выбора	ТП1/ ТНШЛ- 1500/5	ТП2/ ТНШЛ- 1500/5	ТП3/ ТНШЛ-1500/5	ТП4/ ТНШЛ-1500/5
$S_{ном2} \geq S_{приб} \geq 0,25 \cdot S_{ном2}$	5=5≥0,25·5	5=5≥0,25·5	5=5≥0,25·5	5=5≥0,25·5
Класс точности	0,5	0,5	0,5	0,5
$K_{без.ТТ} \leq K_{без.приб}$	10≥10	10≥10	10≥10	10≥10

Таблица 8.2 – Выбор трансформаторов тока в нейтрали трансформаторов 0,4 кВ

Место установки	ТП1	ТП2	ТП3	ТП4
Тип	ТНШЛ-1000/5	ТНШЛ-1000/5	ТНШЛ-1000/5	ТНШЛ-1000/5
$U_{ном1Т} \geq U_{ном}, кВ$	0,66>0,4	0,66>0,4	0,66>0,4	0,66>0,4
$I_{ном1} \geq I_p, А$	1000> 910,4	1000> 910,4	1000> 910,4	1000> 910,4
$I_{ном2} = I_{ном.приб}$	5=5	5=5	5=5	5=5
$S_{ном2} \geq S_{приб} \geq 0,25 \cdot S_{ном2}$	5=5≥0,25·5	5=5≥0,25·5	5=5≥0,25·5	5=5≥0,25·5
Класс точности	10P	10P	10P	10P
$K_{без.ТТ} \leq K_{без.приб}$	10	10	10	10

5.4 Выбор автоматических выключателей

Выбор вводных автоматических выключателей в РУ 0,4кВ цеховых ТП осуществляем по условию:

$$I_{на} \geq I_{Pmax}; \quad (5.1.7)$$

$$I_{нр} \geq I_{ра}, \quad (5.1.8)$$

где $I_{на}$ – номинальный ток автоматического выключателя, А;

$I_{р.т}$ – расчетный ток трансформатора на стороне 0,4 кВ, А;

$I_{нр}$ – номинальный ток расцепителя выключателя, А.

Для однотрансформаторных ТП, применяемых для питания потребителей 3 категории:

$$I_{P\max} \geq \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (5.1.9)$$

где $S_{ном}$ - номинальная мощность трансформатора кВ·А.

Выбор для ТП, применяемых для питания потребителей 1 и 2 категории, производим с учётом допустимой перегрузки трансформатора в 40% по условию:

$$I_{P\max} \geq \frac{1,4 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (5.1.11)$$

При выборе данных выключателей следует отдавать предпочтение выключателям серии ВА 55 так как они являются селективными с выдержкой времени при достижении тока срабатывания.

Выключатели серии ВА 55 допускают регулировку номинального тока уставки максимального расцепителя в пределах от $1 \cdot I_{н.р}$ до $0,63 \cdot I_{н.р}$.

Для примера произведем выбор вводного автомата для ТП1 с трансформаторами мощностью 1000 кВ·А. Определим расчетный ток трансформатора по условию (8.11):

$$I_{P\max} = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1274,56 \text{ А}.$$

Выбираем автомат ВА55-43 с $I_{ном}=1600$ А, $I_{на}=1600 > 1274,56$ А, - условие выполняется, поэтому номинальный ток теплового расцепителя выбираем равным $I_{нр}=1600$ А.

Аналогично производим выбор остальных автоматов, результаты расчёта сводим в таблицу 5.3

Таблица 5.4.1 – Выбор автоматических выключателей на 0,4 кВ (QF1/ QF2)

№ ТП	$S_{ном}$, кВ·А	$I_{рmax}$, А	Тип выключателя	$I_{ном}$, А	$I_{нр}$, А
ТП1	2х630	1274,56	ВА55-43	1600	1600
ТП2	2х630	1274,56	ВА55-43	1600	1600
ТП3	2х630	1274,56	ВА55-43	1600	1600
ТП4	2х630	1274,56	ВА55-43	1600	1600

Номинальные токи секционных выключателей выбираются на ступень ниже номинальных токов вводных автоматов (таблица 5.3).

Таблица 5.4.2 – Выбор межсекционных автоматических выключателей на 0,4 кВ (QF3)

№ ТП	Тип выключателя	$I_{ном}, А$	$I_{нр}, А$
ТП1	ВА55-43	1250	1250
ТП2	ВА55-43	1250	1250
ТП3	ВА55-43	1250	1250
ТП4	ВА55-43	1250	1250

Выключатели (QF6/QF7) выбираем по аналогичным условиям, но добавляя условие:

$$I_{доп} \geq I_{на}; \quad (5.1.12)$$

$$I_{доп} \geq I_{уст}, \quad (5.1.13)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток протекающий по кабелю, А.

Условие (8.12) для автоматов с нерегулируемым расцепителем, (5.1.13) для автоматов с регулируемым расцепителем.

$$I_{на} \geq I_{расч};$$

$$1000A \geq 638,26A;$$

$$I_{нр} \geq I_{расч};$$

$$1000A \geq 638,26A;$$

$$I_{уст} \geq I_{расч};$$

$$700A \geq 638,26A.$$

Выбор нижестоящего автомата произведен, а выбор вышестоящего по тем же условиям, следовательно выберем на ступень селективности выше

$$I_{доп} \geq I_{уст};$$

$$828A \geq 800A.'$$

Сравнили уставку вышестоящего автомата с током протекающим по кабелю, Исходя из условия 8.13 и 8.12, нужно увеличить сечение кабеля, выбираем 2* АВБбШв -5х300 с $I_{доп}= 424A$, прокладываемый в воздухе.

Секционный выключатель QF8 выбираем ниже на ступень селективности, чем QF6/QF7.

Таблица 5.3 – Выбор автоматических выключателей на 0,4 кВ (QF6/ QF7)

№ ТП	Тип выключателя	$I_{расч}, А$	$I_{доп}, А$	$I_{ра}, А$	$I_{уст}, А$	$I_{ном}, А$	$I_{нр}, А$
ТП1	ВА55-41	638,26	828	-	700	1000	1000
ТП4	ВА52-39	324,29	828	646,58	700	1000	1000

Таблица 5.4 – Выбор аппаратов кабельной линии 0,4 кВ для остальных участков

Линии		Цех №2 Л5	Цех №6 Л8
Sp, кВ·А		442,2	440,51
I _{рл} , А		638,26	324,29
I _{ра} , А		-	646,58
Автоматический выключатель	Секционные QF8	-	ВА-53-41(I _{на} =630 , I _{нр} =630)
	ОЛ на пит. ТП (QF4/QF5)	ВА55-41(I _{на} =1000 , I _{нр} =1000, I _{уст} =800)	ВА55-43(I _{на} =1000 , I _{нр} =1000, I _{уст} =800)
	QF6/QF7	ВА55-41(I _{на} =1000 , I _{нр} =1000, I _{уст} =700)	ВА55-41(I _{на} =1000 , I _{нр} =1000, I _{уст} =700)
Кабельная линия	Сечение кабеля, мм	2*(5×300)	2*(5×300)
Трансформатор тока	Тип ТТ	ТНШЛ-1000/5	ТНШЛ-1000/5
	U _{ном т} , кВ	0,66>0,4	0,66>0,4
	I _{ном т} , А	1000	1000

Выберем автоматические выключатели для защиты конденсаторных установок. Конденсаторные установки должны иметь защиту от токов КЗ, действующую на отключение без выдержки времени. Номинальный ток БНК определяется по формуле:

$$I_{нр} \geq I_{нк} = \frac{Q_{БНК}}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (8.12)$$

Так как в соответствии с (ПУЭ-6, п. 5.6.15) аппараты в цепи конденсаторных батарей должны допускать длительное прохождение тока, составляющего 130% номинального тока батареи, тогда номинальный ток расцепителя выбираем из условия:

$$I_{нр} \geq 1,3 \cdot I_{нк} \quad (8.13)$$

Пример: для БНК, установленной на ТП1, типа АКУ-0,4-225-10У3 получаем:

$$I_{нк} = \frac{225}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 325,14 \text{ А.}$$

По условию (8.13):

$$630 \geq 1,3 \cdot 325,14 \geq 422,68 \text{ А.}$$

Выбираем автомат ВА52-39 с $I_{ном} = 630 \text{ А}$, $I_{нр} = 500 \text{ А}$.

Аналогично производим выбор автоматов для остальных БНК. В случае установки на один трансформатор нескольких БНК, считается их общая мощность, и они подключаются через один автоматический выключатель. Результаты расчета сводим в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Автоматические выключатели для БНК

№ ТП	$Q_{БНК}$, квар	$1,3I_{нк}$, А	Тип выключателя	$I_{ном}$, А	$I_{нр}$, А
ТП2	2x225	422,68	2xВА52-39	630	500
ТП1	2x140	263,01	2xВА52-37	400	320
ТП3	2x240	450,87	2xВА52-39	630	500
ТП4	2x240	450,87	2xВА52-39	630	500

Таблица 5.6 – Вторичная нагрузка трансформатора тока на ТП-0,4кВ

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
Обмотка с классом точности 0,5				
Счётчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС301	1	1	1

6 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Определение места расположения ТП и РП производится с помощью картограммы нагрузок, которая представляет собой совокупность кругов, размещённых на генплане предприятия, площади; которые в определенном масштабе отражают значения электрических нагрузок отдельных структурных подразделений.

Как правило, строится картограмма активных нагрузок. При этом для каждого i -ого цеха расчетная активная нагрузка может быть представлена как:

$$P_{pi} = P_{pci} + P_{poi}, \quad (6.1)$$

где P_{pci}, P_{poi} - расчетные активные силовая и осветительная нагрузки i цеха.

Для каждого цеха радиус круга находится из условия равенства активной мощности нагрузки площади круга:

$$P_{pi} = \pi \cdot m \cdot r_i^2, \quad (6.2)$$

где m – принятый масштаб картограммы, кВт/мм².

Из формулы (4.2) радиус круга:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (6.3)$$

Каждый круг разделяется на секторы, соответствующие осветительной и силовой нагрузкам. Угол сектора осветительной нагрузки в градусах вычисляется по формуле:

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360^0. \quad (6.4)$$

Угол сектора силовой нагрузки в градусах вычисляется по формуле:

$$\alpha_{ci} = 360^0 - \alpha_{oi}. \quad (6.5)$$

Величины осветительной и силовой нагрузок указываются на картограмме.

Условный центр электрических нагрузок находят для определения места размещения РП. Для этого предварительно на план предприятия, состоящего из n цехов, наносится декартова система координат и определяются координаты X и Y каждой нагрузки P_p . После этого искомые координаты условного центра нагрузки определяются по выражениям:

$$X_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (6.6)$$

$$Y_o = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}}, \quad (6.7)$$

где X_i и Y_i – координаты центра нагрузок i -ого цеха.

Например, рассчитаем цех №2.

Принимаем масштаб $m=0,3$ кВт/мм².

Радиус определяем по формуле (4.3):

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}} = \sqrt{\frac{249,74}{3,14159 \cdot 0,3}} = 16,28 \text{ мм}.$$

Угол сектора осветительной нагрузки в градусах определяется по выражению (4.4):

$$\alpha_o = \frac{9,74 \cdot 360^\circ}{249,74} = 14,04^\circ.$$

Угол сектора силовой нагрузки в градусах определяется по выражению (6.5):

$$\alpha_c = 360 - 12,677 = 345,96^\circ.$$

Расчет для остальных цехов аналогичен. Результаты расчетов заносим в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 - Расчет картограммы электрических нагрузок

Цех	P_p , кВт	P_{po} , кВт	α_o	α_c	r , мм	X_i , Мм	Y_i , Мм	$\Sigma P_i X_i$	$\Sigma P_i Y_i$
1.Заводуправление	571,27	136,5 5	86,0 5	273,9 5	24,6	198, 7	48,8	113511,34 9	27877,97 6
2.Склад	249,74	9,74	14,0 4	345,9 6	16,3	52,6	83,5	13136,324	20853,29
3.Сборочный цех №1	773,49	75,24	35,0 2	324,9 8	28,6	89,4	54,6	69150,006	42232,55 4
4.Сборочный цех №2	773,49	75,24	35,0 2	324,9 8	28,6	89,4	19,6	69150,006	15160,40 4
5.Цех покраски	620,23	12,48	7,24	352,7 6	25,6	24,3	118, 7	15071,589	73621,30 1
6.Цех проверки качества	303,62	33,44	39,6 5	320,3 5	17,9	160, 7	90,5	48791,734	27477,61

Координаты условного центра нагрузки определяются по выражениям (6.6) и (6.7):

$$X_o = \frac{328811,008}{3291,84} = 99,88 \text{ мм.}$$

$$Y_o = \frac{207223,135}{3291,84} = 62,95 \text{ мм.}$$

Зная место расположения ЦЭН, можно определить место расположения РП. Картограмма электрических нагрузок представлена на генплане предприятия и на рисунке 6.1. Там же изображен ЦЭН с соответствующими координатами.

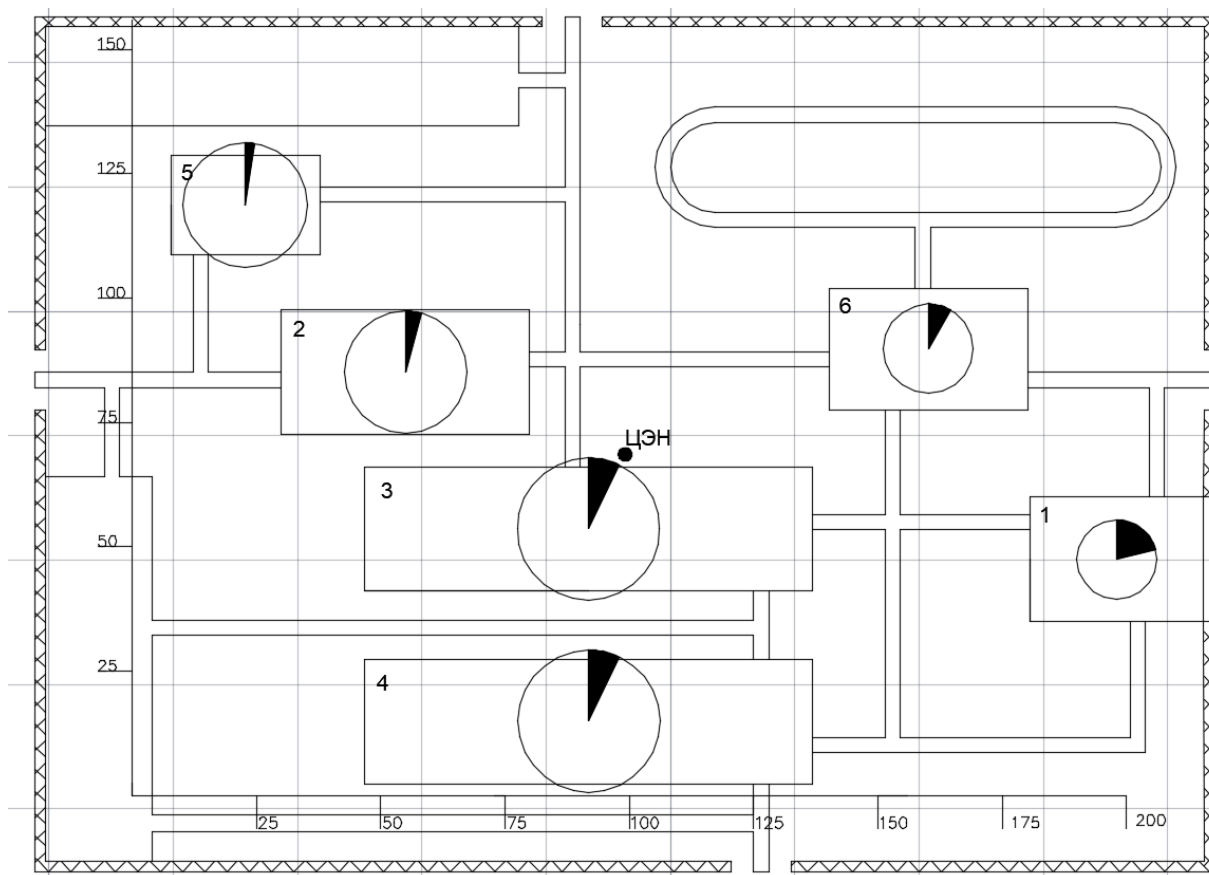


Рисунок 6.1 – Генплан предприятия

7 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1кВ. ВЫБОР КАБЕЛЬНО-ПРОВОДНИКОВОЙ ПРОДУКЦИИ ВЫШЕ 1 кВ

РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ.

Питание завода осуществляется от понижающей подстанции 110/10 кВ, находящейся за территорией завода, с двумя трансформаторами. Расстояние от подстанции до пункта приема электроэнергии предприятия составляет 1 км.

Для определения суммарной протяженности линий 10 кВ и числа присоединений на сборных шинах РП разработаем схему электроснабжения завода. Рассмотрим два варианта схем: рис. 5.1 и рис. 5.2.

Из схем электроснабжения видно, что число присоединений на сборных шинах РП для первого $m=8$, для второго варианта $m=6$.

Схема электроснабжения предприятия первого варианта является радиальной, второго варианта – смешанной, в ней используются радиальные схемы и двойные магистрали. Радиальные схемы применяются для питания крупных сосредоточенных нагрузок, а также ТП, расположенных вблизи от РП. Магистральные схемы следует применять при упорядоченном положении ТП, когда линии могут быть проложены без значительных обратных перетоков энергии. Магистрали бывают одиночные и двойные сквозные.

На вторичном напряжении двухтрансформаторных ТП применяется автоматический ввод резерва.

На РП предприятия используем вводную и линейную камеры типа КСО-МЭТЗ-210. В камерах устанавливаются вакуумные выключатели типа ВВ/TEL, разъединители: для вводной панели типа РВЗ, для линейной панели типа РВЗ, трансформаторы напряжения с литой изоляцией типа ЗНОЛ и предохранителями ПКН, трансформаторы тока ТПОЛ и ТПЛ.

Распределительная сеть предприятия 10 кВ выполнена кабелями марки АПвП – кабели с алюминиевыми жилами с изоляцией из сшитого полиэтилена, проложенными в воздухе. Кабели прокладываются вдоль зданий и проездов с учетом наименьшего расхода кабеля. Внутри зданий кабельные линии прокладываются непосредственно по конструкциям зданий (открыто, в коробах или трубах, каналах, блоках, туннелях, трубах и т.д.).

РП предприятия запитывается от подстанции 110/10 кВ кабелями марки АПвБП, прокладку кабеля осуществляем в земле.

Предварительно необходимо выбрать кабели по экономической плотности тока, а также проверить выбранного сечения по допустимому току нагрева и току нагрева в послеаварийном режиме.

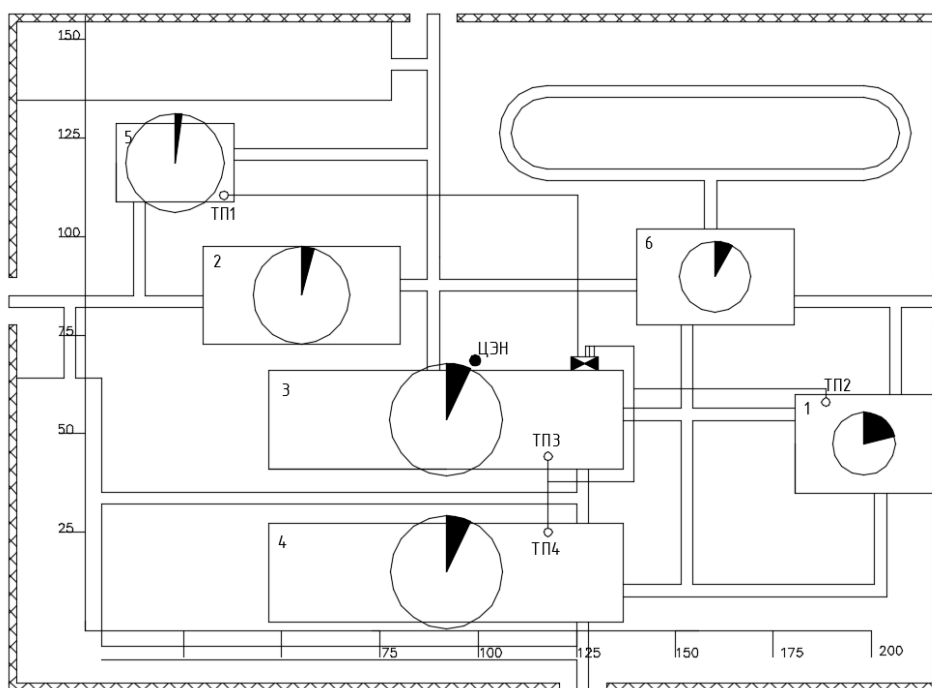


Рисунок 7.1 – Вариант №1 генплана завода с сетью выше 1 кВ

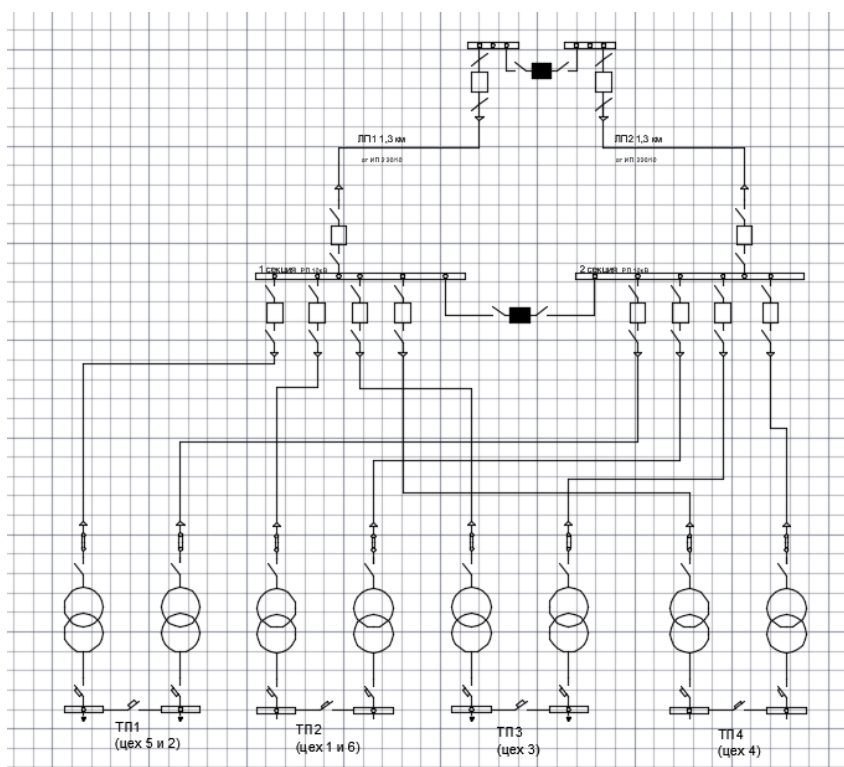


Рисунок 7.1. Вариант 1 схемы электроснабжения предприятия

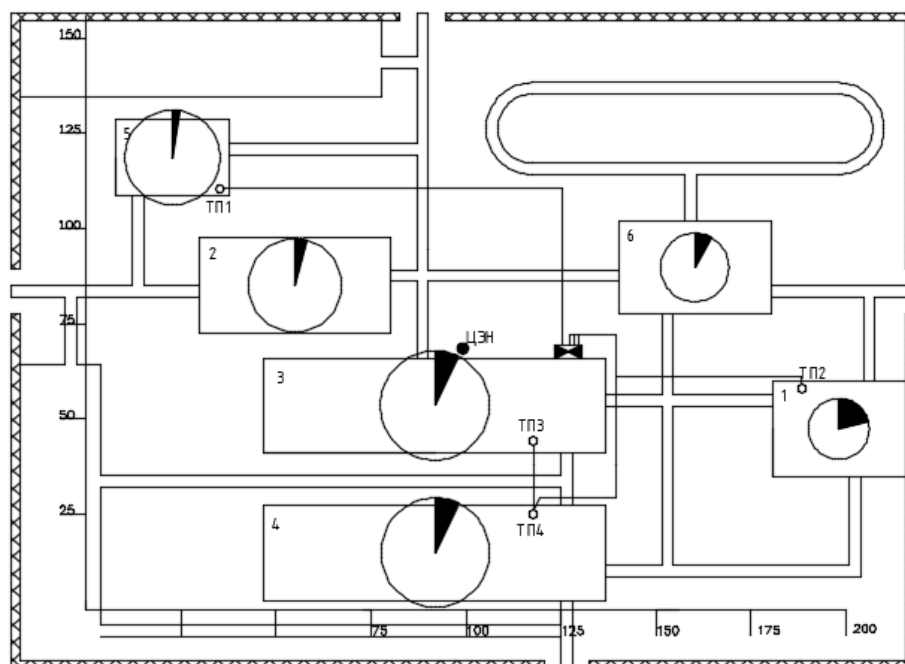


Рисунок 7.3 – Вариант №2 генплана завода с сетью выше 1 кВ

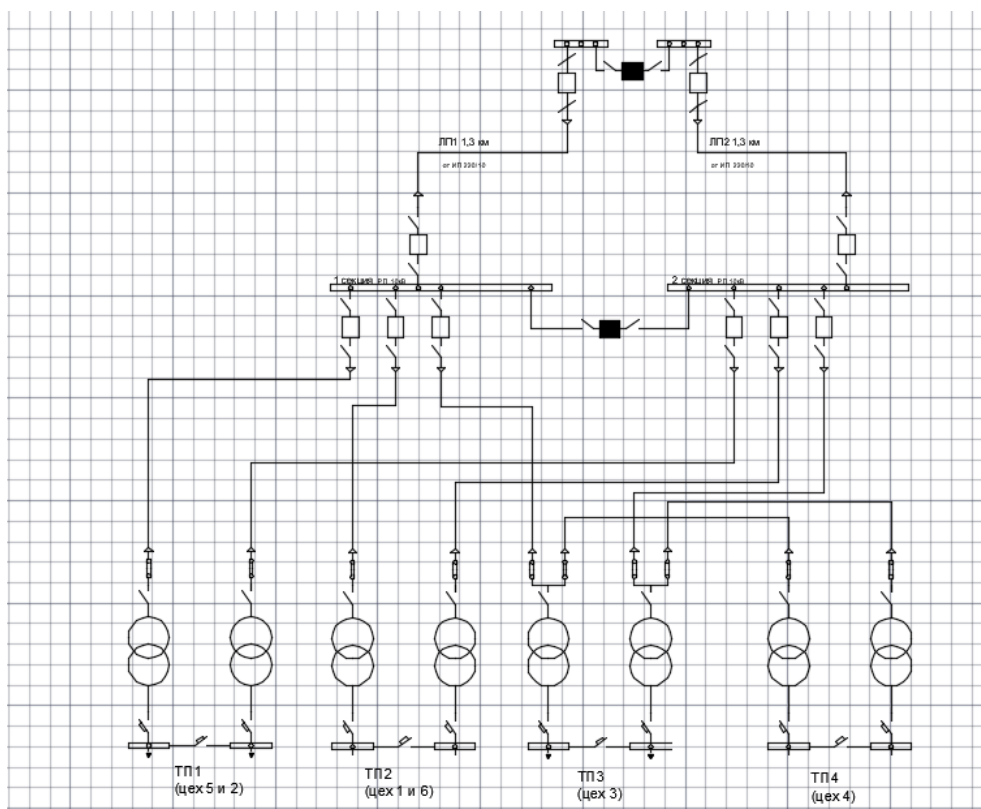


Рисунок 7.2. Вариант 2 схемы электроснабжения предприятия

7.1 Выбор кабельно-проводниковой продукции выше 1 кВ

Сечения жил кабеля по экономической плотности тока выбирают согласно условию:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (7.1)$$

где $I_{\text{рл}}$ – расчётный ток линии в нормальном режиме работы, А;
 $j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока, А/мм², принимаем по таблице 11.1, [1] в зависимости от материала проводника, изоляции и числа часов использования максимума нагрузки в год.

Затем выбранное сечение кабеля проверяется по допустимому нагреву максимальным расчетным током или током послеаварийного режима, по условию нагрева при КЗ (по термической стойкости).

Кабели, питающие цеховые трансформаторы, проверяются по нагреву максимальным расчетным током, который определяется по формуле:

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_T} S_{\text{ном}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (7.2)$$

где $S_{\text{ном}i}$ – номинальная мощность i -ого трансформатора;

N_T – число трансформаторов, питающихся по кабелю в нормальном режиме.

Необходимо, чтобы длительный допустимый ток кабеля с учетом конкретных условий прокладки был не менее расчетного максимального тока, то есть:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ном}}}{K_n}, \quad (7.3)$$

где K_n – коэффициент, учитывающий условия прокладки, при нормальных условиях прокладки он равен 1.

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой (например, двойные сквозные магистрали), выбираются по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ра}}}{K_n \cdot K_{\text{пер}}}, \quad (7.4)$$

где $K_{\text{пер}}$ – кратность перегрузки, принимается равной $K_{\text{пер}}=1,17$ – для кабелей с изоляцией из СПЭ при прокладке в земле и $K_{\text{пер}}=1,20$ – для кабелей с изоляцией из СПЭ при прокладке в воздухе;

I_{pa} - расчетный ток линии в послеаварийном или ремонтном режиме определяется по следующему выражению:

$$I_{pa} = \frac{S_{pa}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (7.5)$$

Для определения сечения по экономической плотности тока необходимо определить расчетный ток в линиях:

$$I_{pl} = \frac{S_{pl}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.6)$$

где S_{pl} - расчетная мощность линии с учетом потерь в трансформаторах и компенсацией реактивной мощности, кВ·А.

$$S_{pl} = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (7.7)$$

где P_p - расчётная активная нагрузка линии с учётом потерь в трансформаторах,

Q_p - расчётная реактивная нагрузка линии с учётом потерь в трансформаторах.

Для линий от подстанции до РП:

$$P_p = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ni} + \sum_{i=1}^n P_{po} + \sum_{i=1}^n \Delta P_m; \quad (7.8)$$

$$Q_p = k_o \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ni} \cdot \operatorname{tg} \phi_i + \sum_{i=1}^n Q_{po} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_m - Q_{нк\Sigma} - Q_{сд}. \quad (7.9)$$

Для линий от РП до цеховых трансформаторов:

$$P_p = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ni} + P_{po} + \Delta P_m; \quad (7.10)$$

$$Q_p = \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ni} \cdot \operatorname{tg} \phi_i + Q_{po} + \Delta Q_m - Q_{нк}. \quad (7.11)$$

Таблица 7.1 – Данные для определения расчетных токов линий

№ цеха	ТП	$\sum K_{ui} P_{номi}$, кВт	$\sum K_{ui} P_{номi} \operatorname{tg} \phi_i$, квар	P_{po} , кВт	Q_{po} , квар	ΔP_t , кВт	ΔQ_t , квар	$Q_{нк}$, квар
1;6	1	914	734,65	149,03	49,11	3,52	53,43	450
3	2	997,5	1208,94	75,24	24,83	3,96	63,19	480
4	3	997,5	1208,94	75,24	24,83	3,96	63,19	480
5;2	4	1035	712,89	22,22	7,33	3,27	47,7	280

Таблица 7.2 - Расчетные токи линий для варианта 1

№ линии	Начало линии	Конец линии	Длина линии, км	$I_{пл}$, А	$I_{ра}$, кВ·А
ПЛ1	п/ст	РП 1с	1,3	136,79	273,59
ПЛ2	п/ст	РП 2с	1,3	136,79	273,59
Л1	РП 1с	ТП1	0,259	31,84	63,67
Л2	РП 1с	ТП2	0,152	36,55	73,09
Л3	РП 2с	ТП3	0,149	36,55	73,09
Л4	РП 2с	ТП4	0,164	32,56	65,12

Таблица 7.2 - Расчетные токи линий для варианта 2

№ линии	Начало линии	Конец линии	Длина линии, км	$I_{пл}$, А	$I_{ра}$, кВ·А
ПЛ1	п/ст	РП 1с	1,3	136,79	273,59
ПЛ2	п/ст	РП 2с	1,3	136,79	273,59
Л1	РП 1с	ТП1	0,259	31,84	63,67
Л2	РП 1с	ТП2	0,152	36,55	73,09
Л3	РП 2с	ТП3	0,149	73,09	146,34
Л4	ТП3	ТП4	0,203	32,56	65,12

Таблица 7.2.1 - Расчетные мощности линий для варианта 1

№ линии	P_a линии, кВт	Q_a линии, квар	$S_{ра}$, кВ·А
ПЛ1	4280,44	1996,13	4722,99
ПЛ2	4280,44	1996,13	4722,99
Л1	1066,55	280,33	1102,77
Л2	1076,7	665,75	1265,91
Л3	1076,7	665,75	1265,91
Л4	1060,49	384,3	1127,97

Таблица 7.2.1 - Расчетные мощности линий для варианта 2

№ линии	P_a линии, кВт	Q_a линии, квар	$S_{ра}$, кВ·А
ПЛ1	4280,44	1996,13	4722,99
ПЛ2	4280,44	1996,13	4722,99
Л1	1066,55	280,33	1102,77
Л2	1076,7	665,75	1265,91
Л3	1076,7	665,75	1265,91
Л4	1060,49	384,3	1127,97

Выбор кабеля для ПЛ1 (10кВ).

Было принято, что ПЛ1 (от п/ст до 1-ой секции шин РП) выполнена трехжильными кабелями марки АПвБВ, проложенными в земле, тогда j_3 принимаем по таблице 11.1, [1] при $T_{max}=4000$ ч, $j_3=1,7$ А/мм², тогда:

$$I_{paПЛ1} = \frac{0,5 \cdot S_{pa}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,5 \cdot 9445,98}{\sqrt{3} \cdot 10} = 273,59 \text{ А};$$

$$F_3 = \frac{136,79}{1,7} = 80,5 \text{ мм}^2.$$

Следовательно ток протекающий по линии:

$$I_{рлПЛ1} = \frac{I_{paПЛ1}}{2} = \frac{273,59}{2} = 136,79 \text{ А}.$$

Принимаем стандартное сечение 80 мм².

Проверим кабель по перегрузочной способности.

Условие (7.4) примет вид:

$$I_{дон} \geq \frac{273,53}{1 \cdot 1,17};$$

$$I_{дон} \geq 233,79 \text{ А}.$$

Берем кабель с сечением 150 мм² с $I_{дон} = 300$ А, прокладываемых совместно в траншее.

Где $k_{пер}$ при прокладке в земле-1,17, при прокладке в воздухе-1,20.

Выбираем один кабель АПвБП-(3×150)-15 с $I_{дон} = 300$ А при прокладке в воздухе. Условие (7.4) выполняется.

Выбор кабеля для Л1 (10 кВ):

Рассчитаем сечение кабеля для линии Л4 (от РПс1 до ТП1). Было принято, что Л4 выполнен трехжильным кабелем марки АПвП, проложенным открыто в воздухе, тогда j_3 принимаем по таблице 7.1, [1] при $T_{max}=4000$ ч $j_3=1,7$ А/мм²,

$$I_{pa}^{Л1} = \frac{1102,77}{\sqrt{3} \cdot 10} = 63,67 \text{ А}.$$

Тогда:

$$F_3 = \frac{31,84}{1,7} = 18,7 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение 35 мм², с $I_{дон} = 134$ А [7].

Условие (7.4) примет вид:

$$I_{дон} \geq \frac{63,67}{1,1,2};$$

$$I_{дон} \geq 51,14 \text{ А.}$$

Как видим, условие (7.4) выполняется.

Аналогично выберем оставшиеся кабели, результаты в таблицу 7.3

Таблица 7.3 – Результаты выбора кабелей выше 1 кВ для варианта 1

№ Линии	L, км	$I_{рл}, \text{ А}$	$\frac{I_p}{K_{пер}}$	$I_{ра}, \text{ кВ} \cdot \text{ А}$	$F_{э}, \text{ М}^2$	Сечение кабеля, мм^2		Марка и сечение принятого кабеля	$I_{дон}, \text{ А}$
						По экономической плотности тока	По максимальному расчетному току		
ПЛ 1	1,3	136,79	228,0	273,59	80,5	80	150	АПвБП-3×150-15	300
ПЛ 2	1,3	136,79	228,0	273,59	80,5	80	150	АПвБП-3×150-15	300
Л1	0,259	31,84	53,1	63,67	18,7	35	35	АПвП-3×35-15	134
Л2	0,152	36,55	60,9	73,09	21,5	35	35	АПвП-3×35-15	134
Л3	0,149	36,55	60,9	73,09	21,5	35	35	АПвП-3×35-15	134
Л4	0,164	32,56	54,3	65,12	19,2	35	35	АПвП-3×35-15	134

Таблица 7.3 – Результаты выбора кабелей выше 1 кВ для варианта 2

№Л	L, км	$I_{пл}, А$	$\frac{I_p}{K_{пер}}$	$I_{ра},$ кВ·А	$F_{э}, М$ $М^2$	Сечение кабеля, $мм^2$		Марка и сечение принятого кабеля	$I_{доп},$ А
						По экономиче- ской плотност и тока	По максима льному расчетно му току		
ПЛ1	1,3	136,7 9	228,0	273,59	80,5	80	150	АПВБП-3×150-15	300
ПЛ2	1,3	136,7 9	228,0	273,59	80,5	80	150	АПВБП-3×150-15	300
Л1	0,259	31,84	53,1	63,67	18,7	35	35	АПВП-3×35-15	134
Л2	0,152	36,55	60,9	73,09	21,5	35	35	АПВП-3×35-15	134
Л3	0,149	73,09	122,03	146,34	43,02	70	120	АПВП-3×120-15	265
Л4	0,164	32,56	54,3	65,12	19,2	35	35	АПВП-3×35-15	134

При технико-экономическом сравнении выбор целесообразного варианта производить по условию минимума дисконтированных затрат, которые в общем виде определяются по выражению.

Из двух представленных вариантов схем на основе технико-экономических расчетов выбираем один, имеющий наименьшие приведенные затраты:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i \rightarrow \min, \quad (7.1.1)$$

где K_i – капитальные вложения, млн. руб;

I_i – эксплуатационные расходы (издержки), млн. руб/год;

E_H – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности, $E_H = 0,10$;

i – номер варианта.

Капиталовложения в объект проектирования рассчитываются по формуле:

$$K = K_{об} + K_{пр} + K_{смп} + K_{нпр}, \quad (7.1.2)$$

где $K_{об}$, $K_{пр}$, $K_{смп}$, $K_{нпр}$ – соответственно стоимости оборудования, проектных, строительно-монтажных и пусконаладочных работ, руб.

Стоимость оборудования определяется согласно договорным ценам (на основании тендера). Если такая информация отсутствует, то ориентиром цен служит недавний опыт по исполнению аналогичных проектов в данной стране.

Величины K_{np} , $K_{смп}$ и $K_{нпр}$ можно определить, используя сборники ресурсно-сметных норм проектно-изыскательских, строительно-монтажных и пусконаладочных работ соответственно, с учетом поправочных коэффициентов по каждому виду работ. Для облегчения технико-экономических расчетов приближенно можно принять: стоимость проектных работ – до 10% от стоимости строительно-монтажных работ; стоимость строительно-монтажных работ – 25-30% от стоимости оборудования; стоимость пуско-наладочных работ – 3-5% от стоимости оборудования.

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект в упрощенном виде:

$$K = K_{об} + 1,1 \cdot (0,25 \div 0,3) \cdot K_{об} + (0,03 \div 0,05) \cdot K_{об}; \quad (7.1.3)$$

$$K = (1,305 \div 1,38) \cdot K_{об}. \quad (7.1.1)$$

Капитальные вложения в электрооборудование СЭС предприятия:

$$K_{об} = K_{ТП} + K_{КУ} + K_{РП} + K_{Л}, \quad (7.1.4)$$

где $K_{ТП}$ – капитальные вложения в трансформаторные подстанции, руб.;

$K_{КУ}$ – капитальные вложения в конденсаторные установки, руб.;

$K_{РП}$ – капитальные вложения в ячейки РП, руб.;

$K_{Л}$ – капитальные вложения в кабельные линии, руб.

Капитальные вложения в трансформаторные подстанции:

$$K_{ТП} = \sum_{i=1}^n K_{ТПi}, \quad (7.1.5)$$

где $K_{ТПi}$ – капитальные вложения в i -ую ТП, руб.;

n – количество ТП.

Капитальные вложения в конденсаторные установки:

$$K_{КУ} = \sum_{i=1}^n K_{КУi}, \quad (7.1.6)$$

где $K_{КУi}$ – капитальные вложения в i -ую КУ, руб.;

n – количество установок.

Капитальные вложения в ячейки РП:

$$K_{РП} = \sum_{i=1}^n K_{Яi}, \quad (7.1.7)$$

где $K_{Яi}$ – капитальные вложения в i -ую ячейку РП, руб.;

n – количество ячеек.

Капитальные вложения в кабельные линии:

$$K_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n K_{0i} \cdot l_i, \quad (7.1.8)$$

где K_{0i} – удельная стоимость 1 км i -ой кабельной линии, руб / км;

l_i – протяженность i -ой кабельной линии, км;

n – количество кабельных линий.

Ежегодные издержки, связанные с эксплуатацией электрооборудования и сетей, определяем как:

$$И = И_{\text{ам}} + И_{\text{экс}} + И_{\text{пот}}, \quad (7.1.9)$$

где $И_{\text{ам}}$ – амортизационные отчисления, тыс. руб;

$И_{\text{экс}}$ – эксплуатационные расходы, тыс. руб;

$И_{\text{пот}}$ – стоимость потерь электроэнергии, тыс. руб.

Амортизационные отчисления:

$$И_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{\text{ами}}}{100} \cdot K_i, \quad (7.1.10)$$

где $\alpha_{\text{ами}}$ – норма амортизационных отчислений для i -го оборудования, %.

Годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования:

$$И_{\text{экс}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{\text{экси}}}{100} \cdot K_i, \quad (7.1.11)$$

где $\alpha_{\text{экси}}$ – норма эксплуатационных расходов для i -го оборудования, %.

Стоимость потерь электроэнергии определяется:

$$И_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{год}} \cdot \beta_{\text{ср}}, \quad (7.1.12)$$

где β – стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии;

ΔW – суммарные потери электроэнергии для рассматриваемого варианта схемы электроснабжения, кВт·ч.

Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии оценивается по среднему тарифу на электроэнергию:

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (7.1.13)$$

где T_{max} – годовое время использования максимума нагрузки потребителя, ч.

Суммарные потери электроэнергии:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta W_{Ti} + \sum_{j=1}^m \Delta W_{Лj} + \Delta W_{KV}, \quad (7.1.14)$$

где ΔW_{Ti} – годовые потери электроэнергии в i -ом трансформаторе, кВт·ч;

ΔW_{ji} – годовые потери электроэнергии в j -ой кабельной линии, кВт·ч;

ΔW_{KY} – годовые потери электроэнергии в БНК предприятия, кВт·ч;

n, m – соответственно количество трансформаторов и кабельных линий.

Величину суммарных годовых потерь активной электроэнергии в ТП с числом трансформаторов N_T в общем случае можно определить по выражению:

$$\Delta W_T = \Delta P_{XX} \cdot T_B + \Delta P_K \cdot \beta_T^2 \cdot \tau, \quad (7.1.15)$$

где τ – время максимальных потерь;

T_B – число часов работы трансформаторов в году, $T_B = 8760$ ч.

Время максимальных потерь можно определить по эмпирической формуле В. В. Кезевича:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 \cdot 8760. \quad (7.1.16)$$

Годовые потери активной электроэнергии в линии электропередачи

$$\Delta W_{jl} = 3I_P^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \quad (7.1.17)$$

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

l – длина линии, км.

Годовые потери электроэнергии в установках БНК:

$$\Delta W_{KY} = p_Y \cdot Q_{HK} \cdot T_{P.K}, \quad (7.1.18)$$

где p_Y – удельные потери активной мощности в БНК;

$T_{P.K}$ – число часов работы КУ в год.

Находим капитальные вложения в оборудование КТП предприятия для обоих вариантов схем электроснабжения. Результаты сводим в таблицу 6.1.

Таблица 7.1.1 – Капитальные вложения в оборудование КТП предприятия

№ цеха	Название	Марка установленных трансформаторов	Кол-во тр-ров	$K_{ТП}$, тыс. руб.
Вариант 1				
1;6	Заводоуправление ; Цех проверки качества	ТМГ32-630/10	2	34,558
3	Сборочный цех №1	ТМГ32-630/10	2	34,558

Продолжение таблицы 7.1..1

№ цеха	Название	Марка установленных трансформаторов	Кол-во тр-ров	$K_{ТП}$, тыс. руб.
1;6	Заводоуправление ; Цех проверки качества	ТМГ32-630/10	2	34,558
4	Сборочный цех №2	ТМГ32-630/10	2	34,558
5;2	Цех покраски; Склад	ТМГ32-630/10	2	34,558
Суммарное значение				138,232
Вариант 2				
3	Сборочный цех №1	ТМГ32-630/10	2	34,558
4	Сборочный цех №2	ТМГ32-630/10	2	34,558
5;2	Цех покраски; Склад	ТМГ32-630/10	2	34,558
Суммарное значение				138,232

Расчет капитальных вложений в конденсаторные установки для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения сводим в таблицу 7.1.2.

Таблица 7.1.2 – Капитальные вложения в конденсаторные установки

№ цеха	Название	Тип батарей	Кол-во	$K_{КУ}$, тыс. руб.
Вариант 1				
1;6	Заводоуправление ; Цех проверки качества	АКУ 0,4-225-10У3	2	14,148
3	Сборочный цех №1	АКУ 0,4-240-10У3	2	15,352
4	Сборочный цех №2	АКУ 0,4-240-10У3	2	15,352
5;2	Цех покраски; Склад	АКУ 0,4-140-10У3	2	9,048
Суммарное значение				53,9
Вариант 2				
1;6	Заводоуправление ; Цех проверки качества	АКУ 0,4-225-10У3	2	14,148
3	Сборочный цех №1	АКУ 0,4-240-10У3	2	15,352
4	Сборочный цех №2	АКУ 0,4-240-10У3	2	15,352
5;2	Цех покраски; Склад	АКУ 0,4-140-10У3	2	9,048
Суммарное значение				53,9

Капитальные вложения в кабельные линии зависят от величин их расчетных нагрузок. Для кабелей 10 кВ, питающих цеховые ТП, значение

постоянной времени нагрева T_0 принимается равным 30 мин. При этом коэффициент расчетной нагрузки $K_p = 1$. Тогда расчетные активные и реактивные нагрузки кабельных линий будут определяться следующими выражениями:

$$P_{рл} = \sum_{i=1}^N K_{ui} \cdot P_{номi} + P_{ро} + \Delta P_T = P_{см} + P_{ро} + \Delta P_T; \quad (7.1.19)$$

$$\begin{aligned} Q_{рл} &= \sum_{i=1}^N K_{ui} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg} \varphi_i + Q_{ро} + \Delta Q_T - Q_{нк} = \\ &= Q_{см} + Q_{ро} + \Delta Q_{T\Sigma} - Q_{нк}, \end{aligned} \quad (7.1.20)$$

где N – количество однородных групп электроприемников, запитанных через цеховую ТП от рассматриваемой кабельной линии.

Взяв значения $P_{см}$, $Q_{см}$, $P_{ро}$, $Q_{ро}$, ΔP_T и ΔQ_T из таблицы № 5.2, а значения $Q_{нк}$ из таблицы № 5.1, составляем расчетную таблицу нагрузок цехов предприятия для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения. Полученные результаты сводим в таблицу 6.3.

Таблица 7.1.3 – Расчетная таблица нагрузок цехов предприятия

№ цеха	$P_{см}$ кВт	$Q_{см}$ квар	$P_{ро}$ кВт	$Q_{ро}$ кВт	$Q_{нк}$ квар	ΔP_T кВт	ΔQ_T квар
Вариант 1							
1;6	861,95	622,21	169,99	56,1	450	3,52	53,43
3	773,49	871,09	75,24	24,83	480	3,96	63,19
4	773,49	871,09	75,24	24,83	480	3,96	63,19
5;2	829,52	563,38	22,22	7,33	280	3,27	47,7
Сумма	3238,45	2927,77	342,69	113,09	1690	14,71	227,51
Вариант 2							
1;6	861,95	622,21	169,99	56,1	450	3,52	53,43
3	773,49	871,09	75,24	24,83	480	3,96	63,19
4	773,49	871,09	75,24	24,83	480	3,96	63,19
5;2	829,52	563,38	22,22	7,33	280	3,27	47,7
Сумма	3238,45	2927,77	342,69	113,09	1690	14,71	227,51

На основании данных, приведенных в таблице 6.3, для двух вариантов схем электроснабжения, представленных на рисунках 6.2 и 6.4 определяем согласно формулам 6.19 и 6.20 значения расчетных нагрузок кабельных линий, питающих цеховые ТП. Результаты расчетов сводим в таблицу 6.4.

Таблица 7.1.4 – Расчетные нагрузки кабельных линий в нормальном режиме

Линия	Начало линии	Конец линии	Длина, м	$P_{рл}$, кВт	$Q_{рл}$, квар	$S_{рл}$, кВ·А
Вариант 1						
ПЛ1	п/ст	РП 1с	1,3	3542,07	3148,16	4738,89
ПЛ2	п/ст	РП 2с	1,3	3542,07	3148,16	4738,89
Л1	РП 1с	ТП1	0,259	861,95	622,21	1063,06
Л2	РП 1с	ТП2	0,152	773,49	871,09	1002,74
Л3	РП 2с	ТП3	0,149	773,49	871,09	1164,94
Л4	РП 2с	ТП4	0,164	3542,07	3148,16	1164,94
Вариант 2						
ПЛ1	п/ст	РП 1с	1,3	3542,07	3148,16	4738,89
ПЛ2	п/ст	РП 2с	1,3	3542,07	3148,16	4738,89
Л1	РП 1с	ТП1	0,259	861,95	622,21	1063,06
Л2	РП 1с	ТП2	0,152	773,49	871,09	1002,74
Линия	Начало линии	Конец линии	Длина, м	$P_{рл}$, кВт	$Q_{рл}$, квар	$S_{рл}$, кВ·А
Л3	РП 2с	ТП4	0,141	773,49	871,09	1164,94
Л4	ТП4	ТП3	0,034	829,52	563,38	1164,94

Определив значения расчетных нагрузок кабельных линий в нормальном режиме работы, выбираем по экономической плотности тока сечения кабелей и находим капиталовложения в линии в соответствии с формулой 7.1.8.

Результаты определения капиталовложений в кабельные линии сводим в таблицу 7.1.5.

Таблица 7.1.5 – Капитальные вложения в кабельные линии

Линия	$S_{рл}$, кВ·А	$I_{рл}$, А	$F_{рл}$, мм ²	Длина, м	Марка и сечение кабеля	K_{0i} , тыс. руб. / км	$K_{л}$, тыс. руб.
Вариант 1							
ПЛ1	4738,89	273,59	160,29	1,3	АПВБП-3×150-15	53,760	69,888
ПЛ2	4738,89	273,59	160,29	1,3	АПВБП-3×150-15	53,760	69,888
Л1	1063,06	61,37	36,10	0,259	АПВП-3×35-15	18,350	4,752

Продолжение таблицы 6.5

Линия	$S_{рл}$, кВ·А	$I_{рл}$, А	$F_{рл}$, мм ²	Длина, м	Марка и сечение кабеля	K_{oi} , тыс. руб. / км	$K_{л}$, тыс. руб.
Л2	1002,74	57,85	39,56	0,152	АПВП-3×35-15	18,350	2,789
Л3	1164,94	67,26	39,56	0,149	АПВП-3×35-15	18,350	2,734
Л4	1164,94	67,26	34,03	0,164	АПВП-3×35-15	18,350	3,009
Суммарное значение							153,06
Вариант 2							
ПЛ1	4738,89	273,59	160,29	1,3	АПВБП-3×300-15	53,760	69,888
ПЛ2	4738,89	273,59	160,29	1,3	АПВБП-3×300-15	53,760	69,888
Л1	1063,06	61,37	36,10	0,259	АПВП-3×35-15	18,350	4,752
Л2	1002,74	57,85	39,56	0,152	АПВП-3×35-15	18,350	2,789
Л3	1164,94	125,29	73,7	0,141	АПВП-3×120-15	38,650	5,449
Л4	1164,94	67,26	34,03	0,034	АПВП-3×35-15	18,350	0,624
Суммарное значение							153,39

Ориентировочные стоимости вводных, секционных и линейных камер типа КСО-210 составляют соответственно 12,158 тыс. руб. Капитальные вложения в ячейки РП для обоих вариантов по (7.1.7):

$$K_{рп1} = 8 \cdot 12,158 = 97,264 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{рп2} = 6 \cdot 12,158 = 72,948 \text{ тыс. руб.}$$

Капитальные вложения в электрооборудование СЭС предприятия в соответствии с формулой 6.4 для двух вариантов схем электроснабжения будут следующими:

$$K_{об1} = 138,232 + 53,9 + 97,264 + 153,06 = 442,456 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_{об2} = 138,232 + 53,9 + 72,948 + 153,39 = 418,47 \text{ тыс. руб.}$$

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект согласно (6.3) для рассматриваемых вариантов схем составят:

$$K_1 = 1,35 \cdot 442,456 = 597,316 \text{ тыс. руб.}$$

$$K_2 = 1,35 \cdot 418,47 = 564,935 \text{ тыс. руб.}$$

Далее определим составляющие годовых эксплуатационных расходов. Амортизационные отчисления по (7.1.10):

$$I_{ам1} = \frac{4,4}{100} \cdot (138,883 + 53,9 + 97,264) + \frac{5}{100} \cdot 153,06 = 20,415 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{ам2} = \frac{4,4}{100} \cdot (138,883 + 53,9 + 72,948) + \frac{5}{100} \cdot 153,39 = 19,361 \text{ тыс.руб.}$$

Годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования находим по выражению (6.11):

$$I_{\text{экс1}} = \frac{3}{100} \cdot (138,883 + 53,9 + 97,264) + \frac{2}{100} \cdot 153,06 = 11,763 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс2}} = \frac{3}{100} \cdot (138,883 + 53,9 + 72,948) + \frac{2}{100} \cdot 153,39 = 11,039 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения стоимости потерь электроэнергии необходимо найти годовые потери активной энергии в трансформаторах, кабельных линиях и конденсаторных установках предприятия.

Расчет потерь энергии в цеховых трансформаторах и кабельных линиях осуществляем по формулам (7.1.15) и (7.1.17) соответственно.

Результаты расчетов сводим в таблицы 7.1.6 и 7.1.7.

Таблица 7.1.6 – Потери электроэнергии в цеховых трансформаторах

№ цеха	Название	Марка установленных трансформаторов	N_T	β_T	Потери, кВт		ΔW_T , кВт·ч
					ΔP_X	ΔP_K	
1	2	3	4	5	6	7	8
Вариант 1							
1;6	Заводуправление ; Цех проверки качества	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
3	Сборочный цех №1	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
1	2	3	4	5	6	7	8
4	Сборочный цех №2	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
5;2	Цех покраски; Склад	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
Суммарные потери активной электроэнергии в трансформаторах							51368
Вариант 2							
1;6	Заводуправление ; Цех проверки качества	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
3	Сборочный цех №1	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
4	Сборочный цех №2	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
5;2	Цех покраски; Склад	ТМГ32-630/10	2	0,698	0,8	6,75	12842
Суммарные потери активной электроэнергии в трансформаторах							51368

Таблица 7.1.7 – Потери электроэнергии в кабельных линиях

Линия	$I_{рл},$ А	Длина, м	Марка и сечение кабеля	$r_0,$ Ом / км	$\Delta W_{л},$ кВт·ч
1	2	3	4	5	6
Вариант 1					
ПЛ1	273,59	1,3	АПвБП-3×300-15	0,13	30423,01
ПЛ2	182,39	1,3	АПвБП-3×300-15	0,13	30423,01
Л1	61,37	0,259	АПвП-3×35-15	0,894	2097,32
Л2	57,85	0,152	АПвП-3×35-15	0,894	1093,712
Л3	67,26	0,149	АПвП-3×35-15	0,894	1449,281
Л4	67,26	0,164	АПвП-3×35-15	0,894	1595,182
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					50179,35
Вариант 2					
ПЛ1	273,59	1,3	АПвБП-3×300-15	0,13	30423,01
ПЛ2	273,59	1,3	АПвБП-3×300-15	0,13	30423,01
Л1	61,37	0,259	АПвП-3×35-15	0,894	2097,32
Л2	57,85	0,152	АПвП-3×35-15	0,894	1093,712
Л3	125,29	0,141	АПвП-3×120-15	0,291	1549,031
Л4	67,26	0,034	АПвП-3×35-15	0,894	330,7084
Суммарные потери электроэнергии в кабельных линиях					65916,8

Потери активной электроэнергии в конденсаторных установках находим по выражению (7.1.17):

$$\Delta W_{кв1} = 0,004 \cdot 1690 \cdot 4500 = 30420 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{кв2} = 0,004 \cdot 1690 \cdot 4500 = 30420 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Суммарные потери активной электроэнергии согласно (7.1.14) для сравниваемых вариантов схем электроснабжения будут следующими:

$$\Delta W_1 = 51368 + 50179,35 + 30420 = 131967,35 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_2 = 51368 + 65916,8 + 30420 = 147704,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Средний тариф на электроэнергию в соответствии с (7.1.13).

$$\beta_{ср} = \frac{30,08196 \cdot 12}{4500} + 0,25439 = 0,3346 \text{ руб/кВтч}.$$

Тогда стоимость годовых потерь электроэнергии по (7.1.12).

$$I_{пот1} = 131,967 \cdot 0,3346 = 44,156 \text{ тыс. руб};$$

$$I_{пот2} = 147,704 \cdot 0,3346 = 49,422 \text{ тыс. руб}.$$

Таким образом, годовые эксплуатационные расходы рассматриваемых вариантов схем электроснабжения в соответствии с (7.1.9) составят:

$$I_1 = 20,415 + 30,42 + 44,156 = 94,991 \text{ тыс. руб}.$$

$$I_2 = 19,361 + 30,42 + 49,422 = 99,203 \text{ тыс. руб}.$$

Определим значения приведенных затрат для каждого из вариантов по формуле (6.1):

$$Z_1 = 0,1 \cdot 597,316 + 94,991 = 154,72;$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 564,935 + 99,203 = 155,69.$$

Следовательно, для дальнейших расчетов принимаем 1 вариант схемы электроснабжения, представленный на листе графической части дипломного проекта.

8 ОПРЕДЕЛЕНИЕ СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ ВЫШЕ 1кВ.

8.1 Выбор электрических аппаратов 10кВ

Выбор панелей КСО на РП 10 кВ.

Выбор электрических аппаратов основывается на условиях:

$$U_{ном} \geq U_{раб}; \quad (8.18)$$

$$I_{ном} \geq I_{рmax}; \quad (8.19)$$

где $U_{ном}$, $I_{ном}$ – соответственно, номинальные напряжение и ток аппарата;

$U_{раб}$, $I_{раб}$ – напряжение и ток сети, в которой установлен аппарат;

$I_{дин}$, $I_{уд}$ – ток электродинамической стойкости аппарата и ударный ток короткого замыкания;

$I_{откл}$, I_k – номинальный ток отключения и ток короткого замыкания;

$B_m = I_t^2 \cdot t$ – тепловой импульс аппарата, нормированный заводом изготовителем, $A^2 \cdot c$,

где I_t и t – ток термической стойкости и допустимое время его действия;

$B_k = I_k^2 \cdot t_k$ – тепловой импульс расчётный, $A^2 \cdot c$;

$S_{отк}$, S_k – номинальная мощность отключения и расчетная;

$$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot U_{н.ср} \cdot I_{отк}, \quad S_k = \sqrt{3} \cdot U_{н.ср} \cdot I_k.$$

Необходимые для выбора аппаратов данные возьмем из предыдущих расчетов.

Выбираем панели типа КСО-МЭТЗ-210. Вводную панель выбираем по расчётному току линии ПЛ1 (или ПЛ2), линейную – по наибольшему току присоединения к шинам РП.

Таблица 8.4 – Выбор вводной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-УЗ
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{ра} = 273,59$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 630$ А

Секционный выключатель выбирается по расчетному току одной секции.

Таблица 8.5 – Выбор секционной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчётные Данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-УЗ
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_p = 136,79$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 630$ А

Таблица 8.6 – Выбор линейной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчётные Данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-УЗ
$U_{ном} \geq U_{раб}$	$U_{раб} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ	$U_{ном} = 10$ кВ
$I_{ном} \geq I_{рmax}$	$I_{рmax} = 63,67$ А $I_{рmax} = 73,09$ А $I_{рmax} = 73,09$ А $I_{рmax} = 65,12$ А	$I_{ном} = 630$ А	$I_{ном} = 630$ А

В месте установки ОПН $U_{рн}$ равно 10кВ. Выбираем ОПН: ОПН-П-10-УЗ с $U_{н опн} = 10$ кВ.

В камерах КСО-МЭТЗ-210 устанавливаются трансформаторы тока ТПОЛ и трансформаторы напряжения ЗНОЛ с литой изоляцией с предохранителями ПКТ. Для заземления шин и выключателей используются разъединители РВЗ.

Силовые трансформаторы подключаются через выключатели нагрузки ВНР.

8.2 Выбор трансформаторов тока

Выбор трансформаторов тока производится:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном1Т} \geq U_{номс}, \quad (8.26)$$

где $U_{ном1Т}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока;

$U_{номс}$ – номинальное напряжение силовой сети.

2. По току нормального режима:

$$I_{ном1} \geq I_p, \quad (8.27)$$

где $I_{ном1}$ – номинальный ток первичной обмотки трансформатора тока.

3. По току послеаварийного режима или максимальному расчетному току:

$$I_{ном1} \geq I_{ра} \text{ или } I_{ном1} \geq I_p. \quad (8.28)$$

4. По мощности нагрузки трансформатора:

$$S_{ном2} \geq S_{приб} \geq 0,25 \cdot S_{ном2}; \quad (8.29)$$

$$S_{ном2} \geq S_{приб}. \quad (8.29.1)$$

Выражение 7.29 для обмоток 0.5 и 0.5s, выражение 7.29.1 для обмотки 10P.

где $S_{ном2}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока;

$S_{приб}$ – полная мощность, потребляемая подключенными к ТТ приборами.

Вторичный ток ТТ должен совпадать с током подключаемого к трансформатору тока оборудования:

$$I_{ном2} = I_{ном.приб}, \quad (8.30)$$

$I_{ном2} = 5$ А – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока.

Полная мощность, потребляемая подключенными к ТТ приборами находится как:

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}, \quad (8.31)$$

где $P_{приб}$ – активная мощность, потребляемая приборами, Вт;

$Q_{приб}$ – реактивная мощность, потребляемая приборами, вар.

Найдем активную мощность приборов по формуле:

$$P_2 = P_{провода} + P_K; \quad (8.32.1)$$

$$P_K = I_{ном2}^2 \cdot R_{конт};$$

$$R_{конт} = 0,1 \text{ Ом}; \quad (8.35)$$

$$P_{пров} = I^2 \cdot R_{пров}; \quad (8.33)$$

$$R_{пров} = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S}, \quad (8.34)$$

где ρ – удельная проводимость материала соединительных проводников;

l – длина проводника;

S – сечение жилы проводника.

Для меди $\rho = 0,017 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$.

По условию механической прочности сечение жилы проводников во вторичных цепях ТТ не должно быть меньше $2,5 \text{ мм}^2$ для медных жил. Длина проводника внутри ячейки принимается равной 3 м .

$$R_{\text{пров}} = 2 \cdot \rho \cdot \frac{l}{S} = 2 \cdot 0,017 \cdot \frac{3}{2,5} = 0,0408 \text{ Ом}.$$

Принимаем счетчик трехфазный типа Гран-Электро СС-301 [2, П5.2], который имеет потребляемую полную мощность каждой цепью тока не более $1 \text{ В} \cdot \text{А}$; амперметр типа ЦА9254 – потребляемую полную мощность не более $0,5 \text{ В} \cdot \text{А}$, тогда:

$$P_{\text{приб}} = P_a + P_{\text{провода}} + P_K = 1 + 5^2 \cdot 0,1 + 5^2 \cdot 0,0408 = 4,0 \text{ Вт},$$

$$S_{\text{приб}} = P_{\text{приб}} = 4,0 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

При использовании двух трансформаторов тока (на отходящих линиях и между секциями РП) они соединяются по схеме неполной звезды, а при использовании трех трансформаторов тока (на вводе и на низшей стороне ТП) они соединяются по схеме полной звезды.

Кабель выбираем КВВГ-4х2,5-0,66 учитывая нормы ПУЭ.

Места установки трансформаторов тока, общую потребляющую мощность, выбор трансформаторов тока и контрольных кабелей отобразим в таблицах 14.6 – 14.10.

Таблица 7.10 – Мощность приборов, подключаемых к соответствующим обмоткам трансформатора тока ячейки ввода

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		A	B	C
Обмотка с классом точности 0,5S				
Счётчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС301	1	1	1
Обмотка с классом точности 0,5				
Амперметр	ЦА9254	0	0,5	0
Обмотка с классом точности 10P				
Терминал РЗА	MP700	0,25	0,25	0,25

Таблица 8.11 – Приборы, подключаемые ко вторичным обмоткам ТТ, установленным в ячейках отходящих линий и в ячейке секционного выключателя

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		A	B	C
Обмотка с классом точности 0,5				
Амперметр	ЦА9254	0	0,5	0
Обмотка с классом точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,25	0,25	0,25

Таблица 8.13 – Выбор трансформаторов тока для РП (КСО)

Условие выбора	Место установки / трансформатор тока					
	КСО ввод/ ТПОЛ 300/5	КСО секц./ ТПЛ 150/5	КСО Л1 ТПЛ-80/5	КСО Л2 ТПЛ-80/5	КСО Л3 ТПЛ-80/5	КСО Л4 ТПЛ-80/5
$U_{ном1T} \geq U_{номс}$	10=10	10=10	10=10	10=10	10=10	10=10
$I_{ном1} \geq I_p$	300 > 136,79	150 > 136,79	80 > 31,84	80 > 36,55	80 > 36,55	80 > 65,12
$I_{ном1} \geq I_{ра}$	300 > 273,59	150 > 136,79	80 > 31,84	80 > 36,55	80 > 36,55	80 > 65,12
$I_{ном2}$	5=5	5=5	5=5	5=5	5=5	5=5
S _{ном}	0,5S	1,25 ≤ 4 ≤ 5	–	–	–	–
	0,5	1,25 ≤ 4,5 ≤ 5	1,25 ≤ 4,5 ≤ 5	1,25 ≤ 4,5 ≤ 5	1,25 ≤ 4,5 ≤ 5	1,25 ≤ 4,5 ≤ 5
	10P	3,75 ≤ 10	3,75 ≤ 10	3,75 ≤ 10	3,75 ≤ 10	3,75 ≤ 10
Кбез.тт ≤ Кбез.пр	0,5S	5 ≤ 5	-	5 ≤ 5	5 ≤ 5	5 ≤ 5
	0,5	5 ≤ 5	5 ≤ 5	5 ≤ 5	5 ≤ 5	5 ≤ 5
Кпк	10P	10	10	10	10	10

8.3 Выбор трансформаторов напряжения.

Выбор трансформаторов напряжения производится:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{ном1} \geq U_{номс}. \quad (8.35)$$

2. По мощности нагрузки вторичной обмотки:

$$S_{ном} \geq S_2 = \sqrt{P_\Sigma^2 + Q_\Sigma^2} \geq 0,25 \cdot S_{ном}, \quad (8.36)$$

где P_Σ , Q_Σ – активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов. Они находятся как:

$$P_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}} ; \quad (8.37)$$

$$Q_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}} . \quad (8.38)$$

Класс точности всех трансформаторов напряжения принимаем 0,5.

При выборе трансформаторов напряжения будем руководствоваться следующими соображениями: измерительные приборы вводов КСО питаются от общей шины как в аварийном, так и в рабочем режиме (т.е. каждый трансформатор напряжения должен обеспечивать нормальную работу всех измерительных приборов КСО).

Счетчик СС-301 ВУ имеет нагрузку каждой цепи напряжения $S = 1,0$ В·А и $P=0,8$ Вт.

Вольтметр СВ3021 имеет нагрузку каждой цепи напряжения $S=0,5$ В·А и $\cos\varphi=1$.

Общую нагрузку, приходящуюся на ТН приведем в таблице 7.15.

Таблица 8.15 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Кол-во приборов, шт		Тип прибора	Мощность, потребляемая каждой параллельной цепью, ВА	Нагрузка фаз, В·А		
	На 1 СШ	На 2 СШ			А	В	С
Обмотка с классом точности 0,5							
Вольтметр	1	1	Э8035	0,5	1	1	1
Счётчик активной и реактивной энергии	1	1	СС-301 ВУ	1	2	2	2
Обмотка с классом точности 3Р							
Устройство РЗА	1	1	МР700	0,25	0,5	0,5	0,5

Тогда мощность нагрузки вторичной обмотки по формуле (7.36):

$$S_{\text{ном}} \geq S_2 = \sqrt{((1+1) \cdot 0,8 + (0,5 \cdot 1))^2 + ((1+1) \cdot 0,6 + (2 \cdot 0))^2} = 2,42 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

В качестве трансформатора напряжения принимаем ЗНОЛ-10-У3 с параметрами $U_{\text{ном}} = 10$ кВ, $S_{\text{ном}} = 15$ В·А для группы из 3х обмоток и проверим его по условию (7.35), (7.36):

$$10 \text{ кВ} = 10 \text{ кВ}; 30 \text{ В} \cdot \text{А} > 2,42 \geq 0,25 \cdot 5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Так как условие (7.36) соблюдается, то ТН будет работать в требуемом классе точности 0,5.

Так как $5 \text{ В}\cdot\text{А} > 0,5 \text{ В}\cdot\text{А}$, то ТН будет работать в требуемом классе точности 3Р.

Выберем контрольный кабель от трансформаторов напряжения до наиболее удаленного статического счетчика, расстояние от ТН до наиболее удаленного счетчика принимаем $l=24 \text{ м}$.

Ток в цепи напряжения счетчика рассчитывается по формуле:

$$I_p = \frac{S_{\text{счет}}}{U_{\text{ном.ф}}} \quad (7.39)$$

$$I_p = \frac{1}{(100/\sqrt{3})} = 0,017 \text{ А}.$$

По условию механической прочности минимальное сечение медных жил $1,5 \text{ мм}^2$. Выбираем КВВГ $4 \times 1,5-0,66$ с допустимым током $I_{\text{доп}} = 19 \text{ А}$, имеющий $r_0 = 12,3 \text{ мОм/м}$ и реактивное $x_0 = 0,126 \text{ мОм/м}$.

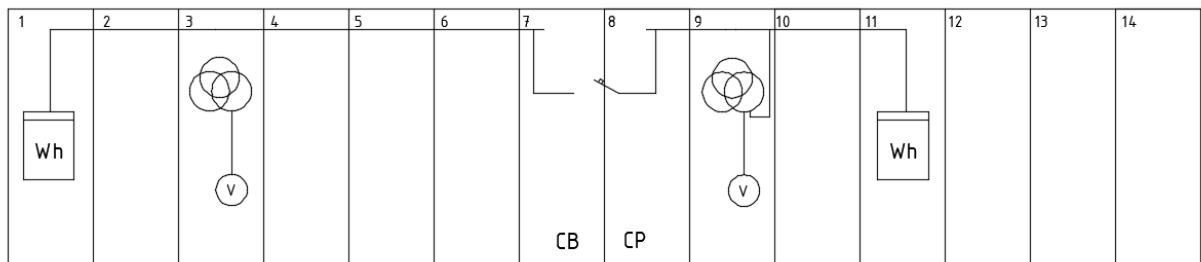


Рисунок 8.1 – Схема расстановки приборов учета РП 10 кВ

Потеря напряжения в трехфазной линии электропередачи напряжением до 1 кВ определяется по формуле 2.1:

$$\Delta U = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot I \cdot l \cdot (r_0 \cdot \cos \varphi + x_0 \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{ном}}} \quad (8.1)$$

где I – ток нагрузки линии;

l – длина линии, км;

$\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки линии;

$U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение сети, В;

r_0 , x_0 – соответственно активное и индуктивное погонные сопротивления линии, Ом/км.

В данном РП установлены счетчики типа СС-301, полная мощность которого равна 1 ВА.

Рассчитаем токи нагрузки линии по формуле 4.2:

$$I = \frac{S}{U_{\text{ном.ф}}} \quad (8.2)$$

где $U_{\text{ном.ф}}$ – номинальное фазное напряжение, В;

S – полная мощность счетчика, ВА.

Для отрезка 4-11 ток нагрузки определяется по формуле 4.3:

$$I_{411} = \frac{S_{411}}{U_{\text{ном.ф.}}}, \quad (8.3)$$

где S_{34} – полная мощность на участке 4-11, ВА.

$$\begin{aligned} S_{411} &= S_{\text{сч}}; \\ S_{411} &= 1 = 1 \text{ ВА}; \\ I_{411} &= \frac{1 \cdot \sqrt{3}}{100} = 0,0173 \text{ А}. \end{aligned}$$

Коэффициент мощности нагрузки линии будет равным на всех участках и определяется по формуле 4.4:

$$\cos\varphi = \frac{P}{S}. \quad (8.4)$$

В данном РП согласно ПУЭ проложен трехжильный медный кабель сечением $2,5 \text{ мм}^2$, активное и индуктивное погонные сопротивления которого равны $7,4$ и $0,104 \text{ Ом/км}$ соответственно.

Рассчитаем потери напряжения на участках линии по формуле 4.1:

$$\Delta U_{411} = \frac{\sqrt{3} \cdot 100 \cdot 0,0173 \cdot 0,021 \cdot (7,4 \cdot 1 + 0,104 \cdot 0)}{100} = 0,0047\%$$

Определим суммарные потери напряжения на линии по формуле 8.6:

$$\begin{aligned} \Delta U_{\Sigma} &= \Sigma \Delta U. \\ \Delta U_{\Sigma} &= 0,0027\% \end{aligned} \quad (8.6)$$

Согласно правилам устройства электроустановок значение суммарных потерь не должно превышать $0,2\%$. Рассчитанное значение соответствует данному требованию и составляет $0,0047\%$.

8.4 Выбор сборных шин 10кв

Выбор сечения шин на заводском РП 10 кВ производится по нагреву (по допустимому току). При этом учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы.

Условие выбора:

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ра}}. \quad (8.12)$$

Расчетный длительный ток, протекающий по шинам в нормальном режиме из ранее приведённых расчётов равен:

$$I_p^{\text{норм}} = 136,79 \text{ А}.$$

В аварийном режиме:

$$I_{\text{ра}} = 273,59 \text{ А}.$$

Согласно условию (8.12) необходимо выбрать такое сечение шин, чтобы $I_{\text{доп}} \geq 273,59 \text{ А}$.

Принимаем шины размером 40х5 таблица ПЗ.25, [2], сечение одной полосы $F_{\text{ст}} = 200 \text{ мм}^2$, $I_{\text{доп}} = 540 \text{ А}$.

9 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Токи короткого замыкания необходимо рассчитывать для того, чтобы:

- выбрать аппараты релейной защиты;
- проверить устойчивость элементов схемы при электродинамическом и термическом действии токов КЗ;
- выбрать электрические аппараты.

Расчетным видом КЗ является трехфазное, т. к. при нем обычно получаются большие значения сверхпереходного и ударного токов, чем при двухфазном и однофазном. Для вычисления токов КЗ составим схему замещения, в которой укажем сопротивления всех источников и потребителей и наметим точки для расчетов токов КЗ. На второй секции точки КЗ не помечаем, так как секции находятся в одинаковых условиях в сети 10кВ. (рисунок 9.1).

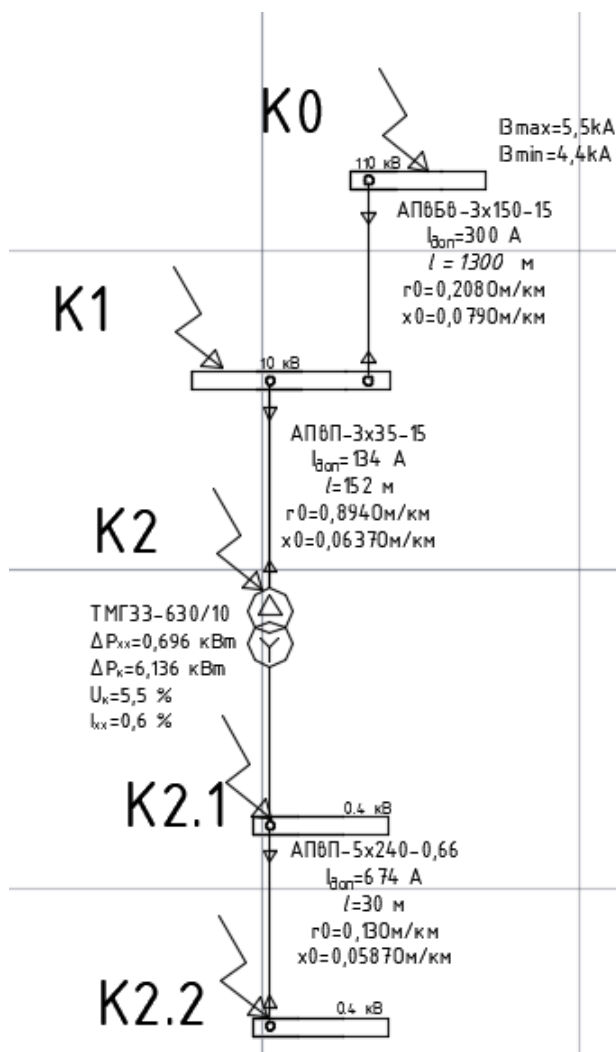


Рисунок 9.1 Расчетная схема для определения токов КЗ

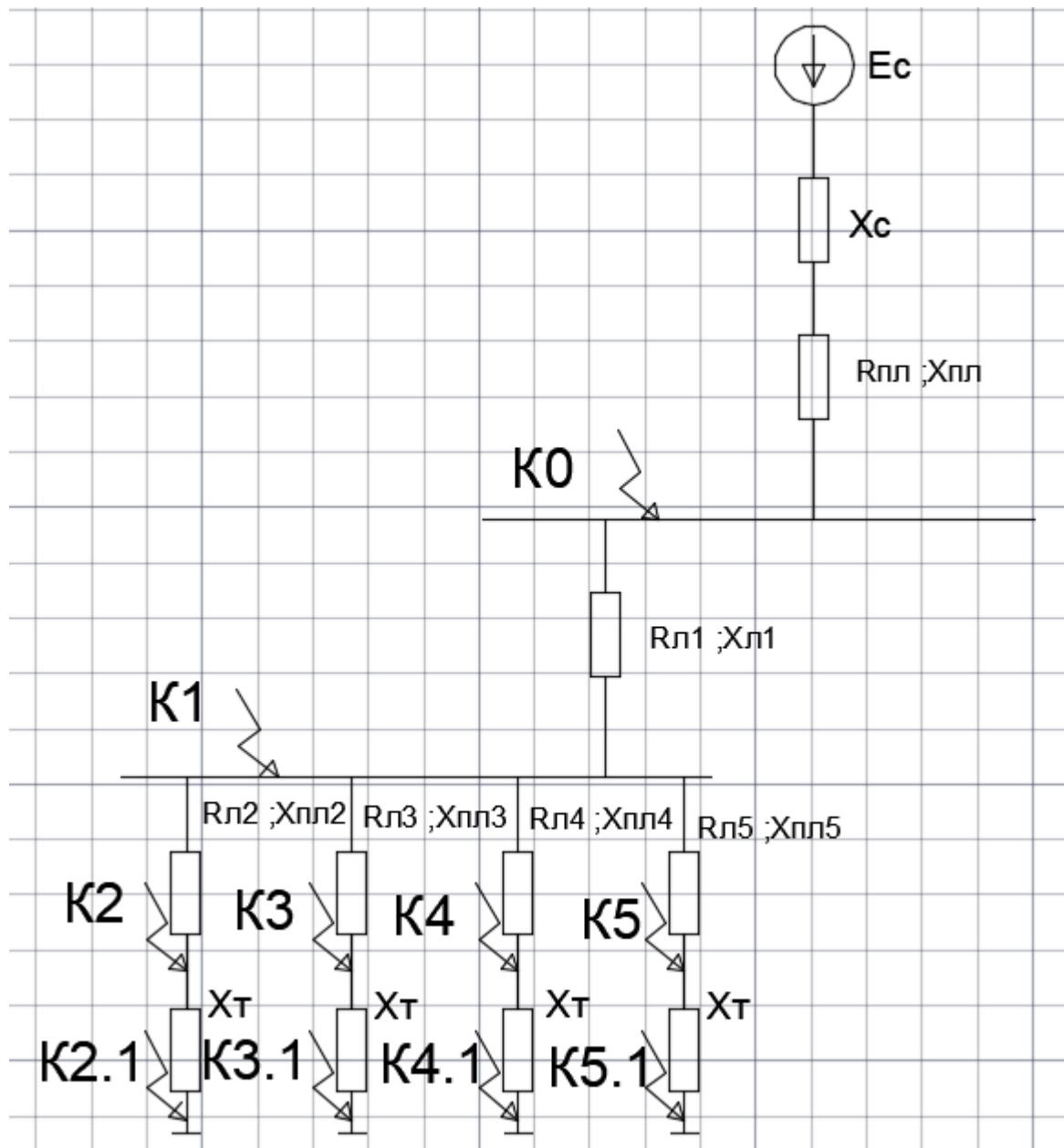


Рисунок 9.2 – Схема замещения для расчёта токов КЗ

Найдем сопротивление системы через известный нам максимально возможный ток КЗ (точка K0) – ток трехфазного короткого замыкания в режиме с максимальным ожиданием тока КЗ:

$$I_{\max}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср н}}}{\sqrt{3} \cdot X_{c \max}}. \quad (9.1)$$

$$X_{c \max} = \frac{U_{\text{ср н}}}{\sqrt{3} \cdot I_{\max}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,5} = 1,1 \text{ Ом}.$$

Найдем сопротивление системы через известный минимальный возможный ток двухфазного КЗ (точка K0):

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\min}^{(3)}. \quad (9.2)$$

$$I_{\min}^{(3)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot I_{\min}^{(2)} = \frac{2}{\sqrt{3}} \cdot 4,4 = 5,09 \text{ кА};$$

$$X_{c \min} = \frac{U_{cp \ n}}{\sqrt{3} \cdot I_{\min}^{(3)}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 5,09} = 1,19 \text{ Ом}.$$

Сопротивление кабельных линий:

$$X_{л} = X_0 \cdot l; \quad (9.1.2)$$

$$R_{л} = R_0 \cdot l; \quad (9.1.3)$$

$$Z_{л} = \sqrt{X_{л}^2 + R_{л}^2}. \quad (9.1.4)$$

где X_0 – удельное индуктивное сопротивление кабельной линии;

R_0 – удельное активное сопротивление кабельной линии;

$Z_{л}$ – полное сопротивление кабельной линии.

Токи трехфазного короткого замыкания, двухфазного и соответствующий им ударный ток определяем по формулам:

$$I_{\max}^{(3)} = \frac{U_{cp \ n}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{кз \ max}^2 + X_{кз \ max}^2}}; \quad (9.1.5)$$

$$I_{\min}^{(3)} = \frac{U_{cp \ n}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{кз \ min}^2 + X_{кз \ min}^2}}; \quad (9.1.6)$$

$$I_{\max}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\max}^{(3)}; \quad (9.1.7)$$

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\min}^{(3)}; \quad (9.1.8)$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{к}^{(3)}. \quad (9.1.9)$$

где $R_{кз \ max}$ – суммарное активное сопротивление последовательно соединенных элементов до точки короткого замыкания;

$X_{кз \ max}$ – суммарное реактивное сопротивление последовательно соединенных элементов до точки короткого замыкания;

k_y – ударный коэффициент, для сети 10 кВ примем равным 1,8.

Рассчитаем короткое замыкание в точке К0 (токи короткого замыкания в точке К0 нам известны по заданию).

Рассчитаем сопротивление $R_{лл1}$, $X_{лл1}$ для кабеля АПВБП-3х300
 $X_0 = 0,075 \text{ Ом/км}$, $R_0 = 0,13 \text{ Ом/км}$:

$$X_{лл1} = 0,075 \cdot 1,3 = 0,0975; \quad R_{лл1} = 0,13 \cdot 1,3 = 0,169.$$

Произведем расчет тока КЗ для точки К1:

$$I_{K1\max}^{(3)} = \frac{U_{cp\ n}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{ЛЛ1}}^2 + (X_{c\ \max} + X_{\text{ЛЛ1}})^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,169^2 + (1,1 + 0,0975)^2}} = 5,01 \text{ кА};$$

$$I_{K1\min}^{(3)} = \frac{U_{cp\ n}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_{\text{ЛЛ1}}^2 + (X_{c\ \min} + X_{\text{ЛЛ1}})^2}} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{0,169^2 + (1,19 + 0,0975)^2}} = 4,67 \text{ кА}.$$

Рассчитаем короткое замыкание в точке К2.

Рассчитаем сопротивление $R_{\text{Л1}}, X_{\text{Л1}}$ для кабеля АПВП-3х35 с номинальными параметрами $X_0 = 0,0637$ Ом/км, $R_0 = 0,894$ Ом/км:

$$X_{\text{Л1}} = 0,0637 \cdot 0,0259 = 0,00165 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{Л1}} = 0,894 \cdot 0,0259 = 0,002315 \text{ Ом}.$$

Произведем расчет для точки К2:

$$I_{K3\max}^{(3)} = \frac{U_{cp\ n}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{ЛЛ1}} + R_{\text{Л1}})^2 + (X_{c\ \max} + X_{\text{ЛЛ1}} + X_{\text{Л1}})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,169 + 0,002315)^2 + (1,1 + 0,0975 + 0,00165)^2}} =$$

$$= 4,99 \text{ кА};$$

$$I_{K3\min}^{(3)} = \frac{U_{cp\ n}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(R_{\text{ЛЛ1}} + R_{\text{Л8}})^2 + (X_{c\ \min} + X_{\text{ЛЛ1}} + X_{\text{Л8}})^2}} =$$

$$= \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(0,169 + 0,002315)^2 + (1,19 + 0,0975 + 0,00165)^2}} =$$

$$= 4,64 \text{ кА}.$$

Остальные точки рассчитываем аналогично и сводим в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Результаты расчета токов КЗ в сети 10 кВ

Точка КЗ	$I_{K3\max}^{(3)}$, кА	$I_{K3\min}^{(3)}$, кА	$I_{K3\max}^{(2)}$, кА	$I_{K3\min}^{(2)}$, кА	іуд
К1	5,01	4,66	4,33	4,03	12,75
К2	4,99	4,64	4,32	4,01	12,71
К3	4,96	4,59	4,29	3,97	12,62
К4	4,94	4,55	4,27	3,94	12,57
К5	4,91	4,49	4,25	3,89	12,49

Действующее значение периодической составляющей тока трехфазного КЗ до 1 кВ (в кА) определяется по формуле:

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{\text{СНОМ}}}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_l^2 + X_l^2})}, \quad (9.1)$$

где R_l, X_l – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ (одной фазы), мОм;

$U_{\text{СНОМ}}$ – среднее номинальное напряжение сети, В.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^{(3)}, \quad (9.2)$$

где k_y – ударный коэффициент.

При расчете тока КЗ на шинах напряжением до 1 кВ ТП можно принимать значение $k_y=1,0$.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в (кА) определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{СНОМ}}}{\sqrt{((2R_1 + R_0)^2 + (2X_1 + X_0)^2)}}, \quad (9.3)$$

где R_1, X_1 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление прямой последовательности цепи КЗ (одной фазы), мОм;

R_0, X_0 – соответственно суммарный активное и реактивное сопротивление нулевой последовательности цепи КЗ, мОм.

Составим расчетную схему на рисунке 9.2 для участка от ТП4 (ТП4, в свою очередь, запитывается магистралью от ТП1) до РП 0,4кВ цеха №7, включающую в себя все элементы электрической сети, обладающие активным и индуктивным сопротивлением.

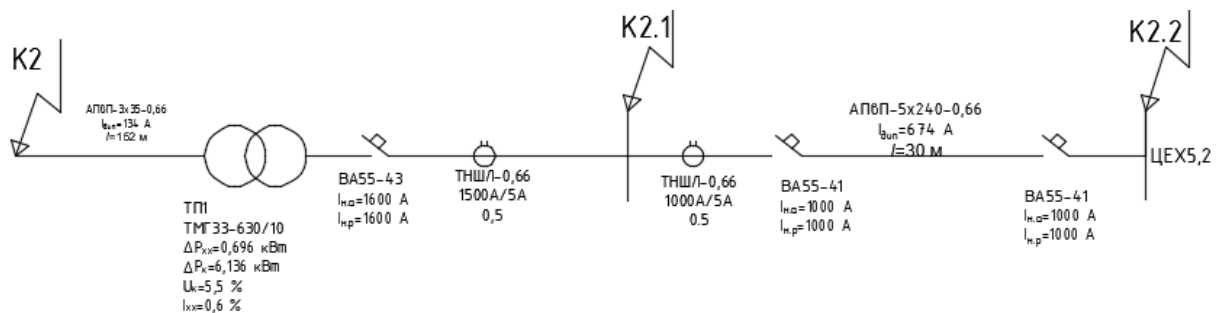


Рисунок 9.2 – Расчетная схема

На расчетной схеме обозначим точки К2.1 и К2.2, в которых необходимо рассчитать токи КЗ. По расчетной схеме, представленной на рисунке 15.1, составим схему замещения для расчета трехфазного и однофазного КЗ в точке К6 рисунок 9.3.

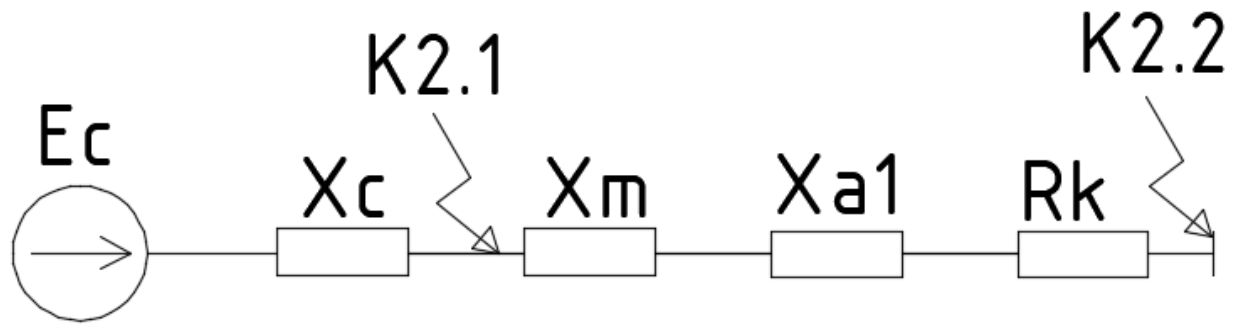


Рисунок 9.3. – Схема замещения для расчета трехфазного и однофазного

Сопротивление системы (в миллиомах) до понижающего трансформатора рассчитаем по формуле:

$$X_{c.в.} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 4,78} = 1268,24 \text{ мОм}.$$

Приведем сопротивление системы к ступени низшего напряжения по выражению:

$$X_c = X_{c.в.} \cdot \left(\frac{U_{с.ном}}{U_{с.в}} \right)^2 = 1268,24 \cdot \left(\frac{0,4}{10,5} \right)^2 = 1,841 \text{ мОм}.$$

Активное сопротивление силового трансформатора вычисляем по формуле:

$$R_{IT} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{с.ном}^2 \cdot 10^6}{S_{ном}^2} = \frac{6,136 \cdot 0,4^2 \cdot 10^6}{630^2} = 2,474 \text{ мОм}.$$

где ΔP_K - потери КЗ в трансформаторе, кВт;

$U_{с.ном}$ – номинальное среднее напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ;

$S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Индуктивное сопротивление силового трансформатора вычисляем по формуле:

$$X_{IT} = \sqrt{z_{T^*}^2 - r_{T^*}^2} \cdot \frac{U_{с.ном}^2 \cdot 10^6}{S_{ном}} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{6,138}{630} \right)^2} \cdot \frac{0,4^2 \cdot 10^6}{630} = 13,75 \text{ мОм}.$$

где Z_{T^*} - полное сопротивление трансформатора в относительных единицах;

$$z_{T^*} = \frac{U_K}{100} \text{ (здесь } U_K \text{ – напряжение короткого замыкания, \%);}$$

r_{T^*} - активное сопротивление трансформатора в относительных единицах,

$$r_{T^*} = \frac{\Delta P_K}{S_{ном}}.$$

Активное и реактивное сопротивления проводников вычисляются по формулам:

$$R_{Л} = r_0 \cdot l; \quad (9.4)$$

$$X_{Л} = x_0 \cdot l, \quad (9.5)$$

где r_0, x_0 – удельное активное и реактивное сопротивления проводников соответственно, мОм/м;

l – длина проводника, м.

Для автоматического выключателя типа ВА55-43 с номинальным током расцепителя 1600А сопротивление катушки $R_{AI}=0,14$ мОм, а $X_{AI}=0,08$ мОм. При расчете КЗ на шинах РУ напряжением 0,4 кВ ТП активное сопротивление различных контактов в цепи КЗ $R_{KI}=15$ мОм, сопротивление трансформаторов тока при расчете токов КЗ допускается не учитывать.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ относительно точки К2.1 соответственно равны:

$$R_{I6} = R_{IT} + R_{AI} + R_{KI} = 2,474 + 0,14 + 15 = 17,488 \text{ мОм};$$

$$X_{I6} = X_{IT} + X_{AI} = 5,487 + 0,08 = 5,495 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного КЗ в точке К2.1 находим по формуле (9.1):

$$I^{(3)}_{к10} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{17,488^2 + 5,495^2}} = 12,59 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определяем по соотношению (9.2), приняв $k_y=1,3$:

$$i_y = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 12,34 = 22,69 \text{ кА}.$$

Суммарные активное R_0 и реактивное X_0 сопротивления нулевой последовательности цепи до точки К2.1:

$$R_{0I0} = 17,488 \text{ мОм};$$

$$X_{0I0} = X_{0T} + X_{AI} = 5,487 + 0,05 = 5,492 \text{ мОм},$$

где R_{0T}, X_{0T} – соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора, мОм.

У трансформаторов со схемой соединения обмоток Δ/Y_0 активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности равны соответствующим сопротивлениям прямой последовательности. Сопротивления нулевой последовательности однофазных электрических аппаратов принимаем равными их сопротивления прямой последовательности.

Ток однофазного КЗ в точке К2.1 определяем по формуле (9.3):

$$I^{(1)}_{к6} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{(3 \cdot 17,488)^2 + (2 \cdot 5,495 + 5,492)^2}} = 12,61 \text{ кА}.$$

Схема замещения для расчета токов трехфазного и однофазного КЗ в точке К7 приведена на рисунке 9.4.

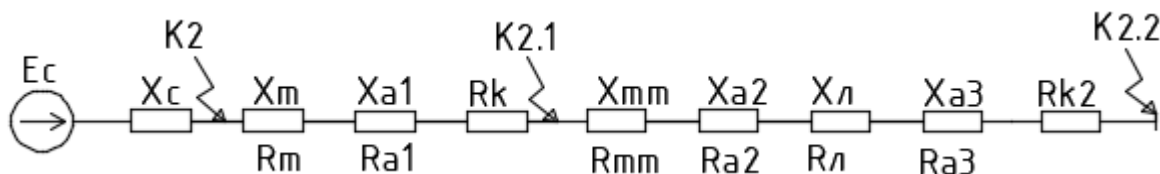


Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчета трехфазного и однофазного КЗ в точке К2.2.

Для выключателя ВА55-41 с номинальным током расцепителя 1000А активные и индуктивные сопротивления катушек $R_{A2} = R_{A3} = 0,22$ мОм, $X_{A2} = X_{A3} = 0,08$ мОм. Для ТТ ТНШЛ-1000-0,66 с $I_{ном} = 1000$ А сопротивление первичных обмоток не учитываем.

Определим активное и реактивное сопротивления прямой последовательности кабельной линии по формулам (9.4) и (9.5), приняв удельные сопротивления для кабеля сечением 240 мм² $r_0 = 0,13$ мОм/м и $x_0 = 0,0587$ мОм/м принимаем по [1], табл ПЗ.9:

$$R_{1Л} = 0,13 \cdot 30 = 3,9 \text{ мОм}$$

$$X_{1Л} = 0,0587 \cdot 30 = 1,761 \text{ мОм.}$$

При расчете R_{16} активное сопротивление различных контактов в цепи КЗ $R_{к2} = 20$ мОм.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ относительно точки к7 соответственно равны:

$$R_{13} = R_{IT} + R_{A1} + R_{A2} + R_{1Л} + R_{A3} + R_{к2} = 2,474 + 0,14 + 0,22 + 3,9 + 0,22 + 20 = 26,954$$

мОм;

$$X_{13} = X_C + X_{IT} + X_{A1} + X_{A2} + X_{1Л} + X_{A3} = 1,19 + 5,492 + 0,08 + 0,08 + 2,0545 + 0,08 = 7,9$$

77 мОм.

Ток трехфазного КЗ в точке К2.2 находим по формуле (9.1):

$$I_{к2.2}^{(3)} = \frac{0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{26,954^2 + 7,977^2}} = 8,22 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определяем по соотношению (9.2), приняв $k_y = 1$:

$$i_y = 1 \cdot \sqrt{2} \cdot 8,22 = 11,625 \text{ кА.}$$

Суммарное активное R_0 и реактивное X_0 сопротивления нулевой последовательности цепи до точки К2.2:

$$R_{03} = R_{0T} + R_{A1} + R_{A2} + R_{0Л} + R_{A3} + R_{к3} = 61,935 \text{ мОм;}$$

$$X_{03} = X_{0T} + X_{A1} + X_{A2} + X_{0Л} + X_{A3} = 11,364 \text{ мОм.}$$

где $R_{0Л}$, $X_{0Л}$ – соответственно активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности, как правило принимают $R_{0Л} = 10 \cdot R_{1Л}$ и $X_{0Л} = 4 \cdot X_{1Л}$, мОм.

Ток однофазного КЗ в точке К2.2 определяем по формуле (9.3):

$$I_{к7}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,4 \cdot 10^3}{\sqrt{(2 \cdot 26,954 + 61,935)^2 + (2 \cdot 7,977 + 11,364)^2}} = 5,82 \text{ кА.}$$

Таблица 9.1 – Результаты расчета токов КЗ в сети 0,4 кВ

Точка КЗ	$I_{K3\max}^{(3)}$, кА	$I_{K3\min}^{(3)}$, кА	$I_{K3\max}^{(2)}$, кА	$I_{K3\min}^{(2)}$, кА	$I_{K3\max}^{(1)}$, кА	$I_{K3\min}^{(1)}$, кА	$i_{уд}$ кА
К2.1	12,59	12,52	10,67	10,61	12,61	12,39	17,39
К2.2	8,22	7,92	7,11	6,98	5,82	5,76	11,63
К3.1	12,54	12,5	10,63	10,58	12,40	12,37	17,34
К3.2	7,89	7,81	6,82	6,75	5,43	5,37	11,13
К4.1	12,52	12,49	10,61	10,55	12,39	12,35	17,27
К5.1	12,48	12,44	10,58	10,52	12,31	12,27	17,23

10 РАСЧЕТ УСТАВОК РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЯЧЕЙКИ ОТХОДЯЩЕЙ ЛИНИИ

В данном разделе рассмотрим защиту отходящей радиальной линии 10 кВ Л1 (от РП-1с-ТП1) и трансформатор питаемый этой линией, устройство резервирования отказа выключателя, логическую защиту шин и защиту от дуговых замыканий. На отходящих линиях с односторонним питанием предусмотрена трёхступенчатая токовая защита с действием и токовая защита нулевой последовательности, выполненные на базе микропроцессорного устройства МР301, установленного в ячейке КСО-МЭТЗ-210.

10.1 Расчёт уставок токовой отсечки линии 10 кВ

Ток срабатывания первой ступени токовой защиты (токовой отсечки без выдержки времени) отстраивается от максимального значения тока трёхфазного КЗ в конце защищаемой линии или на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора:

$$I_{с.з}^1 = k_n \cdot I_{к.мах.нн}^{(3)}, \quad (10.1)$$

где k_n – коэффициент надёжности.

Коэффициент надёжности k_n для токовых отсечек без выдержки времени, установленных на линиях электропередачи и понижающих трансформаторах, при использовании устройств МР5, может приниматься в пределах от 1,1 до 1,15.

Значение трёхфазного тока КЗ за понижающим трансформатором, приведенное к стороне 10 кВ, рассчитывается по формуле:

$$I_{к.мах.нн}^{(3)} = I_{мах}^{(3)} \cdot \frac{U_{нн}}{U_{вн}}. \quad (10.2)$$

Кроме отстройки токовой отсечки от максимального значения тока КЗ по условию (10.1), необходимо обеспечить её несрабатывание при бросках тока намагничивания (БТН) силовых трансформаторов. Эти броски тока возникают в момент включения под напряжение ненагруженного трансформатора и могут в первые несколько периодов превышать номинальный ток трансформатора в 5-7 раз.

Условие отстройки отсечки от бросков намагничивания трансформаторов имеет вид:

$$I_{сз.2}^I = (5 - 7) \cdot I_{т.ном.вн}, \quad (10.3)$$

где $I_{т.ном.вн}$ - номинальный ток на стороне ВН трансформатора.

За окончательное значение тока срабатывания ТО принимается большее из двух значений:

$$I_{сз}^I = \max(I_{сз1}^I; I_{сз2}^I). \quad (10.4)$$

Определим коэффициент чувствительности ТО при двухфазном КЗ на стороне ВН в минимальном режиме работы энергосистемы:

$$K_{\psi} = \frac{I_{к.мин.ВН}^{(2)}}{I_{сз}}. \quad (10.5)$$

Для токовых отсечек без выдержки времени, устанавливаемых на линиях электропередачи, коэффициент чувствительности должен быть не меньше 1,3 (как для резервной защиты) при КЗ в месте установки отсечки в наиболее благоприятном по условию чувствительности режиме.

Ток срабатывания реле отсечки рассчитывается по формуле:

$$I_{ср} = \frac{k_{сх} \cdot I_{сз}}{n_{тт}}, \quad (10.6)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, принимаем $k_{сх} = 1$;

$n_{тт}$ – коэффициент трансформации тока.

Произведем расчет для линии 1, с точкой короткого замыкания КЗ, значения тока КЗ возьмем из таблицы 9.1.

По формуле (10.2) найдём приведенное значение трёхфазного КЗ:

$$I_{к.мах.НН}^{(3)} = 12590 \cdot \frac{0,4}{10} = 503,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания ТО по условию отстройки от максимального тока КЗ затрансформатором, приведенного к стороне ВН равен:

$$I_{сз.1}^I \geq 1,15 \cdot 503,6 = 579,14 \text{ А.}$$

По второму условию отстройки отсечки:

$$I_{сз.2}^I \geq 6 \cdot \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 218,24 \text{ А.}$$

$$I_{сз}^I \geq \max(579,14; 218,24) \text{ А.}$$

Для токовой отсечки принимаем I^I равным 580 А.

Найдём коэффициент чувствительности по формуле (10.5):

$$K_{\psi} \geq \frac{4030}{580} = 6,948.$$

Так как $1,3 < 6,948$ то токовая отсечка эффективна.

Ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 580 \cdot 5}{80} = 36,25 \text{ А.}$$

Выдержка времени срабатывания защиты равна 0. Защита действует на

отключение собственного выключателя.

10.2 Расчёт уставок токовой отсечки с выдержкой времени линии 10 кВ

Ток срабатывания второй ступени токовой защиты (токовая отсечка с выдержкой времени) отстраивается от минимального значения тока двухфазного КЗ на стороне НН защищаемого понижающего трансформатора:

$$I_{сз}^{(II)} \geq \frac{I_{к.мин.ВН}^{(2)}}{K_{\nu}}. \quad (10.7)$$

Значение минимального двухфазного тока КЗ за понижающим трансформатором, приведенное к стороне 10 кВ, найдём по формуле (10.2):

$$I_{к.мин.НН}^{(2)} = 10610 \cdot \frac{0,4}{10} = 424,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания второй ступени равен:

$$I_{сз}^{II} \geq \frac{1}{1,3} \cdot 424,4 = 326,46 \text{ А.}$$

Для токовой отсечки $I_{сз}^{II}$ принимаем равным 320 А.

Ток срабатывания реле отсечки:

$$I_{ср} = \frac{1 \cdot 320 \cdot 5}{80} = 20,6 \text{ А.}$$

Выдержка времени второй ступени выбирается большей по сравнению с выдержкой времени первой ступени защит отходящих элементов на ступень селективности $\Delta t = 0,2 \text{ с}$.

Отсюда $t_{сз(ТОВ)} = 0,2 \text{ с}$.

Защита действует на отключение собственного выключателя.

10.3 Расчёт установок максимальной токовой защиты линии 10кВ

Ток срабатывания МТЗ выбирается по выражению:

$$I_{сз}^{(III)} = \frac{k_{Н} \cdot k_{сзН}}{k_{\nu}} \cdot I_{раб.макс}, \quad (10.8)$$

где $k_{Н}$ – коэффициент надёжности, принимаем $k_{Н} = 1,15$;

$k_{сзк}$ – коэффициент самозапуска нагрузки, принимаем $k_{сз} = 1,3$;

k_{ν} – коэффициент возврата, принимаем $k_{\nu} = 0,95$;

$I_{раб.макс}$ – максимальный рабочий ток, который может протекать по линии, в нашем случае $I_{раб.макс} = 63,67$.

Чувствительность МТЗ определяется по формуле:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.вн}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}}, \quad (10.9)$$

где $I_{\text{к.мин.вн}}^{(2)}$ – значение двухфазного тока КЗ за понижающим трансформатором.

Приведём $I_{\text{к.мин.вн}}^{(2)}$ к стороне 10 кВ по формуле:

$$I_{\text{к.мин.вн}}^{(2)} = I_{\text{мин}}^{(2)} \cdot \frac{U_{\text{нн}}}{U_{\text{вн}}} \quad (10.10)$$

$$I_{\text{к.мин.вн}}^{(2)} = 10610 \cdot \frac{0,4}{10} = 424,4 \text{ А.}$$

Ток срабатывания МТЗ найдём по формуле (10.8):

$$I_{\text{сз}}^{\text{III}} \geq \frac{1,15 \cdot 1,3}{0,95} \cdot 63,67 = 105,85 \text{ А.}$$

Принимаем ток срабатывания равным $I_{\text{сз}}^{\text{III}} = 105 \text{ А.}$

Ток срабатывания реле МТЗ находим по формуле (10.6):

$$I_{\text{ср}} = \frac{1 \cdot 105 \cdot 5}{80} = 6,56 \text{ А.}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{424,4}{105} = 4,042 \text{ А.}$$

Так как $4,042 > 1,5$, то МТЗ эффективна.

Так как отсутствуют нижестоящие защиты, то принимаем выдержку времени срабатывания МТЗ $t_{\text{сз(МТЗ)}} = 0,5 \text{ с.}$ Данная защита работает с действием на отключение собственного выключателя.

$$I_{\text{сзМТЗ}}^{\text{I}} = I_{\text{сзМТЗ}} \cdot n_{\text{T}};$$

$$I_{\text{сзМТЗ}}^{\text{I}} = 110 \cdot 25 = 2750 \text{ кА};$$

$$I_{\text{сзТОВ}}^{\text{I}} = 320 \cdot 25 = 8000 \text{ кА};$$

$$I_{\text{сзТО}}^{\text{I}} = 580 \cdot 25 = 14500 \text{ кА.}$$

Карта селективности защит ТП показана на рисунке 10.1.

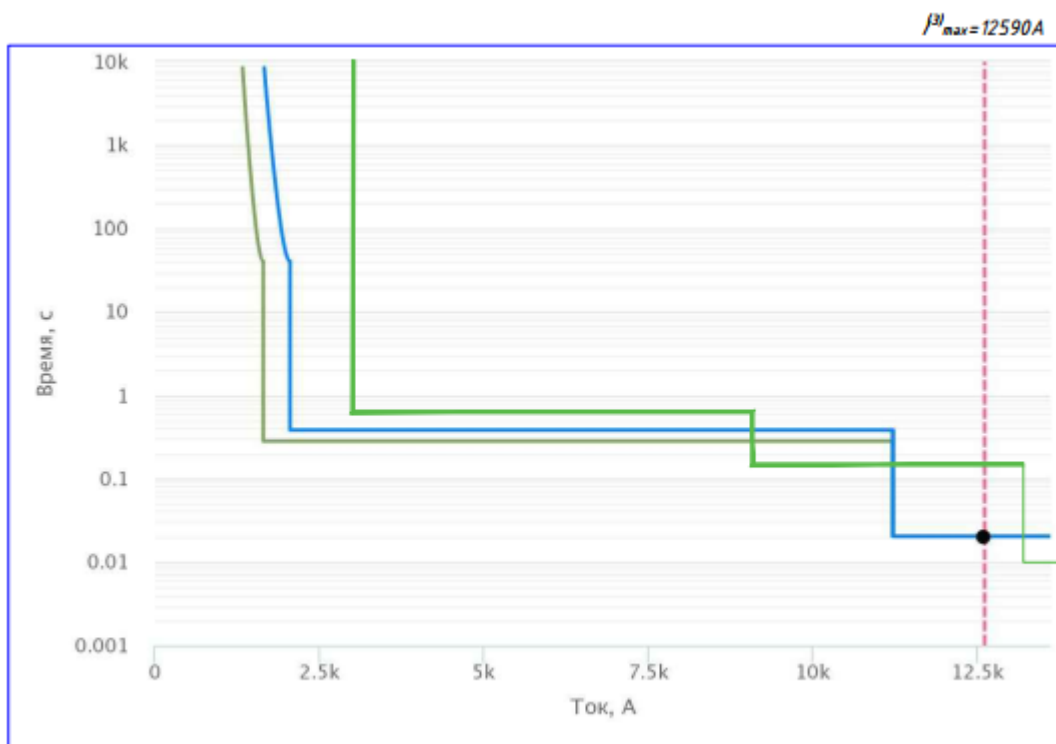


Рисунок 10.1 – Карта селективности защит

Очевидно, что кривые пересекаются в диапазоне тока КЗ от 0 до значения максимального тока КЗ, в зоне защиты автоматических выключателей. Следовательно, защиты не селективны. Для обеспечения селективности защит выведем из работы токовую отсечку с выдержкой времени. Карта селективности защит ТП2 после графической отстройки показана на рисунке 10.2.

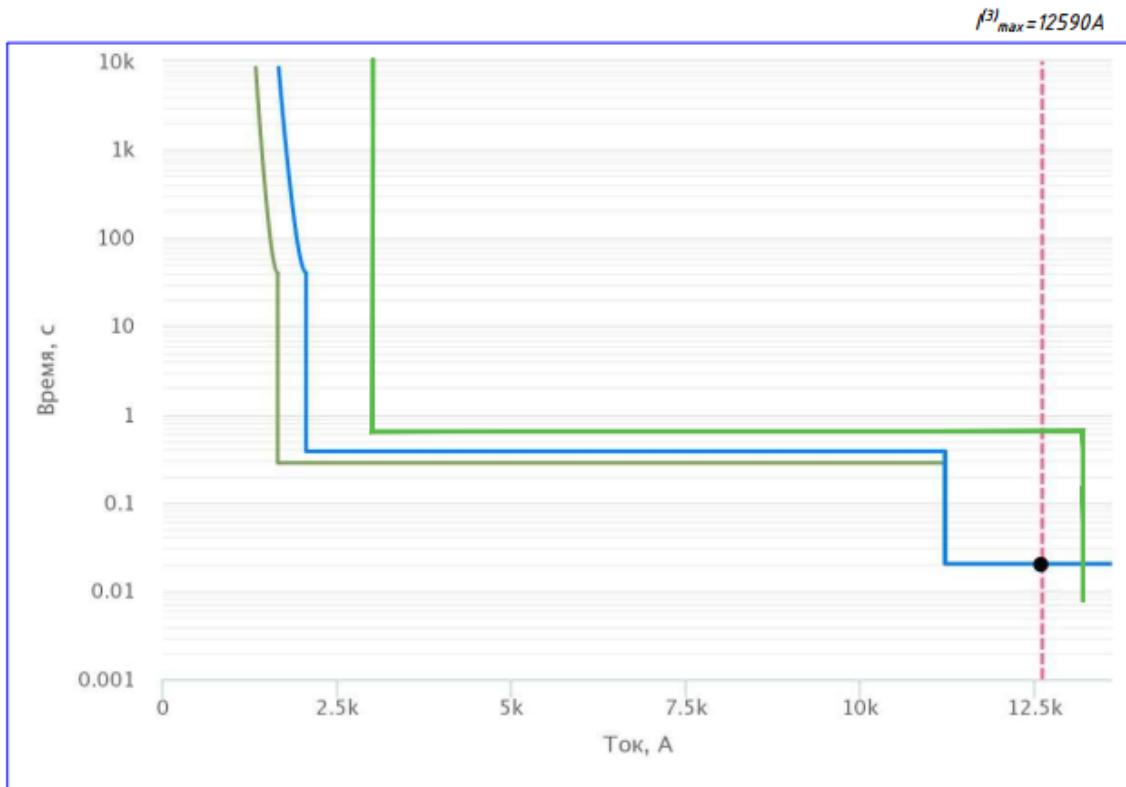


Рисунок 10.2- Карта селективности защит

После графической отстройки защит кривые не пересекаются в диапазоне тока КЗ от 0 до значения максимального тока КЗ, следовательно, защиты селективны.

10.4 Защита от ОЗЗ

При действии защиты на сигнал персонал обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ. При наличии селективной защиты на линиях это выполняется по показаниям сигнальных элементов, а при отсутствии селективной защиты - путем поочередного кратковременного отключения и включения линий и фиксации при этом напряжения нулевой последовательности.

Токовая защита, реагирующая на действующее значение полного тока нулевой последовательности промышленной частоты ($3I_0$), применяется в сетях 6-35 кВ, работающих в режиме "Изолированная нейтраль" и в режиме "Нейтраль, заземленная через резистор".

Ток срабатывания защиты выбирается по условию несрабатывания привнешних ОЗЗ:

$$I_{сз} \geq k_n \cdot I_{ск}, \quad (10.11)$$

где k_H – коэффициент надёжности, принимаем $k_H = 1,5$;

$I_{ск}$ – собственный емкостной ток присоединения при однофазном коротком замыкании на землю.

$I_{ск}$ определяется по формуле:

$$I_{ск} = l \cdot I_{co}, \quad (10.12)$$

где I_{co} – удельное значение емкостного тока замыкания на землю кабельной линии, А/км;

l – длина кабеля, км. Длина данной линии $l = 0,259$ км.

Для кабельной линии АПвП 3х35-15 по техническим характеристикам кабеля принимаем $I_{co} = 0,69$ А/км.

$$I_{ск} = 0,259 \cdot 0,69 = 0,18 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты находим по формуле (10.11):

$$I_{сз} \geq 1,5 \cdot 0,18 = 0,27 \text{ А.}$$

Принимаем $I_{сз}$ равным 1 для отстройки от тока небаланса ТТНП. Вторичный ток защиты от ОЗЗ находим по формуле:

$$I_{сз2} = \frac{I_{сз}}{n_{то}}. \quad (10.13)$$

Для выполнения защиты от замыканий на землю используем трансформаторы тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-1 с коэффициентом трансформации 25/1.

$$I_{сз2} = \frac{1 \cdot 1}{25} = 0,04 \text{ А.}$$

Примем выдержку времени срабатывания ТЗНП $t_{сз}$. Защита действует на сигнал.

10.5 Расчёт установок защиты трансформатора от перегрузок

Первичный ток срабатывания защиты от перегрузки:

$$I_{сз} = \frac{I_{ном.т} \cdot k_H}{K_в}, \quad (10.14)$$

где k_H – коэффициент надёжности, принимаем $k_H = 1,15$;

$K_в$ – коэффициент возврата, принимаем $K_в = 0,95$;

$I_{ном.т}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Номинальный ток трансформатора определяется по следующему выражению:

$$I_{ном.т} = \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (10.15)$$

Вторичный ток срабатывания реле определяется по следующему выражению:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз} \cdot k_{сх}}{n_{тт}}, \quad (10.16)$$

где $k_{сх}$ – коэффициент схемы, принимаем $k_{сх} = 1$;

$n_{тт}$ – коэффициент трансформации тока.

Найдем номинальный ток трансформатора по формуле (10.15):

$$I_{ном.т} = \frac{630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 36,42 \text{ А.}$$

По формуле (10.14) определим первичный ток срабатывания:

$$I_{сз} = \frac{36,42 \cdot 1,15}{0,95} = 44,09 \text{ А.}$$

Принимаем первичный ток срабатывания защиты от перегрузки $I_{сз}$ равным 45 А.

Найдем вторичный ток срабатывания реле по формуле (10.6):

$$I_{ср} = \frac{45 \cdot 1 \cdot 5}{80} = 2,81 \text{ А.}$$

Принимаем выдержку времени срабатывания защиты трансформатора от перегрузок $t_{ср} = 5$. Защита действует на сигнал.

10.6 Расчёт установок устройства резервирования отказа выключателя

Принцип действия УРОВ следующий:

- при КЗ срабатывает защита, вырабатывает сигнал на отключение выключателя;

- если через время, достаточное для отключения выключателя ток не пропадает, то выдаётся сигнал на отключение вышестоящего выключателя защитой без выдержки времени.

Для того, чтобы понимать отключился ли у нас полностью выключатель, мы должны контролировать ток в защищаемой цепи и состояние блок-контактов выключателя, сигнализирующие о том, что выключатель отключен.

Ток пуска УРОВ принимаем равным МТЗ:

$$I_{сз} = I_{сз}^{\text{III}}, \quad (10.17)$$

где $I_{сз}^{\text{III}}$ – ток срабатывания МТЗ, в нашем случае $I_{сз}^{\text{III}} = 110 \text{ А}$.

Тогда по формуле (10.17):

$$I_{сз} = 110 \text{ А.}$$

Согласно рекомендациям производителя терминала защит, принимаем выдержку времени срабатывания УРОВ $t_{УРОВ} = 0,2 \text{ с.}$

10.7 Расчёт установок логической защиты шин

Логическая защита шин действует следующим образом. При коротком замыкании на шинах ток, протекающий по вводам или секционному выключателю, превышает уставку и происходит отключение данного выключателя с выдержкой времени. При внешнем коротком замыкании запускается МТЗ присоединения, на котором оно произошло, и без выдержки времени терминал отходящей линии выдает сигнал блокировки ЛЗШ, который по шинкам ЛЗШ передается к терминалам вводов и секционного выключателя. Защита является абсолютно селективной и не требует отстройки по току или времени с другими токовыми защитами.

Ток срабатывания ЛЗШ определяется согласно следующему выражению:

$$I_{сз} = \frac{I_{\min}}{k_q}, \quad (10.18)$$

где I_{\min} – минимальное значение тока короткого замыкания на шинах распреустройства.

k_q – коэффициент чувствительности, для ЛЗШ $k_q = 2$.

Таким образом, ток срабатывания ЛЗШ составит.

$$I_{сз} = \frac{4030}{2} = 2015 \text{ А.}$$

Примем ток срабатывания ЛЗШ равным 2015 А. Согласно рекомендациям производителя терминала защит, принимаем выдержку времени срабатывания ЛЗШ $t_{ЛЗШ} = 0,2 \text{ с.}$

10.8 Расчёт установок защиты от дуговых замыканий

Выбор уставок для защиты от дуговых замыканий осуществляется, когда нам нужен контроль тока КЗ. Контроль наличия тока может быть, как внутренний (в самой ячейке), так и внешний с использованием внешнего устройства защиты от ЗДЗ (например, «МДО-1»).

Контроль тока выполняется для предотвращения неправильной работы ЗДЗ, в основном контроль тока выполняется со стороны ВН трансформатора,

ячейки ввода и СВ, возможно также выполнение контроля тока на отходящих линиях.

Для примера рассмотрим устройство защиты от ЗДЗ «МДО-1» с использованием оптических датчиков (ДОК) реагирующих на световую вспышку при появлении открытой электрической дуги в отсеках камеры КСО. Принцип отключения ЗДЗ следующий.

Отключение присоединения осуществляется только при появлении двух факторов:

- сигнал «Срабатывание» от ДОК;
- сигнал «Пуск МТЗ».

В случае если в «МДО-1» поступил только сигнал «Срабатывание» от ДОК без сигнала «Пуск МТЗ» от терминала защиты ввода или СВ, отключение выключателя от ЗДЗ не происходит, спустя какое-то время «МДО-1» выдает сигнал «Неисправность ДОК».

$$I_{\text{ткф}} = I_{\text{сз}}^{\text{III}}, \quad (10.19)$$

Ток срабатывания фазного токового контроля определяется по формуле:

$$I_{\text{ткф}} = I_{\text{сз}}^{\text{III}}, \quad (10.19)$$

где $I_{\text{сз}}^{\text{III}}$ – ток срабатывания МТЗ, в нашем случае $I_{\text{сз}}^{\text{III}} = 105 \text{ А}$.

Выдержка времени равна 0. Защита действует на отключение:

Собственного выключателя при наличии пуска по току и срабатывании ДОКЗ, установленного в отсеке кабельной линии;

вводного и секционного выключателей секции при наличии пуска по току и срабатывании ДОК1 и ДОК2 в отсеке сборных шин и отсеке выключателя соответствен.

11 ПРОВЕРКА ВЫБРАННОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СООТВЕТСТВИЕ УСЛОВИЯМ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

11.1 Проверка выбранных кабелей на термическую стойкость

Кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена проверяются на термическую стойкость по допустимому односекундному току КЗ I_{1c} . Проверка осуществляется по условию:

$$k \cdot I_{1c} \geq I_{кз}, \quad (10.1)$$

где k - поправочный коэффициент на допустимый ток, учитывающий фактическую продолжительность тока КЗ, определяемый по формуле:

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{отк}}}, \quad (10.2)$$

где $t_{отк}$ - время отключения тока КЗ, принимается по таблице П5.3.

Учитывая формулы 10.1 и 10.2, условие примет вид:

$$I_{1c} \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot I_{кз}. \quad (10.3)$$

Для каждого кабеля выберем экран по условию:

$$F \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot 0,203} I_{кз}^{(3)}. \quad (10.4)$$

Проверка кабеля линии ПЛ1 и ПЛ2 односекундным током КЗ.

Односекундный ток I_{1c} для кабеля АПВБП-3×300-15 равен 28,2 кА.

Найдем время отключения выключателей:

$$t_{откл} = t_{рза} + t_{пер} + t_{собств} + T_a, \quad (11.10)$$

где $t_{пер} = 0,01$ с (время передачи сигнала), $t_{собств} = 0,07$ с (собственное время отключения автомата в сети 0,4кВ; для автоматов ТЕМ принимается 0,07с; для вакуумных выключателей 0,075с), $T_a = 0,02$ с (время затухания периодической составляющей), что за ОЛ $t_p = 0,5$ с т.к. нижестоящие устройства РЗА отсутствуют для отстройки от максимального допустимого времени отключения КЗ в сети 0,4 кВ (0,4 с для фазного напряжения 230 В согласно ТКП-339).

$$t_{рза.ол} = 0,5с; \quad t_{откл.ол} = t_{рза.ол} + t_{пер} + t_{собств} + T_a = 0,5 + 0,01 + 0,07 + 0,02 = 0,6с$$

Для ОЛ с отстройкой от автомата с полным временем отключения меньшим либо равным 0,4с.

$$t_{рза.св} = t_{рза.ол} + \Delta t = 0,5 + 0,3 = 0,8с; \quad t_{откл.св} = t_{рза.св} + t_{пер} + t_{собств} + T_a = 0,9с.$$

$$t_{рза.вв} = t_{рза.св} + \Delta t = 0,8 + 0,3 = 1,1с; \quad t_{откл.вв} = t_{рза.вв} + t_{пер} + t_{собств} + T_a = 1,2с.$$

$$t_{рза.нс} = t_{рза.вв} + \Delta t = 1,1 + 0,3 = 1,4с; \quad t_{откл.нс} = t_{рза.нс} + t_{пер} + t_{собств} + T_a = 1,5с.$$

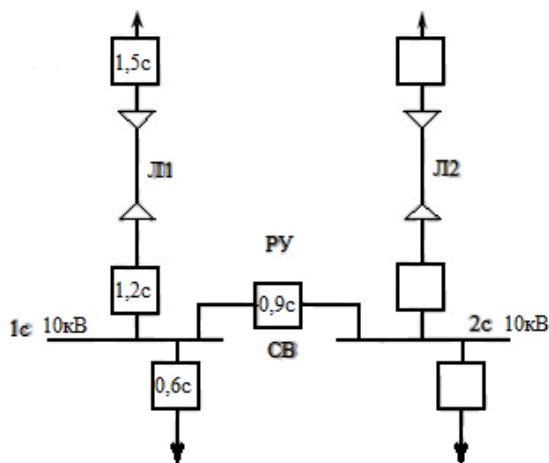


Рисунок 11.1– Схема отключения выключателей

$$28,2 \geq \sqrt{1,5 \cdot 5,5};$$

$$28,2 \geq 6,74.$$

Условие выполняется. Для линии ЛЛ1 и ЛЛ2 окончательно принимаем кабель АПВБП-3×300-15 с $I_{\text{доп}}=490$ А.

Выберем экран для данного кабеля по условию (10.4):

$$F \geq \sqrt{1,5 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2 \cdot 0,203}} \cdot 5,5 = 28,74$$

Выбираем стандартное сечение экрана 30 мм^2 . Аналогично проверяем остальные кабели и выбираем экраны. Результаты расчётов сводим в таблицу 10.1.

Таблица 10.1 – Окончательный выбор кабелей.

Линия	Начало линии	Конец линии	Длина линии, км	S_{pa} , кВА	Марка кабеля	$I_{доп}$, А	$F_{ЭК}$, мм ² ,
ПЛ1	п/ст	РП 1с	1,3	4738,89	АПВБП-3×300-15	490	30
ПЛ2	п/ст	РП 2с	1,3	4738,89	АПВБП-3×300-15	490	25
Л1	РП 1с	ТП1	0,259	1063,06	АПВП-3×35-15	134	25
Л2	РП 1с	ТП2	0,152	1164,94	АПВП-3×35-15	134	25
Л3	РП 2с	ТП3	0,149	1164,94	АПВП-3×35-15	134	25
Л4	РП 2с	ТП4	0,164	1002,74	АПВП-3×35-15	134	25

11.2 Проверка выбранного сечения кабеля и защитных аппаратов 0,4кв токами КЗ.

По своей предельной отключающей способности автоматический выключатель должен соответствовать току КЗ в начале защищаемого участка линии:

$$I_{ПРА} \geq I_{К(Н)}, \quad (10.5)$$

где $I_{ПРА}$ – предельно отключаемый ток, принимаем по [1] таблица П1.9, кА;

$I_{К(Н)}$ – ток КЗ в начале защищаемого участка линии, кА.

Проверку надежности отключения автоматом аварийного участка сети при однофазном КЗ в любой зоне производится по одному из условий для автоматов с номинальным током более 100А:

$$I^{(1)}_{min} \geq 1,25 \cdot I_{СР.Р} , \quad (10.6)$$

$$I^{(1)}_{min} \geq 3 \cdot I_{уст.Р} . \quad (10.6.1)$$

По формуле 10.6 проверяем в случае, если ток КЗ отключается отсечкой; по формуле 10.6.1 в случае, если не отключается отсечкой.

Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля определяем по формуле:

$$F = \frac{\sqrt{I_K^2 \cdot t}}{C} , \quad (10.7)$$

где I_K – действующее значение тока КЗ, кА;

t – время отключения сверхтока, определяется по времятоковым характеристикам защитных аппаратов, с;

C – расчетный коэффициент, зависящий от материала жил проводника и его изоляции, $A \cdot c^{0,5} / \text{мм}^2$.

Проверку по условию (10.5) осуществляем током КЗ $I_{к2.1}^{(3)} = 12,59$ кА в точке К2.1. Проверку на чувствительность срабатывания осуществляем по условию (10.6) току $I_{к2.2}^{(1)} = 5,82$ кА.

Ток отсечки расцепителя автоматического выключателя ВА55-43 определяем по формуле (расцепитель регулируемый поэтому принимаем $I_{ном.р} = 1,6$ кА):

$$I_{ср.р} = K_{Т.О} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 1,6 = 3,2 \text{ кА},$$

где $K_{т.о}$ – кратность токовой отсечки.

Автоматический выключатель ВА55-43 проверяем по условиям (10.5), (10.6):

$$31 \text{ кА} \geq 12,59 \text{ кА};$$

$$1,25 \cdot 3,2 \leq 12,39 \text{ кА}.$$

Выше проверили, что $I_{мин}^{(1)}$ отключается отсечкой, $t_{откл} \leq 0,4$ с, следовательно выключатель ВА55-43 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ. Выдержка времени срабатывания отсечки регулируется в пределах от 0 до 0,4 с, следовательно, условие (10.6) соблюдается. Проверка остальных автоматов приведена в таблице 11.01.

Проверим кабель АВБбШв 5х300 на термическую стойкость к токам КЗ. Для кабеля напряжением до 1 кВ с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией $C=74$ А·с^{0,5}/мм². Проверку осуществляем по максимальному току КЗ в начале линии, т.е. $I_{к2.1}^{(3)} = 12,59$ кА.

Минимальное термически стойкое сечение жилы кабеля по условию (10.7):

$$F_{тер} = \frac{\sqrt{12590^2 \cdot 0,02}}{74} = 24,06.$$

Следовательно, сечение токопроводящей жилы кабеля АВБбШв 5х240 соответствует условию термической стойкости:

$$F_{ст} > F_{тер},$$

$$300 \text{ мм}^2 > 24,06 \text{ мм}^2.$$

Таблица 11.01-Проверка автоматов защиты.

Марка автомата защиты	Расположение	$I_{уст}, \text{кА.}$	$1,25 \cdot I_{ср.р.}, \text{кА.}$	$I^{(1)}_{\min}, \text{кА.}$	$I_{к(н)}, \text{кА.}$	$I_{пра}, \text{кА.}$
ВА55-43	За силовым трансформатором ТП1	1,6	4	12,39	12,59	31
ВА55-43	За силовым трансформатором ТП2	1,6	4	12,37	12,54	31
ВА55-43	За силовым трансформатором ТП3	1,6	4	12,35	12,52	31
ВА55-43	За силовым трансформатором ТП4	1,6	4	12,27	12,48	31
ВА55-43	Межсекционный ТП1	1,25	3,125	12,39	12,59	31
ВА55-43	Межсекционный ТП2	1,25	3,125	12,37	12,54	31
ВА55-43	Межсекционный ТП3	1,25	3,125	12,35	12,52	31
ВА55-43	Межсекционный ТП4	1,25	3,125	12,27	12,48	31
ВА55-41	Цех 5, ТП1	0,8	2	12,39	12,59	55
ВА55-41	Цех 1, ТП2	0,8	2	12,37	12,54	55
ВА55-41	Цех 5, ТП1	0,7	1,75	8,22	5,76	55
ВА55-41	Цех 1, ТП2	0,7	1,75	7,89	5,76	55
ВА55-41	Секционный Цех 1, ТП2	0,63	1,575	7,89	5,76	55

11.3 Проверка электрических аппаратов выше 1кв на термическую стойкость

Проверка электрических аппаратов на напряжении 10 кВ осуществляется по следующим условиям:

$$I_{дин} \geq I_{уд}; \quad (11.1)$$

$$I_{откл} \geq I_{к}; \quad (11.2)$$

$$B_m \geq B_{к}; \quad (11.3)$$

$$S_{отк} \geq S_{к}; \quad (11.4)$$

где $I_{дин}$, $I_{уд}$ – ток электродинамической стойкости аппарата и ударный ток короткого замыкания;

$I_{откл}$, $I_{к}$ – номинальный ток отключения и ток короткого замыкания;

$B_m = I^2_t \cdot t$ – тепловой импульс аппарата, нормированный заводом изготовителем, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$,

где I_t и t – ток термической стойкости и допустимое время его действия;

$B_k = I_k^2 \cdot t_k$ – тепловой импульс расчётный, $A^2 \cdot c$;

$S_{отк}$, S_k – номинальная мощность отключения и расчетная;

$$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot U_{н.ср} \cdot I_{отк}, \quad S_k = \sqrt{3} \cdot U_{н.ср} \cdot I_k.$$

Таблица 11.1 – Проверка вводной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-У3
$I_{дин} \geq I_{y\delta}$	$I_{y\delta} = 12,75$ кА	$I_{дин} = 51$ кА	$I_{дн} = 81$ кА
$I_{откл} \geq I_k$	$I_k = 5,01$ кА	$I_{откл} = 20$ кА	-
$B_m \geq B_k$	$B_k = 5,01^2 \cdot 1,2 = 30,12$ МА ² ·с	$B_m = 20^2 \cdot 3 = 1200$ МА ² ·с	$B_m = 20^2 \cdot 4 = 1600$ МА ² ·с
$S_{отк} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,01 = 91,11$ МВ·А	$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 = 363,73$ МВ·А	-

Таблица 11.2 – Проверка линейных панелей КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчётные Данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-У3
$I_{дин} \geq I_{y\delta}$	$I_{y\delta} = 12,75$ кА	$I_{дин} = 51$ кА	$I_{дин} = 52$ кА
$I_{откл} \geq I_k$	$I_k = 5,01$ кА	$I_{откл} = 20$ кА	-
$B_m \geq B_k$	$B_k = 5,01^2 \cdot 0,6 = 15,1$ МА ² ·с	$B_m = 20^2 \cdot 3 = 1200$ МА ² ·с	$B_m = 20^2 \cdot 4 = 1600$ МА ² ·с
$S_{отк} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,01 = 91,11$ МВ·А	$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 = 363,73$ МВ·А	-

Таблица 11.2 – Проверка секционной панели КСО-МЭТЗ-210

Условие выбора	Расчётные Данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-У3
$I_{дин} \geq I_{y\delta}$	$I_{y\delta} = 12,75$ кА	$I_{дин} = 51$ кА	$I_{дн} = 81$ кА
$I_{откл} \geq I_k$	$I_k = 5,01$ кА	$I_{откл} = 12,5$ кА	-
Условие выбора	Расчётные Данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-630-У2	РВЗ-10-630-У3
$B_m \geq B_k$	$B_k = 5,01^2 \cdot 0,9 = 22,6$ МА ² ·с	$B_m = 20^2 \cdot 3 = 1200$ МА ² ·с	$B_m = 20^2 \cdot 4 = 1600$ МА ² ·с
$S_{отк} \geq S_k$	$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 5,01 = 91,11$ МВ·А	$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 20 = 363,73$ МВ·А	-

11.4 Проверка сборных шин на электродинамическую стойкость

Проверка на электродинамическую стойкость выполняется сравнением механического напряжения в материале шины σ_p с допустимыми значениями $\sigma_{доп}$:

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_p. \quad (11.13)$$

Механические напряжения в материале шины, возникающие под действием изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (11.14)$$

где i_y – ударный ток КЗ, А;

l – расстояние между опорными изоляторами, которое в нашем случае принимаем равным $l = 1$ м;

a – расстояние между осями шин смежных фаз, которое в нашем случае принимаем равным $a = 0,25$ м;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см^3 , который при расположении шин плашмя вычисляется как:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (11.15)$$

где b и h – соответственно меньший и больший размеры сторон поперечного сечения шины.

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимального допустимого сечения:

$$F = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (11.16)$$

где C – расчётный коэффициент, принимаемый для шин $C = 91 \text{ А} \cdot \text{с}^{0,5} / \text{мм}^2$.

B_k – тепловой импульс от тока КЗ, $\text{А}^2 \cdot \text{с}$, определяемый по формуле:

$$B_k = I_k^2 \cdot t_{отк}. \quad (11.17)$$

$t_{отк}$ – время отключения КЗ, принимаемое по расчету, равное $t_{отк} = 1,2$ с;

I_k – ток КЗ на шинах РП, таблица 12.1.

Произведём выбор шины РП напряжением 10кВ и проверим их на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Принимаем шины размером 40x5 таблица ПЗ.25, [2], сечение одной полосы $F_{ст} = 200 \text{ мм}^2$, $I_{доп} = 540 \text{ А}$.

$$B_k = 5,01^2 \cdot 1,2 = 30,12 \text{ МА}^2 \cdot \text{с},$$

$$F = \frac{\sqrt{30,12 \cdot 10^6}}{91} = 60,31 \text{ мм}^2.$$

Что меньше принятого нами сечения равного 200 мм².

Выполним проверку на электродинамическую стойкость. Момент сопротивления шин при расположении их плашмя:

$$W = \frac{0,4 \cdot 5^2}{6} = 1,67 \text{ см}^3.$$

Расчётные напряжения в материале шины:

$$\sigma_p = \sqrt{3} \cdot 10^{-8} \frac{(12,75 \cdot 10^3)^2 \cdot 1^2}{0,25 \cdot 1,67} = 6,74 \text{ МПа}.$$

Для материала шин марки АДО $\sigma_{\text{доп}} = 49 \text{ МПа}$ [2, ПЗ.26]. Так как условие.

$\sigma_{\text{доп}} = 49 \text{ МПа} > \sigma_p = 6,74 \text{ МПа}$ выполняется, выбранные шины динамически устойчивы.

11.5 Проверка трансформаторов тока на термическую и динамическую стойкость

Проверка трансформатора тока ТПОЛ-10-80/5 на термическую стойкость проходит по формуле:

$$I_{\text{кз}}^2 \cdot \Delta t_{\text{откл}} \leq I_{\text{кат}}^2 \cdot \Delta t_{\text{кат}}, \quad (11.18)$$

где $t_{\text{отк}}$ – время отключения КЗ, принимаемое по расчету, равное $t_{\text{отк}} = 0,6 \text{ с}$;

$I_{\text{кз}}$ – ток КЗ на шинах РП;

$I_{\text{кат}}$ – каталожный трехсекундный ток ;

$t_{\text{отк}}$ – каталожный время срабатывания $t_{\text{отк}} = 3 \text{ с}$.

$$I_{\text{кз}}^2 \cdot \Delta t_{\text{откл}} \leq I_{\text{с1}}^2, \quad (11.19)$$

где $I_{\text{с1}}$ – каталожный односекундный ток, $I_{\text{с1}} = k_{\text{терм}} \cdot I_{\text{ном1}}$.

$$4,99^2 \cdot 0,6 \leq (40 \cdot 80)^2 \cdot 3;$$

$$14,94 \text{ кА} \leq 30,72 \text{ кА}.$$

Трансформатора тока ТПОЛ-10-80/5 прошел проверку на термическую стойкость.

Проверка трансформатора тока ТПОЛ-10-80/5 на динамическую стойкость проходит по формуле:

$$i_{\text{уд}} \leq i_{\text{дин}}, \quad (11.20)$$

где $i_{уд}$ - ударный ток;

$i_{дин}$ - динамический ток ТТ, $i_{дин} = k_{дин} \cdot I_{ном1}$.

$$12,71 \leq 102 \cdot 80;$$

$$12,71 \text{ кА} \leq 8,160 \text{ кА}.$$

Трансформатора тока ТПОЛ-10-80/5 не прошел проверку на термическую стойкость, поэтому выбираем трансформатора тока ТПОЛ-10-80/5 сделанный по специальному заказу. Данные о других ТТ приведены в таблице 11.4.

Таблица 11.4-Проверка трансформаторов тока

Название ТТ.	Место установки	$I_{кз}^2 \cdot t_c$, кА.	$I_{сз}^2$, кА.	$i_{уд}$, кА.	$i_{дин}$, кА.
ТПОЛ-10-80/5	На линиях отходящих к ТП.	14,94	30,72	12,71	8,16
ТПОЛ-10-150/5	На секционной панели	22,59	192	12,75	24
ТПОЛ-10-300/5	На вводе	30,12	192	12,75	24

12 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Электрические измерения в сети электроснабжения предприятия необходимы для учета потребляемой электроэнергии, определение величин характеризующих режимы работы оборудования, качества получаемой энергии, состояния изоляции в сетях с изолированной нейтралью и для других целей.

В системе электроснабжения промышленного предприятия следует измерять текущие значения величин тока, напряжения, мощности, характеризующие режим работы системы, ее элементов, так же необходим учет потребляемой и вырабатываемой электроэнергии.

Установка амперметра производится в цепях, в которых необходим контроль тока (ввод РП, трансформаторы, отходящие линии, перемычки между секциями сборных шин, конденсаторные установки, некоторые электроприемники). При равномерной нагрузке обычно ток измеряется только в одной фазе. При неравномерной, измерения производятся в каждой фазе отдельно. Амперметры подключаются через измерительные трансформаторы тока (ТПЛ, ТНШЛ).

Измерение напряжения производится на каждой секции сборных шин РП и ТП. В трехфазных электроустановках обычно производится измерение одного междуфазного напряжения. В сетях с изолированной нейтралью вольтметры используются также для контроля изоляции. Для этой цели могут применяться три вольтметра, включаемые на фазные напряжения через измерительный трансформатор типа ЗНОЛ, присоединенный к секции РП. На ТП напряжение измеряется только на стороне низшего напряжения.

На предприятии различают расчетный (коммерческий) и технический (контрольный) учет электроэнергии.

Перечень измерительных приборов и места их установки указаны в таблице 12.1.

Таблица 12.1 – Контрольно-измерительные приборы и места их установки

Место установки	Перечень приборов
Яч ввода 10 кВ	Амперметр, расчетный счетчик активной и реактивной энергии
Установлены в ячейках 1,3,5,6,9,10,11,14	Амперметр
Ячейка 2, 13	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, один трехфазный для измерения фазного напряжения
Ячейка 4,7,11	Амперметр в каждой фазе, счетчик активной и реактивной энергии
Установлены в ячейках 1,3,5,6,9,10,11,14	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, счетчик активной и реактивной энергии
Ячейка 7	Амперметр

На фабрике используются следующие типы контрольно-измерительных приборов: амперметр ЦА9254, вольтметр СВ3021, счетчик активной и реактивной энергии ГРАН-ЭЛЕКТРО СС-301.

На двух питающих вводах устанавливаются расчетные счетчики электроэнергии. Счетчик реактивной мощности осуществляет прием-отдачу, счетчик активной только прием. На отходящих линиях и шинах 0,4 кВ счетчик активной и реактивной энергии осуществляющее только прием. Для определения совмещенной нагрузки в часы максимума энергосистемы установлены специальные суммирующие устройства – сумматоры. С помощью автоматизированной системы учета электроэнергии на фабрике выполняются следующие функции: проводится контроль максимальной совмещенной нагрузки предприятия, вырабатываются предупредительные сигналы при появлении тенденции к превышению заявленного максимума нагрузки, выдаются команды на отключение потребителей регуляторов при необходимости снижения мощности предприятия, измеряется расход электроэнергии по каждому вводу, по каждой отходящей линии, на шинах 0,4 кВ каждой ТП, суммируется потребляемая энергия нарастающим итогом, а

также по установленным временным зонам, определяется расход электроэнергии за смену, сутки, расчетный период и т.д.

Для измерения и учета электроэнергии принято устройство сбора и передачи данных (УСПД) – это микропроцессорное устройство (контролер), используемое на промежуточном уровне АСКУЭ и предназначенное для запроса и приема данных измерения и учета с нижнего уровня АСКУЭ (от группы счетчиков) по цифровым интерфейсам, накопление и/или обработка полученных данных, передачи их в канал связи на верхний уровень АСКУЭ, а также обратной передачи в счетчики с верхнего уровня АСКУЭ служебных и/или иных данных.

В процессе проектирования принимаются технические решения, обеспечивающие рациональное электропотребление как отдельных технологических установок, так и промышленного объекта в целом. Экономия электроэнергии на проектируемой фабрике достигается с помощью следующих мероприятий:

- рациональное построение СЭС и правильный выбор оборудования (цеховые трансформаторные подстанции комплектуются трансформаторами ТМГЗЗ, в которых снижен уровень потерь холостого хода и короткого замыкания, что позволяет существенно уменьшить затраты в процессе эксплуатации оборудования);

- применение энергоэффективных технологий и оборудования, что позволяет выпускать продукцию с меньшими значениями удельных расходов электроэнергии (освещение выполнено светодиодными лампы LED, применение нового оборудования);

- снижение величины потерь и уменьшение потребляемой мощности путем компенсации реактивной мощности, на предприятии устанавливаются автоматизированные конденсаторные установки (расчет компенсации и выбор БНК осуществлялся в четвертом пункте проекта);

- наличие связей между трансформаторными подстанциями на стороне 0,4 кВ позволяет создавать экономически целесообразные режимы работы при снижении нагрузок, отключением части трансформаторов; число часов работы трансформаторов определяет величину потерь и для экономии электроэнергии при малых нагрузках трансформаторы отключаются.

- использование на предприятии системы АСКУЭ позволяет осуществлять планирование мероприятий по экономии электроэнергии. АСКУЭ позволяет составлять электрический баланс, который является основой для анализа состояния электрохозяйства, выявления резервов экономии энергоресурсов и установления норм расхода электроэнергии на единицу продукции

13 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

13.1 Организация управления энергохозяйством

Энергетическое хозяйство книжной фабрики снабжает его производственные и хозяйственно-бытовые службы всеми видами энергии (электроэнергия, тепловая энергия топлива, пара, горячей воды) и энергоносителями (пар, сжатый воздух, горячая вода).

Система энергоснабжения на предприятии является централизованной, то есть предприятие получает энергоносители со стороны. Эффективность системы обеспечивается надежностью и бесперебойностью источников питания, а также снижением издержек производства и капитальных затрат, связанных с получением необходимых предприятию видов энергии.

В состав и структуру энергетического хозяйства входят:

теплосиловое хозяйство (котельная);

водоснабжение и канализация (насосные установки);

газовое хозяйство (газогенераторные, компрессорные установки, промышленная вентиляция; холодильные установки, кондиционеры);

электросиловое хозяйство (понижающие трансформаторные подстанции и распределительные пункты);

слаботочное хозяйство (АТС, коммутаторные установки; радиотрансляционная сеть с соответствующей аппаратурой; установки промышленного телевидения);

паро-, водо-, воздухопроводные и газовые сети; электрические и слаботочные сети и линии, доводящие все виды энергии до места их потребления;

цеховые и общефабричные потребители энергии;

участок контрольно-измерительных приборов и автоматики;

электромеханический цех и участки в основных цехах;

складское хозяйство (склад материалов, склад химикатов, склад хлопка, склад готовой продукции, кладовые в цехах).

Планирование, организацию и управление энергохозяйством на крупных предприятиях осуществляет служба главного энергетика. Все специалисты системы энергетического хозяйства в зависимости от направлений деятельности группируются в производственные подразделения — цехи, участки, лаборатории, группы и т. п.

В состав отдела главного энергетика обычно входят группы энергоиспользования (эксплуатация), энергооборудования, электрическая и тепловая лаборатории. Лаборатории разрабатывают мероприятия по

улучшению режимов работы оборудования, снижению расхода топлива и энергии и контролируют их выполнение.

В энергоцехах создаются бригады сменного (дежурного) персонала, осуществляющего эксплуатацию оборудования и коммуникаций, и ремонтно-монтажные бригады.

Основные задачи энергетического хозяйства на книжной фабрике заключаются в следующем:

- получение электроэнергии со стороны;

- организация производства собственными силами тех видов энергоресурсов, передача которых на большие расстояния неэкономична либо недостаточна для удовлетворения потребностей предприятия (сжатый воздух и др.);

- преобразование энергии и подготовка ее к использованию (изменение напряжения, давления, насыщенности);

- своевременное и правильное распределение энергии между подразделениями и подача ее к рабочим местам;

- организация потребления, рационального использования, а также экономии энергии и топлива;

- наблюдение за строгим выполнением правил эксплуатации энергетического оборудования;

- организация и проведение планово-предупредительных ремонтных работ;

- обеспечение надежной связи между подразделениями;

- организация хранения топлива и энергии.

На предприятии установлены основные направления совершенствования энергетического хозяйства и повышения эффективности его работы:

- широкое внедрение ресурсосберегающего оборудования;

- повышение коэффициента полезного действия собственных генерирующих и преобразующих установок;

- совершенствование схем энергопотребления;

- автоматизация производственных процессов, учета и контроля использования ресурсов;

- применение расчетно-аналитических методов нормирования энергоресурсов.

Схема управления энергетическим хозяйством представлена на рисунке 12.1.

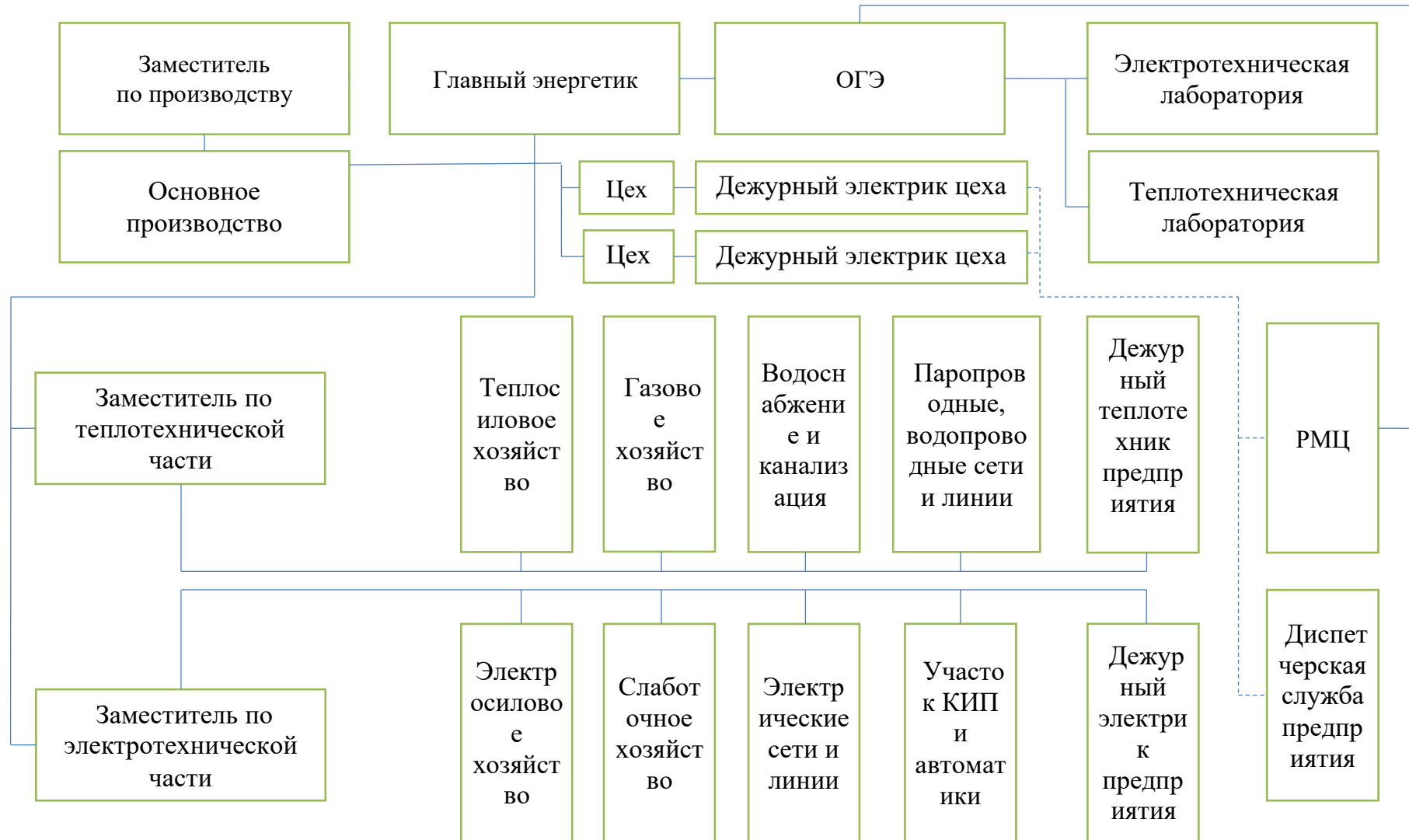


Рисунок 12.1 – Схема управления энергетической службой предприятия по производству КТП в утеплённой обол

13.2 Техничко-экономические расчеты

Суммарная мощность цеховых трансформаторов:

$$S_{\text{ТР}} = 5040 \text{ кВ}\cdot\text{А.}$$

Годовое потребление электрической энергии:

$$W = W_{\text{СИЛ}} + W_{\text{ОСВ}} + \Delta W ; \quad (12.1)$$

$$W_{\text{СИЛ}} = \alpha \cdot P_{\text{см}} \cdot T_{\text{г}} ; \quad (12.2)$$

$$W_{\text{ОСВ}} = \kappa_{\text{с}} \cdot P_{\text{ро}} \cdot T_{\text{осв}} , \quad (12.3)$$

где $W_{\text{СИЛ}}$ – энергия, потребляемая силовой нагрузкой предприятия, кВт·ч;

$W_{\text{ОСВ}}$ – энергия, потребляемая осветительными установками, кВт·ч;

ΔW – годовая величина потерь энергии в общезаводских сетях и трансформаторах (после компенсации), кВт·ч;

α – годовой коэффициент сменности по энергоиспользованию; согласно [1] для заводов тяжелого машиностроения можно принять $\alpha = 0,65$;

$P_{\text{см}}$ – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, кВт;

$T_{\text{г}}$ – годовая продолжительность работы силовых электроприемников;

$P_{\text{ро}}$ – расчетная нагрузка освещения, кВт;

$T_{\text{осв}}$ – время использования максимума осветительной нагрузки, принимаемое по справочнику в зависимости от географической широты, числа рабочих смен и наличия естественного освещения принимаем 2250 ч;

$\kappa_{\text{с}}$ – коэффициент спроса принимаем 0,95.

По рассчитанным ранее значениям силовых и осветительных нагрузок (таблица №) и потерям электроэнергии, используя формулы (12.1), (12.2) и (12.3) определяем:

$$W_{\text{СИЛ}} = 0,65 \cdot 3238,45 \cdot 4000 = 8419970 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$W_{\text{ОСВ}} = 0,95 \cdot 342,69 \cdot 2250 = 732499,875 \text{ кВт}\cdot\text{ч};$$

$$\Delta W_1 = 51368 + 50179,35 + 30420 = 131967,35 \text{ кВт}\cdot\text{ч} .$$

Следовательно, годовое потребление электроэнергии:

$$W = 8419970 + 732499,875 + 131967,35 = 9284437,225 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Максимальное значение потребляемой активной мощности определяется следующим образом:

$$P_{\text{МАХ}} = \frac{W}{T_{\text{мак}}} , \quad (12.4)$$

где $T_{\text{мак}}$ – время использования максимума нагрузки предприятия.

$$P_{MAX} = \frac{9284437,225}{4500} = 2063,208 \text{ кВт.}$$

Стоимость основных средств применим равной величине капитальных вложений (пункт 6 пояснительной записки):

$$K_{OC} = K = 464,914 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления и годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования были определены ранее:

$$I_{ам} = 20,415 \text{ тыс.руб.};$$

$$I_{экс} = 11,763 \text{ тыс.руб.}$$

Суммарная номинальная мощность, устанавливаемых конденсаторных установок:

$$Q_{КУ} = 1690 \text{ квар.}$$

Средний тариф на электроэнергию был определен ранее и составляет:

$$\beta_{cp} = 0,3346 \text{ руб / кВт}\cdot\text{ч.}$$

Годовая плата за потребляемую предприятием электроэнергию определяется по двухставочному тарифу:

$$P_{эл} = a \cdot P_{MAX} + b \cdot W; \quad (12.5)$$

$$P_{эл} = 30,08196 \cdot 12 \cdot 2,063 + 0,25439 \cdot 9284,437 = 3106,577 \text{ тыс. руб.}$$

В том числе стоимость потерь электроэнергии:

$$I_{пот} = \beta_{cp} \cdot \Delta W; \quad (12.6)$$

$$I_{пот} = 0,3346 \cdot 131,967 = 44,156 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость полезного кВт\cdotч электроэнергии:

$$C_{пол} = \frac{P_{эл} + I_{ам} + 1,1 \cdot I_{экс}}{W_{пол}}, \quad (12.7)$$

где $W_{ПОЛ}$ - полезное потребление электроэнергии предприятием, кВт\cdotч, определяется по формуле:

$$W_{ПОЛ} = W - \Delta W. \quad (12.8)$$

$$W_{ПОЛ} = 9284437,225 - 131967,35 = 9152469,875 \text{ кВт}\cdot\text{ч}$$

Значит,

$$C_{пол} = \frac{3106,577 + 20,415 + 1,1 \cdot 11,763}{9152,469} = 0,343 \text{ руб. / кВт}\cdot\text{ч.}$$

Приведенные дисконтированные затраты принятого варианта схемы электроснабжения, определенные в пункте 6 пояснительной записки:

$$Z = 901,316 \text{ тыс. руб.}$$

Результаты проведенных технико-экономических расчетов представлены в таблице 13.1 и на листе ? графической части дипломного проекта.

Таблица 13.1 – Техничко-экономические показатели

Наименование показателя	Обозначение	Единица измерения	Величина
Суммарная мощность трансформаторов	$S_{тр}$	МВ·А	5,040
Максимальная потребляемая мощность	P_{max}	МВт	2063,208
Время использования максимума нагрузки	T_{max}	ч/год	4500
Годовое потребление электроэнергии	W	тыс. кВт·ч	9254,017
Потери электроэнергии	ΔW	тыс. кВт·ч	131,967
Стоимость основных средств	$K_{ос}$	тыс. руб.	564,935
Средний тариф на электроэнергию	$\beta_{ср}$	руб./кВт·ч	0,335
Стоимость потребляемой электроэнергии	$П_{эл}$	тыс. руб.	3106,577
Стоимость потерь электроэнергии	$И_{пот}$	тыс. руб.	44,156
Стоимость полезного кВт·ч энергии	$C_{пол}$	руб./кВт·ч	0,343
Приведенные затраты принятого варианта	Z	тыс. руб.	154,72

14 ОХРАНА ТРУДА

14.1 Нормы комплектование средствами защиты распределительных устройств подстанций до 1кВ.

Таблица 14.1- Средства защиты

Распределительные устройства напряжением до 1000 В	
Изолирующая штанга (оперативная или универсальная)	По местным условиям
Указатель напряжения	2 шт.
Изолирующие клещи	1 шт.
Электроизолирующие перчатки	2 пары
Электроизолирующие галоши	2 пары
Распределительные устройства напряжением до 1000 В	
Электроизолирующий ковер или изолирующая подставка	По местным условиям
Защитные ограждения, изолирующие накладки, переносные плакаты и знаки безопасности	То же
Защитные щитки или очки	1 шт.
Переносные заземления	По местным условиям

Электрозачитными средствами следует пользоваться по их прямому назначению в электроустановках того напряжения, на которое они рассчитаны, и в строгом соответствии с требованиями настоящего ТКП. Основные и дополнительные электрозачитные средства рассчитаны на применение в закрытых электроустановках, а в открытых электроустановках и на воздушных линиях электропередачи – только в сухую погоду. На открытом воздухе в сырую погоду могут применяться только средства защиты специальной конструкции, предназначенные для работы в таких условиях. Изготавливают, испытывают такие средства защиты и пользуются ими в соответствии с техническими условиями и инструкциями.

Электроизолирующая часть электрозачитных средств со стороны рукоятки ограничивается кольцом или упором из электроизоляционного материала.

У электрозачитных средств для электроустановок напряжением до 1000 В (кроме ручного электроизолирующего инструмента) высота кольца или упора должна быть не менее 3 мм.

Изолирующие части электрозащитных средств должны быть выполнены из электроизоляционных материалов с устойчивыми диэлектрическими свойствами (стеклоэпоксифенольные, стеклопластиковые трубки и т.д.). Материалы, поглощающие влагу (бумажнобакелитовые трубки, дерево), должны быть покрыты влаготрекингоустойким лаком и иметь гладкую наружную и внутреннюю поверхности без трещин, расслоений и царапин (касается ранее приобретенных и не выведенных из эксплуатации). Применение электрозащитных средств, изготовленных из материалов, поглощающих влагу, а также из полиэтилена в связи с его недолговечностью на открытом воздухе, не допускается.

Конструкция электрозащитных средств из электроизоляционных трубок должна предотвращать попадание внутрь пыли и влаги или предусматривать очистку внутренних поверхностей (например, для штангпылесосов). При повреждении лакового покрова (трещины, глубокие царапины) или других неисправностях электрозащитных средств необходимо изъять их из эксплуатации, отремонтировать и испытать.

Штанги электроизолирующие совместно с приборами, инструментом и приспособлениями предназначены для оперативной работы (операции с разъединителями, смена предохранителей и т. п.), измерений (проверка изоляции, наличия (отсутствия) напряжения, совпадения фаз на линиях электропередачи и подстанциях), а также для установки и снятия переносных заземлений, не имеющих своих штанг, и для освобождения пострадавших.

В процессе эксплуатации механические испытания штанг не проводят. При эксплуатационных электрических испытаниях изолирующая часть оперативных и измерительных штанг подвергается испытанию повышенным напряжением. При этом напряжение прикладывается между рабочей частью и временным электродом, закрепленным у ограничительного кольца со стороны изолирующей части. Испытаниям подвергаются также головки измерительных штанг для контроля изоляторов в электроустановках напряжением 35–330 кВ.

Клещи электроизолирующие предназначены для замены предохранителей в электроустановках до и выше 1 000 В, а также для снятия ограждений, накладок и других аналогичных работ в электроустановках до 35 кВ. Рабочая часть изготавливается как из электроизоляционного материала (клещи до 1 000 В), так и из металла. На металлические губки должны быть надеты резиновые маслобензостойкие трубки для исключения повреждения фарфора патрона предохранителя.

Электрические испытания клещей проводятся согласно требованиям п.3.7, при этом испытательное напряжение прикладывается между

металлическими хомутиками, установленными на рукоятки (за упорными выступами) со стороны изолирующей части и на губки основания овального выреза. Электрические испытания рукоятки для снятия предохранителей до 1 000 В не проводят.

Клещи или специальную рукоятку на напряжение до 1 000 В при пользовании ими необходимо держать на вытянутой руке, а клещи на напряжение выше 1 000 В – только за рукоятку, прикасаться к их изолирующей части запрещается.

14.2 Меры безопасности при производстве работ в электроустановках, связанных с подъемом на высоту и применением грузоподъемных машин.

Перед началом работы привести в порядок спецодежду, надеть ее так, чтобы она не имела развевающихся и свисающих концов. Надеть плотно облегающий головной убор и подобрать под него волосы. Подготовить и проверить защитные средства. Проверить исправность инструмента, приспособлений и приборов.

Работы на высоте 1,3 м и более от поверхности грунта или перекрытий относятся к работам, выполняемым на высоте. При производстве этих работ должны быть приняты меры, предотвращающие падение работающих с высоты. Работы, выполняемые на высоте 5 м от поверхности грунта, перекрытия или рабочего настила, лесов, подмостей, при которых основным средством предохранения от падения с высоты служит предохранительный пояс, считаются верхолазными. Состояние здоровья лиц, допускаемых к верхолазным работам, должно отвечать медицинским требованиям, установленным для рабочих, занятых на этих работах. О разрешении на выполнение верхолазных работ делается специальная запись в удостоверении о проверке знаний в таблице "Свидетельство на право проведения специальных работ".

При работах, когда не представляется возможным закрепить строп предохранительного пояса за конструкцию, опору, следует пользоваться страховочным канатом, предварительно закрепленным за конструкцию, деталь опоры и т.п. Выполнять эту работу должны двое, второе лицо по мере необходимости медленно опускает или натягивает страховочный канат. При работе на конструкциях, под которыми расположены находящиеся под напряжением токоведущие части, ремонтные приспособления и инструмент привязываются во избежание их падения, применять в этих случаях монтерские предохранительные пояса со стропами из металлической цепи

запрещается. Подавать детали на конструкции или оборудование следует с помощью "бесконечного" каната. Стоящий внизу работник должен удерживать канат для предотвращения его раскачивания и приближения к токоведущим частям.

Персонал, работающий на порталах, конструкциях, опорах и т.п., должен пользоваться одеждой, не стесняющей движения. Личный инструмент должен находиться в сумке. Лица, осуществляющие наблюдение за членами бригады, выполняющими верхолазные работы или работы на высоте, могут размещаться на земле. Обслуживание осветительных устройств, расположенных на потолке машинных залов и цехов предприятий, с тележки мостового крана должны производить не менее чем два лица, одно из которых должно иметь группу по электробезопасности не ниже III. Второе лицо должно находиться вблизи работающего и следить за соблюдением им необходимых мер безопасности. При выполнении работы ремонтному персоналу должен быть выдан наряд. Устройство временных подмостей, лестниц и т.п. на тележке запрещается. Работать следует непосредственно с настила тележки или с установленных на настиле стационарных подмостей. С троллейных проводов перед подъемом на тележку должно быть снято напряжение. При работе следует пользоваться предохранительным поясом.

Передвигать мост или тележку крана крановщик может только по команде производителя работ. При передвижении мостового крана работающие лица должны размещаться в кабине или на настиле моста. Когда люди находятся на тележке, передвижение моста и тележки запрещается.

По окончании работы привести в порядок рабочее место, убрать и сложить инструмент. Сообщить руководителю (производителю) работ обо всех неисправностях и недостатках, замеченных во время работы, и о принятых мерах к их устранению. Снять и сдать на хранение в установленном порядке спецодежду, средства индивидуальной защиты. Вымыть руки теплой водой с мылом.

В аварийных ситуациях немедленно прекратить работу при возникновении ситуаций, которые могут привести к аварии или несчастным случаям: отключить используемое оборудование; при возникновении пожара или загорания работник обязан: немедленно сообщить об этом в городскую пожарную службу по телефону 101, указав адрес объекта и что горит, и руководителю объекта; принять меры по обеспечению безопасности и эвакуации людей; приступить к тушению пожара с помощью имеющихся на объекте первичных средств пожаротушения; по прибытии подразделений пожарной службы сообщить им необходимые сведения об очаге пожара и мерах, принятых по его ликвидации; на период тушения пожара работник

должен обеспечить охрану с целью исключения хищения материальных ценностей. Оказать необходимую первую (доврачебную) помощь пострадавшему на производстве, освободив его от воздействия травмирующего фактора (электротока, механизмов и т.д.).

При получении травмы на производстве немедленно обратиться в лечебное учреждение и сообщить о случившемся непосредственному руководителю, сохранить рабочее место без изменений на момент получения травмы, если это не угрожает окружающим и не приведет к аварии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломном проекте разработана система электроснабжения завода по выпуску многофункциональных станков. При разработке СЭС применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования и современной вычислительной техники.

На основании разработанных карты технологического процесса и перечня электрооборудования цехов в дипломном проекте дана характеристика потребителей электроэнергии предприятия и определены расчетные электрические нагрузки цехов. По полученным значениям электрических нагрузок произведен выбор числа и мощности трансформаторов цеховых подстанций и расчет компенсации реактивной мощности. К установке на цеховых ТП приняты современные трансформаторы типа ТМГ31 разработки Минского электротехнического завода имени В. И. Козлова.

В соответствии с заданием на проектирование на территории завода предусмотрена установка РП 10 кВ, который питается от подстанции 110/10 кВ энергосистемы. Для выбора места установки РП построена картограмма и определен условный центр электрических нагрузок предприятия. Далее в дипломном проекте были разработаны два варианта схемы электроснабжения. На основании технико-экономических расчетов для дальнейшей разработки принят первый вариант, требующий меньших капитальных вложений и годовых эксплуатационных расходов. Для принятого варианта схемы электроснабжения выполнен расчет токов короткого замыкания и произведен выбор сечений токоведущих элементов и электрических аппаратов РП и ТП.

В дипломном проекте также освещены вопросы электрических измерений, учета и экономии электроэнергии, релейной защиты, охраны труда.

Данный проект может быть использован для проектирования систем электроснабжения заводов станкостроительного и машиностроительного профиля. Приведенные в проекте расчеты и графическая часть базируются на действующей нормативной и справочной информации и литературе.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила устройства электроустановок. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 648 с.
2. Федоров А. А., Каменева В. В. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1984. – 472 с.
3. Кудрин Б. И., Прокопчик В. В. Электроснабжение промышленных предприятий. – Мн.: Выш. шк., 1988. – 357 с.
4. Радкевич В. Н. Проектирование систем электроснабжения: Учеб. пособие. – Мн.: НПООО «ПИОН», 2001. – 292 с.
5. Козловская В. Б. Электрическое освещение: справочник / В. Б. Козловская, В. Н. Радкевич, В. Н. Сацукевич. – 2-е изд. – Мн.: Техноперспектива, 2008. – 271 с.
6. Королев О. П., Радкевич В. Н., Сацукевич В. Н. Электроснабжение промышленных предприятий: Учебно-метод. пособие по курсовому и дипломному проектированию. – Мн.: БГПА, 1998. – 140 с.
7. Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок. – М.: ВНИПИ «Тяжпромэлектропроект». – №5. – 1996. – 108 с.
8. Радкевич В. Н. Расчет компенсации реактивной мощности в электрических сетях промышленных предприятий: Учебно-метод. пособие по курсовому и дипломному проектированию. – Мн.: БНТУ, 2004. – 40 с.
9. Техничко-экономическая оценка трансформаторных подстанций напряжением 6-10/0,4 кВ с различными типами высоковольтных распределительных устройств / В. В. Сталович, В. Н. Радкевич // Энергетика – Изв. высш. учеб. заведений и энерг. объединений СНГ. – 2011.
10. Методические рекомендации по составлению технико-экономических обоснований для энергосберегающих мероприятий. Минск, 2003.
11. Неклепаев Б. Н., Крючков И. П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: Учеб. пособие для вузов. – 4-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
12. Инструкция по проектированию электроснабжения промышленных предприятий: СН 174-75. – М.: Стройиздат, 1976 – 56 с.
13. Рожкова Л. Д., Козулин В. С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.