

БЕЛОРУССКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

ФАКУЛЬТЕТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ
КАФЕДРА ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

ДОПУЩЕН К ЗАЩИТЕ
Заведующий кафедрой

 Е.А.Дерюгина

« 21 » 06 2023 г.

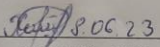
РАСЧЕТНО-ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА
ДИПЛОМНОГО ПРОЕКТА

«ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ЗАВОДА ПО ПРОИЗВОДСТВУ КТП В МЕТАЛЛИЧЕСКОЙ
ОБОЛОЧКЕ»

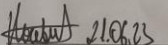
Специальность 1-43.01.03 – «Электроснабжение (по отраслям)»

Специализация 1-43.01.03.01 – «Электроснабжение промышленных предприятий»

Обучающийся
группы 10603419
номер

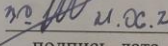
 8.06.23 З.Н. Хонимов
подпись, дата

Руководитель

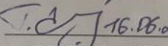
 21.06.23 Р. С. Носевич
подпись, дата

Консультанты:

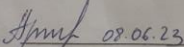
по разделу «Электроснабжение»

 21.06.23 В.Д. Тихно
подпись, дата

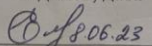
по разделу «Экономика»

 16.06.23 Е. И. Тымуль
подпись, дата

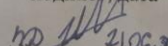
по разделу «Релейная защита
и автоматика»

 08.06.23 К. И. Артеменко
подпись, дата

по разделу «Охрана труда»

 08.06.23 Е. В. Мордик
подпись, дата

Ответственный за нормоконтроль

 21.06.23 В.Д. Тихно
подпись, дата

Объем проекта:

расчетно-пояснительная записка – 132 страниц;

графическая часть – 8 листов;

магнитные (цифровые) носители – 1 единиц.

Минск 2023

РЕФЕРАТ

Дипломный проект: 126 с., 28 рис., 66 табл., 20 ист..

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТРАНСФОРМАТОРЫ, КАРТОГРАММЫ НАГРУЗОК, ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ.

Объектом исследования является электроснабжение завода по производству КТП в металлической оболочке.

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 производств и ныне существующих.

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.

Ведомость объема дипломного проекта

№ строки	Формат	Обозначение	Наименование		Кол. листов	Примеч.		
1			Документация общая					
2								
3	A4		Задание по дипломному проекту		1			
4	A4		Расчетно-пояснительная записка		132			
5	A1	ДП-1060341907-2023-01	Генплан предприятия с сетью		1			
6			напряжением выше 1 кВ и					
7			картограммой нагрузок					
8	A1	ДП-1060341907-2023-02	Электрические нагрузки предприятия		1			
9	A1	ДП-1060341907-2023-03	Схема электроснабжения предприятия		1			
10	A1	ДП-1060341907-2023-04	Схема сетей до 1 кВ, связывающих ТП		1			
11	A1	ДП-1060341907-2023-05	Планы и разрезы по установке		1			
12			оборудования в РП					
13	A1	ДП-1060341907-2023-06	Релейная защита и автоматика элемента		1			
14			системы электроснабжения					
15	A1	ДП-1060341907-2023-07	Технико-экономические показатели		1			
16	A1	ДП-1060341907-2023-08	Спецвопрос: Назначение, конструктивное		1			
17			исполнение, принцип действия и условия					
18			выбора устройства защитного отключения					
19								
20								
21								
22								
23								
24								
25								
26								
27								
28								
			ДП-1060341913-2023-РПЗ					
Изм	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.	Хонимов				Ведомость объема дипломного проекта	Лит.	Лист	Л
Пров.	Журавлев					У		1
Т. контр.	Тихно					1-43 01 03 БНТУ, г. Минск		
Н. контр.	Тихно							
Утв.	Дерюгина							

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	8
1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА	9
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ.....	3
3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	13
4 Выбор цеховых трансформаторов и расчет компенсации реактивной мощности.....	25
4.1 Выбор цеховых трансформаторов.....	25
4.2. Расчет компенсации реактивной мощности.....	28
4.3 Определение нагрузок на шинах РП 10 кВ	31
4.4 Определение целесообразности дополнительной установки БНК.....	35
5 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	40
6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДИЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 кВ.....	45
6.1 Определение нагрузок на РП	48
6.2 Выбор кабелей	49
6.3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов	52
7. ВЫБОР СХЕМЫ СЕТЕЙ ДО 1 КВ, СВЯЗЫВАЮЩИХ ТП.....	61
7.1 Выбор схемы резервирования до 1 кВ.....	61
7.2 Выбор питающих цеха кабелей и защитных аппаратов напряжением до 1 кВ	63
8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ	Ошибка! Закладка не определена
8.1 Расчет токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ	Ошибка! Закладка не определена
8.2 Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ	Ошибка! Закладка не определена
9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РП И ТП.....	Ошибка! Закладка не определена.
9.1 Проверка сечений жил кабелей 10кВ на термическую стойкость	Ошибка! Закладка не определена.
9.2 Выбор шин напряжением выше 1 кВ..	Ошибка! Закладка не определена.
9.3 Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ	Ошибка! Закладка не определена.
9.4 Выбор электрических аппаратов 0,4 кВ цеховых трансформаторов	Ошибка! Закладка не определена.
9.5 Проверка сечений кабелей до 1 кВ по токам короткого замыкания	Ошибка! Закладка не определена.
10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ.....	98
10.1 Выбор устройств релейной защиты и автоматики элементов электрооборудования завода	102
10.2 Расчёт секционного выключателя	103

11 ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ, УЧЕТ И ЭКОНОМИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ.....	106
12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ	110
12.1 Организация управления энергохозяйством	110
12.2 Техничко-экономические показатели	113
13 ОХРАНА ТРУДА	117
13.1 Меры безопасности при эксплуатации и ремонте трансформаторов	117
13.2 Меры безопасности при тушении загораний трансформаторов	116
14. СПЕЦВОПРОС: НАЗНАЧЕНИЕ, КОНСТРУКТИВНОЕ ИСПОЛНЕНИЕ, ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ И УСЛОВИЯ ВЫБОРА УСТРОЙСТВОЗАЩИТНОГО ОТКЛЮЧЕНИЯ.....	Ошибка! Залкадка не определена.
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	131
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	132

ВВЕДЕНИЕ

Целью данного дипломного проекта является разработка системы электроснабжения завода по производству КТП в металлической оболочке. Подстанции предназначены для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц, номинального напряжения 6(10)/0,4 кВ в сетях электроснабжения промышленных предприятий, сельских и городских населенных пунктах.

КТП изготавливаются согласно опросному листу, составленному для каждого заказчика индивидуально, с детальной проработкой основного, и дополнительного оборудования, учитывая все пожелания заказчика.

Системы электроснабжения промышленных предприятий, представляющие собой совокупность электроустановок, предназначены для обеспечения электроэнергией промышленных потребителей. Они оказывают значительное влияние на работу разнообразных электроприёмников и на производственный процесс в целом.

В данном проекте рассмотрены вопросы определения электрических нагрузок, произведен выбор трансформаторов и расчет реактивной мощности цехов. Была разработана схема электроснабжения завода выше 1кВ, а также уделено внимание вопросам электрических измерений и учета электроэнергии, приведено технико-экономическое обоснование выбранного варианта схемы электроснабжения, освещены вопросы охраны труда и релейной защиты.

При разработке системы электроснабжения применены типовые решения с использованием серийно выпускаемого комплектного оборудования, а так же с использованием современной вычислительной техники. Приведенные в проекте расчеты и графическая часть базируются на действующей нормативной и справочной информации и литературе.

1 КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

Завод по производству КТП в металлической оболочке специализируется на выпуске трансформаторной подстанции

КТП на напряжение 6(10)/0,4 кВ мощностью от 100 кВА до 2500 кВА применяются для электроснабжения промышленных предприятий, предприятий добывающей промышленности, объектов инфраструктуры и с/х производства. Оборудование может транспортироваться любым видом транспорта, благодаря чему его удобно использовать в районах со слабо развитой инфраструктурой.

Для питания собственных нужд в отсеке РУ предусмотрен щит собственных нужд (ЩСН), который запитывается от РУНН (в случае КТП) или ячейки с трансформаторами собственных нужд. ЩСН обеспечивает освещение и обогрев отсеков РУ, освещение отсеков силовых трансформаторов; освещение, обогрев и питание вторичных цепей ячеек КСО. ЩСН имеет встроенный АВР-0,4 кВ и питается от двух вводов (в случае двухтрансформаторной КТП). В случае применения в составе РУВН шкафа оперативного тока, освещение, обогрев, питание вторичных цепей ячеек КСО и цепей оперативного тока выполняется от него. Для обеспечения нормальных условий работы оборудования в отсеках РУ установлены обогреватели. Обогреватели работают в автоматическом режиме. По желанию заказчика могут устанавливаться: вольтметры, амперметры, счетчики, блоки АСКУЭ, щит уличного освещения и другое вспомогательное оборудование.

2 ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Согласно литературе потребитель электрической энергии – электроприёмник или группа электроприёмников, объединённых технологическим процессом и размещающихся на определённой территории. Приёмник электрической энергии (электроприёмник) – аппарат, агрегат и др., предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Электроприёмники (ЭП) характеризуются рядом показателей, которые определяют условия их электроснабжения:

- 1) режим работы по нагреву;
- 2) номинальная мощность;
- 3) номинальное напряжение;
- 4) род тока;
- 5) частота тока;
- 6) категория электроприёмников по надёжности электроснабжения;
- 7) стабильность расположения оборудования;
- 8) удельный расход электроэнергии.

Из множества режимов работы в электроснабжении выделяют три основных:

- продолжительный (S1);
- кратковременный (S2);
- повторно-кратковременный (S3).

Продолжительный режим – это режим, в котором при включении электроприёмника температура его отдельных частей возрастает по экспоненте и достигает установившегося значения, но не превышает допустимой. На данном заводе электротехнических изделий в этом режиме работает большинство электродвигателей (ЭД) основных технологических агрегатов и механизмов, насосы, компрессоры, вентиляторы, с кратковременными отключениями работают двигатели станков, прессов, молотов и т.д.

Кратковременный режим – это режим, в котором температура отдельных частей электроприёмника при включении возрастает, но не достигает установившегося значения, а при отключении снижается до температуры окружающей среды (ОС). В этом режиме работают электродвигатели вспомогательных механизмов обрабатывающих станков, ЭД приводов открывания заслонок, затворов, фрамуг и т.д.

Повторно-кратковременный режим – это режим, при котором температура отдельных частей электроприёмника повышается во время работы, но не превосходит допустимой, и снижается во время пауз, но не достигает температуры ОС. В данном режиме работают ЭД крановых установок, тельферов, некоторые печи сопротивления, сварочные установки и т.п.

Для электродвигателей под номинальной мощностью понимается

мощность, развиваемая на валу двигателя при номинальном напряжении, а для других электроприёмников – мощность, потребляемая из сети при номинальном напряжении. Номинальная мощность плавильных печей, сварочных установок равна мощности питающих их трансформаторов. На данном заводе представлены электроприёмники широкого диапазона мощностей: от сотен киловатт у приводов компрессоров до нескольких ватт у источников света и электродвигателей вспомогательных механизмов.

Номинальное напряжение – напряжение, на которое спроектирована электрическая сеть или оборудование и к которому относят их рабочие характеристики. Для внутрицеховых электрических сетей принимаем систему переменного трёхфазного напряжения 400/230 В, для внутризаводских сетей – 10000 В.

В соответствии с все электроприёмники делятся на три категории по надёжности электроснабжения:

- электроприёмники I категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства;

- электроприёмники II категории – электроприёмники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недоотпуску продукции, массовым простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушению нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей;

- электроприёмники III категории – все остальные электроприёмники, не подходящие под определения I и II категорий.

Электроприёмники I категории должны иметь два независимых взаиморезервирующих источника питания с автоматическим включением резерва (АВР). Перерыв в электроснабжении допускается на время действия устройств АВР.

Из состава электроприёмников I категории выделяется особая группа электроприёмников, которая должна иметь третий независимый взаиморезервирующий источник питания (аккумулятор, дизель-генератор, собственный генерирующий источник).

Электроприёмники II категории рекомендуется снабжать ЭЭ от двух независимых взаиморезервирующих источников питания. Перерыв в электроснабжении допускается на время, необходимое для включения резервного источника действиями дежурного персонала или оперативно-выездной бригады, но не более суток.

Электроприёмники III категории могут иметь один источник питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены отказавшего элемента длится не более суток.

На данном заводе по выпуску распределительных устройств до 1 кВ к особой группе ЭП I категории относятся устройства средств пожаротушения и дистанционного управления технологическими процессами, к I – приводы компрессоров, аварийное освещение. Большинство же электроприёмников относятся ко II и III категориям по надёжности электроснабжения. Т.к. в каждом цехе имеются группы ЭП, относящиеся к разным категориям, то система электроснабжения проектируется таким образом, чтобы обеспечить преимущественно два независимых источника питания.

Определение удельного расхода ЭЭ позволяет оценивать эффективность работы оборудования, а также определять целесообразность проведения мероприятий по внедрению энергосберегающих технологий.

Проектируемое предприятие по суммарной установленной активной мощности электроприёмников можно отнести к категории средних с установленной мощностью в пределах от 5 до 75 МВт.

3 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

Выбор всех элементов СЭС и определение параметров режима работы электрических сетей проводится на основе расчетных электрических нагрузок. Электрические нагрузки характеризуют электропотребление отдельных электроприемников, групп и предприятия в целом. Расчёт силовых нагрузок произведём по методу коэффициента расчётной нагрузки.

По данному методу расчётная активная нагрузка цеха определяется по выражению:

$$P_{\text{pc}} = K_p \cdot \sum_{i=1}^N K_{\text{и}i} \cdot P_{\text{ном}i}, \quad (3.1)$$

где K_p – коэффициент расчетной мощности;

$K_{\text{и}i}$ – коэффициент использования группы однородных электроприемников;

$P_{\text{ном}i}$ – мощность группы однородных электроприемников, кВт;

N – число групп электроприемников.

$$K_p = f(n_{\text{э}}, K_{\text{и}}, T_0), \quad (3.2)$$

где $n_{\text{э}}$ – эффективное число электроприемников;

$K_{\text{и}}$ – групповой коэффициент использования;

T_0 – постоянная времени нагрева (учтена в таблице).

K_p принимается по табл. П2.3 [1], на шинах цеховых трансформаторов и по табл. П2.2 [1], для питающих сетей напряжением до 1 кВ.

Эффективное число электроприемников можно определить по выражению:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \cdot \sum_{i=1}^N P_{\text{ном}i}}{P_{\text{ном.мах}}}, \quad (3.3)$$

где $P_{\text{ном.мах}}$ – номинальная мощность самого мощного электроприемника, кВт.

Средневзвешенный коэффициент использования можно определить по выражению:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{и}i} \cdot P_{\text{ном}i}}{\sum_{i=1}^N P_{\text{ном}i}}, \quad (3.4)$$

Расчетная реактивная силовая нагрузка цеха определяется по выражению:

$$Q_{pc} = K_p \cdot \sum_{i=1}^N K_{ni} \cdot P_{номi} \cdot tg\varphi_i, \quad (3.5)$$

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

Нагрузку освещения определяем по удельной мощности на единицу производственной площади. По данному методу расчетная активная нагрузка освещения цехов, для которых не производится полный светотехнический расчет, определяется по выражению:

$$P_{po} = K_c \cdot p_y \cdot F \cdot 10^{-3}, \quad (3.6)$$

где K_c – коэффициент спроса на освещение;

p_y – удельная мощность общего равномерного освещения, Вт/м²;

F – площадь цеха, м².

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

$$p_y = p_{yтаб} \cdot \frac{E \cdot k_{з.факт}}{100 \cdot \eta \cdot k_{з.табл}}, \quad (3.7)$$

где E – освещенность, лк;

$k_{з.факт}$ – фактический коэффициент запаса, учитывающий снижение освещенности в процессе эксплуатации светового прибора. Принимается по табл. 2.1 [2];

η – КПД светильника;

$k_{з.табл}$ – табличный коэффициент запаса.

Расчетная реактивная нагрузка освещения цеха определяется по выражению:

$$Q_{po} = P_{po} \cdot tg\varphi_o, \quad (3.8)$$

где $tg\varphi_o$ – значение коэффициента реактивной мощности освещения.

Расчетную активную мощность цеха можно определить по выражению:

$$P_{рн} = P_{pc} + P_{po}. \quad (3.9)$$

Расчетную реактивную мощность цеха можно определить по выражению:

$$Q_{рн} = Q_{pc} + Q_{po}. \quad (3.10)$$

Полная расчетная мощность цеха определяется по формуле:

$$S_{рн} = \sqrt{P_{рн}^2 + Q_{рн}^2}. \quad (3.11)$$

Расчетный ток нагрузки цеха найдем по выражению:

$$I_{рн} = \frac{S_{рн}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}. \quad (3.12)$$

Исходные данные для расчета электрических нагрузок

электроприемников сведены в таблицу 3.1. Для каждой группы электроприемников определяем коэффициент использования и средний коэффициент мощности, полученные данные заносим в таблицу 3.1. Приведенные в таблице коэффициенты и взяты из [1, табл. П2.1].

Таблица 3.1- Исходные данные для расчета электрических нагрузок

Наименование цеха	Установленное оборудование	P_{Σ} , кВт	$P_{уст.}$ общ, кВт	$P_{нmax}$,кВт	$K_{и}$	$cos \varphi$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8
1. Гальванический цех	Кран-балки, тельферы, ленточные конвейеры (ПВ=40%)	3600	450	500	0,1	0,5	1,73
	Нагреватели гальванических ванн		1150		0,6	1	0,00
	Агрегаты гальванических покрытий		1200		0,6	0,78	0,80
	Воздуходувки		550		0,6	0,7	1,02
	Вентиляторы		250		0,65	0,8	0,75
2. Сварочный цех	Крановые установки (ПВ=40%)	1350	200	200	0,1	0,5	1,73
	Вентиляторы		200		0,8	0,8	0,75
	Сварочные трансформаторы		150		0,3	0,5	1,73
	Конвейеры		150		0,55	0,75	0,88
	Металлорежущие станки крупносерийного производства		350		0,16	0,65	1,17
	Печи сопротивления с неавтоматической нагрузкой		300		0,5	0,95	0,33
3. Штамповочный	Конвейеры	500	150	30	0,5	0,75	0,8

Наименование цеха	Установленное оборудование	P_{Σ} , кВт	$P_{уст. общ.}$, кВт	$P_{нmax}$, кВт	$K_{и}$	$cos \varphi$	$tg\varphi$
1	2	3	4	5	6	7	8
цех					5		8
	Вентиляторы		100		0,8	0,8	0,75
	Вспомогательное оборудование		200		0,14	0,5	1,73
	Крановые установки (ПВ=40%)		50		0,1	0,5	1,73
4. Окрасочный цех	Сушильные печи	900	250	80	0,6	0,75	0,88
	Конвейеры		100		0,55	0,75	0,88
	Крановые установки (ПВ=40%)		120		0,1	0,5	1,73
	Камеры окрасочные		350		0,3	0,5	1,73
	Вентиляторы		80		0,8	0,8	0,75
5. Административный корпус	Компьютерное оборудование	1250	400	20	0,4	0,7	1,02
	Кондиционеры бытовые		300		0,7	0,8	0,75
	Нагревательные приборы		150		0,5	0,95	0,33
	Вентиляторы		280		0,8	0,8	0,75
	Лифты		120		0,15	0,55	1,52

Продолжение таблицы 3.1

1	2	3	4	5	6	7	8
6. РМЦ	Насосы	435	60	30	0,7	0,85	0,62
	Металлообрабатывающие станки		100		0,14	0,5	1,73
	Сварочные трансформаторы		180		0,35	0,5	1,73
	Вентиляторы		20		0,65	0,8	0,75
	Крановые установки (ПВ=40%)		75		0,1	0,5	1,73
7. Сборочный цех	Вентиляторы	800	100	80	0,65	0,8	0,75
	Крановые установки (ПВ=40%)		230		0,1	0,5	1,73
	Вспомогательное оборудование		140		0,14	0,5	1,73
	Стеллажи механизированные		230		0,4	0,75	0,88
	Кондиционеры бытовые		100		0,8	0,7	1,02
8. Испытательный цех	Прокатное и отделочное отделение	1200	130	200	0,4	0,8	0,75
	Металлорежущие станки мелкосерийного производства		150		0,17	0,65	1,17
	Сварочные машины шовные		125		0,3	0,7	1,02
	Сварочные машины стыковые и точечные		125		0,3	0,6	1,33
	Прессы		150		0,17	0,65	1,17
	Кран-балки, тельферы (ПВ=40%)		175		0,1	0,5	1,73
	Конвейеры		125		0,55	0,75	0,88
	Вентиляторы		50		0,8	0,8	0,75
	Сушильные шкафы		120		0,8	0,95	0,33
	Насосы		50		0,7	0,85	0,62
9. Склад готовой продукции	Вентиляторы	400	50	50	0,65	0,8	0,75
	Крановые установки (ПВ=40%)		100		0,1	0,5	1,73
	Вспомогательное оборудование		120		0,14	0,5	1,73
	Стеллажи механизированные		70		0,4	0,75	0,88
	Кондиционеры бытовые		60		0,7	0,8	0,75

Определяем расчетные силовые нагрузки и нагрузки освещения для каждого из цехов. Так как расчет нагрузок аналогичен для всех цехов, приведем пример расчета (группа №1).

Для группы №1 определим групповой коэффициент использования по выражению (3.4), предварительно определив знаменатель:

$$\sum_{i=1}^N P_{\text{ном}i} = 450 + 1150 + 1200 + 550 + 250 = 3600 \text{ кВт};$$

$$K_{\text{и}} = \frac{450 \cdot 0,1 + 1150 \cdot 0,6 + 1200 \cdot 0,6 + 550 \cdot 0,6 + 250 \cdot 0,65}{3600} = 0,541.$$

По формуле (3.3) определяем эффективное число электроприемников:

$$n_{\text{эф}} = \frac{2 \cdot (450 + 1150 + 1200 + 550 + 250)}{500} = 14,4;$$

Принимаем По найденным значениям и по табл.П2.3 [1], находим значение :

$$K_{\text{р}} = 0,87.$$

По выражению (3.1) определяем расчетную активную силовую нагрузку цеха:

$$P_{\text{р}} = 0,87 \cdot (450 \cdot 0,1 + 1150 \cdot 0,6 + 1200 \cdot 0,6 + 550 \cdot 0,6 + 250 \cdot 0,65) \\ = 1695,272 \text{ кВт.}$$

По формуле (3.5) определяем расчетную реактивную силовую нагрузку:

$$Q_{\text{р}} = 0,87 \cdot (450 \cdot 0,1 \cdot 1,73 + 1150 \cdot 0,6 \cdot 0 + 1200 \cdot 0,6 \cdot 0,8 + 550 \cdot 0,6 \cdot 1,02 \\ + 250 \cdot 0,65 \cdot 0,75) = 1114,127 \text{ квар.}$$

Для остальных групп расчет электрических нагрузок производится аналогично. Результаты расчета нагрузок сведены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Результаты расчета силовых нагрузок

№ групп	$\sum P_{\text{ном}i}$, кВт	$\sum P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i}$, кВт	$\sum P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{и}i} \cdot \text{tg} \varphi_i$, квар	P_{max} , кВт	$n_{\text{э}}$	$K_{\text{и}}$	$K_{\text{р}}$	$P_{\text{рс}}$, кВт	$Q_{\text{рс}}$, квар
1	3600	1947,5	1114,127	500	14	0,541	0,87	1695,3	969,8
2	1350	513,5	420,115	200	13	0,38	0,85	436,5	357,1
3	500	195,5	189,916	30	33	0,391	0,75	146,6	142,4
4	900	386	431,443	80	22	0,429	0,85	328,1	366,7
5	1250	687	540,717	20	125	0,55	0,775	532,3	418,9
6	435	139,5	182,138	30	29	0,321	0,75	104,6	136,6
7	800	279,6	285,288	80	20	0,35	0,85	237,7	242,5
8	1200	435,25	361,071	200	12	0,363	0,85	370	306,9
9	400	129,3	126,988	50	16	0,323	0,85	109,9	107,9

Нагрузку освещения определяем по удельной мощности на единицу производственной площади. Для определения нагрузки освещения нам понадобятся следующие данные:

– площадь цеха $F = 6452 \text{ м}^2$, которую нашли по чертежу согласно масштабу;

– нормируемая освещенность цеха, принимаем $E_n = 300 \text{ лк}$, согласно табл. П1.1 [2],.

Для главного корпуса принимаем светильники СД с лампами типа ДРИ, для которых характерен тип кривой силы света Д, КПД светильника $\eta = 75\%$, высота подвеса 10-15 м, по [2, табл. П1.1].

В соответствии с табл. 8.9 [2], в зависимости от высоты подвеса, принимаем 8,4 метра, типа КСС и площади определяем удельную мощность общего равномерного освещения $p_{y.\text{таб}} = 1,5625 \text{ Вт/ м}^2$.

По выражению (3.7) произведем пересчет удельной нагрузки:

$$p_y = 1,5625 \cdot \frac{300 \cdot 1,6}{100 \cdot 0,75 \cdot 1,5} = 6,333 \text{ Вт/ м}^2.$$

Коэффициент спроса принимаем 0,95, [3, стр.67].

По формуле (3.6) определяем расчетную активную нагрузку освещения:

$$P_{po} = 0,95 \cdot 6,333 \cdot 6452 \cdot 10^{-3} = 40,863 \text{ кВт};$$

По выражению (3.8) определяем расчетную реактивную нагрузку освещения:

$$Q_{po} = 0,329 \cdot 40,863 = 13,431 \text{ квар};$$

Результаты расчета нагрузок освещения для всех цехов заносим в таблицу 3.3.

Таблица 3.3 – Результаты расчета осветительных нагрузок

Номер цеха	Ен,лк	рудСД, Вт/м2	Тип светильника	КПД	$\cos\varphi$	$Kз$	$Kс$	$P_{уд}$, Вт/м2	F ,м2	h , высота	$P_{ро}$,кВт	$Q_{ро}$,квар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
1	300	1,5625	СД	0,75	0,95	1,6	0,95	6,333	6452	8,4	40,863	13,431
2	200	1,5625	СД	0,75	0,95	1,4	0,95	3,694	4821	8,4	17,811	5,854
3	200	1,5625	СД	0,75	0,95	1,4	0,95	3,694	2684	8,4	9,916	3,259
4	300	1,5625	СД	0,75	0,95	1,4	0,95	5,542	2684	8,4	14,874	4,889
5	300	1,5625	СД	0,75	0,95	1,6	0,95	6,333	5800	8,4	36,733	12,074
6	75	1,5625	СД	0,7	0,95	1,4	0,95	1,484	4089,6	7	6,071	1,995
7	75	1,5625	СД	0,7	0,95	1,4	0,95	1,484	12000	7	17,813	5,855
8	200	1,5625	СД	0,75	0,95	1,6	0,95	4,222	7468	8,4	31,532	10,364
9	75	1,5625	СД	0,7	0,95	1,4	0,95	1,484	5200	7	7,719	2,537
Наружное освещение по площади	4	0,12	СД		0,95	1,5		0,12	7200	8	0,864	0,284
Наружное освещение по периметру	4	0,6	СД		0,95	1,5		0,6	9500	8	5,7	1,873

Наружное освещение. Учитывая, что коэффициент спроса для наружного освещения принимается равным единице, активная расчетная нагрузка наружного освещения:

$$P_{\text{рон}} = p_{y.l} \cdot l \cdot L \cdot 10^{-3}, \quad (3.13)$$

где F – суммарная площадь линий наружного освещения, м²;

$p_{y.l}$ – удельная мощность осветительной установки, Вт/м².

Расчетная реактивная мощность наружного освещения:

$$Q_{\text{рон}} = P_{\text{рон}} \cdot \operatorname{tg}\varphi. \quad (3.14)$$

Найдем активную нагрузку наружного освещения. По табл. 12.3,[2]. принимаем нормированное значение средней освещенности 4 лк при мощности ламп ЖСП01 150 Вт, находим $p_{y.l}=0,6$ Вт/м. По схеме расположения цехов согласно масштабу $L=9500$ м, тогда по формуле (3.13):

$$P_{\text{рон}} = 0,6 \cdot 9500 \cdot 10^{-3} = 5,7 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная нагрузка наружного освещения, т.к. $\cos\varphi=0,95$ для ДНаТ ($\operatorname{tg}\varphi=0,33$):

$$Q_{\text{рон}} = 5,7 \cdot 0,33 = 1,873 \text{ квар.}$$

Аналогично рассчитаем наружное освещение по площади.

Запитаем наружное освещение от цеха №1.

Активная расчетная нагрузка для цеха №1 по формуле (3.9):

$$P_p = 1695,272 + 40,863 + 0,864 + 5,7 = 1742,698 \text{ кВт.}$$

Реактивная расчетная нагрузка по (3.10):

$$Q_p = 969,832 + 13,431 + 0,284 + 1,873 = 985,421 \text{ квар.}$$

Полная расчетная нагрузка (3.11):

$$S_p = \sqrt{1742,698^2 + 985,421^2} = 2002,012 \text{ кВ}\cdot\text{А}$$

Результаты расчета нагрузок для всех цехов заносим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 - Расчетные нагрузки цехов с учетом освещения

Номер группы	Номера цехов группы	$K_{и}$	$n_{э}$	$K_{р}$	$P_{рс},$ кВт	$Q_{рс},$ квар	$P_{ро},$ кВт	$Q_{ро},$ квар	$P_{р},$ кВт	$Q_{р},$ квар	$S_{р},$ кВ·А
1	1	0,541	14	0,87	1695,3	969,8	40,863	13,431	1742,698	985,421	2002,012
2	2	0,38	13	0,85	436,5	357,1	17,811	5,854	454,286	362,952	581,472
3	3	0,391	33	0,75	146,6	142,4	9,916	3,259	156,541	145,696	213,851
4	4	0,429	22	0,85	328,1	366,7	14,874	4,889	342,974	371,615	505,697
5	5	0,55	125	0,775	532,3	418,9	36,733	12,074	569,021	431,021	713,837
6	6	0,321	29	0,75	104,6	136,6	6,071	1,995	110,696	138,598	177,378
7	7	0,35	20	0,85	237,7	242,5	17,813	5,855	255,473	248,35	356,292
8	8	0,363	12	0,85	370	306,9	31,532	10,364	401,494	317,274	511,723
9	9	0,323	16	0,85	109,9	107,9	7,719	2,537	117,624	110,477	161,37

Так как полная расчётная мощность цехов №3, №6, №7, №9 меньше 400 кВА, то экономически целесообразно запитать их от ТП ближайшего цеха. Таким образом цех №7 запитаем от ТП цеха №2, цех №3, №9 запитаем от ТП цеха №4, цех №6 запитаем от ТП цеха №5 (первый вариант). №3, №9 запитаем от ТП цеха №4, цех №6 запитаем от ТП цеха №5, цех №7 запитаем от ТП цеха №8 (второй вариант). Произведем пересчет электрической нагрузки для группы объединённых цехов №2, №7.

Для этого в первую очередь по таблице П2.2[1] выберем другое значение коэффициента K_p для цеха №7: $K_{иср}=0,35, nэ=20 \Rightarrow K_p=1$. Пересчитаем нагрузки цеха №7:

$$P_{p.н7} = K_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{ни} K_{Иi} + P_{p.o.} = 1 \cdot 279,6 + 17,813 = 297,413 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.н7} = K_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{ни} K_{Иi} tg\varphi + P_{p.o.} = 285,288 + 5,855 = 291,143 \text{ квар};$$

$$S_{p.н7} = \sqrt{P_{p.н7}^2 + Q_{p.н7}^2} = \sqrt{297,413^2 + 291,143^2} = 416,195 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$I_{p7} = \frac{S_{p.н7}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{416,195}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 600,726 \text{ А}.$$

Коэффициент использования объединённых цехов равен: $K_{и2+7}=0,369$.

Эффективное число электроприёмников:

$$nэ_{2+7} = \frac{2 \cdot (P_{уст} + P_{уст})}{P_{max_{2+7}}} = \frac{2 \cdot (1350 + 800)}{200} = 21.$$

По найденным значениям $K_{и2+7}$ и $nэ_{2+7}$ по [1, табл. П2.3] находим значение коэффициента расчетной нагрузки для объединенных цехов $K_{p2+7}=0,85$.

$$P_{p2+7} = K_{p2+7} \cdot (P_c + P_c) + (P_{po} + P_{po}) =$$

$$= 0,85 \cdot (513,5 + 279,6) + (17,811 + 17,813) = 709,758 \text{ кВт};$$

$$Q_{p2+7} = K_{p2+7} \cdot (Q_c + Q_c) + (Q_{po} + Q_{po}) =$$

$$= 0,85 \cdot (420,115 + 285,288) + (5,854 + 5,855) = 611,302 \text{ квар};$$

$$S_{p.н2+7} = \sqrt{P_{p.н2+7}^2 + Q_{p.н2+7}^2} = \sqrt{709,758^2 + 611,302^2} = 936,721 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$I_{p2+7} = \frac{S_{p.н2+7}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{936,721}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1352,041 \text{ А}.$$

Итоговые нагрузки цехов сведены в таблицы 3.5 и 3.6.

Таблица 3.5 - Расчетные нагрузки цехов после объединения в группы (1 вариант)

Группа	Цех, №	$K_{и}$	$n_{э}$	$K_{р}$	$P_{рс}$, кВт	$Q_{рс}$, квар	$P_{ро}$, квар	$Q_{ро}$, квар	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	$S_{рн}$, кВ·А	$I_{рн}$, А
1	1	0,541	14	0,87	1695,272	969,832	40,863	13,431	1742,698	985,421	2002,012	2889,655
2	2+7	0,369	21	0,85	674,135	599,593	35,623	11,709	709,758	611,302	936,721	1352,041
3	4+3+9	0,395	45	0,75	533,1	561,260	32,508	10,685	565,608	571,945	804,384	1161,028
4	5+6	0,491	112	0,745	615,951	538,709	42,804	14,069	658,755	552,778	859,954	1241,237
5	8	0,363	12	0,85	369,963	306,91	31,532	10,364	401,494	317,274	511,723	738,608

Таблица 3.6 - Расчетные нагрузки цехов после объединения в группы (2 вариант)

Группа	Цех, №	$K_{и}$	$n_{э}$	$K_{р}$	$P_{рс}$, кВт	$Q_{рс}$, квар	$P_{ро}$, квар	$Q_{ро}$, квар	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	$S_{рн}$, кВ·А	$I_{рн}$, А
1	1	0,541	14	0,87	1695,272	969,832	40,863	13,431	1742,698	985,421	2002,012	2889,655
2	2	0,38	13	0,85	436,475	357,098	17,811	5,854	454,286	362,952	581,472	839,283
3	4+3+9	0,395	45	0,75	533,1	561,26	32,508	10,685	565,608	571,945	804,384	1161,028
4	5+6	0,491	112	0,745	615,951	538,709	42,804	14,069	658,755	552,778	859,954	1241,237
5	8+7	0,357	20	0,85	607,623	549,405	49,344	16,219	656,967	565,624	866,911	1251,279

4 ВЫБОР ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И РАСЧЕТ КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

В качестве источников реактивной мощности на данном предприятии планируем использовать в первую очередь батареи низковольтных конденсаторов (БНК) напряжением до 1 кВ. Учитывается также реактивная мощность, которую можно получать из энергосистемы.

Расчёт компенсации реактивной мощности выполняем в несколько этапов. Первоначально предприятие, состоящее из отдельных зданий, разбиваем на несколько технологически концентрированных групп цеховых трансформаторов одинаковой единичной мощности. В пределах каждой группы все трансформаторы должны иметь одинаковый коэффициент загрузки и один вид компенсирующих устройств. Предварительно необходимо определить расчетные нагрузки трансформаторов, учитывая предельные возможности передачи мощности по линиям до 1кВ.

Для каждой группы трансформаторов принимаем единичную номинальную мощность и коэффициент загрузки, после чего определяем минимальное число трансформаторов. Затем производим расчёт установленной мощности батарей низковольтных конденсаторов в сетях до 1кВ каждого цехового трансформатора, а также для предприятия в целом. После этого уточняем активную и реактивную нагрузки предприятия с учетом потерь мощности в трансформаторах и вычисляем экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы. Анализ баланса реактивной мощности на границе раздела предприятия и энергосистемы определяет дальнейший порядок расчётов.

4.1 Выбор цеховых трансформаторов

Выбор единичной мощности цеховых трансформаторов можно производить по величине удельной плотности нагрузки s_y , определяемой по выражению:

$$s_y = \frac{S_{p.n}}{F}, \quad (4.1)$$

где $S_{p.n}$ - расчётная полная мощность нагрузки цеха на напряжение до 1 кВ, кВ·А;

F - производственная площадь цеха, электроснабжение которого осуществляется от трансформаторов, м².

Для отдельно стоящих КТП в цехе при $S_y < 0,2$ кВ·А/м² принимаем трансформаторы с единичной мощностью до $S=1000$ кВ·А; при $0,2 < S_y < 0,5$

кВ·А/м² трансформаторы мощностью $S=1600$ кВ·А; при $0,5 < S_y$ кВ·А/м² трансформаторы мощностью 1600, 2500кВ·А. При открытой установке принимают масляные трансформаторы, а сухие трансформаторы, при установке в отдельных помещениях.

Для каждой группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности определяем их минимальное число:

$$N_{T \min} = \frac{P_{p.n.}}{\beta_T \cdot S_T}, \quad (4.2)$$

где $P_{p.n.}$ – расчётная активная нагрузка цеха, кВт;

β_T – коэффициент загрузки трансформаторов, определяемый в зависимости от категории электроприёмников по надёжности электроснабжения;

S_T – принятая минимальная мощность одного трансформатора, кВ·А.

Результаты расчета нагрузок групп цехов сведены в таблицы 4.1 и 4.2.

Таблица 4.1 - Расчетные нагрузки групп (1 вариант)

Номер группы	Номер а цехов	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар	P_{po} , кВт	Q_{po} , квар	P_{pn} , кВт	Q_{pn} , квар	S_{pn} , кВ·А
1	1	1695,27 2	969,832	40,863	13,431	1742,69 8	985,421	2002,01 2
2	2+7	674,135	599,593	35,623	11,709	709,758	611,302	936,721
3	4+3+9	533,1	561,26	32,508	10,685	565,608	571,945	804,384
4	5+6	615,951	538,709	42,804	14,069	658,755	552,778	859,954
5	8	369,963	306,91	31,532	10,364	401,494	317,274	511,723

Таблица 4.2 - Расчетные нагрузки групп (2 вариант)

Номер группы	Номер а цехов	P_{pc} , кВт	Q_{pc} , квар	P_{po} , кВт	Q_{po} , квар	P_{pn} , кВт	Q_{pn} , квар	S_{pn} , кВ·А
1	1	1695,27 2	969,832	40,863	13,431	1742,69 8	985,421	2002,01 2
2	2	436,475	357,098	17,811	5,854	454,286	362,952	581,472
3	4+3+9	533,1	561,26	32,508	10,685	565,608	571,945	804,384
4	5+6	615,951	538,709	42,804	14,069	658,755	552,778	859,954
5	8+7	607,623	549,405	49,344	16,219	656,967	565,624	866,911

Рассмотрим расчет числа трансформаторов на примере первой группы цехов 1 варианта. Мощность трансформатора определяем по (4.1):

$$s_y = \frac{2002,012}{6452} = 0,31 \text{ кВ} \cdot \text{А/м}^2.$$

Принимаем $\beta_T=0,8$, $S_T=1250$ кВ·А. По формуле (4.2):

$$N_{min} = \frac{1742,698}{0,8 \cdot 1250} = 1,743.$$

Принимаем число трансформаторов равным 2.

Результаты остальных расчетов сведем в таблицы 4.3 и 4.4.

Таблица 4.3 - Выбор трансформаторов (1 вариант)

Группа	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	β_T	s_y , кВ·А/м ²	S_T , кВ·А	N_{Tmin}	N_T
1	1742,698	985,421	2002,012	0,8	0,31	1250	1,743	2
2	709,758	611,302	936,721	0,9	0,056	1000	0,789	1
3	565,608	571,945	804,384	0,8	0,076	1000	0,707	1
4	658,755	552,778	859,954	0,8	0,087	1000	0,823	1
5	401,494	317,274	511,723	0,8	0,069	630	0,797	1

Таблица 4.4 - Выбор трансформаторов (2 вариант)

Группа	P_p , кВт	Q_p , квар	S_p , кВ·А	β_T	s_y , кВ·А/м ²	S_T , кВ·А	N_{Tmin}	N_T
1	1742,698	985,421	2002,012	0,8	0,310	1250	1,743	2
2	454,286	362,952	581,472	0,9	0,121	630	0,801	1
3	565,608	571,945	804,384	0,8	0,076	1000	0,707	1
4	658,755	552,778	859,954	0,8	0,087	1000	0,823	1
5	656,967	565,624	866,911	0,8	0,045	1000	0,821	1

Для установки выбираем трансформаторы ТМГ33-630/10, ТМГ33-1000/10 и ТМГ33-1600/10, параметры которых приведены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Каталожные данные трансформаторов

Тип трансформатора	S_n , кВ·А	ΔP_{xx} , кВт	$\Delta P_{kз}$, кВт	$U_{kз}$, %	I_{xx} , %
ТМГ33-630	630	0,68	6,135	5,5	0,35
ТМГ33-1000	1000	0,955	9,54	5,5	0,2
ТМГ33-1250	1250	1,33	13,1	6	0,18

4.2. Расчет компенсации реактивной мощности

Передача по электрическим сетям реактивной мощности снижает пропускную способность линий и трансформаторов по активной мощности и вызывает дополнительные потери активной мощности и напряжения.

Существует много способов для снижения потребляемой реактивной мощности (установка высоковольтных синхронных двигателей, конденсаторные установки и т.д.). На данном предприятии для снижения потребляемой реактивной мощности предусмотрим установку батарей низковольтных конденсаторов (БНК).

Наибольшее значение реактивной мощности, которое может быть передано через трансформаторы в сеть до 1кВ при принятом коэффициенте загрузки трансформаторов β_T , определяется по следующему выражению (для масляных трансформаторов) в квар:

$$Q_m = \sqrt{(1,1 \cdot S_T \cdot \beta_T \cdot N_T)^2 - P_{pn}^2}, \quad (4.3)$$

где коэффициент 1,1 учитывает допустимую систематическую перегрузку.

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

$$Q_{нк1} = Q_{pn} - Q_m, \quad (4.4)$$

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 трансформаторами прямо пропорционально их реактивным нагрузкам. Затем выбираются стандартные номинальные мощности БНК для сети до 1кВ каждого трансформатора.

Мощность БНК, приходящаяся на один трансформатор:

$$Q'_{нк1} = \frac{Q_{нк1}}{N_{min}}. \quad (4.5)$$

Расчет мощности БНК покажем на примере для группы №1. Наибольшее значение реактивной мощности, которую можно передать через трансформатор ТМГ33-1250/10 в сеть до 1кВ по (4.3):

$$Q_T = \sqrt{(1,1 \cdot 1250 \cdot 0,8 \cdot 2)^2 - 1742,698^2} = 1342,759 \text{ квар.}$$

Суммарная мощность БНК по (4.4):

$$Q_{нк1} = 985,421 - 1342,759 = -357,339 \text{ квар.}$$

$$Q'_{нк} = \frac{-357,339}{2} = -178,669 \text{ квар.}$$

БНК не нужны.

Для остальных цехов выбор БНК аналогичен и сведен в таблицы 4.6 и 4.7.

Таблица 4.6 - Выбор БНК (1 вариант)

Группа	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	S_T , кВ·А	N_T	Q_T , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк1}$ (1т-р), квар	Тип БНК
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	1742,6 98	985,42 1	1250	2	1342,7 59	- 357,33 9	-178,669	-
2	709,75 8	611,30 2	1000	1	690,17 6	-78,874	-78,874	-

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	565,60 8	571,94 5	1000	1	674,15 7	- 102,21 2	-102,212	-
4	658,75 5	552,77 8	1000	1	583,47 4	-30,697	-30,697	-
5	401,49 4	317,27 4	630	1	382,31 1	-65,037	-65,037	-

Таблица 4.7 - Выбор БНК (2 вариант)

Группа	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	S_T , кВ·А	N_T	Q_T , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк1}$ (1т-р), квар	Тип БНК
1	1742,6 98	985,42 1	1250	2	1342,7 59	- 357,33 9	-178,669	-
2	454,28 6	362,95 2	630	1	427,34 8	-64,395	-64,395	-
3	565,60 8	571,94 5	1000	1	674,15 7	- 102,21 2	-102,212	-
4	658,75 5	552,77 8	1000	1	583,47 4	-30,697	-30,697	-
5	656,96 7	565,62 4	1000	1	585,48 7	-19,863	-19,863	-

Суммарная установленная мощность БНК предприятия для первого

варианта $Q_{\text{нкф}}=0$ квар, для второго варианта $Q_{\text{нкф}}=0$ квар

Коэффициент загрузки трансформатора с учётом компенсации реактивной мощности:

$$\beta_m = \frac{S_{\text{рн}}}{N_T \cdot S_T}, \quad (4.6)$$

где $S_{\text{рн}}$ - расчетная нагрузка цеха с учетом компенсации реактивной мощности.

$$S_{\text{рн}} = \sqrt{P_{\text{рн}}^2 + (Q_{\text{рн}} - Q_{\text{нк1}})^2}, \quad (4.7)$$

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

Потери активной мощности в трансформаторе, кВт:

$$\Delta P_m = \Delta P_{\text{xx}} \cdot N_T + \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{N_T} \cdot \frac{S_{\text{рн}}^2}{S_T^2} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot N_T + N_T \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \beta_m^2. \quad (4.8)$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе, квар:

$$\Delta Q_m = N_T \cdot \frac{I_{\text{xx}}}{100} \cdot S_T + \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S_{\text{рн}}^2}{N_T \cdot S_T} = \frac{N_T \cdot S_T}{100} \cdot (I_{\text{xx}} + U_{\text{к}} \cdot \beta_m^2). \quad (4.9)$$

Определим потери в трансформаторе для первой группы цехов. Для этого определим расчетную нагрузку цеха с учетом компенсации реактивной мощности по формуле (4.7):

$$S_{\text{рн}} = \sqrt{1742,698^2 + (985,421 - 0)^2} = 2002,012 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\beta_T = \frac{2002,012}{2 \cdot 1250} = 0,801.$$

По формулам (4.8) и (4.9) определим потери активной и реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = 1,33 \cdot 2 + 2 \cdot 13,1 \cdot 0,801^2 = 19,462 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{2 \cdot 1250}{100} \cdot (0,18 + 6 \cdot 0,801^2) = 100,693 \text{ квар}.$$

Аналогично произведём расчёты потерь для остальных групп цехов и результаты занесем в таблицы 4.8 и 4.9.

Таблица 4.8 - Определение потерь мощности в трансформаторах (1 вариант)

Группа	N_T	$S_{\text{ном}}, \text{кВА}$	Потери, кВт		$U_{\text{кз}}, \%$	$I_{\text{xx}}, \%$	β_T	$\Delta P, \text{кВт}$	$\Delta Q, \text{квар}$
			XX	КЗ					
1	2	1250	1,33	13,1	6	0,18	0,801	19,462	100,693
2	1	1000	0,955	9,54	5,5	0,2	0,937	9,326	50,26
3	1	1000	0,955	9,54	5,5	0,2	0,804	7,128	37,587
4	1	1000	0,955	9,54	5,5	0,2	0,86	8,01	42,674
5	1	630	0,68	6,135	5,5	0,35	0,812	4,728	25,066
ИТОГО								48,653	256,279

Таблица 4.9 - Определение потерь мощности в трансформаторах (2 вариант)

Группа	N_T	$S_{ном}$, кВА	Потери, кВт		$U_{кз}$, %	$I_{хх}$, %	β_T	ΔP , кВт	ΔQ , квар
			ХХ	КЗ					
1	2	1250	1,33	13,1	6	0,18	0,801	19,462	100,693
2	1	630	0,68	6,135	5,5	0,35	0,923	5,906	31,723
3	1	1000	0,955	9,54	5,5	0,2	0,804	7,128	37,587
4	1	1000	0,955	9,54	5,5	0,2	0,86	8,01	42,674
5	1	1000	0,955	9,54	5,5	0,2	0,867	8,125	43,334
ИТОГО								48,63	256,011

4.3 Определение нагрузок на шинах РП 10 кВ

Расчетная активная мощность предприятия:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{номi} \cdot K_{иi} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma} = K_o \cdot P_{см\Sigma} + P_{ро\Sigma} + \Delta P_{т\Sigma}, \text{ кВт}, \quad (4.10)$$

где m – число присоединений к РП;

n – число синхронных двигателей с $U_{ном} = 10$ кВ;

$K_{иi}$ – средневзвешенное значение коэффициента использования i -ого присоединения.

Расчетная реактивная мощность предприятия:

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{номi} \cdot K_{иi} \cdot tg\varphi_i + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{т\Sigma} = K_o \cdot Q_{см\Sigma} + Q_{ро\Sigma} + \Delta Q_{т\Sigma}, \text{ квар} \quad (4.11)$$

где Q_{oi} – расчетная реактивная осветительная нагрузка i -ого присоединения;

$\Delta Q_{ти}$ – потери реактивной мощности в трансформаторах i -ого присоединения;

$tg\varphi_i$ – среднее значение коэффициента реактивной мощности i -ого присоединения;

$Q_{нкфи}$ – фактическая реактивная мощность конденсаторных установок i -ого присоединения.

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, [$K_o = f(m, K_{у.ср.взв})$],

$K_{у.ср.взв}$ рассчитывается по формуле:

$$K_{у.ср} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{номi} \cdot K_{иi}}{\sum_{i=1}^m P_{номi}} = \frac{P_{см\Sigma}}{P_{ном\Sigma}}. \quad (4.12)$$

Таблица 4.10 - Характеристики присоединений (1 вариант)

Группа	$P_{ном i}$, кВт	$K_{ии}$	$P_{ном i} \cdot K_{ии}$, кВт	$P_{ном i} \cdot K_{ии} \cdot tg\phi_i$, кВА	$P_{ро}$, кВт	$Q_{ро}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	N т
1	3600	0,541	1947,5	1114,127	40,863	13,431	19,462	100,693	2
2	2150	0,369	793,1	705,403	35,623	11,709	9,326	50,26	1
3	1800	0,395	710,8	748,346	32,508	10,685	7,128	37,587	1
4	1685	0,491	826,5	722,854	42,804	14,069	8,01	42,674	1
5	1200	0,363	435,25	361,071	31,532	10,364	4,728	25,066	1
Сумма	10435		4713,15	3651,802	183,33	60,258	48,653	256,279	

Таблица 4.11 - Характеристики присоединений (2 вариант)

Группа	$P_{ном i}$, кВт	$K_{ии}$	$P_{ном i} \cdot K_{ии}$, кВт	$P_{ном i} \cdot K_{ии} \cdot tg\phi_i$, кВА	$P_{ро}$, кВт	$Q_{ро}$, квар	ΔP , кВт	ΔQ , квар	N т
1	3600	0,541	1947,5	1114,127	40,863	13,431	19,462	100,693	2
2	1350	0,380	513,5	420,115	17,811	5,854	5,906	31,723	1
3	1800	0,395	710,8	748,346	32,508	10,685	7,128	37,587	1
4	1685	0,491	826,5	722,854	42,804	14,069	8,01	42,674	1
5	2000	0,357	714,85	646,359	49,344	16,219	8,125	43,334	1
Сумма	10435		4713,15	3651,802	183,33	60,258	48,63	256,011	

Поскольку схема электроснабжения предприятия неизвестна, то предварительно считаем, что на предприятии радиальная схема электроснабжения и число присоединений на сборных шинах 10 кВ РП будем считать равным числу установленных трансформаторов на предприятии: $m=6$.

Средневзвешенный коэффициент использования предприятия по (4.12):

$$K_{и.ср.взв} = \frac{4713,15}{10435} = 0,452.$$

Коэффициент одновременности максимумов нагрузок [$K_o = f(m, K_{и.ср.взв})$] по 1 табл. [П2.4]: $K_o=0,9$.

Расчетная активная мощность предприятия по (4.10):

$$P_{р.зав} = 0,9 \cdot 4713,15 + 183,33 + 48,653 = 4473,818 \text{ кВт.}$$

Расчетная реактивная мощность предприятия по (4.11):

$$Q_{р.зав} = 0,9 \cdot 3651,802 + 60,258 + 256,279 = 3603,159 \text{ квар.}$$

Полная расчётная нагрузка предприятия определяем:

$$S_{р.зав} = \sqrt{P_{р.зав}^2 + Q_{р.зав}^2} = \sqrt{4473,818^2 + 3603,159^2} = 5744,371 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Математическое ожидание расчетных нагрузок потребителя:

$$\bar{P}_p = \kappa \cdot P_p; \quad (4.13)$$

$$\bar{Q}_p = \kappa \cdot Q_p, \quad (4.14)$$

где κ – коэффициент приведения расчетных нагрузок к математическому ожиданию, $\kappa=0,9$.

Экономическое значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы в часы больших нагрузок ее сети, определяется с учетом суммарных расчетных нагрузок потребителя:

$$Q_s = \bar{P}_p \cdot tg\varphi_s, \quad (4.15)$$

Нормативное значение коэффициента $tg\varphi_s$, которым пользуется энергоснабжающая организация, определяется по выражению:

$$tg\varphi_s = \frac{240 \cdot tg\varphi_B \cdot k_1}{a_\delta \cdot d_{max} + 5000 \cdot b_\delta}, \quad (4.16)$$

где d_{max} – отношение потребления энергии в квартале максимума нагрузки энергосистемы к потреблению ее в квартале максимума нагрузки предприятия (при отсутствии необходимых данных принимают $d_{max}=1$);

a_δ – действующая основная ставка тарифа на активную мощность, $a_\delta=30,08196$ руб/(кВт·мес) по [13];

b_δ – дополнительная ставка тарифа на активную энергию, $b_\delta =0,25439$ руб/кВт·ч по [13];

$tg\varphi_B$ – базовый коэффициент реактивной мощности, принимаемый равным

0,25; 0,3 и 0,4 для сетей 6-20кВ, присоединённых к шинам подстанции с высшим напряжением соответственно 35, 110 и 220-330кВ. В нашем случае $tg\varphi_B=0,3$;

k_1 – коэффициент удорожания конденсаторов, принимаемый равным кратности тарифа на электроэнергию:

$$k_1 = k_w = \frac{a_\delta + b_\delta \cdot T_m}{a + b \cdot 10^{-2} \cdot T_m}, \quad (4.17)$$

где a – основная ставка тарифа на активную мощность на момент принятия методики, $a=60$ руб/(кВт·год);

b – дополнительная ставка тарифа на активную энергию на момент принятия методики, $b=1,8$ коп/кВт·ч;

T_m – число часов использования максимальной нагрузки, определяемое характером и сменностью работы потребителя в год, ч: (для односменных предприятий – 1800-2500; для двухсменных предприятий – 3500-4500; для трехсменных предприятий – 5000-7000).

Принимаем $T_m=4000$ часов.

Математическое ожидание расчетных нагрузок потребителя по формулам (4.13) и (4.14):

$$\bar{P}_p = 0,9 \cdot 4473,818 = 4026,436 \text{ кВт};$$

$$\bar{Q}_p = 0,9 \cdot 3603,159 = 3242,843 \text{ квар.}$$

Значение коэффициента повышения тарифов на электроэнергию по выражению (4.17) равно:

$$k_w = k_1 = \frac{30,08196 \cdot 12 + 0,25439 \cdot 4000}{60 + 1,8 \cdot 10^{-2} \cdot 4000} = 10,444.$$

Нормативное значение экономического коэффициента РМ по выражению (4.16):

$$tg\varphi_\varepsilon = \frac{240 \cdot 0,3 \cdot 10,444}{1 \cdot 30,08196 \cdot 12 + 5000 \cdot 0,25439} = 0,46.$$

Экономически целесообразное значение РМ, потребляемой из энергосистемы, находим по выражению (4.15):

$$Q_\varepsilon = 4026,436 \cdot 0,46 = 1854,092 \text{ квар.}$$

Произведём расчет баланса РМ на границе с энергосистемой:

$$\Delta Q' = \bar{Q}_p - Q_{нк1} - Q_\varepsilon, \quad (4.18)$$

$$\Delta Q' = 3242,843 - 0 - 1854,092 = 1388,75 \text{ квар.}$$

Так как $\Delta Q' > 0$, надо искать пути получения РМ. Для одно-, двух- и трехсменных предприятий рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК.

4.4 Определение целесообразности дополнительной установки БНК

Для определения целесообразности дополнительной установки БНК необходимо найти значение экономически целесообразной реактивной мощности $Q_{тэ}$, которая может быть передана через цеховые трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ.

При потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение:

$$Q_{тэ} = \frac{Z_{нк} - C_{QP}}{2 \cdot A}; \quad (4.19)$$

где $Z_{нк}$ – удельные затраты на компенсацию РМ установками БНК, руб/квар;

C_{QP} – удельная стоимость потребления РМ и энергии, превышающего экономическое значение, руб/квар·год;

A – расчётная величина, характеризующая затраты на потери активной мощности при передаче РМ в сеть напряжением до 1 кВ.

$$Z_{нк} = 0,22 \cdot C_{нк} + Z_{рнк}, \quad (4.20)$$

где $C_{нк}$ – удельная стоимость низковольтных конденсаторных батарей;

$Z_{рнк}$ – удельные затраты на потери мощности в установках БНК, руб/квар.

$$C_{нк} = k_1 \cdot C_{нк.баз}, \quad (4.21)$$

где $C_{нк.баз}$ – базовая удельная стоимость БНК, принимается из диапазона 7,5 – 10,5 руб/квар, причем меньшие значения соответствуют большим мощностям конденсаторных установок. В нашем случае примем $C_{нк.баз} = 9$ руб/квар.

Удельные затраты на потери мощности в БНК:

$$Z_{рнк} = C_{рг} \cdot \Delta P_{нк}, \quad (4.22)$$

где $C_{рг}$ – удельная стоимость потерь активной мощности в компенсирующих установках, руб/кВт;

$\Delta P_{нк}$ – удельные потери активной мощности в БНК; $\Delta P_{нк} = 0,004$ кВт/квар.

$$C_{рг} = a_d + b_d \cdot T_g, \quad (4.23)$$

где T_g – годовой фонд рабочего времени, принимается для двухсменной работы $T_g = 4000$ ч, [1, табл. 8.3]

Удельная стоимость потребления дополнительной РМ и энергии, превышающего экономическое значение, определяется по формуле:

- при наличии на предприятии приборов учета максимальной РМ:

$$C_{QP} = (C_2 + d_2 \cdot T_{MQP} \cdot 10^{-2}) \cdot \frac{2 \cdot k_1 \cdot k_w}{1 + k_1}; \quad (4.24)$$

- при их отсутствии:

$$C_{QP} = d_2 \cdot T_{MQP} \cdot 10^{-2} \cdot \frac{2 \cdot k_1 \cdot k_w}{1 + k_1}, \quad (4.25)$$

где C_2 – плата за 1квар потребляемой РМ, превышающей экономическое

значение, которую принимаем равной $C_2 = 3,6 \text{ руб}/(\text{квар}\cdot\text{год})$;

d_2 – плата за 1квар·ч потребляемой реактивной энергии, которую принимаем равной:

- при расчете по формуле (4.24) $d_2 = 0,09 \text{ коп}/\text{квар}\cdot\text{ч}$;

- при расчете по формуле (4.25) $d_2 = 0,2 \text{ коп}/\text{квар}\cdot\text{ч}$;

$T_{MQП}$ – годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение.

Величина $T_{MQП}$ определяется в зависимости от соотношения степени компенсации ψ и отношения натуральной минимальной нагрузки к натуральной максимальной нагрузке K_m по следующим выражениям:

$$\text{при } \psi \leq K_m : \quad T_{MQП} = \frac{T_z \cdot (K_m - 2 \cdot \psi + 1)}{2 \cdot (1 - \psi)}; \quad (4.26)$$

при $\psi > K_m$:

$$T_{MQП} = \frac{T_z \cdot (1 - \psi)}{2 \cdot (1 - K_m)}. \quad (4.27)$$

Степень компенсации определяется по выражению:

$$\psi = 1 - \frac{Q_{nэ}}{Q_p} = 1 - \frac{\Delta Q'}{Q_p}, \quad (4.28)$$

где $Q_{nэ}$ – величина потребляемой из энергосистемы РМ, превышающей экономическое значение, $Q_{nэ} = \Delta Q'$.

Значение K_m принимается для двухсменных предприятий равным $K_m = 0,8$.

По формуле (4.21):

$$C_{нк} = 10,444 \cdot 9 = 93,992 \text{ руб}/\text{квар}.$$

По формуле (4.23):

$$C_{рг} = 30,08196 \cdot 12 + 0,25439 \cdot 4000 = 1378,544 \text{ руб}/\text{квар}.$$

Удельные затраты на потери мощности в БНК по выражению (4.22):

$$З_{рнк} = 1378,544 \cdot 0,004 = 5,514 \text{ руб}/\text{квар}.$$

Удельные затраты на компенсацию РМ установками БНК найдем по формуле (4.20):

$$З_{нк} = 0,22 \cdot 93,992 + 5,514 = 26,192 \text{ руб}/\text{квар}.$$

Степень компенсации определяется по выражению (4.28):

$$\varphi = 1 - \frac{1388,75}{3242,843} \approx 0,572;$$

Так как $\varphi = 0,572$, то годовое число часов использования максимальной РМ при потреблении, превышающем экономическое значение определяется по формуле:

$$T_{MQ\Pi} = \frac{4000 \cdot (0,8 - 2 \cdot 0,572 + 1)}{2 \cdot (1 - 0,572)} = 3065,968 \approx 3066 \text{ ч.}$$

Удельная стоимость потребления дополнительной РМ и энергии, превышающего экономическое значение, определяется по формуле (4.24), так как на предприятии имеются приборы учета максимальной РМ.

$$C_{Q\Pi} = (3,6 + 0,09 \cdot 3066 \cdot 10^{-2}) \cdot \frac{2 \cdot 10,444 \cdot 10,444}{1 + 10,444} = 121,221 \text{ руб/квар.}$$

По формуле (4.19):

$$Q_{тэ} = \frac{26,192 - 121,221}{2 \cdot A} = \frac{-47,514}{A},$$

то есть $Q_{тэ} < 0$, тогда принимается $Q_{нк2} = Q_m$, но не более $\Delta Q'$. Таким образом $Q_{нк2} = 0$ квар.

Находим общую расчётную мощность БНК предприятия:

$$Q_{нк} = Q_{нк1} + Q_{нк2}; \quad (4.29)$$

$$Q_{нк} = 0 + 1388,75 = 1388,75 \text{ квар.}$$

Распределяем $Q_{нк2}$ прямо пропорционально реактивным нагрузкам цехов:

$$Q_{нк2} = \Delta Q' \cdot \frac{Q_p}{\sum Q_p}. \quad (4.30)$$

Расчетная мощность БНК на один трансформатор равна:

$$Q'_{нк2} = \frac{Q_{нк1} + Q_{нк2}}{N_T}. \quad (4.31)$$

Исходя из этой величины, выбираем БНК с ближайшей стандартной мощностью.

Покажем на примере первой группы:

$$Q_{нк2} = 1388,75 \cdot \frac{985}{985 + 611 + 572 + 553 + 317} = 450,355.$$

Суммарная мощность БНК :

$$Q_{нк1} + Q_{нк2} = 0 + 450,355 = 450,355 \text{ квар;}$$

$$Q'_{нк2} = \frac{450,355}{2} = 225,178 \text{ квар.}$$

Устанавливаем батарею типа 2хАКУ 0,4-240-20У3.

Для остальных цехов расчет аналогичен и его результаты сведены в таблицы 4.12 и 4.13.

Таблица 4.12 - Определение дополнительной мощности БНК установленной в цехах (1 вариант)

Группа	N_T	Q_p , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк1} + Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк2}'$, квар	Тип батареи
1	2	985,421	0	450,355	450,355	225,178	2хАКУ 0,4-240-20У3
2	1	611,302	0	279,376	279,376	279,376	АКУ 0,4-280-20У3
3	1	571,945	0	261,389	261,389	261,389	АКУ 0,4-275-25У3
4	1	552,778	0	252,63	252,63	252,63	АКУ 0,4-260-20У3
5	1	317,274	0	145	145	145	АКУ 0,4-150-10У3

Таблица 4.13 - Определение дополнительной мощности БНК установленной в цехах (2 вариант)

Группа	N_T	Q_p , квар	$Q_{нк1}$, квар	$Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк1} + Q_{нк2}$, квар	$Q_{нк2}'$, квар	Тип батареи
1	2	985,421	0	450,28	450,28	225,14	2хАКУ 0,4-240-20У3
2	1	362,952	0	165,848	165,848	165,848	АКУ 0,4-175-25У3
3	1	571,945	0	261,346	261,346	261,346	АКУ 0,4-275-25У3
4	1	552,778	0	252,587	252,587	252,587	АКУ 0,4-260-20У3
5	1	565,624	0	258,457	258,457	258,457	АКУ 0,4-260-20У3

В этом случае фактическая общая мощность комплектных БНК предприятия:

- для первого варианта:

$$Q_{нкф} = 480 + 280 + 275 + 260 + 150 = 1445 \text{ квар};$$

- для второго варианта:

$$Q_{нкф} = 480 + 175 + 275 + 260 + 260 = 1450 \text{ квар};$$

Произведём расчет баланса РМ на границе с энергосистемой:

$$\Delta Q'' = \bar{Q}_p - Q_{нк} - Q_{\varepsilon}; \quad (4.32)$$

- для первого варианта:

$$\Delta Q' = 3242,843 - 1445 - 1854,092 = -56,25 \text{ квар};$$

- для второго варианта:

$$\Delta Q' = 3242,601 - 1450 - 1854,083 = -61,482 \text{ квар}.$$

Т.к. $\Delta Q'' < 0$, то выбор средств компенсации реактивной мощности следует считать законченным, а Q_{ε} необходимо уменьшить до обеспечения условия $\Delta Q'' = 0$ квар. Для этого руководство предприятия посылает в

энергоснабжающую организацию письмо с просьбой уменьшить подачу РМ на предприятие на 56,25 квар для первого варианта и на 61,482 квар для второго варианта.

После этого определяем расчетные нагрузки с учетом конденсаторных батарей, определяем действительные коэффициенты загрузки трансформаторов, произведем пересчет потерь мощности в трансформаторах с учетом действительных коэффициентов загрузки. Полученные данные сведем в таблицы 4.14, 4.15, 4.16, 4.17.

Таблица 4.14 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации РМ (1 вариант)

Группа	N_T	S_T , кВА	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	$Q_{нкф}$, квар	$S_{рн}$, кВ·А	β_T
1	2	1250	1742,698	985,421	480	1814,51	0,726
2	1	1000	709,758	611,302	280	783,274	0,783
3	1	1000	565,608	571,945	275	638,819	0,639
4	1	1000	658,755	552,778	260	720,886	0,721
5	1	630	401,494	317,274	150	434,946	0,690

Таблица 4.15 – Расчетные нагрузки с учетом компенсации РМ (2 вариант)

Группа	N_T	S_T , кВА	$P_{рн}$, кВт	$Q_{рн}$, квар	$Q_{нкф}$, квар	$S_{рн}$, кВ·А	β_T
1	2	1250	1742,698	985,421	480	1814,51	0,726
2	1	630	454,286	362,952	175	491,632	0,78
3	1	1000	565,608	571,945	275	638,819	0,639
4	1	1000	658,755	552,778	260	720,886	0,721
5	1	1000	656,967	565,624	260	724,576	0,725

Таблица 4.16 - Потери мощности с учетом компенсации (1 вариант)

Группа	N_T	S_T , кВ·А	β_T	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
1	2	1250	0,726	16,462	83,519
2	1	1000	0,783	6,808	35,743
3	1	1000	0,639	4,848	24,445
4	1	1000	0,721	5,913	30,582
5	1	630	0,690	3,604	18,721
ИТОГО				37,635	193,010

Таблица 4.17 - Потери мощности с учетом компенсации (2 вариант)

Группа	N_T	S_T , кВ·А	β_T	ΔP_T , кВт	ΔQ_T , квар
1	2	1250	0,726	16,462	83,519
2	1	630	0,780	4,416	23,306
3	1	1000	0,639	4,848	24,445
4	1	1000	0,721	5,913	30,582
5	1	1000	0,725	5,964	30,876
ИТОГО				37,602	192,727

5 ПОСТРОЕНИЕ КАРТОГРАММЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВНОГО ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

При определении мест установки ТП, РП, ГПП, ПГВ и компенсирующих устройств реактивной мощности необходимо иметь информацию о величине распределения электрических нагрузок по территории промышленного объекта. С этой целью строят картограмму электрических нагрузок для предприятия или его структурного подразделения. Картограмма нагрузок размещается на плане предприятия в виде окружностей, площади которых в определенном масштабе отображают величины электрических нагрузок.

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

$$P_{pi} = P_{pci} + P_{poi}, \quad (5.1)$$

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

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

$$P_{pi} = \pi \cdot m \cdot r_i^2, \quad (5.2)$$

где m – принятый масштаб картограммы, кВт/мм².

Из формулы (5.2) радиус круга:

$$r_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}. \quad (5.3)$$

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

$$\alpha_{oi} = \frac{P_{poi}}{P_{pi}} \cdot 360^{\circ}. \quad (5.4)$$

Угол сектора силовой нагрузки в градусах вычисляется по формуле:

$$\alpha_{ci} = 360^{\circ} - \alpha_{oi}. \quad (5.5)$$

Величины осветительной и силовой нагрузок указываются на картограмме.

Условный центр электрических нагрузок находят для определения места размещения РП. Центр электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия определяется с помощью положения из курса теоретической механики. Если считать нагрузки цеха равномерно распределенными по площади цеха, то центр нагрузок цеха можно принять совпадающим с центром тяжести фигуры, изображающей цех.

Для определения ЦЭН 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 электрических нагрузок предприятия определяют по следующим формулам:

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot X_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} ; \quad (5.6)$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{pi} \cdot Y_i}{\sum_{i=1}^n P_{pi}} . \quad (5.7)$$

Принимаем минимальный радиус для цеха №6 (РМЦ) $r_6 = 7$ мм с соответствующей минимальной расчетной нагрузкой:

$$P_{p6} = 104,625 + 6,071 = 110,696 \text{ кВт.}$$

Пользуясь формулой (5.2) вычислим масштаб картограммы:

$$m = \frac{P_{pi}}{\pi \cdot r_i^2} = \frac{110,696}{\pi \cdot 7^2} = 0,719 \text{ кВт/мм}^2.$$

По формулам (5.4) и (5.5) определяем углы нагрузок:

$$\alpha_{o6} = \frac{6,071}{110,696} \cdot 360^\circ = 19,742^\circ;$$

$$\alpha_{с6} = 360 - 19,742 = 340,258^\circ.$$

Производим такие же расчеты для остальных цехов и результаты сводим в таблицу 5.1. В таблице также представлены центры электрических нагрузок цехов, определенные по генплану завода.

Координаты центра электрических нагрузок (ЦЭН) предприятия определяем по формулам (5.6) и (5.7):

$$X_{\text{ЦЭН}} = \frac{491107}{4150,806} = 118,316 \text{ мм};$$

$$Y_{\text{ЦЭН}} = \frac{531537}{4150,806} = 128,056 \text{ мм.}$$

Цеховые ТП следует располагать как можно ближе к центру нагрузок цеха, предприятия. При выборе места для ТП питающей цех или часть цеха, ее следует располагать со стороны источника питания. Встроенные ТП, как правило располагают вдоль одной из длинных сторон цеха, желательно ближайшей к источнику питания. РП выбирается на генплане завода смещенным от ЦЭН в сторону ИП, чтобы не было обратных потоков энергии. Не допускается расположение РП в центре электрических нагрузок, так как это

приводит к увеличению расхода кабеля и потерь электрической энергии в сетях.

Картограмма электрических нагрузок представлена на генплане предприятия (рисунка 5.1). Там же изображен ЦЭН с соответствующими координатами. РП смещаем от центра электрических нагрузок в сторону источника питания.

Таблица 5.1 - Координаты центров нагрузок всех цехов

Номер цеха	$P_{рс}$, кВт	$P_{ро}$, кВт	P_p , кВт	r , мм	α_o , град	α_c , град	X , мм	Y , мм	$X \cdot P_p$	$Y \cdot P_p$
1. Гальванический цех	1695,3	40,9	1742,7	27,8	8,4	351,6	47,750	100,150	83214	174531
2. Сварочный цех	436,5	17,8	454,3	14,2	14,1	345,9	123,950	104,163	56309	47320
3. Штамповочный цех	146,6	9,9	156,5	8,3	22,8	337,2	61,885	221,967	9688	34747
4. Окрасочный цех	328,1	14,9	343,0	12,3	15,6	344,4	93,291	160,167	31996	54933
5. Административный корпус	532,3	36,7	569,0	15,9	23,2	336,8	238,924	230,818	135953	131340
6. РМЦ	104,6	6,1	110,7	7,0	19,7	340,3	258,724	189,418	28640	20968
7. Сборочный цех	237,7	17,8	255,5	10,6	25,1	334,9	121,727	43,767	31098	11181
8. Испытательный цех	370,0	31,5	401,5	13,3	28,3	331,7	241,361	75,366	96905	30259
9. Склад готовой продукции	109,9	7,7	117,6	7,2	23,6	336,4	147,124	223,240	17305	26258
Сумма			4151						491107	531537

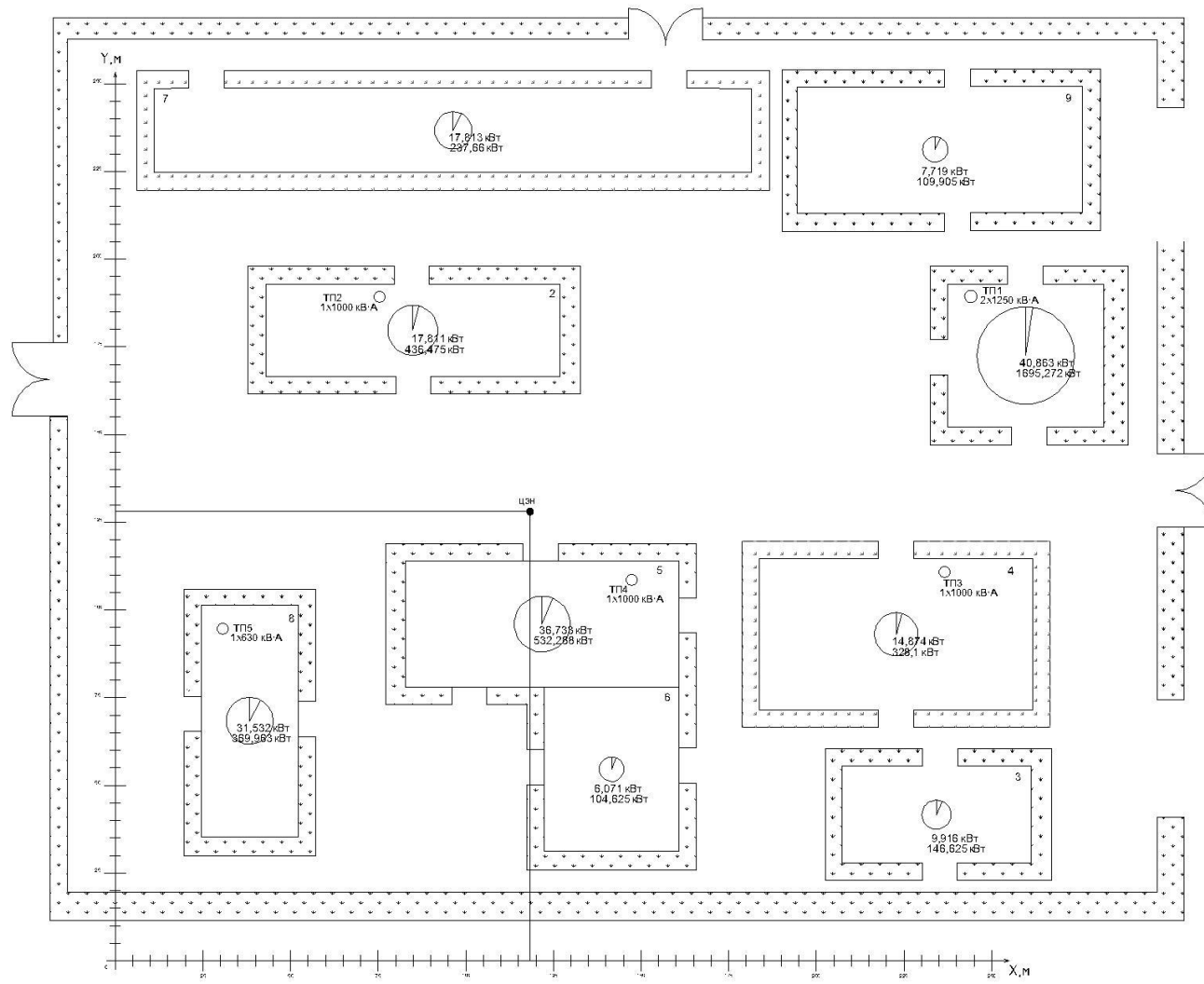


Рисунок 5.1 – Генплан предприятия с картограммой нагрузок

6 РАЗРАБОТКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ И РАСЧЕТ РАСПРЕДИТЕЛЬНОЙ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 КВ

Внешнее электроснабжение предприятия осуществляется на напряжении 110 кВ с помощью ПС 110/10 кВ системы. Для приема и распределения электроэнергии на напряжении 10 кВ на заводе предусмотрено РП. Распределительные устройства комплектуются камерами КСО. В системе электроснабжения необходимо предусматривать раздельную работу линий и трансформаторов, так как при этом снижаются токи короткого замыкания, упрощаются схемы коммутации и релейной защиты. Схема должна обеспечивать глубокое секционирование всех звеньев от источника питания до шин низшего напряжения трансформаторных подстанций, что значительно повышает надежность электроснабжения.

Распределение электрической энергии на территории промышленного предприятия на напряжении 10 кВ может выполняться по радиальным, магистральным и смешанным схемам в зависимости от расположения потребителей, их мощности и требуемой степени бесперебойности питания. Радиальные схемы применяются в тех случаях, когда нагрузки расположены в различных направлениях от источника питания. Они используются для питания крупных сосредоточенных нагрузок, а также ТП, расположенных вблизи от РП. При этом, как правило, предусматривается глухое присоединение трансформаторов. Цеховые трансформаторы могут также присоединяться через выключатель нагрузки или разъединитель. Двухтрансформаторные подстанции питаются по схеме блок линия – трансформатор. На вторичном напряжении таких ТП применяется автоматический ввод резерва. Магистральные схемы следует применять при упорядоченном положении ТП, когда линии могут быть проложены без значительных обратных перетоков энергии. Магистрали бывают одиночные и двойные сквозные. Присоединение магистралей может выполняться через разъединители или выключатели нагрузки. При двойных сквозных магистралях допускается глухое присоединение трансформаторов.

В практике проектирования обычно применяются смешанные схемы, при которых крупные и ответственные потребители питаются по радиальным схемам, а мелкие и средние – по магистральным. Такое построение схем распределения электроэнергии позволяет получить лучшие технико-экономические показатели системы электроснабжения.

Для выбора схемы электроснабжения намечаем два возможных варианта схемы, из которых выбираем один. Два варианта схем представлено на рисунках 6.1 (Вариант 1) и 6.2 (Вариант 2). Приведенные варианты сравниваем

по надежности электроснабжения потребителей.

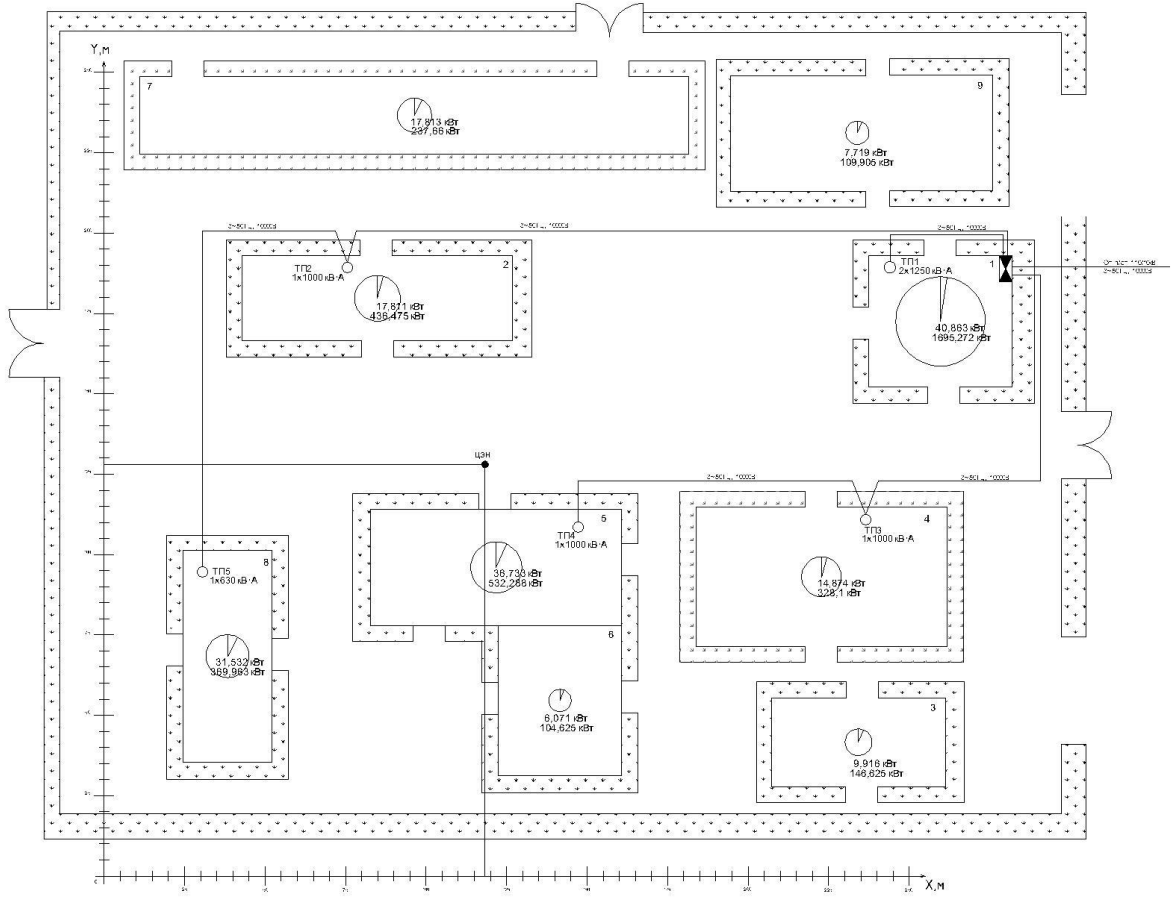


Рисунок 6.1 - План электроснабжения завода. Вариант 1

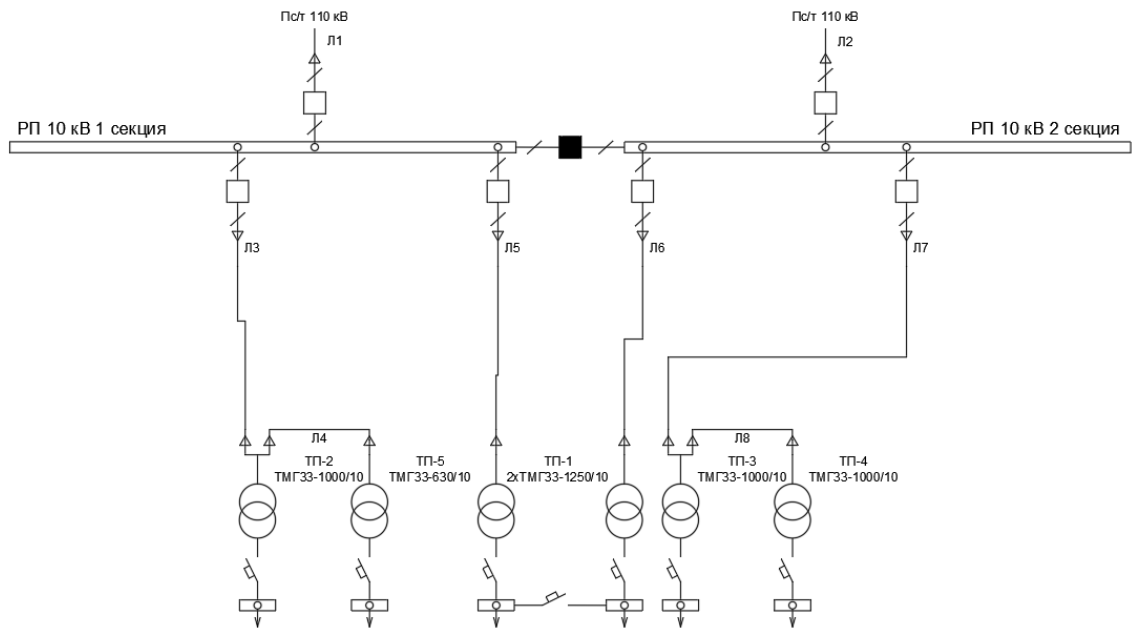


Рисунок 6.2 – Схема электроснабжения завода. Вариант 1

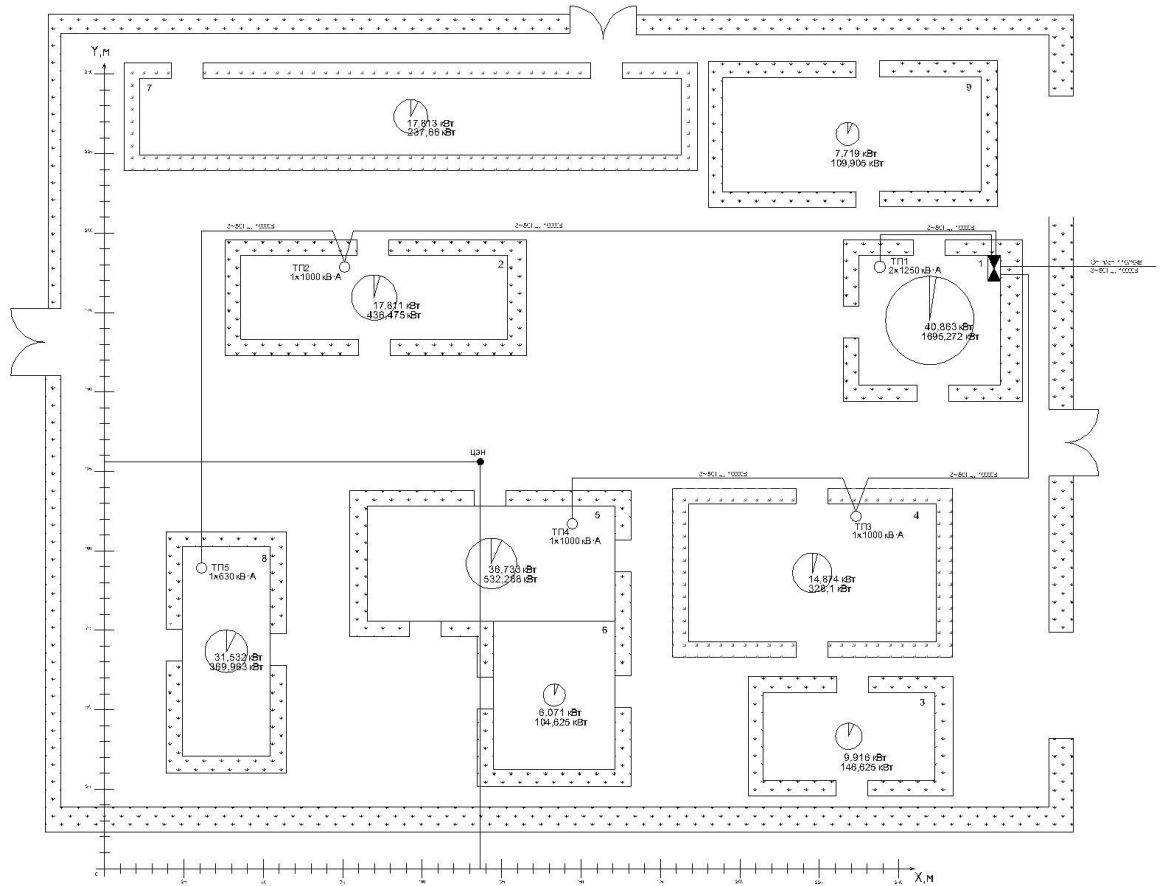


Рисунок 6.3 - План электроснабжения завода. Вариант 2

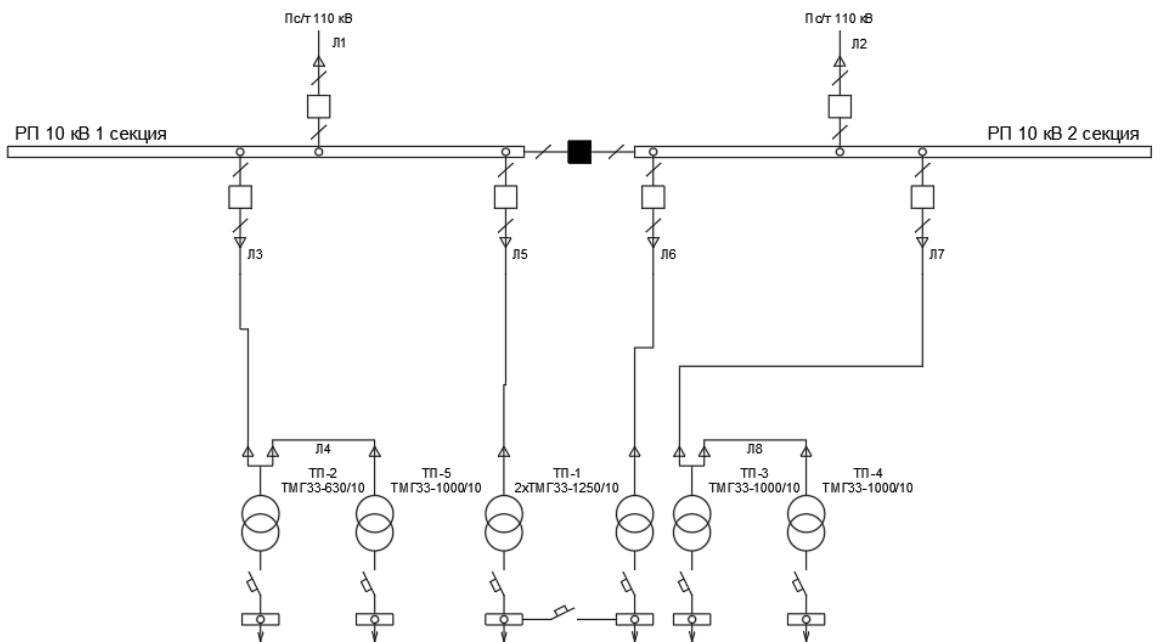


Рисунок 6.4 – Схема электроснабжения завода. Вариант 2

6.1 Определение нагрузок на РП

Расчётная активная нагрузка на шинах РП с учётом потерь в трансформаторах определяется по формулам:

$$P_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{ни}} + P_{\text{ро}\Sigma} + \Delta P_{\text{т}\Sigma} = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{см}i} + P_{\text{ро}\Sigma} + \Delta P_{\text{т}\Sigma}; \quad (6.1)$$

Расчётная реактивная нагрузка на шинах РП с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах определяется по формуле:

$$Q_p = K_o \cdot \sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{ни}} \cdot \text{tg} \varphi_i + Q_{\text{ро}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} - Q_{\text{нк}} = K_o \cdot \sum_{i=1}^m Q_{\text{см}i} + Q_{\text{ро}\Sigma} + \Delta Q_{\text{т}\Sigma} - Q_{\text{нк}}, \quad (6.2)$$

где m – число присоединений на сборных шинах 10 кВ РП;

$K_{\text{ни}}$ – среднее значение коэффициента использования i -го присоединения;

K_o – коэффициент одновременности максимумов нагрузок, который определяется в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования $K_{\text{и.ср}}$ и числа присоединений на сборных шинах РП m .

Значение средневзвешенного коэффициента использования определяется по формуле:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i} \cdot K_{\text{ни}}}{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i}} = \frac{\sum_{i=1}^m P_{\text{см}i}}{\sum_{i=1}^m P_{\text{ном}i}}. \quad (6.3)$$

Полная расчетная нагрузка на шинах РП определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (6.4)$$

Расчётный ток одной секции РП в нормальном режиме работы, А:

$$I_p = \frac{0,6 \cdot S_p}{\sqrt{3} \cdot U_n}. \quad (6.5)$$

Приведем пример расчета нагрузки на РП для первого варианта схемы, данные для расчета из раздела 3 данного дипломного проекта.

По формуле (6.3) определим средневзвешенный коэффициент использования:

$$K_{\text{и.ср}} = \frac{1947,5+793,1+710,8+826,5+435,25+0}{3600+2150+1800+1685+1200+0} = \frac{4713,15}{10435} = 0,452.$$

Зная число присоединений к РП ($m=7$) и средневзвешенный коэффициент использования, находим по табл. П2.4., [1]. коэффициент одновременности $K_o = 0,9$.

По формулам (6.1) и (6.2) определим расчетные активную, реактивную и полную нагрузки на шинах РП:

$$P_p = 4713,15 \cdot 0,9 + 183,33 + 48,653 = 4473,818 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 3651,802 \cdot 0,9 + 60,258 + 256,279 - 1445 = 2158,159 \text{ квар};$$

$$S_p = \sqrt{4473,818^2 + 2158,159^2} = 4967,162 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По (6.5) расчетный ток линии, питающей одну секцию РП в нормальном

режиме:

$$I_p = \frac{0,6 \cdot 4967,162}{\sqrt{3} \cdot 10} = 172,068 \text{ А.}$$

Расчетный ток линии, питающей одну секцию РП в аварийном режиме:

$$I_{pa} = \frac{4967,162}{\sqrt{3} \cdot 10} = 286,779 \text{ А.}$$

6.2 Выбор кабелей

Для проведения технико-экономического сравнения вариантов предварительно необходимо выбрать кабели.

Сечения жил кабеля выбираются по экономической плотности тока и проверяются по допустимому нагреву максимальным расчетным током или током послеаварийного режима и по термической стойкости при КЗ. Осуществляется проверка кабелей по экономической плотности тока и по нагреву.

Сечения жил кабеля по экономической плотности тока определяются по выражению:

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{рл}}}{j_{\text{э}}}, \quad (6.6)$$

где $I_{\text{рл}}$ – расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А;

$j_{\text{э}}$ – экономическая плотность тока (А/мм²), принимаемая по [1] в зависимости от времени использования максимальной нагрузки и вида изоляции и материалов жил проводника, которая для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена и $T_{\text{max}} = 4000$ ч принимается $j_{\text{э}} = 1,7$ А/мм².

Расчётный ток кабеля в нормальном режиме работы, А:

$$I_{\text{рл}} = \frac{S_{\text{рл}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (6.7)$$

где $S_{\text{рл}}$ – расчётная нагрузка линии с учётом потерь в трансформаторах и компенсацией реактивной мощности, кВ·А;

P_p – расчётная активная нагрузка линии с учётом потерь в трансформаторах, кВт:

$$P_p = k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ni} + \Delta P_{\text{т}} + P_{\text{ро}}, \quad (6.8)$$

Расчётная реактивная нагрузка линии с учётом компенсации реактивной мощности и потерь в трансформаторах, квар:

$$Q_p = k_p \cdot \sum_{i=1}^n P_{ni} \cdot k_{ni} \cdot \text{tg} \varphi_i + \Delta Q_{\text{т}} - Q_{\text{нк}} + Q_{\text{ро}}. \quad (6.9)$$

Полная расчетная нагрузка линии определяется по формуле:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}. \quad (6.10)$$

В случае 2-х трансформаторных подстанций нагрузка, потери и компенсируемая мощность делятся пополам. Определяем расчетные нагрузки для выбора кабелей 10 кВ с учетом принятых конденсаторных батарей и потерь мощности в трансформаторах, причем при расчете нагрузок коэффициент расчетной нагрузки принимаем $K_p = 1$.

Затем выбранное сечение кабеля проверяется по номинальному току трансформатора или током послеаварийного режима.

Кабели, питающие цеховые однострансформаторные ТП, проверяются по номинальному току трансформатора, который определяется по формуле:

$$I_{\text{ном}} = \frac{\sum_{i=1}^{N_T} S_{\text{ном}i}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.11)$$

где $S_{\text{ном}i}$ - номинальная мощность i -ого трансформатора, кВ·А ;

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:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{ном}}}{K_{\Pi}}, \quad (6.12)$$

где K_{Π} - коэффициент, учитывающий условия прокладки, при нормальных условиях прокладки он равен 1;

$I_{\text{доп}}$ - допустимый ток кабеля выбранного сечения, А; определяем по [1, стр. 42].

Сечения жил кабелей, которые в послеаварийных или ремонтных режимах могут работать с перегрузкой (например, кабели, питающие РП и двухтрансформаторные подстанции), выбираются по условию:

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{РА}}}{K_{\Pi} \cdot K_{\text{ПЕР}}}, \quad (6.13)$$

где $K_{\text{ПЕР}}$ - кратность перегрузки, для кабелей 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена принимается равной $K_{\text{ПЕР}}=1,20$ – для кабелей проложенных в воздухе; $K_{\text{ПЕР}}=1,17$ – для кабелей проложенных в земле;

$I_{\text{РА}}$ - расчетный ток линии в послеаварийном или ремонтном режиме,

$$I_{\text{РА}} = 2 \cdot I_{\text{РЛ}}. \quad (6.14)$$

Исходные данные для выбора кабелей возьмем из пункта №4.

Произведём выбор питающего кабеля ТП2 для первого варианта, линия ЛЗ.

По (6.8) и (6.9) имеем:

$$P_p = 793,1 \cdot 1 + 35,623 + 9,326 + 435,25 \cdot 1 + 31,532 + 4,728 = 1309,558 \text{ кВт};$$

$$Q_p = 705,403 \cdot 1 + 11,709 + 50,26 - 280 + 361,071 \cdot 1 + 10,364 + 25,066 - 150 = 733,872 \text{ квар};$$

По (6.10) расчётная нагрузка линии для 1-го варианта:

$$S_p = \sqrt{1309,558^2 + 733,872^2} = 1501,17 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

По (6.7) расчетный ток в линии Л3 для 1-го варианта:

$$I_{пл} = \frac{1501,17}{\sqrt{3} \cdot 10} = 86,67 \text{ А}.$$

По аналогии рассчитываем другие линии и сводим результаты расчета токов в таблицы 6.1 и 6.2.

Таблица 6.1 – Расчетные токи линий для первого варианта схемы

№ линии	Начало линии	Конец линии	l , км	$S_{пл}$, кВ·А	$I_{пл}$, А
Л1	П/ст	РП 1с	1,2	2980,297	172,068
Л2	П/ст	РП 2с	1,2	2980,297	172,068
Л3	РП 1с	ТП2	0,093	1501,17	86,67
Л4	ТП2	ТП5	0,15	532,056	30,718
Л5	РП 1с	ТП1 (Т1)	0,01	1071,359	61,855
Л6	РП 2с	ТП1 (Т2)	0,01	1071,359	61,855
Л7	РП 2с	ТП3	0,077	1932,278	111,56
Л8	ТП3	ТП4	0,231	1019,637	58,869

Таблица 6.2 – Расчетные токи линий для второго варианта схемы

№ линии	Начало линии	Конец линии	l , км	$S_{пл}$, кВА	$I_{пл}$, А
Л1	П/ст	РП 1с	1,2	2978,913	171,988
Л2	П/ст	РП 2с	1,2	2978,913	171,988
Л3	РП 1с	ТП2	0,093	1498,582	86,521
Л4	ТП2	ТП5	0,15	891,803	51,488
Л5	РП 1с	ТП1 (Т1)	0,01	1071,359	61,855
Л6	РП 2с	ТП1 (Т2)	0,01	1071,359	61,855
Л7	РП 2с	ТП3	0,077	1932,278	111,56
Л8	ТП3	ТП4	0,231	1019,637	58,869

По формуле (6.6) выберем по экономической плотности тока сечение жил кабеля, проложенного от РП 1с к ТП2, по первому варианту:

$$F_3 = \frac{86,67}{1,7} = 101,216 \text{ мм}^2$$

Принимаем трёхжильный кабель на напряжение 10 кВ марки АПвП с сечением жил 50 мм². Выбранный кабель АПвП 3х50-10 при прокладке в воздухе (на эстакадах) нормальных условиях имеет $I_{доп} = 159$ А согласно [3, табл. ПЗ.14].

Номинальный ток трансформатора в послеаварийном режиме определяется по формуле (6.11):

$$I_{ном} = \frac{1000 + 630}{\sqrt{3} \cdot 10} = 94,108 \text{ А}.$$

Принимаем $K_D = 1$, так как условия прокладки нормальные, проверим выполнение условия (6.12):

$$159 \text{ А} > \frac{94,108}{1} = 94,108 \text{ А.}$$

Условие выполняется, следовательно выбираем окончательно для прокладки кабель АПвП 3х50-10 с $I_{\text{доп}} = 159 \text{ А}$.

Выбор кабелей, питающих остальные ТП, производится аналогично. Результаты расчетов сводим в таблицы 6.3 и 6.4.

Таблица 6.3 – Результаты выбора сечений кабелей для первого варианта

Линия	$I_{\text{рл}}, \text{ А}$	$I_{\text{РА}}$ ($I_{\text{НОМ}}$), А	Сечение кабеля ,мм ²		Марка и сечение кабеля	$I_{\text{доп}}$, А
			По экономическ ой плотности тока	По допустим ому нагреву		
Л1	172,068	286,779	95	120	АПвБП 3х120-10	265
Л2	172,068	286,779	95	120	АПвБП 3х120-10	265
Л3	86,670	94,108	50	35	АПвП 3х50-10	159
Л4	30,718	36,373	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л5	61,855	123,71	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л6	61,855	123,71	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л7	111,560	115,47	70	35	АПвП 3х70-10	196
Л8	58,869	57,735	35	35	АПвП 3х35-10	151

Таблица 6.4 – Результаты выбора сечений кабелей для второго варианта

Линия	$I_{\text{рл}}, \text{ А}$	$I_{\text{РА}}$ ($I_{\text{НОМ}}$), А	Сечение кабеля ,мм ²		Марка и сечение кабеля	$I_{\text{доп}}$, А
			По экономическ ой плотности тока	По допусти мому нагреву		
Л1	171,988	286,646	95	120	АПвБП 3х120-10	265
Л2	171,988	286,646	95	120	АПвБП 3х120-10	265
Л3	86,521	94,108	50	35	АПвП 3х50-10	159
Л4	51,488	57,735	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л5	61,855	123,71	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л6	61,855	123,71	35	35	АПвП 3х35-10	151
Л7	111,56	115,47	70	35	АПвП 3х70-10	196
Л8	58,869	57,735	35	35	АПвП 3х35-10	151

6.3 Техничко-экономическое сравнение двух вариантов

Целью расчета является отыскание наиболее экономичного варианта электроснабжения. Таким критерием является условие минимума приведенных

затрат:

$$Z_i = E_H \cdot K_i + I_i \rightarrow \min, \quad (6.15)$$

где K_i – капитальные вложения, тыс. руб.;

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

E_H – нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности, равный 0,1;

i – номер варианта ($i=1;2$).

Капиталовложения в объект проектирования рассчитываются по формуле:

$$K = K_{об} + K_{пр} + K_{смп} + K_{пнр}, \quad (6.16)$$

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

Величины $K_{пр}$, $K_{смп}$ и $K_{пнр}$ 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:

$$K = K_{об} + 1,1 \cdot (0,25 \div 0,3) \cdot K_{об} + (0,03 \div 0,05) \cdot K_{об}; \quad (6.17)$$

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

Капитальные вложения в электрооборудование напряжением выше 1 кВ определяем по выражению:

$$K_{об} = K_{ТП} + K_{КУ} + K_{РП} + K_{Л}, \quad (6.18)$$

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

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

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

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

$$K_{ТП} = \sum_{i=1}^n K_{ТПi}, \quad (6.19)$$

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

n – количество ТП;

$$K_{КУ} = \sum_{i=1}^n K_{КУi}, \quad (6.20)$$

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

n – количество установок;

$$K_{РП} = \sum_{i=1}^n K_{яi}, \quad (6.21)$$

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

n – количество ячеек;

$$K_{\text{Л}} = \sum_{i=1}^n K_{oi} \cdot l_i, \quad (6.22)$$

где K_{oi} – удельная стоимость 1 км i -го кабеля, тыс. руб./км;

l_i – длина i -го кабеля, км;

n – количество кабельных линий.

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

$$I = I_{\text{ам}} + I_{\text{экс}} + I_{\text{пот}}, \quad (6.23)$$

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

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

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

Составляющие издержек:

$$I_{\text{ам}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{ami}}{100} \cdot K_i; \quad (6.24)$$

$$I_{\text{экс}} = \sum_{i=1}^n \frac{\alpha_{экси}}{100} \cdot K_i; \quad (6.25)$$

$$I_{\text{пот}} = \Delta W_{\text{год}} \cdot \beta_{\text{ср}}, \quad (6.26)$$

где α_{ami} – норма амортизационных отчислений для i -го оборудования, %, для кабельных линий 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена $\alpha_{AM} = 5\%$, а для силового электротехнического оборудования $\alpha_{AM} = 4,4\%$;

$\alpha_{экс i}$ – норма эксплуатационных расходов для i -го оборудования, %, для кабельных линий 10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена $\alpha_{ЭКС} = 2\%$, а для силового электротехнического оборудования $\alpha_{ЭКС} = 3\%$;

$\Delta W_{\text{год}}$ – годовая величина потерь энергии, кВт·ч;

$\beta_{\text{ср}}$ – средний тариф платы за 1 кВт·ч, руб./кВт·ч.

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{a}{T_{\text{max}}} + b, \quad (6.27)$$

где a – основная ставка тарифа за 1 кВт заявленной максимальной мощности по [13], $a = 30,08196$ руб./кВт·мес по [1];

b – дополнительная ставка за 1 кВт·ч электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком на стороне первичного напряжения по [13], $b = 0,25439$ руб./кВт·ч;

T_{max} – время использования максимума нагрузки предприятия, ч, для завода холодильных агрегатов, работающего в две смены - $T_{\text{max}} = 4000$ ч.

Стоимость трансформаторов принимаем по [14] и [15]. Расчеты производятся в белорусских рублях, с учетом курса: 1 RUB = 0,037 BYN. Ячейки РП, количество ТП однострановых и двухтрансформаторных для первого и второго вариантов изображены на рисунках (6.2 и 6.4), тогда по (6.19) получаем капитальные вложения в трансформаторные подстанции для первого и второго вариантов. Результаты сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 – Капитальные вложения в оборудование предприятия

№ цеха	Название	Марка тр-ров	Кол-во тр-ров	K_{mpi} , тыс. руб.	K_{mp} , тыс. руб.
Вариант 1					
8	Испытательный цех	ТМГ33-630	1	11,88	11,88
2+7, 4+3+ 9, 5+6	Участок сборки №1, Склад сырья, Окрасочный цех, Цех упаковки, Склад готовой продукции, Административный корпус, РМЦ	ТМГ33-1000	3	17,490	52,47
1	Гальванический цех	ТМГ33-1250	2	23,76	47,52
Суммарное значение			6		111,87
Вариант 2					
2	Участок сборки №1	ТМГ33-630	1	11,88	11,88
4+3+ 9, 5+6, 8+7	Окрасочный цех, Цех упаковки, Склад готовой продукции, Административный корпус, РМЦ, Испытательный цех, Склад сырья	ТМГ33-1000	3	17,49	52,47
1	Гальванический цех	ТМГ33-1250	2	23,76	47,52
Суммарное значение			6		111,87

Стоимость конденсаторных установок принимаем по [16]. Расчет капитальных вложений в конденсаторные установки для рассматриваемых вариантов схем электроснабжения сводим в таблицу 6.6.

Таблица 6.6 – Капитальные вложения в конденсаторные установки

№ цеха	Название	Тип батарей	Кол-во	K_{KVi} , тыс. руб.	K_{KV} , тыс. руб.
1	2	3	4	5	6
Вариант 1					
1	Гальванический цех	АКУ 0,4-240-20У3	2	6,727	13,453
2+7	Сварочный цех, Сборочный цех	АКУ 0,4-280-20У3	1	6,912	6,912
4+3+9	Окрасочный цех, Штамповочный цех, Склад готовой продукции	АКУ 0,4-275-25У3	1	6,875	6,875
5+6	Административный корпус, РМЦ	АКУ 0,4-260-20У3	1	6,801	6,801
8	Испытательный цех	АКУ 0,4-150-10У3	1	4,588	4,588
Суммарное значение					38,628
Вариант 2					
1	Гальванический цех	АКУ 0,4-240-20У3	2	6,727	13,453
2	Сварочный цех	АКУ 0,4-175-25У3	1	5,069	5,069

Продолжение таблицы 6.6

1	2	3	4	5	6
4+3+9	Окрасочный цех, Штамповочный цех, Склад готовой продукции	АКУ 0,4-275-25У3	1	6,875	6,875
5+6	Административный корпус, РМЦ	АКУ 0,4-260-20У3	1	6,801	6,801
8+7	Испытательный цех, Сборочный цех	АКУ 0,4-260-20У3	1	6,801	6,801
Суммарное значение					38,998

Ориентировочные стоимости вводных, секционных и линейных камер типа КСО-210 составляют соответственно 10,106 тыс. руб. и эта стоимость состоит из стоимости вакуумного выключателя - 7,326 тыс. руб. [17], стоимости разъединителя - 0,823 тыс. руб. [18] и стоимости корпуса камер КСО-210 - 1,957 тыс. руб. [19]. Капитальные вложения в ячейки РП для обоих вариантов по (6.21):

$$K_{РП1} = 10,106 \cdot 7 = 70,741 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$K_{РП2} = 10,106 \cdot 7 = 70,741 \text{ тыс. руб..}$$

Сечения жил кабеля берем из таблиц (6.3), (6.4). Стоимость 1 км кабеля и его прокладки принимаем по [20]. Результаты расчета капвложений в КЛ сводим в таблицу 6.7.

Таблица 6.7 - Капитальные вложения в кабельные линии

№ КЛ	Вариант 1				Вариант 2			
	L, км	F, мм ²	K _{oi} тыс. руб/км	K _л тыс.руб	L, км	F, мм ²	K _{oi} тыс. руб/км	K _л тыс.руб
Л1	1,2	120	39,034	42,937	1,2	120	39,034	42,937
Л2	1,2	120	39,034	42,937	1,2	120	39,034	42,937
Л3	0,092	50	14,099	1,304	0,0925	50	14,099	1,304
Л4	0,15	35	10,304	1,546	0,15	35	10,304	1,546
Л5	0,01	35	10,304	0,103	0,01	35	10,304	0,103
Л6	0,01	35	10,304	0,103	0,01	35	10,304	0,103
Л7	0,077	70	22,777	1,754	0,077	70	22,777	1,754
Л8	0,231	35	10,304	2,375	0,2305	35	10,304	2,375
	$\sum K_{Л1}$			93,058	$\sum K_{Л2}$			93,058

Капитальные вложения в электрооборудование напряжением выше 1 кВ определяем по выражению (6.18) для каждого варианта:

$$K_{061} = 111,87 + 38,628 + 70,741 + 93,058 = 314,297 \text{ тыс. руб. ;}$$

$$K_{062} = 111,87 + 38,998 + 70,741 + 93,058 = 314,667 \text{ тыс. руб. ;}$$

Следовательно, капиталовложения в проектируемый объект согласно (6.17) для рассматриваемых вариантов схем составят:

$$K_1 = 314,297 \cdot 1,35 = 424,301 \text{ тыс. руб.,}$$

$$K_2 = 314,667 \cdot 1,35 = 424,801 \text{ тыс. руб..}$$

Для определения ежегодных издержек необходимо определить годовую величину потерь электроэнергии по формуле:

$$\Delta W_{\text{год}} = \sum_{i=1}^n \Delta W_{\text{ти}} + \sum_{j=1}^m \Delta W_{\text{ли}} + \Delta W_{\text{КУ}}, \quad (6.28)$$

где $\Delta W_{\text{ти}}$ – годовые потери электроэнергии в i -ом трансформаторе, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{ли}}$ – годовые потери электроэнергии в j -ой кабельной линии, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{КУ}}$ – годовые потери электроэнергии в БНК предприятия, кВт·ч;

n, m – соответственно количество трансформаторов и кабельных линий.

Потери активной энергии в трансформаторах, кВт :

$$\Delta W_{\text{T}} = \Delta P_{\text{xx}} \cdot T_{\text{в}} + \Delta P_{\text{к}} \cdot \beta_{\text{T}}^2 \cdot \tau, \quad (6.29)$$

где $T_{\text{в}}$ – число часов работы трансформаторов в году, $T_{\text{в}} = 8760$ ч;

τ – время максимальных потерь, определяется по формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (6.30)$$

Годовые потери электроэнергии в установках БНК:

$$\Delta W_{\text{КУ}} = p_{\text{y}} \cdot Q_{\text{НК}} \cdot T_{\text{ПК}}, \quad (6.18)$$

где p_{y} – удельные потери активной мощности в БНК, $p_{\text{y}} = 0,004$ кВт / квар ;

$T_{\text{ПК}}$ – число часов работы КУ в год, $T_{\text{ПК}} = 8760$ ч.

Годовые потери в линиях электропередач:

$$\Delta W_{\text{л}} = 3I_{\text{р}}^2 \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau = \frac{S_{\text{р}}^2}{U^2} \cdot r_0 \cdot l \cdot 10^{-3} \cdot \tau, \quad (6.31)$$

где $I_{\text{р}}$ – расчетный ток линии, А;

r_0 – удельное активное сопротивление линии, Ом/км;

l – длина линии, км.

Удельное сопротивление r_0 для различных сечений жил кабелей принимаем по [4 табл. ПЗ.20].

Покажем пример расчета потерь в трансформаторе и линии, результаты расчетов занесем в таблицы 6.8-6.10.

Определяем время максимальных потерь по формуле (6.30):

$$\tau = \left(0,124 + \frac{4000}{10^4} \right) \cdot 8760 = 2405 \text{ ч.}$$

По формуле (6.29) определим активные потери энергии в трансформаторе ТП1:

$$\Delta W_{\text{T}} = 1,33 \cdot 2 \cdot 8760 + 13,1 \cdot 0,726^2 \cdot 2405 = 39900,406 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Аналогично рассчитаем потери в остальных трансформаторах. Результаты расчета для двух вариантов занесем в таблицы 6.8 и 6.9.

Таблица 6.8 - Расчёт потерь энергии в трансформаторах (1 вариант)

№ ТП	Тип и мощность тр-ра, кВ·А	N_T	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	β_T	ΔW_T , кВт·ч
1	ТМГ33-1250/10	2	1,33	13,1	0,726	39900,406
2	ТМГ33-1000/10	1	0,955	9,54	0,783	22443,842
3	ТМГ33-1000/10	1	0,955	9,54	0,639	17729,988
4	ТМГ33-1000/10	1	0,955	9,54	0,721	20290,521
5	ТМГ33-630/10	1	0,68	6,135	0,690	12990,291
Итого						113355,048

Таблица 6.9 - Расчёт потерь энергии в трансформаторах (2 вариант)

№ ТП	Тип и мощность тр-ра, кВ·А	N_T	ΔP_{XX} , кВт	ΔP_K , кВт	β_T	ΔW_T , кВт·ч
1	ТМГ33-1250/10	2	1,33	13,1	0,726	39900,406
2	ТМГ33-630/10	1	0,68	6,135	0,78	14943,079
3	ТМГ33-1000/10	1	0,955	9,54	0,639	17729,988
4	ТМГ33-1000/10	1	0,955	9,54	0,721	20290,521
5	ТМГ33-1000/10	1	0,955	9,54	0,725	20412,922
Итого						113276,916

Потери энергии в трансформаторах для второго варианта будут такими же.

По формуле (6.18) определим годовые потери электроэнергии в установках БНК для обоих вариантов:

$$\Delta W_{KY1} = 0,004 \cdot 1445 \cdot 8760 = 50632,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{KY2} = 0,004 \cdot 1450 \cdot 8760 = 50808 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

По формуле (6.31) определим годовые потери энергии в линии Л1:

$$\Delta W_L = 3 \cdot 172,068^2 \cdot 0,325 \cdot 1,1 \cdot 10^{-3} \cdot 2405 = 76376,863 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим потери в линиях для двух вариантов схемы и занесем полученные результаты в таблицу 6.10.

Таблица 6.10 - Расчёт потерь энергии в кабельных линиях

№ КЛ	Вариант №1					Вариант №2					
	L , км	r_o , Ом/км	F , мм ²	I_p , А	$\Delta W_{л}$, кВт·ч	L , км	r_o , Ом/км	F , мм ²	I_p , А	$\Delta W_{л}$, кВт·ч	
Л1	1,2	0,325	120	172,068	76376,863	1,2	0,325	120	171,988	76305,929	
Л2	1,2	0,325	120	172,068	76376,863	1,2	0,325	120	171,988	76305,929	
Л3	0,093	0,822	50	86,67	4121,355	0,093	0,822	50	86,521	4107,156	
Л4	0,15	1,113	35	30,718	1136,757	0,15	1,113	35	51,488	3193,680	
Л5	0,01	1,113	35	61,855	307,278	0,01	1,113	35	61,855	307,278	
Л6	0,01	1,113	35	61,855	307,278	0,01	1,113	35	61,855	307,278	
Л7	0,077	0,568	70	111,56	3927,761	0,077	0,568	70	111,56	3927,761	
Л8	0,2305	1,113	35	58,869	6415,408	0,2305	1,113	35	58,869	6415,408	
Итого					168969,564	Итого					170870,42

По формуле (6.27) находим средний тариф платы за 1 кВт·ч энергии:

$$\beta_{\text{ср}} = \frac{30,08196 \cdot 12}{4000} + 0,25439 = 0,345 \text{ руб./кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определяем годовую величину потерь электроэнергии по формуле (6.28) для обоих вариантов:

$$\Delta W_{\text{год1}} = 113355,048 + 168969,564 + 50632,8 = 332957,412 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{год2}} = 113276,916 + 170870,42 + 50808 = 334955,335 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

По формулам (6.24) – (6.26) определяем издержки для 1-го и 2-го вариантов:

$$I_{\text{ам1}} = \frac{4,4}{100} \cdot (111,87 + 38,63 + 70,74) + \frac{5}{100} \cdot 93,06 = 14,387 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс1}} = \frac{3}{100} \cdot (111,87 + 38,63 + 70,74) + \frac{2}{100} \cdot 93,06 = 8,498 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{пот1}} = \frac{0,345 \cdot 332957,412}{1000} = 114,749 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{ам2}} = \frac{4,4}{100} \cdot (111,87 + 39 + 70,74) + \frac{5}{100} \cdot 93,06 = 14,404 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{экс2}} = \frac{3}{100} \cdot (111,87 + 39 + 70,74) + \frac{2}{100} \cdot 93,06 = 8,509 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{\text{пот2}} = \frac{0,345 \cdot 334955,335}{1000} = 115,438 \text{ тыс. руб.};$$

Найдем суммарные издержки по (6.23):

$$I_1 = 14,387 + 8,498 + 114,749 = 137,635 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_2 = 14,404 + 8,509 + 115,438 = 138,351 \text{ тыс. руб.}$$

По (6.15) определяем приведенные затраты:

$$Z_1 = 0,1 \cdot 424,301 + 137,635 = 180,065 \text{ тыс.руб.};$$

$$Z_2 = 0,1 \cdot 424,801 + 138,351 = 180,831 \text{ тыс.руб.}$$

Так как разница приведенных затрат двух вариантов схем -0,424%, что менее 5%, то варианты считаются экономически равнозначными и выбор можно проводить исходя из технологического удобства. Следовательно, для дальнейших расчетов принимаем 1 вариант схемы электроснабжения, представленный на листе 3 графической части дипломного проекта.

7. ВЫБОР СХЕМЫ СЕТЕЙ ДО 1 КВ, СВЯЗЫВАЮЩИХ ТП

7.1 Выбор схемы резервирования до 1 кВ

Схема сетей до 1 кВ, связывающая ТП, обеспечивает надежность электроснабжения ответственных электроприемников; в схеме используются специальные резервные линии, которые включаются после аварийного отключения основного питания. Взаимное резервирование подстанций осуществляется при помощи кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении.

Пропускная способность перемычек должна составлять 20...30 % мощности трансформатора.

Покажем на схеме (рисунок 7.1) связь между трансформаторными подстанциями по сети до 1 кВ.

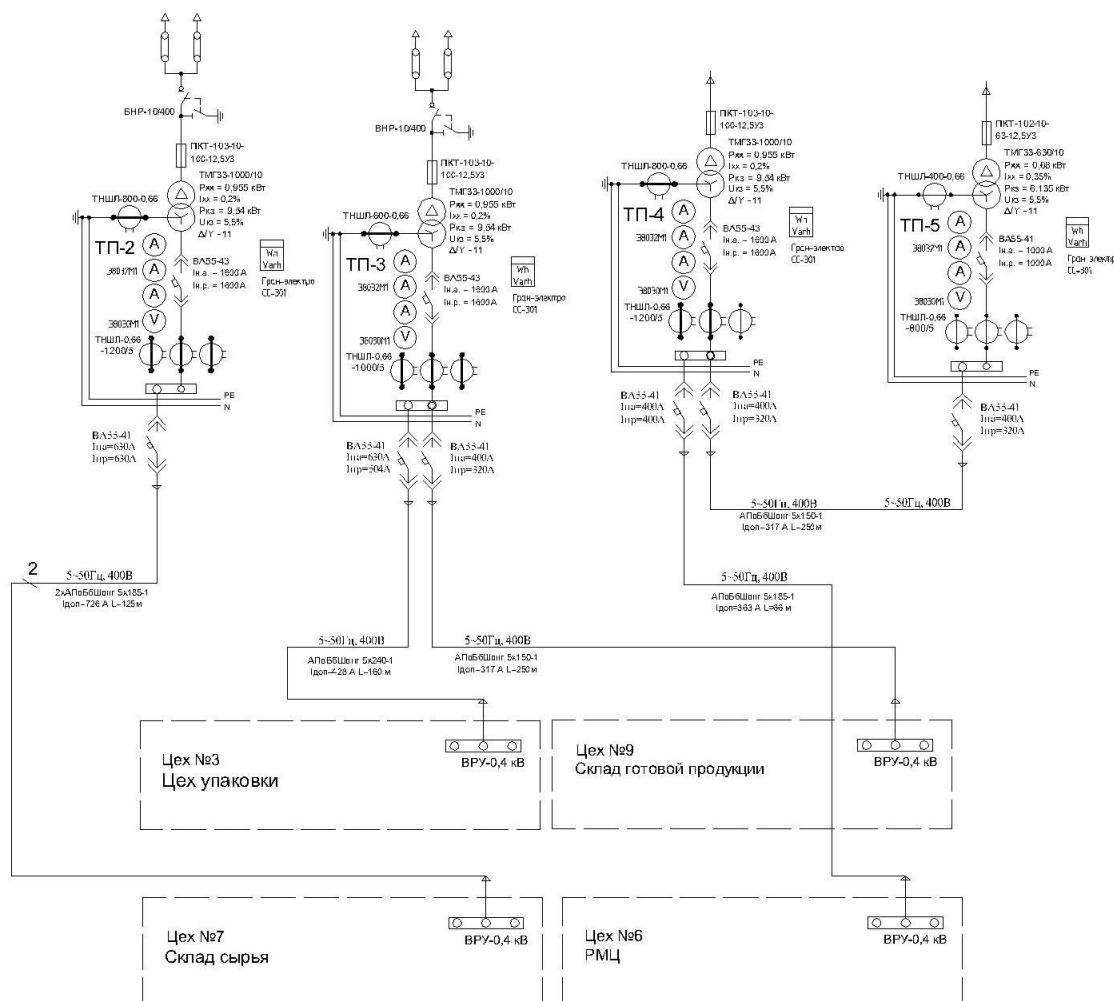


Рисунок 7.1 – Схема сетей до 1 кВ, связывающих ТП

Взаимное резервирование трансформаторных подстанций осуществляется кабелями марки АПВБШвнг, по территории завода прокладка осуществляется

открыто на эстакадах, по наружным стенам зданий, внутри зданий прокладка по стенам и строительным элементам на лотках. В качестве аппаратов защиты применяются автоматические выключатели.

Пропускная способность кабельных перемычек определяется по выражению:

$$I_p = \frac{(0,2 \div 0,3) \cdot S_{нт}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (7.1)$$

где I_p – расчётный ток резервного кабеля, А;

$S_{нт}$ – номинальная мощность трансформатора от которого запитывается резервный кабель, А.

Выбор резервного кабеля осуществляется по условию:

$$I_{доп} \geq I_p, \quad (7.2)$$

где $I_{доп}$ – допустимый ток кабеля, А;

I_p – расчетный ток резервного кабеля, А.

Выбор автоматических выключателей осуществляют по следующим условиям:

$$I_{на} \geq I_{рл}; \quad (7.3)$$

$$I_{нр} \geq I_{рл}; \quad (7.4)$$

где $I_{рл}$ – рабочий ток линии, А;

$I_{на}$ – номинальный ток автомата, А;

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

Выбор трансформаторов тока производим по условию:

$$U_{1ном} \geq U_{ном}; \quad (7.5)$$

$$I_{1ном} \geq I_{рл}, \quad (7.6)$$

где $U_{1ном}$ – номинальное напряжение первичной обмотки ТТ;

$I_{1ном}$ – номинальный ток первичной обмотки ТТ.

Выберем резервный кабель, соединяющий ТП5 и ТП4.

Расчетный ток резервного кабеля по (7.1) равен:

$$I_p = \frac{0,2 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 288,675 \text{ А.}$$

Принимаем по [4, табл. ПЗ.9] пятижильный кабель АПвБбШвнг 5х150-1, при прокладке в воздухе, допустимый ток $I_{доп}=317$ А.

Исходя из условий (7.8) и (7.9) выбираем ТТ типа ТОП-300-0,66, с $I_{1ном} = 300$ А.

$$0,66 > 0,4 \text{ кВ;}$$

$$300 > 288,675 \text{ А.}$$

Аналогично выбираем остальные резервные кабели и для их защиты автоматические выключатели. Результаты сводим в таблицу 7.1.

Таблица 7.1 – Выбор аппаратов и резервных кабельных линий 0,4 кВ

Участок линии	ТП5-ТП4
$S_T, \text{кВ}\cdot\text{А}$	1000
$I_{рл}, \text{А}$	288,675
Автоматический выключатель	ВА55-41
$I_{на} \geq I_{рл}, \text{А}$	400 > 288,675
$I_{нр} \geq I_{рл}, \text{А}$	320 > 288,675
Трансформатор тока	ТОП-300-0,66
$U_{ном1} \geq U_{ном}, \text{кВ}$	0,66 > 0,4
$I_{ном1} \geq I_{рл}, \text{А}$	300 > 288,675
Длина, м	250
Кабельная линия	АПвББШвнг 5x150-1
$I_{доп} \geq I_p$	317

7.2 Выбор питающих цеха кабелей и защитных аппаратов напряжением до 1 кВ

Цех №7 питается по сети 0,4 кВ от соседнего цеха. Произведем выбор кабеля 0,4кВ:

Выбор сечения кабеля по допустимому нагреву:

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{п}} \quad (7.7)$$

где I_p – расчетный ток проводника;

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

Выбор автоматических выключателей осуществляется согласно условиям (7.3) и (7.4).

Выбор кабеля питающего цех по сети до 1 кВ от ТП2 до цеха №7. Из раздела 3 находим $I_p = 600,726 \text{ А}$.

Выбор сечения кабеля по допустимому нагреву по (7.7), учитывая, что $K_{п} = 1$ – условия прокладки нормальные:

$$I_{доп} > 600,726 \text{ А}.$$

Принимаем по табл. ПЗ.6 [1], пятижильный кабель 2хАПвББШвнг 5x185-1 при прокладке в воздухе $I_{доп} = 726 \text{ А}$.

Исходя из условий (7.5) и (7.6) выбираем ТТ типа ТОП-800-0,66, с $I_{1ном} = 800 \text{ А}$.

$$0,66 > 0,4 \text{ кВ};$$

$$800 > 600,726 \text{ А}.$$

Аналогично выбираем кабели, автоматические выключатели и

трансформаторы тока для остальных линий 0,4 кВ. Результаты сводим в таблицу 7.2.

Таблица 7.2 – Выбор аппаратов и кабельных линий 0,4 кВ

Участок линии	ТП2-Цех №7	ТП3-Цех №3	ТП3-Цех №9	ТП4-Цех №6
$I_{рл}, А$	600,726	407,002	274,236	338,796
Автоматический выключатель	ВА55-41	ВА55-41	ВА55-41	ВА55-41
$I_{на} \geq I_{рл}, А$	630>600,726	630>407,002	400>274,236	400>338,796
$I_{нр} \geq I_{рл}, А$	630>600,726	504>407,002	320>274,236	400>338,796
Трансформатор тока	ТОП-800-0,66	ТОП-500-0,66	ТОП-300-0,66	ТОП-400-0,66
$U_{ном1} \geq U_{ном}, кВ$	0,66>0,4	0,66>0,4	0,66>0,4	0,66>0,4
$I_{ном1} \geq I_{рл}, А$	800>600,726	500>407,002	300>274,236	400>338,796
Длина, м	125	160	250	66
Кабельная линия	2хАПвБбШвнг 5х185-1	АПвБбШвнг 5х240-1	АПвБбШвнг 5х150-1	АПвБбШвнг 5х185-1
$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{п}}$	726	428	317	363

Проверку кабелей и автоматических выключателей произведем в 9 пункте после расчета токов короткого замыкания в пункте 8 данного проекта.

8 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

8.1 Расчет токов КЗ в сетях напряжением выше 1 кВ

Расчетным видом КЗ является трехфазное, т. к. это наиболее тяжелый вид КЗ, при котором имеют место большие значения сверхпереходного и ударного токов, чем при двухфазном и однофазном.

Для вычисления токов КЗ составляется расчетная схема, включающая все элементы, по которым протекают токи к выбранным расчетным точкам (сборные шины подстанции системы, шины РП, шины ТП). На схеме приводятся основные параметры оборудования, которые потребуются для дальнейшего расчета. Расчетная схема и основные параметры оборудования представлены в задании к данному дипломному проекту.

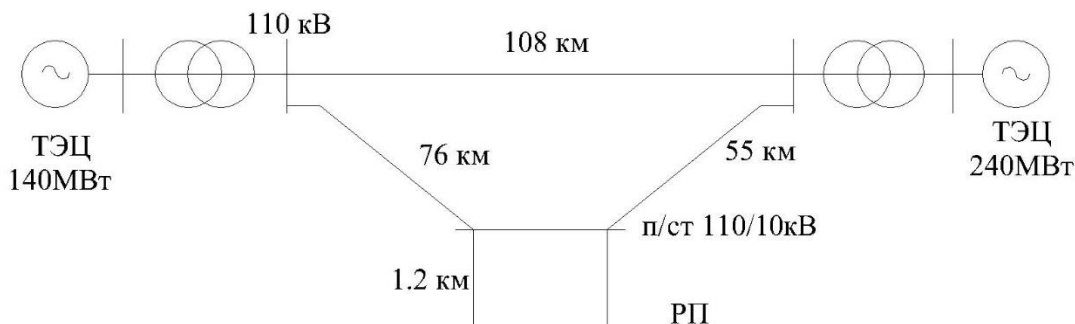


Рисунок 8.0 – Расчетная схема

Завод получает питание от электростанций, представленных: ТЭЦ-140 на напряжении 110 кВ, расположенной на расстоянии 76 км, а также ТЭЦ-240, расположенной на расстоянии 55 км. Питание завод получает от ПС 110/10, расположенной на расстоянии 1,2 км от РП завода. На основании приведенных данных производим расчет токов короткого замыкания в двух точках на сборных шинах подстанции (точка К1), и РП завода (точка К2).

На подстанции установлены два трансформатора ТРДН-25000/110 мощностью по 25 МВ·А, каждый со следующими параметрами: $S_H=25$ МВ·А, $U_{BH}=115$ кВ, $U_{HH}=10,5$ кВ, $\Delta P_{K3}=120$ кВт, $\Delta P_{XX}=27$ кВт, $U_K=10,5$ %, $I_X=0,7$ %.

По табл. 2.1 [5], принимаем, что на ТЭЦ-140 установлено 7 генераторов Т-20-2УЗ со следующими параметрами: $P_H=20$ МВт, $S_H=25$ МВ·А, $x_d''=0,131$, $\cos\varphi=0,8$. По табл. 3.6 [5], принимаем, что на ТЭЦ-240 установлено 4 генератора ТВФ-63-2УЗ со следующими параметрами: $P_H=63$ МВт, $S_H=78,75$ МВ·А, $x_d''=0,153$, $\cos\varphi=0,8$.

Примем блочные трансформаторы по [5, табл.3.6] для ТЭЦ-140 — 7 трансформаторов ТРДН-25000/110 со следующими параметрами: $S_H=25$ МВ·А, $U_{BH}=115$ кВ, $U_{HH}=11$ кВ, $\Delta P_{K3}=120$ кВт, $\Delta P_{XX}=17$ кВт, $U_K=10,5$ %, $I_X=0,65$ %, для

ТЭЦ-240 — 4 трансформатора ТРДН-63000/110 со следующими параметрами: $S_H=63 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, $U_{ВН}=115 \text{ кВ}$, $U_{НН}=10,5 \text{ кВ}$, $\Delta P_{кз}=245 \text{ кВт}$, $\Delta P_{хх}=50 \text{ кВт}$, $U_k=10,5 \%$, $I_x=0,5\%$.

По расчетной схеме составляем схему замещения для сети выше 1 кВ (рисунок 8.1), в которой каждый элемент заменяем своим сопротивлением. Генераторы, трансформаторы, высоковольтные линии и короткие участки распределительных сетей представляем индуктивными сопротивлениями, линии питающие РП и ТП заменяем полным сопротивлением. Секционный выключатель на П/с находится во включенном положении.

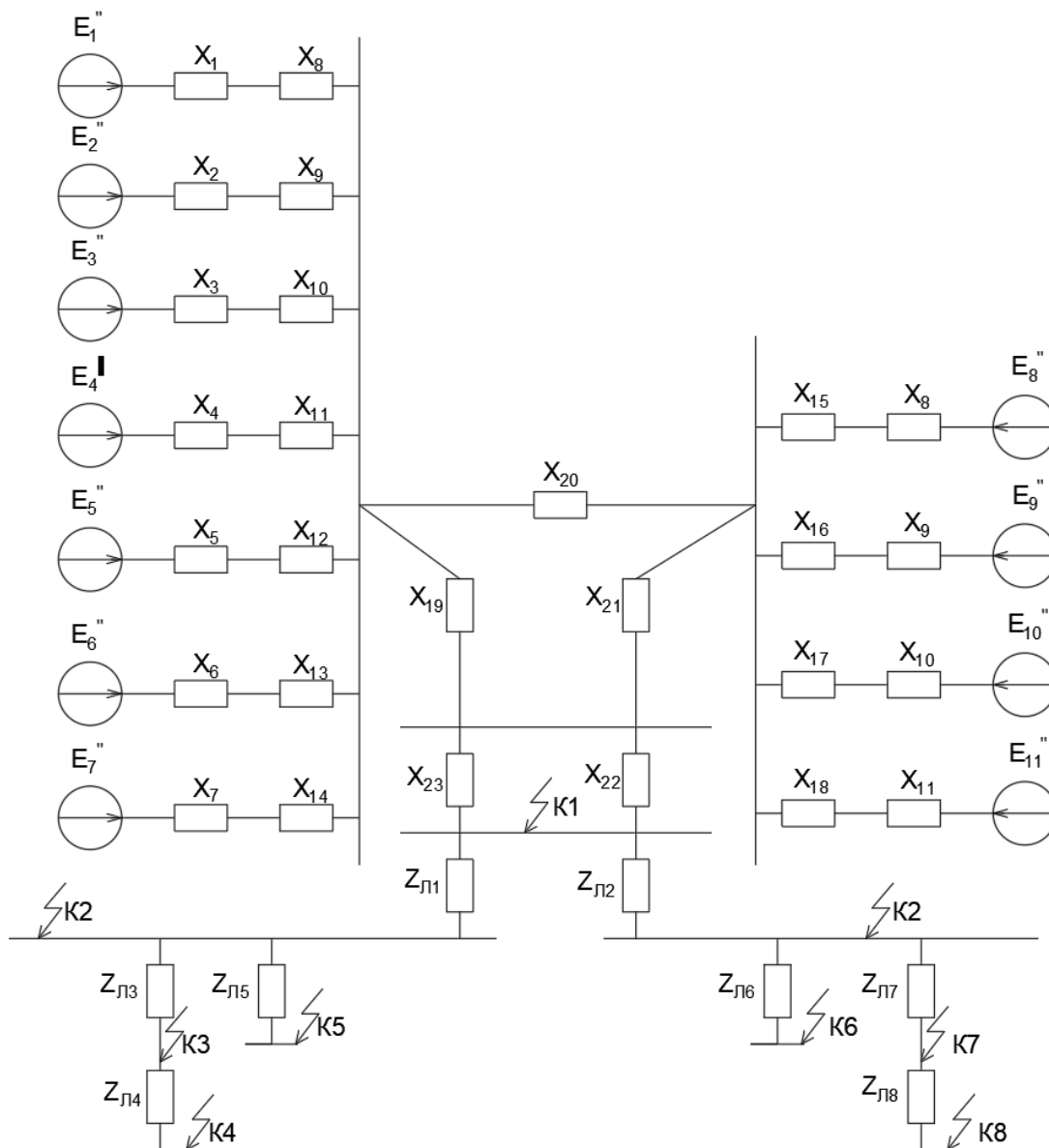


Рисунок 8.1 – Схема замещения сети выше 1 кВ

Расчет токов КЗ выполняем в относительных единицах, при котором все расчетные данные приводим к базисным напряжению и мощности.

Принимаем базисные величины $S_6 = 1000$ МВА, $U_6 = 10,5$ кВ, тогда ток, кА:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6}. \quad (8.1)$$

$$I_6 = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986 \text{ кА}.$$

Сверхпереходная ЭДС генераторов определяется по формуле

$$E_*'' = \sqrt{(I_0 \cdot x_d'' \cdot \cos \varphi)^2 + (U_0 + I_0 \cdot x_d'' \cdot \sin \varphi)^2}, \quad (8.2)$$

где I_0 , U_0 , $\cos \varphi$ – соответственно напряжение, ток в о. е. и коэффициент мощности, при которых работал генератор до КЗ;

x_d'' – сверхпереходное сопротивление генератора, о.е.

Рассчитаем сопротивления всех элементов в относительных единицах.

Сопротивления генераторов находится как:

$$x_T = x_d'' \cdot \frac{S_6}{P_H} \cdot \cos \varphi, \quad (8.3)$$

где P_H – номинальная активная мощность генератора, МВт;

Сопротивление двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения:

$$x_T = \frac{U_k \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{н.т.}} \cdot 1,875, \quad (8.4)$$

где $S_{н.т.}$ – номинальная полная мощность трансформатора, МВ·А;

$U_k \%$ – напряжение короткого замыкания, %.

Сопротивления воздушных и кабельных линий:

$$x_{л} = x_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (8.5)$$

$$r_{л} = r_0 \cdot l \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2}; \quad (8.6)$$

$$z_{л} = \sqrt{r_{л}^2 + x_{л}^2}, \quad (8.7)$$

где x_o – удельное индуктивное сопротивление, Ом/км;

l – длина линии, км;

r_0 – удельное активное сопротивление, Ом/км.

Выполним расчет для точки К1.

По формуле (8.2) ЭДС генераторов ТЭЦ-140:

$$E_{*1...7}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,131 \cdot 0,8)^2 + (1 + 1 \cdot 0,131 \cdot 0,6)^2} = 1,084.$$

ЭДС генераторов ТЭЦ-240:

$$E_{*8...11}'' = \sqrt{(1 \cdot 0,153 \cdot 0,8)^2 + (1 + 1 \cdot 0,153 \cdot 0,6)^2} = 1,099.$$

По формуле (8.3) сопротивления генераторов ТЭЦ-140:

$$x_{1...7} = 0,131 \cdot \frac{1000}{20} \cdot 0,8 = 5,24.$$

Сопротивления генераторов ТЭЦ-240:

$$x_{6...7} = 0,22 \cdot \frac{1000}{63} \cdot 0,8 = 1,94.$$

По формуле (8.4) сопротивления блочных трансформаторов ТРДН-25000/110:

$$x_{8...14} = \frac{11}{100} \cdot \frac{1000}{25} \cdot 1,875 = 8,25.$$

Сопротивления блочных трансформаторов ТРДН-63000/110:

$$x_{15...18} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} \cdot 1,875 = 3,125.$$

Сопротивление параллельно работающих трансформаторов ПС 110/10 ТРДН-25000/110 по формуле (8.4):

$$x_{23,22} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{25} \cdot 1,875 \cdot \frac{1}{2} = 3,938$$

Сопротивления воздушных линий, питающих ПС по формуле (8.5):

$$x_{19} = 0,4 \cdot 76 \cdot \frac{1000}{115^2} = 2,3;$$

$$x_{20} = 0,4 \cdot 108 \cdot \frac{1000}{115^2} = 3,27;$$

$$x_{21} = 0,4 \cdot 55 \cdot \frac{1000}{115^2} = 1,66.$$

Преобразуем схему замещения и представим её на рисунке 8.2, при этом последовательно складываем сопротивления генератора и трансформатора и затем складываем их параллельно:

$$x_{24} = (5,24 + 8,25) / 7 = 1,93;$$

$$x_{25} = (1,94 + 3,125) / 4 = 1,27;$$

Эквивалентная ЭДС генераторов ТЭЦ-140 и ТЭЦ-240:

$$E_{12} = \frac{1,084 \cdot (5,24 + 8,25) \cdot 7}{(5,24 + 8,25) \cdot 7} = 1,084.$$

$$E_{13} = \frac{1,099 \cdot (1,94 + 3,125) \cdot 4}{(1,94 + 3,125) \cdot 4} = 1,099.$$

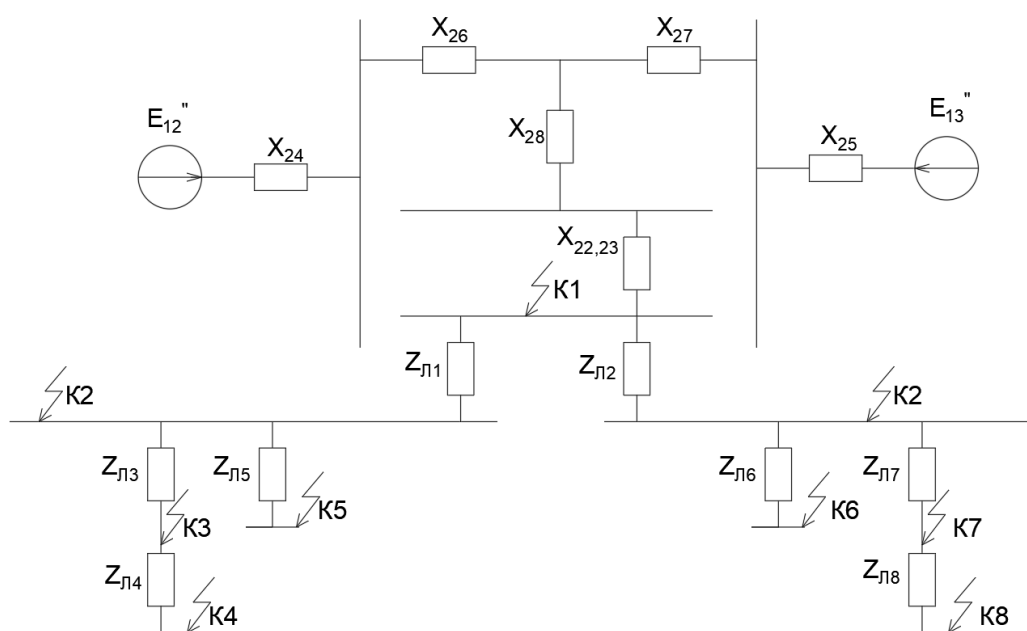


Рисунок 8.2 – Преобразованная схема замещения

Преобразуем треугольник сопротивлений X_{19} , X_{20} , X_{21} в звезду:

$$X_{26} = \frac{2,3 \cdot 3,27}{2,3 + 3,27 + 1,66} = 1,04;$$

$$X_{27} = \frac{3,27 \cdot 1,66}{2,3 + 3,27 + 1,66} = 0,751;$$

$$X_{28} = \frac{1,66 \cdot 2,3}{2,3 + 3,27 + 1,66} = 0,528.$$

Свернем схему для расчета КЗ в тоске К1 к виду, представленному на рисунке 8.3.

$$E_{14} = \frac{1,084 \cdot (1,93 + 1,04) + (1,27 + 0,751) \cdot 1,099}{1,93 + 1,04 + 1,27 + 0,751} = 1,09;$$

$$X_{29} = \frac{(1,93 + 1,04) \cdot (1,27 + 0,751)}{1,93 + 1,04 + 1,27 + 0,751} + 0,528 = 1,731.$$

$$X_{30} = X_{29} + X_{23,22} = 1,731 + 3,938 = 5,669$$

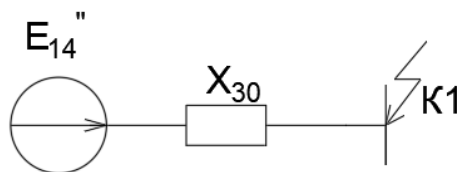


Рисунок 8.6 – Схема замещения для расчета тока короткого замыкания в точке К1

Периодическая составляющая тока трехфазного короткого замыкания:

$$I_{п.о} = \frac{E_{\Sigma}''}{x_{\Sigma}} \cdot I_{\phi} \quad (8.8)$$

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_{п.о}, \quad (8.9)$$

где k_y - ударный коэффициент (для шин ПС $k_y = 1,82$, для шин РП предприятия $k_y = 1,369$).

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_{н.ср} \cdot I_{кз}, \quad (8.10)$$

где S_k – мощность короткого замыкания, МВ·А;

$I_{кз}$ – ток установившегося короткого замыкания, кА;

$U_{н.ср}$ – номинальное среднее напряжение в точке короткого замыкания, на шинах РП, шинах ПС и шинах ВН трансформаторных подстанций $U_{н.ср} = 10,5$ кВ.

Определяем действующее значение периодической составляющей тока КЗ в точке К1, на шинах 10 кВ:

$$I_{п.о} = \frac{E_{14}''}{x_{30}} \cdot I_{\phi} = \frac{1,09}{5,669} \cdot 54,986 = 10,57 \text{ кА};$$

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,82 \cdot 10,57 = 27,206 \text{ кА}.$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 10,57 = 192,23 \text{ МВ·А}.$$

Выполним расчет для точки К2 (шины РП). Схема замещения представлена на рисунке 8.9.

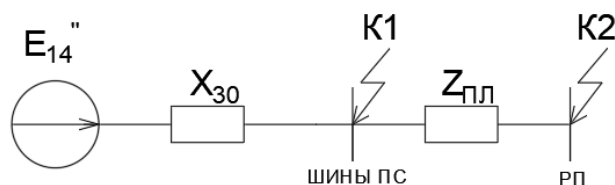


Рисунок 8.9 - Схема замещения для точки К2

Сопровитления кабельных линий, питающих РП по формуле (8.5-8.7). Кабельная линия от ПС до РП по предварительным расчетам выполнена кабелем марки АПвБП 3х120-10. По справочным данным для данной марки для каждого кабеля $r_0 = 0,325$ Ом/км, $x_0 = 0,089$ Ом/км:

$$x_{III} = 0,089 \cdot 1,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,969 \text{ Ом};$$

$$r_{III} = 0,325 \cdot 1,2 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 3,537 \text{ Ом}.$$

Преобразуем схему для точки К2. Преобразованная схема замещения представлена на рисунке 8.10:

$$x_{31} = x_{30} + x_{III} = 5,669 + 0,969 = 6,638 \text{ Ом};$$

$$z_{31} = \sqrt{x_{31}^2 + r_{III}^2} = \sqrt{6,638^2 + 3,537^2} = 7,522 \text{ Ом}.$$

Ток установившегося КЗ в точке К2 на шинах РП предприятия:

$$I_{п,о} = \frac{1,09}{7,522} \cdot 54,986 = 7,968 \text{ кА}.$$

Ударный ток на шинах РП:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,369 \cdot 7,968 = 15,43 \text{ кА}.$$

Подпитку места КЗ от электродвигателей не учитываем, поскольку их суммарная номинальная мощность составляет менее 20% номинальной мощности питающего трансформатора.

Мощность короткого замыкания на шинах РП:

$$S_k = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 7,968 = 144,91 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Далее произведем расчет токов короткого замыкания на шинах ТП предприятия в точках К5-К8. Приведем пример расчета в точках К5,К6, они между собой будут равны.

Определим параметры схемы замещения.

По формулам (8.5) и (8.6) сопротивления линий Л5,Л6 в относительных единицах ($l=100$ м, $x_0=0,109$ Ом/км, $r_0=1,113$ Ом/км):

$$x_{л5} = 0,109 \cdot 0,1 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,01;$$

$$r_{л5} = 1,113 \cdot 0,155 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,1;$$

$$z_{л5} = \sqrt{0,01^2 + 0,1^2} = 0,1.$$

Суммарное сопротивление до точки:

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(6,638 + 0,01)^2 + (3,537 + 0,1)^2} = 7,578 \text{ Ом.}$$

Результаты расчетов сведем в таблицу 8.1, 8.2.

Таблица 8.1- Результаты расчета сопротивлений до точки КЗ

Точка КЗ	Место КЗ	L _{кл} , км	X ₀ , Ом/км	R ₀ , Ом/км	X, Ом.	R, Ом.	Z _Σ , о.е.
К1	Шины п/ст	-	-	-	-	-	5,669
К2	Шины РП	1,2	0,089	0,325	0,969	3,537	7,522
К5,К6	Шины ТП-1	0,01	0,109	1,113	0,01	0,10	7,578
К3	Шины ТП-2	0,093	0,104	0,822	0,09	0,69	7,95
К7	Шины ТП-3	0,077	0,098	0,568	0,07	0,40	7,77
К8	Шины ТП-4	0,231	0,109	1,113	0,23	2,33	9,03
К4	Шины ТП-5	0,15	0,109	1,113	0,15	1,51	8,46

Таблица 8.2- Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	Место КЗ	I _{п,о} , кА	i _у , кА	S _{кз} , МВ·А
К1	Шины п/ст	10,57	27,206	192,23
К2	Шины РП	7,968	15,43	144,91
К5,К6	Шины ТП-1	7,909	15,312	143,834
К3	Шины ТП-2	7,543	14,604	137,185
К7	Шины ТП-3	7,709	14,924	140,194
К8	Шины ТП-4	6,635	12,846	120,671
К4	Шины ТП-5	7,085	13,716	128,844

9 ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ТОКОВЕДУЩИХ ЭЛЕМЕНТОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ РП И ТП

9.1 Проверка сечений жил кабелей 10кВ на термическую стойкость

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

$$k \cdot I_{1с} > I_{кз}, \quad (9.1)$$

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

$$k = \frac{1}{\sqrt{t_{отк}}}, \quad (9.2)$$

$t_{отк}$ – время отключения тока КЗ, принимается по [6, табл. 11.7], для линий питающих РП $t_{отк}=1$ секунды, для линий от РП то ТП $t_{отк}=0,4$ секунды.

Учитывая формулы 9.1 и 9.2, условие примет вид:

$$I_{1с} \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot I_{кз}. \quad (9.3)$$

Для каждого кабеля выберем экран по условию:

$$I_{1сэ} \geq \sqrt{t_{отк}} \cdot I_{кз}^{(2)}, \quad (9.4)$$

где $I_{кз}^{(2)}$ – ток двухфазного короткого замыкания, который находится по формуле:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)}. \quad (9.5)$$

Проверка кабеля АПВБП 3х120-10 линий Л1 и Л2 односекундным током КЗ. Односекундный ток $I_{1с}$ для кабеля АПВБП 3х120-10 равен 11,3 кА [4,табл ПЗ.16], $t_{отк}=1$ с. Тогда, по условию (9.3) имеем:

$$11,3 \geq \sqrt{1} \cdot 10,57 = 10,57.$$

Выбранный кабель проходит по термической стойкости.

Необходимо выбрать защитные экраны. Для этого найдем значение тока двухфазного КЗ по условию (9.5):

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,57 = 9,15 \text{ кА.}$$

Выберем экран для данного кабеля по условию (9.4):

$$I_{1сэ} \geq \sqrt{1} \cdot 9,15 = 9,15 \text{ кА.}$$

Выбираем большее стандартное сечение экрана 50 мм². Проверка остальных кабельных линий выше 1 кВ аналогична и сведена в таблицу 9.1.

Таблица 9.1 – Выбор кабелей и экранов

№ линии	Длина линии, км	$I_{рл}, А$	$I_{ра} (I_{ном}), А$	$I_{1с}, кА$	Сечение кабеля, мм ²			Марка и сечение принятого кабеля	$I_{доп}, А$	$F_{экр}, мм^2$
					По экономической плотности тока	По допустимому нагреву	По термической стойкости			
Л1	1,2	172,068	286,779	10,57	95	120	120	АПВБП 3х120-10	265	50
Л2	1,2	172,068	286,779	10,57	95	120	120	АПВБП 3х120-10	265	50
Л3	0,093	86,670	94,108	4,77	50	35	50	АПВП 3х50-10	159	50
Л4	0,15	30,718	36,373	4,48	35	35	50	АПВП 3х50-10	159	50
Л5	0,01	61,855	123,71	5	35	35	70	АПВП 3х70-10	196	50
Л6	0,01	61,855	123,71	5	35	35	70	АПВП 3х70-10	196	50
Л7	0,077	111,560	115,47	4,88	70	35	70	АПВП 3х70-10	196	50
Л8	0,231	58,869	57,735	4,2	35	35	50	АПВП 3х50-10	159	50

Так как сечения жил кабелей изменились, необходимо произвести пересчет токов КЗ для последующего выбора коммутационных аппаратов. Результаты пересчета токов КЗ сведем в таблицу 9.2.

Таблица 9.2- Результаты пересчета токов КЗ

Точка КЗ	Место КЗ	$I_{п.о}$, кА	i_y , кА	$S_{к}$, МВ·А
К1	Шины п/ст	10,57	27,206	192,23
К2	Шины РП	7,968	15,43	144,91
К5,К6	Шины ТП-1	7,934	15,362	144,301
К3	Шины ТП-2	7,655	14,821	139,223
К7	Шины ТП-3	7,709	14,924	140,194
К8	Шины ТП-4	6,936	13,429	126,146
К4	Шины ТП-5	7,288	14,110	132,540

9.2 Выбор шин напряжением выше 1 кВ

Выбор сечения шин на заводском РП 10 кВ производится по нагреву (по допустимому току) и проверяется на электродинамическую и термическую стойкость.

При выборе шин по нагреву учитываются не только нормальные, но и послеаварийные режимы. Допустимый ток шины $I_{доп.ш}$ должен быть не менее I_p , т.е.:

$$I_{доп.ш} \geq I_p. \quad (9.6)$$

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

$$\sigma_{доп} \geq \sigma_p. \quad (9.7)$$

Механическое напряжение в материале шины, возникающее под действием изгибающего момента, МПа:

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \frac{i_y^2 \cdot l^2}{a \cdot W}, \quad (9.8)$$

где i_y – ударный ток КЗ, кА;

l – расстояние между опорными изоляторами, см;

a – расстояние между осями шин смежных фаз, см;

W – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию усилия, см³.

Шины будем располагать плашмя (большая грань полосы находится в горизонтальной плоскости), т.к. это выгоднее с механической точки зрения, поскольку шины, обращенные друг к другу узкой стороной, имеют на 40%

больший момент сопротивления относительно оси, перпендикулярной электродинамическим силам при коротком замыкании, чем шины при вертикальной установке. При расположении шин плашмя допустимый ток, должен быть уменьшен на 5% для полос шириной до 60 мм и на 8% - для полос большей ширины.

При расположении шин плашмя:

$$W = \frac{b \cdot h^2}{6}, \quad (9.9)$$

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

Проверка шин на термическую стойкость сводится к определению минимально допустимого сечения $F_{ш}$ по формуле:

$$F_{ш} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (9.10)$$

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

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

$$B_k = I_k^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (9.11)$$

где $t_{отк}$ – время отключения КЗ, принимаемое по [4, табл. 5.3] равное $t_{отк} = 1 \text{ с}$;

$T_a = 0,01 \text{ с}$ – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ;

I_k – ток КЗ на шинах РП (8 раздел данного дипломного проекта).

Приведем пример расчета для шин РП напряжением 10 кВ. Шины установлены на изоляторах плашмя с расстоянием между фазами $a = 25 \text{ см}$, между изоляторами в пролете – $l = 100 \text{ см}$. Расчетный длительный ток, протекающий по шинам в нормальном режиме (раздел 6.1), равен:

$$I_p^{\text{норм}} = 172,07 \text{ А}.$$

Максимальный расчетный ток шин в аварийном режиме (при отключении одного из вводов и включении секционного выключателя) равен:

$$I_{pa} = 286,78 \text{ А}.$$

Согласно условию (9.6) необходимо выбрать такое сечение шин, чтобы $I_{доп} \geq 286,78 \text{ А}$. По условиям механической прочности, толщина шины должна быть не менее 6 мм. Принимаем шины прямоугольного сечения однополосные марки АДО 40х5, сечение шины равно 200 мм^2 , $I_{доп} = 540 \text{ А}$, [4, табл. ПЗ.25], но так как мы выбираем установку шин плашмя и ширина шины менее 60 мм, то уменьшаем допустимый ток на 5% и следовательно $I_{доп} = 540 \cdot 0,95 = 513 \text{ А}$.

Проверка шин на термическую прочность сводится к определению минимально допустимого сечения $F_{ш}$ по формуле (9.10), предварительно

определив тепловой импульс от тока КЗ по формуле (9.11):

$$B_K = (7,968 \cdot 10^3)^2 \cdot (1 + 0,01) = 64,124 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с};$$

$$F_{\text{ш}} = \frac{\sqrt{64,124 \cdot 10^6}}{91} = 88 \text{ мм}^2.$$

Так как $F_{\text{ш}} \leq F_{\text{прин}} (88 < 200)$, то можем сделать вывод, что выбранные шины термически устойчивы.

Выполним проверку на электродинамическую стойкость. Момент сопротивления шин при установке их плашмя по (9.9):

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

Расчетное механическое напряжение в материале шины по формуле (9.8):

$$\sigma_p = 1,76 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{7,968^2 \cdot 100^2}{25 \cdot 1,67} = 26,76 \text{ кгс/см}^2 = 0,26 \text{ кгс/мм}^2.$$

Допустимое значение механического напряжения для алюминиевых шин АДО равно $\sigma_{\text{доп}} = 4,2 \text{ кгс/мм}^2$ [4, табл. ПЗ.26]. Проверим условие (9.7):

$$4,9 > 0,26 \text{ кгс/мм}^2.$$

Следовательно шины динамически устойчивы.

9.3 Выбор электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ

Выбор выключателей осуществляется по следующим условиям:

– по напряжению:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{раб}}, \quad (9.12)$$

где $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение аппарата, кВ;

$U_{\text{раб}}$ – рабочее напряжение сети, в которой установлен аппарат, кВ.

– по току:

$$I_{\text{ном}} \geq I_p; \quad (9.13)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ра}}, \quad (9.14)$$

где $I_{\text{ном}}$ – номинальный ток аппарата, А;

$I_p, I_{\text{ра}}$ – соответственно расчетный ток нормального и послеаварийного режима, А.

– по отключающей способности:

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}; \quad (9.15)$$

$$S_{\text{отк}} \geq S_{\text{к}}, \quad (9.16)$$

где $I_{отк}$, I_k – действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке установки выключателя и его номинальный ток отключения короткого замыкания, кА.

S_k , $S_{отк}$ – соответственно расчетная и номинальная мощность отключения короткого замыкания, МВ·А, определяемые по следующим формулам:

$$S_{отк} = \sqrt{3} \cdot U_{ср.н} \cdot I_{отк}; \quad (9.17)$$

$$S_k = \sqrt{3} \cdot U_{ср.н} \cdot I_k. \quad (9.18)$$

где $U_{ср.н}$ – среднее номинальное напряжение сети, кВ.

– по электродинамической стойкости:

$$i_{дин} \geq i_y, \quad (9.19)$$

где $i_{дин}$, i_y – соответственно ударный ток короткого замыкания и ток электродинамической стойкости аппарата, кА.

– по термической стойкости:

$$B_k \geq I_T^2 \cdot t_T, \quad (9.20)$$

где I_T – ток термической стойкости аппарата, нормированный заводом-изготовителем, кА;

t_T – допустимое время действия тока термической стойкости, кА;

B_k – расчетный тепловой импульс короткого замыкания, $A^2 \cdot c$.

Выбор разъединителей аналогичен выбору выключателей, за исключением проверки по отключающей способности, так как разъединители не предназначены для отключения токов нагрузки и коротких замыканий.

Необходимые для выбора аппаратов данные возьмем из предыдущих расчетов (раздел 8 данного дипломного проекта).

При разработке схемы электроснабжения, было принято РП завода комплектовать ячейками КСО -210. Необходимые данные по оборудованию устанавливаемому в ячейке КСО-210 берем по [20]. Рассмотрим выбор выключателя и разъединителя в вводной ячейке РП.

Выбираем коммутационные аппараты вводной ячейки по расчётному току завода, линейной – по наибольшему току присоединения (таблица 9.3).

Сравнительные данные по выбору вводной и линейной панелей приведены в таблицах 9.3 и 9.4.

Таблица 9.3 – Выбор вводной панели КСО -210

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-12,5/630У2	РВЗ-10/630У3
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{р}}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р}}$	$I_{\text{р}} = 195,07 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ра}}$	$I_{\text{ра}} = 286,78 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{ОТК}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 7,968 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$S_{\text{ОТК}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}} = 144,91 \text{ МВ}\cdot\text{А}$	$S_{\text{ОТК}} = \sqrt{3}\cdot 10,5\cdot 12,5 =$ $= 227,332 \text{ МВ}\cdot\text{А}$	–
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 15,43 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \geq I^2\cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 7,968^2\cdot(1+0,01) =$ $= 64,124 \text{ МА}^2\cdot\text{с}$	$I^2\cdot t_{\text{т}} = 12,5^2\cdot 3 =$ $468,75 \text{ МА}^2\cdot\text{с}$	$I^2\cdot t_{\text{т}} = 20^2\cdot 4 =$ $1600 \text{ МА}^2\cdot\text{с}$

Аналогично выше приведенному расчёту произведём выбор выключателей и разъединителей в линейных ячейках, а также в секционной ячейке РП. Выбираем коммутационные аппараты линейной ячейки по наибольшему току присоединения (таблица 9.4).

Условия выбора, расчётные данные, номинальные данные выключателей и разъединителей заносим в таблицы 9.4 – 9.5.

Таблица 9.4 – Выбор коммутационных аппаратов в линейной ячейке РП

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-12,5/630У2	РВЗ-10/630У3
$U_{\text{НОМ}} \geq U_{\text{р}}$	$U_{\text{р}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{р}}$	$I_{\text{р}} = 58,65 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{НОМ}} \geq I_{\text{ра}}$	$I_{\text{ра}} = 97,74 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{НОМ}} = 630 \text{ А}$
$I_{\text{ОТК}} \geq I_{\text{к}}$	$I_{\text{к}} = 7,968 \text{ кА}$	$I_{\text{ОТК}} = 12,5 \text{ кА}$	–
$S_{\text{ОТК}} \geq S_{\text{к}}$	$S_{\text{к}} = 144,91 \text{ МВ}\cdot\text{А}$	$S_{\text{ОТК}} = \sqrt{3}\cdot 10,5\cdot 12,5 =$ $= 227,332 \text{ МВ}\cdot\text{А}$	–
$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{у}}$	$i_{\text{у}} = 15,43 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 32 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}} = 52 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} \geq I^2\cdot t_{\text{т}}$	$B_{\text{к}} = 7,968^2\cdot(0,4+0,01) =$ $= 26,03 \text{ МА}^2\cdot\text{с}$	$I^2\cdot t_{\text{т}} = 12,5^2\cdot 3 =$ $468,75 \text{ МА}^2\cdot\text{с}$	$I^2\cdot t_{\text{т}} = 20^2\cdot 4 =$ $1600 \text{ МА}^2\cdot\text{с}$

Таблица 9.5 – Выбор коммутационных аппаратов в секционной ячейке РП

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВВ/TEL-10-12,5/630У2	РВЗ-10/630У3
$U_{НОМ} \geq U_p$	$U_p = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_p$	$I_p = 172,07 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{НОМ} \geq I_{ра}$	$I_{ра} = 172,07 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 630 \text{ А}$
$I_{ОТК} \geq I_k$	$I_k = 7,968 \text{ кА}$	$I_{ОТК} = 12,5 \text{ кА}$	–
$S_{ОТК} \geq S_k$	$S_k = 144,91 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	$S_{ОТК} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 12,5 =$ $= 227,332 \text{ МВ} \cdot \text{А}$	–
$i_{дин} \geq i_y$	$i_y = 15,43 \text{ кА}$	$i_{дин} = 32 \text{ кА}$	$i_{дин} = 52 \text{ кА}$
$B_k \geq I^2 \cdot t_T$	$B_k = 7,968^2 \cdot (0,7 + 0,01)$ $=$ $= 45,08 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t_T = 12,5^2 \cdot 3 =$ $468,75 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$I^2 \cdot t_T = 20^2 \cdot 4 =$ $1600 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

Силовые трансформаторы подключаются через выключатели нагрузки ВНР-10/400-10зУ3 – выключатель нагрузки с дистанционным приводом ПРК-10Б в комплекте с посадочными местами под предохранители типа ПКТ-10-У3. Результаты сведём в таблицы 9.6, 9.7, 9.8.

Номинальные токи плавких вставок, защищающих силовые трансформаторы, приближенно определяются:

$$I_{НОМ пр} = (1,5 \div 2) \cdot I_{НОМ.Т} \quad (9.21)$$

где $I_{НОМ.Т}$ – номинальный ток трансформатора, А.

Плавкие предохранители следует проверять по току их предельной отключающей способности:

$$I_{пр п} \geq I_{к(н)} \quad (9.22)$$

где $I_{к(н)}$ – ток КЗ в начале защищаемого участка, кА.

Таблица 9.6 – Выбор коммутационных аппаратов для ТМГ33-1250/10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВНРП-10/400-10зУ3	Предохранитель ПКТ-103-10-160-12,5-У3
$U_{НОМ} \geq U_p$	$U_{раб} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$	$U_{НОМ} = 10 \text{ кВ}$
$I_{НОМ} \geq I_p$	$I_{НОМ} = 72,17 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 400 \text{ А}$	$I_{НОМ} = 160 \text{ А}$
$I_{пр ск} \geq I_k$	$I_k = 7,968 \text{ кА}$	$I_{пр ск} = 10 \text{ кА}$	–
$I_{НОМ пр} = (1,5 \div 2) \cdot I_{НОМ.Т}$	$(1,5 \div 2) \cdot 72,17 =$ $= 108,26 \div 144,34 \text{ А}$	–	$I_{НОМ} = 160 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_{уд} = 15,43 \text{ кА}$	$i_{дин} = 25 \text{ кА}$	–

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВНРП-10/400-10зУЗ	Предохранитель ПКТ-103-10-160-12,5-УЗ
$I_{отк} \geq I_k$	$I_k=7,968 \text{ кА}$	$I_{откл}=10 \text{ кА}$	$I_{откл}=12,5 \text{ кА}$
$B_k \geq I^2 \cdot t_T$	$B_k=7,968^2 \cdot 0,4=$ $=27,94 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T=10^2 \cdot 0,4=$ $=40 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T=12,5^2 \cdot 0,4=$ $=62,5 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 9.7 – Выбор коммутационных аппаратов для ТМГ33-1000/10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВНРП-10/400-10зУЗ	Предохранитель ПКТ-103-10-100-12,5-УЗ
$U_{ном} \geq U_p$	$U_{раб}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_p$	$I_{ном} = 57,735 \text{ А}$	$I_{ном}=400 \text{ А}$	$I_{ном}=100 \text{ А}$
$I_{пр ск} \geq I_k$	$I_k=6,33 \text{ кА}$	$I_{пр ск}=10 \text{ кА}$	–
$I_{ном пр}=(1,5 \div 2) \cdot I_{ном.т}$	$(1,5 \div 2) \cdot 57,735=$ $=86,603 \div 115,47 \text{ А}$	–	$I_{ном}=100 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_{уд}=15,43 \text{ кА}$	$i_{дин}=25 \text{ кА}$	–
$I_{отк} \geq I_k$	$I_k=7,968 \text{ кА}$	$I_{откл}=10 \text{ кА}$	$I_{откл}=12,5 \text{ кА}$
$B_k \geq I^2 \cdot t_T$	$B_k=7,968^2 \cdot 0,4=$ $=27,94 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T=10^2 \cdot 0,4=$ $=40 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$	$B_T=12,5^2 \cdot 0,4=$ $=62,5 \text{ МА}^2 \cdot \text{с}$

Таблица 9.8 – Выбор коммутационных аппаратов ТМГ33-630/10

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВНРП-10/400-10зУЗ	Предохранитель ПКТ-103-10-80-20-УЗ
$U_{ном} \geq U_p$	$U_{раб}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$	$U_{ном}=10 \text{ кВ}$
$I_{ном} \geq I_p$	$I_{ном} = 34,5 \text{ А}$	$I_{ном}=400 \text{ А}$	$I_{ном}=80 \text{ А}$
$I_{пр ск} \geq I_k$	$I_k=5,62 \text{ кА}$	$I_{пр ск}=10 \text{ кА}$	–
$I_{ном пр}=(1,5 \div 2) \cdot I_{ном.т}$	$(1,5 \div 2) \cdot 36,37=$ $=54,56 \div 72,74 \text{ А}$	–	$I_{ном}=80 \text{ А}$
$i_{дин} \geq i_y$	$i_{уд}=15,43 \text{ кА}$	$i_{дин}=25 \text{ кА}$	–
$I_{отк} \geq I_k$	$I_k=7,968 \text{ кА}$	$I_{откл}=10 \text{ кА}$	$I_{откл}=12,5 \text{ кА}$
$B_k \geq I^2 \cdot t_T$	$B_k=7,968^2 \cdot 0,4=$	$B_T=10^2 \cdot 0,4=$	$B_T=12,5^2 \cdot 0,4=$

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные	
		ВНРП-10/400-10зУЗ	Предохранитель ПКТ-103-10-80-20-УЗ
	$=27,94 \text{ MA}^2 \cdot \text{c}$	$=40 \text{ MA}^2 \cdot \text{c}$	$=62,5 \text{ MA}^2 \cdot \text{c}$

В месте установки ОПН U_{pn} равно 10кВ. Выбираем ОПН: ОПН-П-10-УХЛ1 с $U_{н \text{ опн}}=10\text{кВ}$.

В камерах КСО-МЭТЗ-210 устанавливаются разъединители серии РВЗ, трансформаторы тока типов ТПОЛ, ТПЛ и трансформаторы напряжения, ЗНОЛ с литой изоляцией. Для заземления шин и выключателей используются заземляющие ножи ЗР-10з УЗ.

Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, требуемых для измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

Трансформаторы тока выбираются по следующим параметрам.

1. По напряжению установки:

$$U_{\text{ном1Т}} \geq U_{\text{ном}}, \quad (9.23)$$

где $U_{\text{ном1Т}}$ – номинальное напряжение первичной обмотки трансформатора тока; $U_{\text{ном}}$ – номинальное напряжение силовой сети.

2. По току нормального режима:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}, \quad (9.24)$$

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

3. По току послеаварийного режима или максимальному расчетному току:

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}}; \quad (9.25)$$

$$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}}, \quad (9.26)$$

4. По конструкции и классу точности. Класс точности трансформаторов тока, установленных на вводах в РП, принимаем 0,5S/0,5/10р, а на отходящих линиях – 0,5/10р в зависимости от назначения обмотки.

5. По электродинамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} = k_{\text{эд}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{ном1}} \geq i_{\text{у}}, \quad (9.27)$$

где $k_{\text{эд}}$ – кратность тока электродинамической стойкости, взятая по каталогу; $i_{\text{у}}$ – ударный ток КЗ.

6. По термической стойкости:

$$(k_T \cdot I_{\text{ном1}})^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_K, \quad (9.28)$$

где k_T – кратность трёхсекундного тока термической стойкости по каталогу.

7. По вторичной нагрузке трансформатора:

$$S_{\text{ном2}} \geq S_p, \quad (9.29)$$

где $S_{\text{ном2}}$ – номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока; S_p – расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме.

Номинальная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока:

$$S_{\text{ном2}} = I_{\text{ном2}}^2 \cdot z_T, \quad (9.30)$$

где z_T – полное допустимое сопротивление внешней цепи, подключаемой ко вторичной обмотке трансформатора тока (сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов, реле, проводов и контактов), Ом; $I_{\text{ном2}}$ – номинальный ток вторичной обмотки трансформатора тока, $I_{\text{ном2}} = 5$ А.

Расчетная нагрузка вторичной обмотки трансформатора тока в нормальном режиме:

$$S_p = S_{\text{приб}} + I_{\text{ном2}}^2 \cdot (r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}), \quad (9.31)$$

где $S_{\text{приб}}$ – полная мощность, потребляемая приборами, В·А;

$r_{\text{к}}$ – сопротивление контактов, принимаем $r_{\text{к}} = 0,1$ Ом;

$r_{\text{пр}}$ – сопротивление проводников цепи измерения.

Чтобы трансформатор тока работал в выбранном классе точности, сопротивление соединительных проводов не должно превышать значения:

$$r_{\text{пр}} = \frac{S_{\text{ном2}} - S_{\text{приб}} - I_{\text{ном2}}^2 \cdot r_{\text{к}}}{I_{\text{ном2}}^2}. \quad (9.32)$$

При установке трех трансформаторов тока (на вводе и на низшей стороне ТП) они соединяются по схеме полной звезды. Сечение жил соединительных проводников при схеме неполной звезды определяется согласно следующему выражению:

$$F \geq \frac{\sqrt{3} \cdot I}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}; \quad (9.33)$$

при схеме полной звезды определяется согласно следующему выражению:

$$F \geq \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}}, \quad (9.34)$$

где l – длина соединительных проводников. Принимаем $l = 2$ м;

γ – удельная проводимость материала соединительных проводников.

Для меди $\gamma \approx 53$ м / (Ом·мм²).

Жилы контрольных кабелей для присоединения под винт к зажимам панелей и аппаратов по условию механической прочности должны иметь сечения не менее 1,5 мм² для меди и 2,5 мм² для алюминия; для токовых цепей – 2,5 мм² для меди и 4 мм² для алюминия.

Принимается ближайшее большее стандартное сечение и выбирается контрольно-измерительный кабель.

Нагрузки трансформаторов тока представлены в таблицах 9.9, 9.10 и 9.11.

Таблица 9.9 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока вводных ячеек

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	Э8032М1	1,5	1,5	1,5
Обмотка класса точности 0,5S				
Счетчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС-301	0,5	0,5	0,5
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,5	0,5	0,5

Таблица 9.10 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ячейки секционного выключателя

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	Э8032М1	1,5	1,5	1,5
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,5	0,5	0,5

Таблица 9.11 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока ячейки отходящей линии

Прибор	Тип прибора	Нагрузка фаз, В·А		
		А	В	С
Обмотка класса точности 0,5				
Амперметр	Э8032М1	1,5	1,5	1,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Гран-Электро СС-301	0,5	0,5	0,5
Итого:		2	2	2
Обмотка класса точности 10Р				
Терминал РЗА	МР301	0,5	0,5	0,5

Произведем выбор трансформаторов тока ТПЛ-10-200/5-0,5/10Р У3 и контрольно-измерительных кабелей для отходящей магистральной линии по наиболее загруженной фазе обмотки класса точности 0,5.

$$B_k = 7,968^2 \cdot 1 = 63,49 \text{ МА}^2 \cdot \text{с};$$

$$B_m = (45 \cdot 200)^2 \cdot 3 = 243 \text{ МА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{дин}} = 250 \cdot \sqrt{2} \cdot 200 = 70,71 \text{ кА}.$$

$$S_{\text{ном2}} = 5^2 \cdot 0,2 = 5 \text{ В} \cdot \text{А};$$

$$r_{\text{пр}} = \frac{5 - 2 - 5^2 \cdot 0,1}{5^2} = 0,02 \text{ Ом};$$

$$F \geq F_{\text{min}} = \frac{l}{\gamma \cdot r_{\text{пр}}} = \frac{2}{53 \cdot 0,02} = 1,89 \text{ мм}^2,$$

Выберем контрольный кабель КВВГ-4х2,5-0,66.

Результаты сведем в таблицы 9.12, 9.13.

Трансформаторы тока с небольшими номинальными токами могут быть недостаточно стойкими к токам КЗ. Поэтому в ряде случаев приходится выбирать ТТ с большей термической и электродинамической стойкостью на номинальный ток, превышающий ток контролируемой установки, что может привести к увеличению погрешности измерений. В цепях учета электроэнергии допускается применять трансформаторы тока с завышенными коэффициентами трансформации (по условиям электродинамической и термической стойкости), если при максимальной нагрузке присоединения ток во вторичной обмотке будет составлять не менее 40 % номинального тока счетчика, а при минимальной – не менее 5 %.

Таблица 9.12 – Выбор трансформаторов тока для РП (КСО)

Условие выбора	Место установки / тип трансформатор тока						
	КСО ввод / ТПЛ- 10- 400/5- 0,5S/0,5 /10P У3	КСО секц. / ТПЛ- 10- 200/5- 0,5/10P У3	КСО Л3/ ТПЛ- 10- 100/5- 0,5/10P У3	КСО Л4/ ТПЛ- 10- 75/5- 0,5/10 P У3	КСО Л5,Л6/ ТПЛ- 10- 150/5- 0,5/10 P У3	КСО Л7/ ТПЛ- 10- 150/5- 0,5/10P У3	КСО Л8/ ТПЛ- 10- 75/5- 0,5/10P У3
$U_{\text{ном1T}} \geq U_{\text{ном}}$	10 кВ = 10 кВ	10 кВ = 10 кВ	10 кВ = 10 кВ	10 кВ = 10 кВ	10 кВ = 10 кВ	10 кВ = 10 кВ	10 кВ = 10 кВ
$I_{\text{ном1}} \geq I_p$	172,07	172,07	86,670	30,718	61,855	111,560	58,869
$I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{ра}}$	286,78	-	94,108	36,373	123,71	115,47	57,735
$i_{\text{дин}} \geq i_y$	93,34 кА > 15,43 кА	70,71 кА > 15,43к А	35,36 кА > 15,43кА	26,52 кА > 15,43к А	53,03к А > 15,43к А	53,03 кА > 15,43к А	26,52к А > 15,43к А
$(k_T I_{\text{ном1}})^2 t_{\text{тер}} \geq B_k$	588МА 2·с > 45,35 МА2·с	243 МА2·с > 49,08М А2·с	60,8 МА2·с > 49,1МА 2·с	60,8 МА2·с > 49,08 МА2·с	34,2М А2·с > 29,4М А2·с	136,7 МА2·с > 49,08М А2·с	136,7 МА2·с > 49,08 МА2·с
$S_{\text{ном2}} \geq S_p$	5 В·А > 1,5 В·А 5 В·А > 0,5 В·А 10 В·А > 0,5 В·А	5 В·А > 1,5 В·А 10 В·А > 0,5 В·А	5 В·А > 2 В·А 10 В·А > 0,5 В·А	5 В·А > 2 В·А 10 В·А > 0,5 В·А	5 В·А > 2 В·А 10 В·А > 0,5 В·А	5 В·А > 2 В·А 10 В·А > 0,5 В·А	5 В·А > 2 В·А 10 В·А > 0,5 В·А

Таблица 9.13 – Выбор контрольно-измерительных кабелей для РП (КСО)

Схема соединения	Место уст.	ТТ	z_T , Ом	$S_{проб}$, В·А	$r_{пр}$, Ом	F_{min} , мм ²	F , мм ²	Марка кабеля
Полная звезда	КСО ввод	ТПЛ-400/5	0,2	1,5	0,04	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО секц	ТПЛ-200/5	0,2	1,5	0,04	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л3	ТПЛ-100/5	0,2	1,5	0,02	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л4	ТПЛ-75/5	0,2	1,5	0,04	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л5,Л6	ТПЛ-150/5	0,2	1,5	0,04	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л7	ТПЛ-150/5	0,2	1,5	0,04	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66
	КСО Л8	ТПЛ-75/5	0,2	1,5	0,04	0,94	2,5	КВВГ-4x2,5-0,66

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

$$I_{ном1} \geq I_p, \quad (9.35)$$

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

Значение расчетного тока в цепи трансформатора можно определить по формуле:

$$I_p = \frac{\beta_T \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (9.36)$$

где β_T – коэффициент загрузки силового трансформатора в нормальном режиме, по таблице 4.9;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, кВ.

Трансформатор тока должен выдерживать расчетный ток послеаварийного режима $I_{ра}$ с учетом коэффициента допустимой перегрузки K_n :

$$K_n \cdot I_{ном1} \geq I_{ра}, \quad (9.37)$$

При расчетах значение K_n принимаем равным 1,2.

Расчетный ток в послеаварийном режиме определяется по формуле:

$$I_{ра} = \frac{\beta_{та} \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (9.38)$$

где $\beta_{та}$ – коэффициент загрузки силового трансформатора в послеаварийном

или ремонтном режиме, $\beta_{\text{Ta}}=1,4$.

Номинальный ток первичных обмоток измерительных трансформаторов, устанавливаемых в нейтрали силовых трансформаторов, определяется по условию:

$$K_{\text{п}} \cdot I_{\text{ном1}} \geq I_{\text{р}}. \quad (9.39)$$

Во внутренних распределительных устройствах на напряжении до 1 кВ широко применяются шинные трансформаторы тока типа ТНШЛ-0,66 выпускаются на номинальные первичные токи от 75 до 10000 А, а также для отходящих линий 0,4 кВ будем применять трансформаторы тока типа ТОП-0,66. Они выпускаются на номинальные первичные токи от 10 до 500 А.

Выбор трансформаторов тока представим в таблицах 9.14 и 9.16.

Таблица 9.14 – Выбор трансформаторов тока для ТП (0,4 кВ)

Место установки	ТТ	$U_{\text{номт}},$ кВ	$U_{\text{ном}},$ кВ	$I_{\text{ном1}},$ А	$I_{\text{р}},$ А	$I_{\text{ра}},$ А
ТП1	ТНШЛ-2500-0,66	0,66	0,4	2000	1309,51	2525,91
ТП2	ТНШЛ-2000-0,66	0,66	0,4	1200	1130,559	2020,73
ТП3	ТНШЛ-2000-0,66	0,66	0,4	1200	922,0558	2020,73
ТП4	ТНШЛ-2000-0,66	0,66	0,4	1200	1040,509	2020,73
ТП5	ТНШЛ-1200-0,66	0,66	0,4	1200	627,7905	1273,06

Таблица 9.15 – Выбор контрольных кабелей для ТП(0,4кВ)

Место установки	ТТ	$Z_{\text{т}},$ Ом	$S_{\text{приб}},$ В·А	$r_{\text{пр}},$ Ом	$F_{\text{min}},$ мм ²	$F_{\text{ст}},$ мм ²	Сечение кабеля КВВГ
ТП1	ТНШЛ-2500- 0,66	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП2	ТНШЛ-2000- 0,66	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП3	ТНШЛ-2000- 0,66	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП4	ТНШЛ-2000- 0,66	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66
ТП5	ТНШЛ-1200- 0,66	0,8	0,6	0,676	0,279	1,5	4x1,5-0,66

При выборе трансформатора тока в нейтрали принимаем его загруженность на 75%. Выбор трансформаторов тока в нейтрали трансформатора представим в таблице 9.16.

Таблица 9.16 – Выбор трансформаторов тока в нейтрали трансформаторов 0,4 кВ

Место установки	ТТ	$U_{\text{НОМТ}}$, кВ	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	I_p , А	$0,75 \cdot I_p$, А
ТП1	ТНШЛ-1000-0,66	0,66	0,4	1309,51	982,13
ТП2	ТНШЛ-1000-0,66	0,66	0,4	1130,559	847,92
ТП3	ТНШЛ-800-0,66	0,66	0,4	922,0558	691,54
ТП4	ТНШЛ-800-0,66	0,66	0,4	1040,509	780,38
ТП5	ТНШЛ-500-0,66	0,66	0,4	627,7905	470,84

На отходящих кабельных линиях предусматривается установка трансформаторов тока нулевой последовательности типа ТЗЛМ-10-УЗ.

Выбор трансформаторов напряжения производится по следующим критериям:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{НОМ1}} \geq U_{\text{НОМ}} \quad (9.40)$$

2. По конструкции и схеме соединения обмоток.

Трансформаторы напряжения на шинах РП принимаем типа ЗНОЛ.06-10УЗ со встроенными предохранителями типа ПКН 001-10 УЗ.

3. По классу точности.

Класс точности всех трансформаторов напряжения принимаем 0,5.

4. По мощности нагрузки вторичной обмотки:

$$S_{\text{НОМ}} \geq S_2 = \sqrt{P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2}, \quad (9.41)$$

где P_{Σ} и Q_{Σ} – суммарные активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов.

Суммарные активная и реактивная мощности подключенных к трансформатору напряжения приборов определяются согласно следующему выражению:

$$P_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \cos \varphi_{\text{приб}}; \quad (9.42)$$

$$Q_{\Sigma} = S_{\text{приб}} \cdot \sin \varphi_{\text{приб}} \cdot \quad (9.43)$$

Счетчик Гран-Электро СС-301 имеет нагрузку каждой цепи напряжения $S = 1 \text{ В}\cdot\text{А}$ и $\cos \varphi = 0,38$, $\sin \varphi = 0,925$.

Вольтметр Э8035 имеет катушку напряжения мощностью $S = 5 \text{ В}\cdot\text{А}$ и $\cos \varphi = 0,2$, $\sin \varphi = 0,98$. Общая нагрузка трансформаторов напряжения, представлена в таблице 9.17.

Таблица 9.17 - Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения шин РП

Прибор	Тип	cosφ	sinφ	Нагрузка фаз, В·А		
				A	B	C
Вольтметр (U_{ϕ}) (2 шт.)	Э8035	0,2	0,98	5	5	5
Вольтметр ($U_{л}$) (2 шт.)	Э8035	0,2	0,98	2,5	-	2,5
Счетчик активной и реактивной энергии (13 шт.)	Гран-Электро СС-301	0,38	0,93	1	1	1
Итого:				28	23	28

Тогда мощность нагрузки вторичной обмотки:

$$S_2 = \sqrt{(1 \cdot 13 \cdot 0,38 + 11 \cdot 0,2)^2 + (1 \cdot 13 \cdot 0,93 + 11 \cdot 0,98)^2} = 23,96 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выбранные трансформаторы напряжения типа ЗНОЛ.06-10 УЗ имеют номинальную мощность $75 \text{ В}\cdot\text{А}$ в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, так как нагрузка приборов не превышает мощность обмотки в данном классе точности:

$$S_2 = 23,96 < S_{\text{ном}} = 75 \text{ В}\cdot\text{А}.$$

Выберем контрольно-измерительные кабели от трансформатора напряжения до приборов на РП. По условию механической прочности минимальное сечение медного кабеля – $1,5 \text{ мм}^2$. Следовательно, выберем контрольный кабель КВВГ-4х1,5-0,66 с допустимым током $I_{\text{доп}} = 38 \text{ А}$.

Проверим выбранные кабели по потере напряжения. Допустимые потери напряжения для кабелей, присоединенных к панелям КСО:

- вводным $\Delta U_{\%} = 0,20 \%$;
- линейным $\Delta U_{\%} = 0,25 \%$;

Проверку выбранных кабелей производим по следующим выражениям:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_p \cdot l \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (9.44)$$

где l – расстояние от измерительной панели до наиболее удалённой линейной панели, примем $l = 8$ м.

$$\Delta U_{\%} = \frac{S_p \cdot l \cdot (r \cdot \cos \varphi + x \cdot \sin \varphi)}{U_{\text{НОМ}}^2}, \quad (9.45)$$

где S_p – фазная нагрузка счётчика активной и реактивной энергии, В·А. $S_p = 1$ В·А из таблицы; $U_{\text{НОМ}}$ – номинальное фазное напряжение, В.

Расчет произведем по формуле (9.44):

$$\Delta U_{\%} = \frac{1 \cdot 8 \cdot 10^{-3} \cdot (12,3 \cdot 0,3 + 0,126 \cdot 0,95)}{\left(\frac{100}{\sqrt{3}}\right)^2} \cdot 100 = 0,0009 \%$$

Следовательно, выбранные кабели соответствуют допустимой потере напряжения.

9.4 Выбор электрических аппаратов в цепях 0,4 кВ цеховых трансформаторов

Произведём выбор автоматических выключателей в цепях 0,4 кВ цеховых трансформаторов по условиям:

$$I_{\text{н.а.}} \geq I_p, \quad (9.46)$$

$$I_{\text{н.р.}} \geq I_p, \quad (9.47)$$

где I_p – расчётный ток, А

Расчетный ток для однострансформаторных ТП:

$$I_{\text{нр}} = \frac{S_T}{\sqrt{3} \cdot U_H}, \quad (9.48)$$

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

Для двухтрансформаторных ТП максимальный расчётный ток:

$$I_p = \frac{1,4 \cdot S_{\text{НОМ.Т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}, \quad (9.49)$$

где 1,4 – коэффициент перегрузки;

$S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора;

$U_{\text{НОМ}}$ – номинальное напряжение 0,4 кВ.

При выборе данных выключателей следует отдавать предпочтение выключателям серии ВА 55 и ВА 75, так как они являются селективными с выдержкой времени при достижении тока срабатывания

Приведем пример выбора автоматического выключателя для ТП2 по условию (9.49):

$$I_p = \frac{1,4 \cdot 630}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 1273,06 \text{ А.}$$

По (6, таблица П1.9) выбираем выключатель ВА 55-43 с $I_{на}=1600\text{А}$ и $I_{нр}=1280\text{А}$, удовлетворяющий условиям (9.46, 9.47).

Номинальные токи секционных выключателей выбираются на ступень ниже номинальных токов вводных автоматов. Аналогично выбираем остальные выключатели, в которых уставку номинального тока можно регулировать в кратности к номинальному току: 0,36; 0,4; 0,45; 0,5; 0,56; 0,63; 0,7; 0,8; 0,9; 1 [28]. Результаты выбора заносим в таблицы 9.18 и 9.19.

Таблица 9.18 – Выбор автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	N_T	$S_{нт}, \text{кВ} \cdot \text{А}$	$I_{рт}, \text{А}$	Тип выключателя	$I_{на}, \text{А}$	$I_{нр}, \text{А}$
ТП1	2	1250	2525,91	ВА 52-41	3800	2660
ТП2	1	1000	2020,73	ВА 55-43	2500	2500
ТП3	1	1000	2020,73	ВА 55-43	2500	2500
ТП4	1	1000	2020,73	ВА 55-43	2500	2500
ТП5	1	630	1273,06	ВА 55-43	1600	1280

Номинальный ток секционного выключателя можно принять на ступень ниже номинального тока вводного автомата (6, таблица П1.9).

Таблица 9.19 – Выбор секционных автоматических выключателей 0,4 кВ

ТП	Тип секционного выключателя	$I_{на}, \text{А}$	$I_{нр}, \text{А}$
ТП1	ВА55-43	2500	2500
ТП2	ВА55-43	1600	1600
ТП3	ВА55-43	1600	1600
ТП4	ВА55-43	1600	1600
ТП5	ВА55-43	1250	1250

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:

$$I_{нк} = \frac{Q_{БНК}}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (9.50)$$

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:

$$I_{\text{нр}} \geq 1,3 \cdot I_{\text{нк}}. \quad (9.51)$$

Пример: для БНК, установленной на ТП1, типа АКУ 0,4-240-20У3 получаем:

$$I_{\text{нк}} = \frac{240}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 346,41 \text{ А.}$$

По условию (9.48):

$$504 \geq 1,3 \cdot 346,41 \text{ А};$$

$$504 \geq 450,3 \text{ А.}$$

Выбираем автомат ВА55-39 с $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$, $I_{\text{нр}} = 504 \text{ А}$.

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 9.20.

Таблица 9.20 – Выбор автоматических выключателей в цепи БНК

ТП	$N_{\text{Т}}$	Тип батареи на один трансформатор	$Q_{\text{нк}}$, квар	$1,3 \cdot I_{\text{нк}}$, А	Тип выключателя	$I_{\text{на}}$, А	$I_{\text{нр}}$, А
ТП1	2	2хАКУ 0,4-240-20У3	240	450,3	ВА55-39	630	504
ТП2	1	АКУ 0,4-280-20У3	280	525,4	ВА55-39	630	567
ТП3	1	АКУ 0,4-275-25У3	275	516,0	ВА55-39	630	567
ТП4	1	АКУ 0,4-260-20У3	260	487,9	ВА55-39	630	567
ТП5	1	АКУ 0,4-150-10У3	150	281,5	ВА55-39	400	280

9.5 Расчет токов КЗ в сетях напряжением до 1 кВ

На схеме замещения показаны точки короткого замыкания на шинах НН трансформаторных подстанций, в которых необходимо определить ток короткого замыкания. Схема замещения показана на рисунке 9.1.

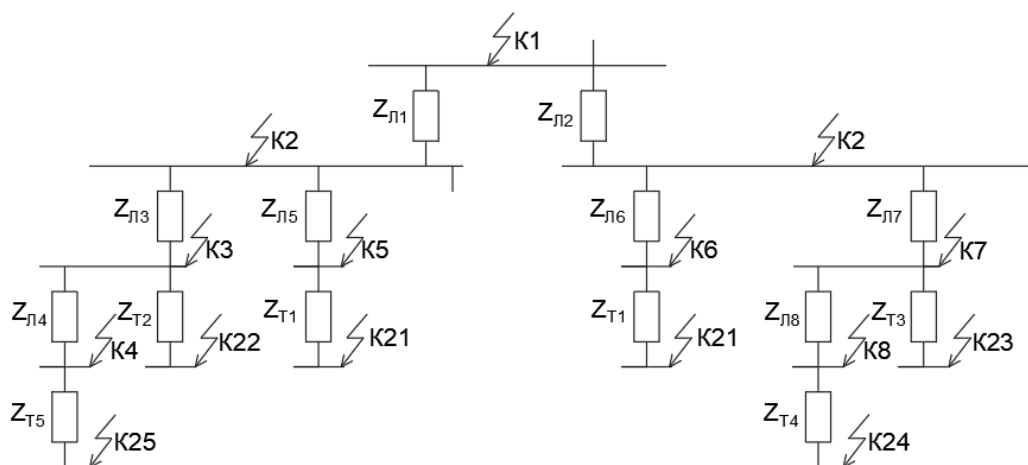


Рисунок 9.1 – Схема замещения для определения токов КЗ до 1 кВ

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

$$I_K^{(3)} = \frac{U_{срном}}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{R_1^2 + X_1^2})}, \quad (9.52)$$

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

$U_{срном}$ – среднее номинальное напряжение сети, В.

Ударный ток КЗ определяется по формуле:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot k_y \cdot I_K^{(3)}, \quad (9.53)$$

где k_y – ударный коэффициент.

При расчете тока КЗ на шинах напряжением до 1 кВ ТП можно принимать значение $k_y = 1,3$. Для других точек при расчете тока КЗ с учетом сопротивлений переходных контактов значение $k_y = 1$.

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

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{срном}}{\sqrt{((2 \cdot R_1 + R_0)^2 + (2 \cdot X_1 + X_0)^2)}}, \quad (9.54)$$

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

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

По своей предельной отключающей способности автоматический

выключатель должен соответствовать току КЗ в начале защищаемого участка линии:

$$I_{ПРА} \geq I_{K(H)}, \quad (9.55)$$

где $I_{ПРА}$ – предельно отключаемый ток, принимаем по [2] таблица П1.9, кА;

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

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

$$I_{K(K)} \geq 1,25 \cdot I_{ср.р}, \quad (9.56)$$

где $I_{ср.р}$ – ток срабатывания расцепителя.

Проверку надежности отключения автоматом аварийного участка сети при КЗ в конце линии в невзрывоопасных зонах осуществляют по условию:

$$I_{K(K)} \geq 3 \cdot I_{нр}, \quad (9.57)$$

Составим расчетную схему на рисунке 9.2 для участка от ТП-4 до РУ 0,4 кВ цеха №6, включающую в себя все элементы электрической сети, обладающие активным и индуктивным сопротивлением.

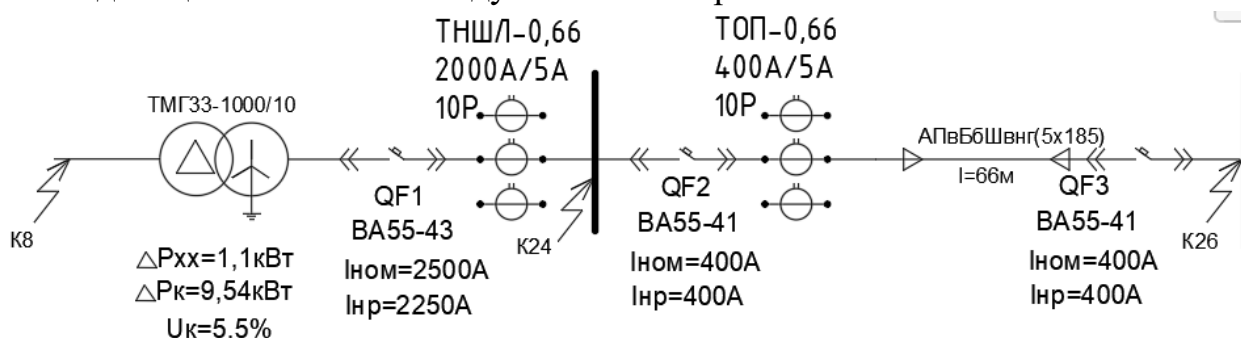


Рисунок 9.2 – Расчетная схема.

Произведем расчет для точки К24, данные берем из пункта 13:

$$I_{K7} = 6,936 \text{ кА.}$$

На расчетной схеме обозначим точки К24 и К31, в которых необходимо рассчитать токи КЗ. По расчетной схеме, представленной на рисунке 9.3, составим схему замещения для расчета трехфазного и однофазного КЗ в точке К24:

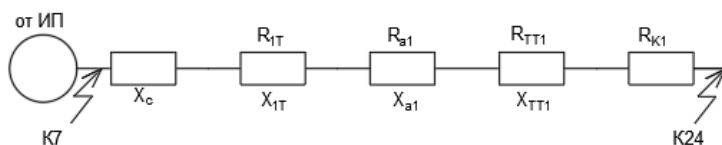


Рисунок 9.3. – Схема замещения для расчетов КЗ в точке К24.

Сопротивление электрической дуги не учитываем.

При расчете токов КЗ в электроустановках напряжением до 1 кВ считают, что напряжение на первичной обмотке трансформатора понижающей подстанции 10/0,4 кВ равно номинальному.

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

$$X_{CB} = \frac{U_{CB} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot I_{KB}}, \quad (9.58)$$

где U_{CB} – среднее номинальное напряжение сети высшего напряжения, кВ;

I_{KB} – начальное значение периодической составляющей тока КЗ на выводах высшего напряжения трансформатора, кА.

Сопротивление X_{CB} приводится к ступени низшего напряжения по формуле:

$$X_C = X_{CB} \cdot \left(\frac{U_{сн\text{ом}}}{U_{св}} \right)^2, \quad (9.59)$$

где $U_{сн\text{ом}}$ – среднее номинальное напряжение сети, в которой рассчитываются токи КЗ, кВ.

Активное сопротивление силового трансформатора определяется по формуле:

$$R_{IT} = \frac{\Delta P_K \cdot U_{сн\text{ом}}^2 \cdot 10^6}{S_{н\text{ом}}^2}, \quad (9.60)$$

где ΔP_K – потери КЗ в трансформаторе, кВт;

$U_{сн\text{ом}}$ – номинальное напряжение вторичной обмотки трансформатора, кВ;

$S_{н\text{ом}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Индуктивное сопротивление силового трансформатора находится по формуле:

$$X_{IT} = \sqrt{\left(\frac{U_K}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_K}{S_{н\text{ом}}} \right)} \cdot \frac{U_{н\text{ом}}^2}{S_{н\text{ом}}} \cdot 10^6, \quad (9.61)$$

где U_K – напряжение короткого замыкания, %.

Активное и реактивное сопротивления проводников вычисляются по формулам:

$$R_l = r_0 \cdot l, \quad (9.62)$$

$$X_n = x_0 \cdot l, \quad (9.63)$$

где $x_0 - r_0$ – удельное активное сопротивление кабельной линии, мОм/м;

x_0 – удельное индуктивное сопротивление кабельной линии, мОм/м;

l – длина проводника, м.

Определим сопротивление системы по формуле (9.58):

$$X_{CB} = \frac{10,5 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 6,936} = 874,02 \text{ мОм.}$$

Приведем сопротивление системы к ступени низшего напряжения по выражению (9.59):

$$X_C = 874,02 \cdot \left(\frac{0,42}{10,5} \right)^2 = 1,4 \text{ мОм.}$$

Активное сопротивление силового трансформатора вычисляем по формуле (9.60):

$$R_{IT} = \frac{9,54 \cdot 0,42^2 \cdot 10^6}{1000^2} = 1,68 \text{ мОм.}$$

Индуктивное сопротивление силового трансформатора вычисляем по формуле (9.61):

$$X_{IT} = \sqrt{\left(\frac{5,5}{100} \right)^2 - \left(\frac{9,54}{1000} \right)^2} \cdot \frac{0,42^2}{1000} \cdot 10^6 = 9,55 \text{ мОм.}$$

Для автоматического выключателя ВА55-43 с номинальным током 2500 $R_{a1} = 0,13$ мОм, а $X_{a1} = 0,06$ мОм по табл. ПЗ.10 [4]. При расчете КЗ на шинах РУ напряжением 0,4 кВ ТП активное сопротивление различных контактов в цепи КЗ $R_{к1} = 15$ мОм, сопротивление трансформаторов тока на токи более 500 А допускается не учитывать.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ относительно точки К24 соответственно равны:

$$R_{12} = R_{IT} + R_{a1} + R_{к1} = 1,68 + 0,13 + 15 = 16,81 \text{ мОм;}$$

$$X_{12} = X_C + X_{IT} + X_{a1} = 1,4 + 9,55 + 0,06 = 11,11 \text{ мОм.}$$

Ток трехфазного КЗ в точке К24 находим по формуле (9.52):

$$I_K^{(3)} = \frac{420}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{16,81^2 + 11,11^2})} = 9,81 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ определяем по соотношению (9.53), приняв $k_y = 1,3$:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1,3 \cdot 9,81 = 18,04 \text{ кА.}$$

Суммарные активное R_0 и реактивное X_0 сопротивления нулевой

последовательности цепи до точки К24:

$$R_{02} = R_{0T} + R_{a1} + R_{к1} = 1,68 + 0,13 + 15 = 16,81 \text{ мОм};$$

$$X_{02} = X_{0T} + X_{a1} = 9,55 + 0,06 = 9,61 \text{ мОм}.$$

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

У трансформаторов со схемой соединения обмоток $\Delta/Y0$ 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 К24 определяем по формуле (9.54):

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 420}{\sqrt{((3 \cdot 16,81)^2 + (2 \cdot 11,11 + 9,61)^2)}} = 9,98 \text{ кА}.$$

Большим из токов КЗ является однофазный, соответственно по нему осуществляем проверку выключателя ВА55-43.

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-43 определяем по формуле:

$$I_{ср.р} = K_{ТО} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 2,5 = 5 \text{ кА},$$

где $K_{ТО}$ – кратность токовой отсечки, принимаем $K_{ТО} = 2$, табл. П1.9[4].

Автоматический выключатель ВА55-43 проверяем по условиям (9.55), (9.56), (9.57):

$$31 \geq 6,936 \text{ кА};$$

$$9,98 \geq 1,25 \cdot 5 = 6,2 \text{ кА};$$

$$9,98 \geq 3 \cdot 2,5 = 7,5 \text{ кА};$$

Следовательно выключатель ВА55-43 успешно отключит ток однофазного и трехфазного КЗ.

Схема замещения для расчета токов трехфазного и однофазного КЗ в точке К31 приведена на рисунке 9.4.

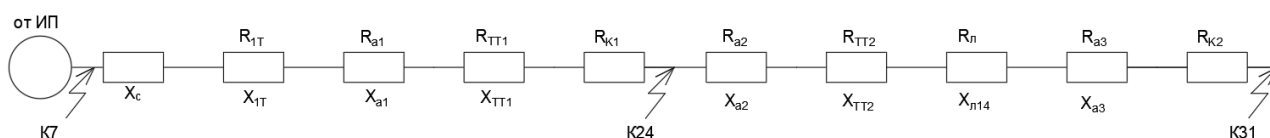


Рисунок 9.4 – Схема замещения для расчета трехфазного и однофазного КЗ в точке К26

Для выключателя ВА55-41 с номинальным током расцепителя 400 А активные и индуктивные сопротивления $R_{a2} = 0,96 \text{ мОм}$, а $X_{a2} = 0,28 \text{ мОм}$ по

табл. ПЗ.10 [6],

Для выключателя ВА55-41 с номинальным током расцепителя 400 А активные и индуктивные сопротивления $R_{a3} = 0,96 \text{ мОм}$, а $X_{a3} = 0,28 \text{ мОм}$ по табл. ПЗ.10 [6]. Для ТТ ТОП-400/5-0,66 с $I_{ном} = 400 \text{ А}$ $R_{ТТ2} = 0,42 \text{ мОм}$, а $X_{ТТ2} = 0,67 \text{ мОм}$ ПЗ.10 [4].

Определим активное и реактивное сопротивления прямой последовательности кабельной линии по формулам (9.62) и (9.63), приняв по [6], табл. ПЗ.24, ПЗ.22 удельные сопротивления для кабелей сечением 185 мм², $r_{1л} = 0,211 \text{ мОм/м}$, $x_{1л} = 0,06 \text{ мОм/м}$:

$$R_{1л} = 0,211 \cdot 66 = 13,93 \text{ мОм};$$

$$X_{1л} = 0,082 \cdot 66 = 3,43 \text{ мОм}.$$

При расчете короткого замыкания в точке К26 активное сопротивление различных контактов в цепи КЗ $R_{к} = 20 \text{ мОм}$.

Суммарные активное и индуктивное сопротивления цепи КЗ относительно точки К26:

$$R_{13} = R_{1Т} + R_{a1} + R_{a2} + R_{ТТ2} + R_{1л} + R_{a3} + R_{к2} = 1,68 + 0,13 + 0,96 + 0,67 + 13,93 + 0,96 + 20 = 38,08 \text{ мОм};$$

$$X_{13} = X_{с} + X_{1м} + X_{a1} + X_{a2} + X_{ТТ2} + X_{1л} + X_{a3} = 1,44 + 15,16 + 0,06 + 0,28 + 0,67 + 3,4 + 0,28 = 21,24 \text{ мОм}.$$

Ток трехфазного КЗ в точке К31 находим по формуле (15.7):

$$I_K^{(3)} = \frac{420}{(\sqrt{3} \cdot \sqrt{38,08^2 + 21,24^2})} = 5,56 \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определяем по соотношению (9.53), приняв $k_y = 1$:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 1 \cdot 5,56 = 7,86 \text{ кА}.$$

Суммарные активное R_0 и реактивное X_0 сопротивления нулевой последовательности цепи до точки К26:

$$R_{03} = R_{0Т} + R_{a1} + R_{a2} + R_{ТТ2} + 10 \cdot R_{0л} + R_{a3} + R_{к2} = 1,68 + 0,13 + 0,96 + 0,67 + 10 \cdot 13,93 + 0,96 + 20 = 163,45 \text{ мОм};$$

$$X_{03} = X_{0Т} + X_{a1} + X_{a2} + X_{ТТ2} + 4 \cdot X_{0л} + X_{a3} = 15,16 + 0,06 + 0,28 + 4 \cdot 3,4 + 0,28 = 42,49 \text{ мОм};$$

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

Ток однофазного КЗ в точке К15 определяем по формуле (9.54):

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 420}{\sqrt{((2 \cdot 38,08 + 163,45)^2 + (2 \cdot 21,24 + 42,49)^2)} = 1,7 \text{ кА}.$$

Большим из токов КЗ является трехфазный, соответственно по нему осуществляем проверку выключателя ВА55-41.

Ток срабатывания расцепителя автоматического выключателя ВА55-41 определяем по формуле:

$$I_{ср.р} = K_{ТО} \cdot I_{ном.р} = 2 \cdot 0,4 = 0,8 \text{ кА},$$

где $K_{ТО}$ – кратность токовой отсечки, принимаем $K_{ТО} = 2$, табл. П1.9[6].

Автоматический выключатель ВА55-41 проверяем по условиям (9.55), (9.56), (9.57):

$$55 \geq 9,98 \text{ кА};$$

$$1,7 \geq 1,25 \cdot 0,8 = 1 \text{ кА};$$

$$1,7 \geq 3 \cdot 0,4 = 1,2 \text{ кА};$$

Следовательно выключатель ВА55-41 обеспечивает надежную защиту при однофазном КЗ.

Проверим АПвБбШвнг 5х185-1 на термическую стойкость к токам КЗ и выберем для него экран. Проверку осуществляем по току КЗ непосредственно за кабелем, то есть $I_K^{(3)} = 5,56 \text{ кА}$.

Осуществим проверку кабеля линии односекундным током КЗ.

Односекундный ток $I_{1с}$ для кабеля АПвБбШвнг 5х185-1 равен 16,53 кА, $t_{отк} = 0,04 \text{ с}$. Тогда, по условию (9.3) имеем:

$$16,53 \geq \sqrt{0,04} \cdot 5,56;$$

$$16,53 \geq 1,1 \text{ кА}.$$

Условие термической стойкости выполняется.

Остальные участки рассчитываются аналогично. Результаты проверки автоматических выключателей и кабелей сведены в таблицы 9.21, 9.22.

Таблица 9.21 – Расчетные по термической стойкости и принятые значения сечений кабелей по результатам всех проверок.

Линия	$F, \text{ мм}^2$	$t_{отк}, \text{ с}$	$I_{1с(m)}, \text{ кА}$	$I_{1с(p)}, \text{ кА}$
ТП2-Цех №7	185	0,04	16,53	1,54
ТП3-Цех №3	240	0,04	21,7	0,92
ТП3-Цех №9	150	0,04	13,16	0,73
ТП4-Цех №6	185	0,04	16,53	1,1
ТП5-ТП4	150	0,04	13,16	1,01

Таблица 9.22 – Результаты проверки автоматов на отходящих линиях.

Линия	Короткое замыкание (3) / (1) фазное в линии, кА		Автоматический выключатель	$I_{ПРА}$, кА	$I_{номр}$, А	$I_{ср.р}$, А	Выполнение всех условий для надежной работы
	В начале	В конце					
ТП2-Цех №7	9,81/9,98	7,71/6,55	ВА 55-41	55	630	630	Выполняется
ТП3-Цех №3	9,81/9,98	4,58/2,03	ВА 55-41	55	630	504	Выполняется
ТП3-Цех №9	9,81/9,98	3,66/1,4	ВА 55-41	55	400	320	Выполняется
ТП4-Цех №6	9,81/9,98	3,66/1,7	ВА 55-41	55	400	400	Выполняется
ТП5-ТП4	9,89/10,04	5,06/2,37	ВА 55-41	55	400	320	Выполняется

10 РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА ЭЛЕМЕНТА СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

10.1 Выбор устройств релейной защиты и автоматики элементов электроснабжения завода

Проектируются к установке следующие виды РЗА для элементов электроснабжения завода, согласно [11]:

а) на кабельных линиях питающих РП предприятия от ПС 110/10 кВ установим максимальную токовую защиту (МТЗ), токовую отсечку (ТО) без выдержки времени, автоматическое повторное включение (АПВ); защиту от ОЗЗ.

б) на секционном выключателе (выключатель марки ВВ/TEL-10-12,5/630У2) РП предприятия установим МТЗ и автоматический ввод резерва (АВР);

в) для защиты отходящих от РП к ТП магистралей примем к установке МТЗ, ТО без выдержки времени, защиту от замыканий на землю, также для защиты цеховых трансформаторов устанавливаются предохранители типа ПКТ- 103-10-160-12,5У3, ПКТ-103-10-100-12,5У3 и ПКТ-102-10-63-12,5У3 и токовую защиту нулевой последовательности от однофазных КЗ на землю в сети 0,4кВ; г) защита секций и АВР на стороне 0,4кВ ТП осуществляется

автоматическими выключателями (выбор автоматических выключателей был произведён в девятом разделе дипломного проекта);

д) защита элементов в сети 0,4кВ. Основной защитой в таких сетях является токовая защита. Защита осуществляется плавкими предохранителями и автоматическими выключателями.

Так как объем дипломного проекта не предусматривает выбор параметров срабатывания релейной защиты и автоматики для всех элементов схемы, то в качестве примера, выберем параметры защиты секционного выключателя на РП, поясняющая схема изображена на рисунке 10.1.

Схема работает на постоянном (выпрямленном) оперативном токе. Источником оперативного переменного тока 230 В для питания цепей сигнализации и автоматики служат трансформаторы собственных нужд. Источником постоянного оперативного тока служит блок питания выключателя ВВ/TEL-10-12,5/630У3. В схеме ввода имеются специальные обмотки трансформаторов тока для подключения блоков питания.

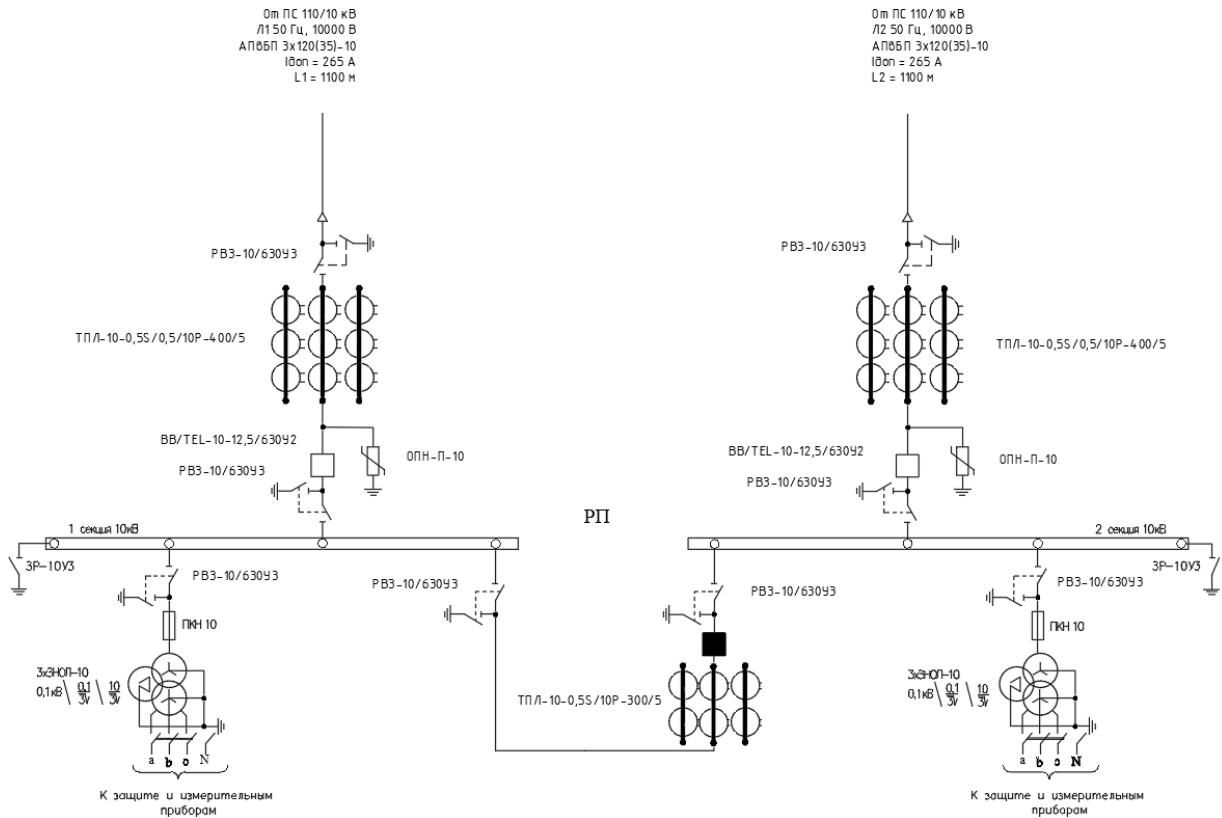


Рисунок 10.1 - Поясняющая схема для выбора параметров защиты секционного выключателя

10.2 Расчёт секционного выключателя

Расчет МТЗ ведется в следующей последовательности.

Ток срабатывания:

$$I_{сз} = \frac{k_{омс} \cdot k_{сз} \cdot I_p}{k_{в}}, \quad (10.1)$$

где $k_{омс}$ – коэффициент отстройки реле;

$k_{сз}$ – коэффициент, учитывающий самозапуск электродвигателей;

$k_{в}$ – коэффициент возврата реле.

Ток срабатывания защиты можно принять:

$$I_{сз} = 4 \cdot I_n, \quad (10.2)$$

где I_n – номинальный рабочий ток.

Номинальный рабочий ток определяется:

$$I_n = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (10.3)$$

где $S_{ном}$ – суммарная номинальная мощность, подключенных к секции трансформаторов.

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

Определяется коэффициент чувствительности защиты при двухфазном коротком замыкании в минимальном режиме работы

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{min}}^{(2)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5, \quad (10.4)$$

где $I_{\text{min}}^{(2)}$ – минимальный ток при двухфазном КЗ, А, определяемый по формуле:

$$I_{\text{min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \quad (10.5)$$

где $I_{\text{КЗ}}^{(3)}$ – трехфазный ток короткого замыкания, кА, (определен в разделе 8 дипломного проекта).

По (10.3) номинальный ток равен:

$$I_{\text{н}} = \frac{1000 \cdot 2 + 1250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 187,639 \text{ А.}$$

Ток срабатывания защиты определяем по (10.2):

$$I_{\text{сз}} = 4 \cdot 187,639 = 750,555 \text{ А.}$$

Минимальный ток при двухфазном КЗ по (10.5):

$$I_{\text{min}}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 5,706 \cdot 10^3 = 4941,541 \text{ А.}$$

Определяется коэффициент чувствительности защиты по (10.4):

$$k_{\text{ч}} = \frac{4941,541}{750,555} = 6,584 \geq 1,5.$$

Условие выполняется, МТЗ будет успешно срабатывать.

Для обеспечения селективной работы МТЗ принимаем выдержку времени защиты отходящих линий равной $t_{\text{сзл}} = 0,6$ с. Выдержка времени МТЗ на секционном выключателе должна быть на ступень больше выдержки времени защиты отходящих линий.

$$t_{\text{сз}} = t_{\text{сзл}} + \Delta t = 0,6 + 0,3 = 0,9 \text{ с.}$$

Время действия АВР выбирается по условиям:

1) по условию отстройки от времени срабатывания защит, в зоне действия которых КЗ могут вызвать снижение напряжения

$$t_{\text{ср.АВР}} \geq t_1 + \Delta t, \quad (10.6)$$

где t_1 – наибольшее время срабатывания защит присоединений, отходящих от шин, с.

Δt – ступень селективности, $\Delta t = 0,3$ с.

2) по условию согласования с другими видами устройств противоаварийной автоматики.

Принимаем время срабатывания АВР по (10.6) равным:

$$t_{\text{ср.АВР}} = 0,9 + 0,3 = 1,2 \text{ с.}$$

Опишем работу схемы защиты. Релейная защита и автоматика секционного выключателя осуществляется блоком А, который осуществляет функцию «токовой отсечки», действующей некоторое время после включения секционного выключателя Q3 (ВВ/TEL-10-12,5/630У2) и «МТЗ» с выдержкой времени. Блок А также производит АВР выключателя и контролирует положение разъединителей QS1, QS2 (РВЗ 10-630У3) и выключателя Q3.

В схеме имеется возможность ручного управления выключателем Q3 с помощью переключателя SA1 и кнопок SB1, SB2.

Контроль неисправностей питания осуществляется с помощью сигнальной лампы SB3. При отключенном выключателе и отсутствии неисправностей во вторичных цепях горят сигнальные лампы HL2 и HL4.

Для контроля температуры служит термостат SK1.

Коротко опишем работу схемы защиты.

При отключении одного из рабочих вводов (выключатель Q1 или Q2) срабатывает промежуточное реле KL2 и KL4. Реле KL4 своим контактом KL4 включает блок релейной защиты А. Реле KL2 подает сигнал на блок управления выключателем AF3 и выключатель включается. При включении Q3 гаснет сигнальная лампа HL2 и загорается HL1. Если включение выключателя произошло на короткое замыкание, то блок А функцией «токовой отсечки» отключит выключатель без выдержки времени и запретит его повторное включение. Если КЗ произошло через некоторое время после включения выключателя, то блок А функцией «МТЗ» отключит выключатель через промежуточное реле KL2 с выдержкой времени.

11 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 11.1.

Таблица 11.1. Контрольно-измерительные приборы и места их установки

Цепь	Перечень приборов
Кабельная линия 10 кВ, питающая РП завода	Амперметр, расчетный счетчик активной и реактивной энергии
Кабельная линия 10 кВ, питающая ТП цеха	Амперметр, расчетный счетчик активной и реактивной энергии

Продолжение таблицы 11.1

Цепь	Перечень приборов
Сборные шины 10 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, три вольтметра для измерения фазного напряжения
Трансформатор цеховой подстанции	Амперметр в каждой фазе, счетчик активной и реактивной энергии
Сборные шины 0,4/0,23 кВ	Вольтметр для измерения междуфазного напряжения, счетчик активной и реактивной энергии
Секционный выключатель	Амперметр

На заводе используются следующие типы контрольно-измерительных приборов: амперметр Э8032М1, вольтметр Э8030М1, 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 осуществляют только прием. Для определения совмещенной нагрузки в часы максимума энергосистемы установлены специальные суммирующие устройства – сумматоры. С помощью автоматизированной системы учета электроэнергии на заводе 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.

На рисунке 11.1 изображена принципиальная схема автоматизации учета энергии на электротехническом заводе.

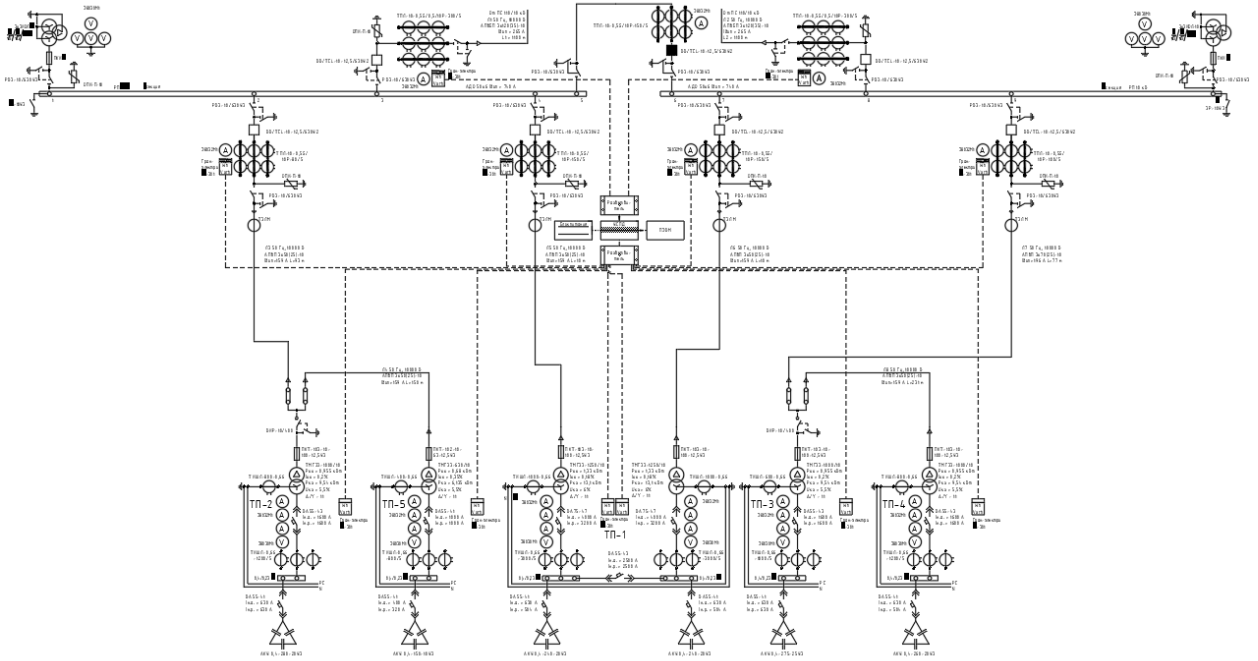


Рисунок 11.1 – Принципиальная схема автоматизации учета энергии на электротехническом заводе.

В процессе проектирования принимаются технические решения, обеспечивающие рациональное электропотребление как отдельных технологических установок, так и промышленного объекта в целом. Экономия электроэнергии на проектируемом заводе достигается с помощью следующих мероприятий:

- рациональное построение СЭС и правильный выбор оборудования (цеховые трансформаторные подстанции комплектуются трансформаторами ТМГ33 и ТМГ33, 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 лампами ДРИ, 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.

12 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ

12.1 Организация управления энергохозяйством

Все основные и вспомогательные производственные процессы на заводе тяжелого машиностроения осуществляются с затратами энергии. Многообразие энергетических процессов, обеспечивающих протекание основных и вспомогательных операций по производству машин или их частей, можно подразделить на следующие группы.

1. Энергосиловые — процессы, где энергия используется для приведения в действие основных и вспомогательных орудий труда и их рабочих частей.

2. Энерготехнологические — процессы, когда энергия затрачивается при непосредственном воздействии на внутреннюю структуру и свойства предметов труда для изменения их форм, размеров, внутренних и внешних свойств.

3. Энергопреобразующие — процессы, где энергия одного вида перед ее потреблением преобразуется в другой.

4. Энергоотводящие — процессы, где энергия одного вида используется для отвода энергии другого вида от рабочих машин и инструментов.

5. Санитарно-гигиенические энергопроцессы, когда энергия используется для обеспечения нормальных и комфортных условий труда.

Ряд рабочих машин и инструментов приводится в действие при помощи парового или пневматического приводов. Это главным образом относится к паровоздушным молотам - наиболее распространенному оборудованию кузнечно-штамповочных цехов. Кроме паровоздушных, широко применяются пневматические молоты, где сжатый воздух — энергоноситель — вырабатывается компрессором, который является составной частью этого оборудования, оснащенного индивидуальным электроприводом.

Сжатый воздух как энергоноситель широко используется также для приведения в действие разнообразного пневматического инструмента со встроенными пневматическими двигателями (ножницы, дрели, защипы, гайковерты, шлифовальные машины, молотки и др.). Механический привод, основанный на использовании двигателей внутреннего сгорания, применяется главным образом для межцеховой и заводской транспортировки предметов труда. Основным энергоносителем в нем является жидкое топливо.

Энерготехнологические процессы можно подразделить на две основные группы — энерготермические и энергохимические.

К энерготермическим относятся процессы, где энергия используется для нагревания предметов труда — полуфабрикатов, заготовок — для облегчения их обработки или соединения друг с другом (нагрев под ковку, штамповку, под термообработку, сварка и др.)

Энергохимические процессы используются для обеспечения протекания физико-химических реакций (плавка, электролиз, изменение состава жидких расплавленных металлов и др.).

Машиностроительное производство характеризуется меньшей энергоемкостью по сравнению с черной металлургией, химической и нефтеперерабатывающей промышленностью. Поэтому машиностроительное предприятие снабжается основными видами энергии централизованно от энергетических предприятий общего пользования и от поставщиков твердого, жидкого или газообразного топлива.

Основные теплоносители — пар и горячая вода — поступают главным образом от городской ТЭЦ.

Воздухоснабжение завода тяжелого машиностроения осуществляется децентрализованно, т. е. путем преобразования электрической энергии в энергию сжатого воздуха при помощи цеховых компрессорных установок.

В составе энергетического хозяйства завода создаются участки: электроснабжения, паросиловой, газовой, электроремонтный или электромеханический, слаботочный и контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП). В состав участка электроснабжения входят понизительные подстанции, трансформаторные установки в цехах, преобразовательные установки (постоянного тока или высокой частоты).

Паросиловой участок включает контрольные установки, тепловую сеть завода, водоснабжение, компрессорные установки и сеть сжатого воздуха, мазутоперекачивающие установки. Газовый участок — газопроводную сеть, кислородную станцию. РМЦ, на который возлагается задача проведения ремонта электрооборудования и электроаппаратуры, — обмоточные, слесарно-механические и сборочные отделения.

Слаботочный участок и участок КИП осуществляют техническое обслуживание завода, коммутаторных установок, аккумуляторное хозяйство, вычислительную технику, контрольные и измерительные приборы и средства автоматики и телеуправления.

На данном машиностроительном заводе энергетическое хозяйство возглавляет главный энергетик.

Главный энергетик подчинен главному инженеру завода. Он руководит работой отдела, работой подчиненных ему энергетических участков, а также

осуществляет функциональное руководство цеховыми энергетическими службами, координирует всю работу по снабжению энергоносителями, их распределению, техническому обслуживанию и ремонту энергетического оборудования на заводе.

Аппарат отдела главного энергетика состоит из ряда функциональных бюро, групп и лабораторий.

Группа энергоиспользования ведает вопросами нормирования, планирования, расчета потребности и организации экономичного использования энергоресурсов на заводе и в его подразделениях, разрабатывает организационные и технические мероприятия по их рациональному использованию. Группа энергетического оборудования организует технический уход и ремонт энергетического оборудования на заводе.

Лаборатории ведут исследовательскую работу по изысканию путей снижения расхода энергии путем разработки и внедрения оптимальных режимов работы энергетического оборудования, научно обоснованных норм расхода энергии.

Цеховую энергетическую службу возглавляет энергетик цеха, подчиненный начальнику или механику цеха. Энергетик цеха имеет в своем подчинении мастеров и бригадиров, которые в свою очередь возглавляют бригады рабочих, выполняющих работы по обслуживанию и ремонту энергетического оборудования и коммуникаций цеха: мастеров по электрическим установкам и сетям, по тепловым и вентиляционным установкам, а также сменных мастеров или бригадиров. Им непосредственно подчиняются дежурные и ремонтные слесари и электрики, закрепленные за определенным видом оборудования и выполняющие работу по его ремонту и обслуживанию.

Схема управления энергетическим хозяйством представлена на рисунке 12.1.

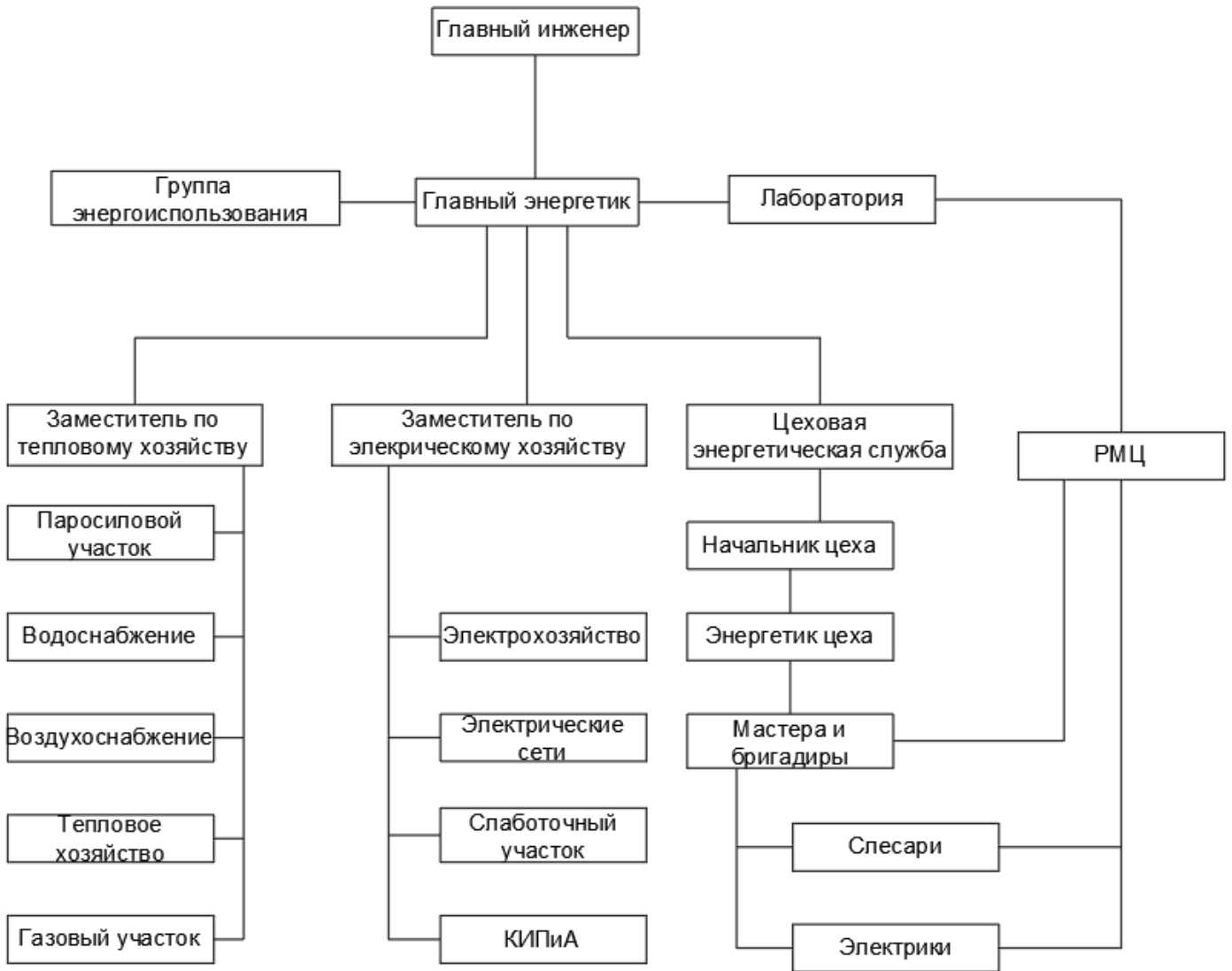


Рисунок 12.1 – Схема управления энергетической службой предприятия

12.2 Технико-экономические показатели

Суммарная мощность цеховых трансформаторов:

$$S_{\text{тр}} = 630 \cdot 1 + 1000 \cdot 3 + 1250 \cdot 2 = 6130 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Годовое потребление электрической энергии:

$$W = W_{\text{СИЛ}} + W_{\text{ОСВ}} + \Delta W; \quad (12.1)$$

$$W_{\text{СИЛ}} = \alpha \cdot P_{\text{см}} \cdot T_{\text{Г}}; \quad (12.2)$$

$$W_{\text{ОСВ}} = K_{\text{с}} \cdot P_{\text{ро}} \cdot T_{\text{осв}}, \quad (12.3)$$

где $W_{\text{СИЛ}}$ – потребление электроэнергии силовым электрооборудованием, кВт·ч;

$W_{\text{ОСВ}}$ – потребление электроэнергии 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 [6], можно принять $\alpha = 0,65$;

$P_{см}$ – средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, кВт;

T_r – годовая продолжительность работы силовых электроприемников;

K_c – коэффициент спроса; принимаем $K_c = 0,95$.

$T_{осв}$ – время использования максимума осветительной нагрузки, принимаемое по справочнику в зависимости от географической широты, числа рабочих смен и наличия естественного освещения, $T_{осв} = 2250$ ч;

$P_{ро}$ – расчетная нагрузка освещения, кВт.

По рассчитанным ранее значениям силовых и осветительных нагрузок (таблица № 4.10(11)) и потерям электроэнергии (таблица № 4.16(17)), используя формулы (12.1), (12.2) и (12.3) определяем:

$$W_{СИЛ} = 0,65 \cdot 4713,15 \cdot 4000 = 12254190 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 12254,19 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W_{ОСВ} = 0,95 \cdot 183,33 \cdot 2250 = 391868 \text{ кВт} \cdot \text{ч} = 391,868 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W = 113355,048 + 168969,564 + 50632,8 = 332957,412 \text{ кВт} \cdot \text{ч} \\ = 332,957 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

$$W = 12254,19 + 391,868 + 332,957 = 12979,015 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч};$$

Максимальное значение потребляемой активной мощности:

$$P_{max} = \frac{W}{T_{max}}, \quad (12.4)$$

где T_{max} – время использования максимума нагрузки предприятия.

Стоимость потребленной электроэнергии:

$$П_{ЭЛ} = a \cdot P_{max} + b \cdot W. \quad (12.5)$$

Стоимость полезного кВт·ч электроэнергии:

$$C_{ПОЛ} = \frac{П_{ЭЛ} + I_{ам} + 1,1 \cdot I_{экс}}{W_{ПОЛ}}, \quad (12.6)$$

где $W_{ПОЛ}$ – полезное потребление электроэнергии предприятием, кВт·ч, определяется по формуле:

$$W_{ПОЛ} = W - \Delta W. \quad (12.7)$$

По формуле (12.4) рассчитываем:

$$P_{max} = \frac{12979,015 \cdot 10^3}{4000} = 3244,754 \text{ кВт}.$$

Стоимость основных средств примем равной величине капитальных вложений (пункт 6 пояснительной записки):

$$K_{ОС} = K = 424,301 \text{ тыс. руб.}$$

Амортизационные отчисления и годовые расходы на текущие ремонты и обслуживание электрооборудования были определены ранее:

$$I_{ам} = 14,387 \text{ тыс. руб.};$$

$$I_{экс} = 8,498 \text{ тыс. руб.}$$

Средний тариф на электроэнергию был определен ранее и составляет:

$$\beta_{ср} = 0,345 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч}.$$

По формуле (12.5) находим:

$$P_{\text{эл}} = 30,08196 \cdot 12 \cdot 3244,754 + 0,25439 \cdot 12979015 = 4473,034 \text{ тыс. руб.}$$

Стоимость потерь электроэнергии была определена ранее:

$$I_{\text{пот}} = 114,749 \text{ тыс. руб.}$$

По (12.7) определяем:

$$W_{\text{пол}} = 12979,015 - 332,957 = 12646,058 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

По (12.6) стоимость полезного кВт·ч энергии:

$$C_{\text{пол}} = \frac{4473,034 + 14,387 + 1,1 \cdot 8,498}{12646,058} = 0,356 \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Приведенные дисконтированные затраты принятого варианта схемы электроснабжения, определенные в пункте 6 пояснительной записки:

$$Z = 188,551 \text{ тыс. руб.}$$

Таблица 12.1 – Техничко-экономические показатели

№	Наименование показателей	Обозначение	Единицы измерения	Величина
1	2	3	4	5
1	Суммарная мощность цеховых трансформаторов	$S_{\text{тр}}$	МВ·А	6,13
2	Расчетная нагрузка	$P_{\text{р}}$	МВт	4,713
3	Время использования максимума нагрузки	T_{max}	ч/год	4000
4	Годовое потребление электроэнергии	W	тыс.кВт·ч	12979,015
5	Потери электроэнергии	ΔW	тыс.кВт·ч	332,957
6	Стоимость основных средств	$K_{\text{ос}}$	тыс.руб.	424,301
7	Средний тариф	$\beta_{\text{ср}}$	руб/кВт·ч	0,345

Продолжение таблицы 12.1

1	2	3	4	5
8	Стоимость потребленной электроэнергии	$P_{ЭЛ}$	тыс.руб.	4473,034
9	Стоимость потерь электроэнергии	$I_{пот}$	тыс.руб.	114,749
10	Стоимость полезного кВт·ч энергии	$C_{пол}$	руб/кВт·ч	0,356
11	Приведенные затраты выбранного варианта схемы	3	тыс.руб.	180,065

13 ОХРАНА ТРУДА

13.1 Меры безопасности при эксплуатации и ремонте трансформаторов

Перед началом проведения любых работ в силовых трансформаторах, следует тщательно изучить нормативные документы по соблюдению техники безопасности при работе на электроустановках. Для соблюдения безопасности требуется организовать целый ряд мероприятий. Сюда относят выдачу нарядов, распоряжений, допуска к работе, а также контроль при проведении работ, оформление необходимых перерывов. В первую очередь на проведение любых работ на бланке специальной формы должен быть выписан наряд. Это задание на безопасное проведение специального комплекса работ, в котором определяется место, время, состав бригады, а также лица, которые несут ответственность за работы и безопасность бригады.

Наряды и распоряжения могут выдавать только лица, у которых есть право единоличного осмотра электроустановки соответствующего напряжения, а именно группа по электробезопасности не меньше пятой на установках с напряжением от 1000 В и выше и 4 группа электробезопасности для установок напряжением до 1000 В. Согласно технике безопасности следует выписывать наряд на работу в двух экземплярах и один из них отдается оперативному персоналу бригады непосредственно перед началом работы.

При работе по наряду бригада должна состоять как минимум из двух человек: того, кто производит работы и члена бригады. Производитель является ответственным лицом за проведение самих работ, за подготовку рабочего места и выполнение всех необходимых мер безопасности при монтаже трансформатора и прочих аналогичных работах. Этот же сотрудник выполняет подробный инструктаж бригады по всем мерам безопасности, которые касаются выполняемых работ.

Допуск к работе должен осуществляться допускающим сотрудником. Это ответственный сотрудник из оперативного персонала. Перед тем, как производится допуск к работе, ответственный руководитель вместе с производителем работ и допускающим персоналом должен проверить уровень подготовки рабочего места. Затем, на следующем этапе допускающий должен проверить состав бригады и уровень квалификации сотрудников, которые собираются участвовать в работе. Затем он подробно рассказывает членам бригады, откуда убрали для работы напряжение, где проложили заземление, какие части ремонтируемого и соседних присоединений остались под опасным типом напряжения и какие особые условия производства работ следует в

обязательном порядке соблюдать. Он же показывает членам бригады ограничения по рабочему пространству и убеждается, что вся информация четко понята всеми членами бригады. После разъяснений допускающий специалист доказывает бригаде, что опасное напряжение реально убрано с места работы, например, в установках с параметрами выше 35 кВ с помощью наложения заземлений, а в установках 35 кВ и более низких параметрах, где заземления не видны с рабочего пространства,— с помощью указателя напряжения и прикасаясь самолично рукой к токоведущим частям.

После того, как был осуществлен допуск бригады производитель работ или непосредственно наблюдающий специалист осуществляют надзор за соблюдением всех правил и мер безопасности, которые требуются для проведения работ. При этом проверяющему лицу запрещено отвлекаться на любую другую работу или оставлять бригаду без присмотра даже на короткое время.

Существует несколько базовых мер, которые гарантируют безопасность при обслуживании трансформаторов. К ним относятся:

- баки в момент обслуживания трансформаторов, их эксплуатации и испытательных мероприятий должны быть заземлены;
- на крышке бака не должно быть посторонних предметов и инструментов;
- осмотр газового реле должен осуществляться со специальной стационарной лестницы;
- при осмотре работающего трансформатора запрещено находиться в области, где может произойти выброс масла из выхлопной трубы или предохранительного клапана;
- если трансформатор имеет явные признаки повреждения, то к нему запрещено приближаться, пока он находится под высоким напряжением;
- если РПН-трансформатор находится под напряжением, то его запрещено переключать рукояткой;
- у работающего трансформатора зажимы вторичных обмоток у встроенных преобразователей тока должны быть замкнуты накоротко с использованием спецперемычек в шкафу зажимов;
- на неработающем силовом преобразователе все сварочные работы осуществляются лишь при наличии масла по уровню не менее 250 мм выше уровня сварки, чтобы не произошло воспламенения паров;
- при проведении сварочных работ следует создать вакуум, чтобы прекратилась течь масла в месте сварки;

- бак обслуживаемого трансформатора следует продуть сухим чистым воздухом, а затем обеспечить доступ естественной вентиляции. Если монтажные работы проводятся внутри бака;
- если внутри бака работают люди, то за ними необходимо осуществлять непрерывный контроль;
- когда в бак заливается или сливается оттуда масло, сам бак, как и выводы его обмоток должны быть заземлены;
- трансформаторное масло не должно попадать на кожу, в случае попадания следует максимально быстро его удалить, чтобы масло не воздействовало на кожу длительное время;
- у приводов коммутационных типов аппаратов следует отключить оперативные цепи и цепи силового типа тока;
- при наличии ручного привода на нем обязательно выставить плакат с информацией, что здесь работают люди и включать рубильник запрещено;
- в ОРУ рабочее место ограждают специальными канатами, на которые подвешивают плакаты с предупреждениями «Стой. Напряжение», обращенными внутрь ограждаемого пространства. На конструкциях, по которым разрешено подниматься, вывешивают плакат «Работать здесь», на которых нельзя — «Не влезай. Убьет!». На всех подготовленных рабочих местах после наложения заземления и ограждения рабочего места устанавливают предупреждение «Работать здесь».

При работе с наличием плакатов до окончания рабочих мероприятий запрещено передвигать или, тем более, убирать плакаты. Перед проведением работ проверяют отсутствие напряжения между всеми фазами, между фазой и землей, а также между каждой фазой и нулевым проводом.

Важно помнить, что соблюдение правил техники безопасности остаётся самым важным условием, которое требуется проконтролировать перед началом работ по обслуживанию силовых трансформаторов с самым разным уровнем напряжения. Осуществлять допуск рабочей бригады и контроль должны люди с соответствующим уровнем допуска по электробезопасности и с необходимым уровнем квалификации.

13.2 Меры безопасности при тушении загораний трансформаторов

Пожарная безопасность предусматривает такое состояние объекта, при котором исключается возникновение пожара, а в случае его возникновения предотвращается воздействие на людей опасных факторов пожара и обеспечивается защита материальных ценностей.

Возможные причины пожаров:

- нарушение технологического режима;
- неисправность электрооборудования;
- плохая подготовка оборудования к ремонту;
- самовозгорание промасленной ветоши и других материалов, склонных к самовозгоранию;
- несоблюдение графика планового ремонта;
- износ и коррозия оборудования;
- неисправность запорной арматуры и отсутствие заглушек на ремонтируемых аппаратах и трубопроводах;
- искры при электро- и газосварочных работах;
- грозовые разряды;
- солнечные лучи.

Мероприятия по пожарной профилактике:

- организационные (правильная эксплуатация машин, правильное содержание зданий, территории, противопожарный инструктаж рабочих, организация добровольных пожарных дружин);
- технические (соблюдение противопожарных правил, норм при проектировании зданий, при устройстве электроприборов и оборудования, отопления, вентиляции, освещения, правильное размещение оборудования);
- режимные (запрет курения в неустановленных местах);
- эксплуатационные (своевременные профилактические осмотры, ремонты и испытания технологического оборудования).

Чтобы во время тушения избежать поражения электрическим током, необходимо строго соблюдать безопасные расстояния до электроустановок, использовать в огнетушителях насадки из диэлектрических материалов, а также применять индивидуальные изолирующие средства (диэлектрические калоши, сапоги, перчатки).

Тушение пожаров электроустановок под напряжением водными и воздушно-пенными огнетушителями не допускается.

При тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, необходимо соблюдать следующие обязательные условия:

- не допускается приближение работников подразделений по чрезвычайным ситуациям к токоведущим частям электроустановок на допустимом расстоянии;

- маршруты движения на боевые позиции согласовываются руководителем тушения пожара (РТП) с дежурным персоналом энергообъекта и конкретно указываться каждому работнику подразделения по чрезвычайным ситуациям при инструктаже;

- работники подразделений по чрезвычайным ситуациям и водители пожарных автомобилей, обеспечивающие подачу огнетушащих веществ, работают в электрозащитных средствах (перчатках, ботах);

- подачу огнетушащих веществ необходимо производить после заземления ручных пожарных стволов и насосов пожарных автомобилей;

- тушение пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением, ручными средствами при видимости не менее 5 м;

- перестановка сил и средств, изменение боевых позиций выполняются РТП после согласования со старшим должностным лицом из числа инженерно-технического персонала энергетического объекта.

При пожаре в силовых, измерительных маслonaполненных трансформаторах, дугогасящих и шунтирующих реакторах необходимо немедленно отключить их коммутационными аппаратами от шин распределительных устройств; если они не отключились устройствами релейной защиты, отключить соответствующие выключатели и разъединители, заземлить ошиновку присоединений, отключить системы воздушного и масляного охлаждения вышеуказанного оборудования. При необходимости отключить и заземлить близко расположенные токоведущие части других присоединений.

При угрозе распространения пламени и продуктов горения на расположенные рядом силовые трансформаторы и другое энергетическое (электрическое) оборудование (разъединители, изоляторы) необходимо принять меры по их отключению от источника питания (сборных шин) и охлаждению распыленной струей воды и при необходимости обваловать очаг пожара.

В распределительных устройствах напряжением до 110 кВ включительно тушение пожаров проводится со снятием напряжения с токоведущих частей.

После снятия напряжения с трансформатора необходимо приступить к тушению пожара на нем с использованием воды, углекислотных, воздушно-

пенных или порошковых огнетушителей. Тушение разлившегося трансформаторного масла необходимо проводить тонкораспыленной водой, песком, воздушно-механической пеной или порошковыми составами.

При внутреннем повреждении трансформатора с выбросом масла через выхлопную трубу или через разъемы (срез болтов и деформация фланца разъема) и возникновением пожара внутри трансформатора следует вводить средства тушения пожара внутрь трансформатора через верхние люки и при возможности через деформированный разъем. Решение о сливе масла принимает руководитель тушения пожара.

При отказе работы автоматической стационарной системы тушения пожара водой и орошения силовых трансформаторов (на автотрансформаторах 330 кВ и выше, мощностью 200 МВА и более) необходимо включить ее вручную. В случае неуспешного ручного включения эта система должна быть отключена коммутационными аппаратами, а тушение осуществлено водяными струями от пожарной техники с соблюдением требований правил техники безопасности и минимально допустимых расстояний до токоведущих частей.

При пожаре на трансформаторе, установленном в закрытом помещении (камере) и закрытом распределительном устройстве (ЗРУ), должны быть приняты меры по предупреждению распространения пожара через проемы, каналы, вентиляционные каналы и другие. При тушении пожара следует применять те же средства тушения пожара, как и для трансформаторов наружной установки.

14 Назначение, конструктивное исполнение, принцип действия и условия выбора устройства защитного отключения

Само название УЗО говорит о его назначении — устройство защитного отключения. Косвенное прикосновение — это электрический контакт человека с токопроводящими частями, оказавшимися под напряжением при повреждении изоляции например замыкание фазного провода на корпус электроплиты. Другими словами — даже в случае прикосновения к оголенному проводу, находящемуся под опасным потенциалом — УЗО спасет нам жизнь.

УЗО для повышения уровня защиты от возгорания при замыканиях на заземленные части. Дело в том, что мощности электрической дуги всего в 40-50 ватт уже бывает достаточно для возгорания некоторых строительных материалов. И возникает такая дуга именно при ухудшении изоляции проводов и кабелей электропроводки зданий, когда, если говорить простым языком — «электрический ток идет не туда куда надо». То есть не только по замкнутой электрической цепи от источника — к нагрузке, но еще и «ответвляется» в сторону на корпуса электроприборов или заземленные части. В этом случае УЗО — единственное эффективное средство способное почувствовать утечку тока и как следствие — появление пожароопасной электродуги и обесточить опасный участок.

УЗО изобрели еще в прошлом веке, а именно – 8 апреля 1928 года был получен патент за номером 552 678 на первое в мире устройство защиты от поражения человека электрическим током. Патент выдан германской фирме «RWE». С тех пор УЗО получило широкое распространение в европейских странах и Америке, у нас же такие устройства стали применяться значительно позже. Принцип работы УЗО кардинальным образом отличается от работы автоматического выключателя и заключается в реагировании на появление разностного тока. Для сравнения возьмем однофазный однополюсный автоматический выключатель и однофазное УЗО.

Для этого потребуется обязательно оба провода питания — и фазный и нулевой рабочий. При этом УЗО сравнивает, что бы по фазному проводу на

нагрузку ушло электроэнергии столько же, сколько вернется обратно по нулевому рабочему проводу. Если происходит утечка электрического тока, появляется разностный ток, УЗО сразу реагирует и отключает нагрузку.

Есть и трехфазные УЗО, но принцип работы у них точно такой же, отличаются они от однофазных только количеством полюсов (четыре полюса) и тем, что сквозь ТТНП-трансформаторы тока нулевой последовательности проходит не два проводника, а четыре — три фазы и рабочий ноль.

14.1 Трехфазное УЗО

Рассмотрим устройство и принцип работы УЗО более подробно. Устройство защитного отключения состоит из:

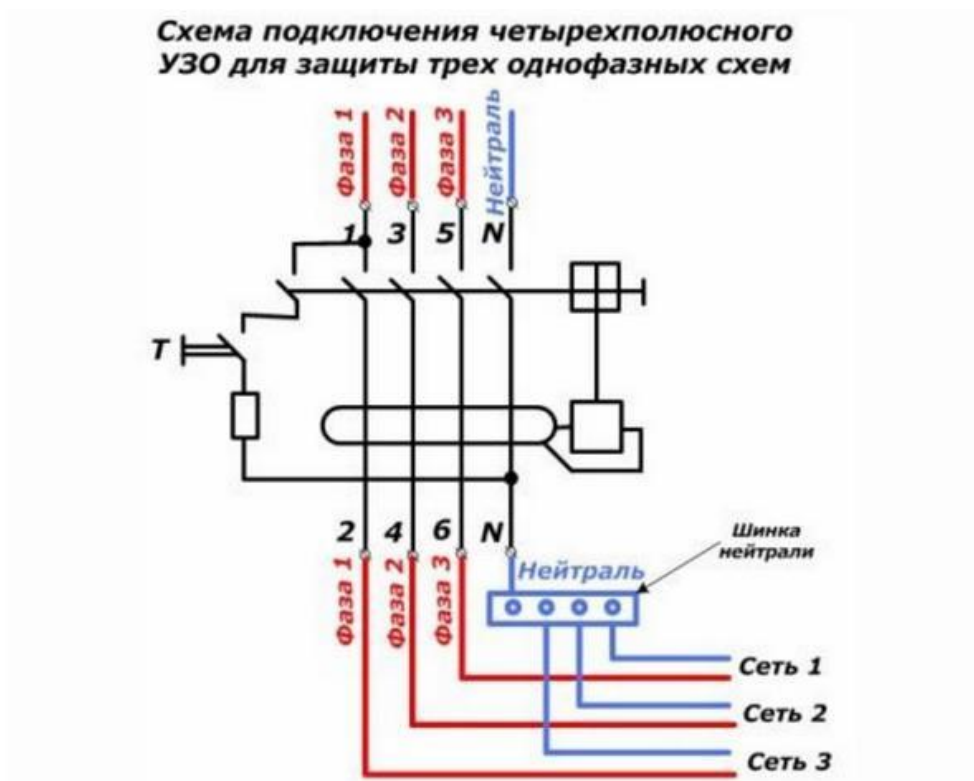


Рисунок 14.1 – Схема подключения УЗО для защиты трех однофазных схем.

Дифференциального трансформатора тока, который в свою очередь состоит из тороидального магнитопровода, первичной и вторичной обмоток.

1. Пусковой орган (электромеханическое реле или электронная схема у электронных УЗО).
2. Исполнительный механизм, состоящий из механизма привода, спускового механизма и силовых контактов.
3. Цепь тестирования — кнопка, резистор, защитный контакт. Эта цепь необходима для проверки работоспособности УЗО в процессе эксплуатации. При нажатии на кнопку «Тест» через резистор искусственно создается отключающий дифференциальный ток и УЗО должно отключиться — разомкнуть силовые контакты.

Основной элемент УЗО — это реагирующий на разностный ток дифференциальный трансформатор тока или еще его называют трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП). У электромеханических УЗО трансформаторы тока нулевой последовательности представляет из себя тороидальный магнитопровод с намотанной вторичной обмоткой. В качестве первичной обмотки выступают фазные и нулевые провода, подключенные на нагрузку и проходящие обязательно сквозь магнитопровод.

14.2 Принцип работы УЗО

В магнитопроводе от каждого проходящего сквозь него проводника (фазного и нулевого) наводится свой магнитный поток Φ_1 и Φ_2 (см.рисунок 14.2.).

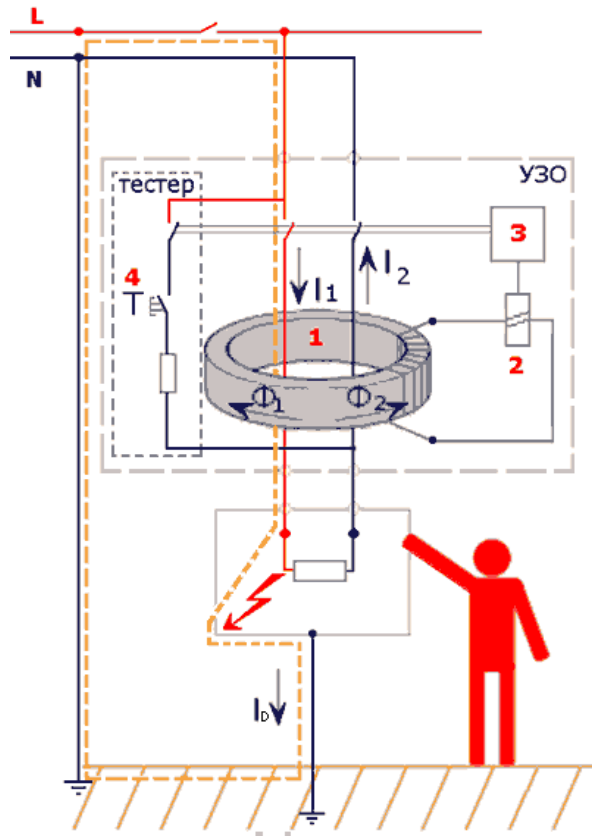


Рисунок 14.2 – Принцип работы УЗО

Наводящиеся магнитные потоки Φ_1 и Φ_2 направлены навстречу друг другу и взаимно компенсируются, общий магнитный поток $\Phi_{\text{общ}}$ равен нулю, поэтому во вторичной обмотке в итоге электрический ток не наводится и срабатывания УЗО не происходит. Как только появляется ток утечки — например, из-за повреждения изоляции, значение электрического тока по одному из проходящих через УЗО проводов становится больше, магнитный поток от этого провода так же увеличивается и между двумя магнитными потоками появляется некоторая разность, то есть потоки уже не компенсируются друг другом, и этой разности хватает, что бы во вторичной обмотке ТНП за счет взаимоиндукции навёлся электрический ток $I_{\text{диф}}$ определенного значения. И когда значение этого вторичного тока $I_{\text{диф}}$ достигнет определенных пределов — происходит срабатывание электромеханического реле Р прямого действия и УЗО с помощью механизма привода – размыкает силовые контакты. У электронных УЗО процесс работы аналогичен с той лишь разницей, что вторичная обмотка дифференциального

трансформатора подключена к электронной схеме и уже сама электроника управляет механизмом привода. Тут следует отметить большой недостаток электронных УЗО — для их работы требуется напряжение питания (для электронной схемы).

14.3 Классификация УЗО

Различные типы УЗО делятся по следующим основным техническим параметрам:

1. Номинальному отключающему дифференциальному току I_{DN} : 6, 10, 30, 100, 300, 500 мА.
2. По назначению: а) обычное УЗО — выключатель дифференциального тока (ВДТ) б) комбинированное УЗО — автоматический выключатель дифференциального тока (АВДТ), по сути это УЗО и автоматический выключатель в одном корпусе, то есть АВДТ так же защищает нагрузку от токов перегрузки и короткого замыкания и имеет в своем устройстве тепловой и электромагнитный расцепитель. В свою очередь АВДТ подразделяются, так же как и автоматические выключатели, по характеристике расцепителя — В, С и D_{нт.у.}
3. Электромеханические и электронные. Самые надежные УЗО — электромеханического типа, это уже подтверждено многолетней практикой применения.
4. Стационарные и мобильные. Стационарные устанавливаются в различных щитах и сборках, а мобильные — применяются для переносных электроустройств для шнурового соединения.
5. По определению формы волны электрического тока, на который реагирует УЗО:



Рисунок 14.3 – Реагирует УЗО

- АС — УЗО реагирует только на переменный синусоидальный разностный ток, медленно нарастающий или возникающий толчком.

- А — реагирует как на синусоидальный, так и на пульсирующий постоянный (выпрямленный) разностный ток.

- В — реагирует на синусоидальный, пульсирующий постоянный, пульсирующий постоянный с наложенной сглаженной пульсацией постоянного тока от 6мА, медленно нарастающие или возникающие толчком. УЗО этого типа очень чувствительны к току утечки широкого спектра частот в диапазоне от практически нуля до 1МГц. Применяются такие УЗО в схемах с инверторами, частотными преобразователями и источниками бесперебойного питания.

б. По выдержке времени на отключение: обычные — без выдержки времени и селективные – тип S или G с выдержкой времени срабатывания.

Более подробно с параметрами, типами и требованиями к УЗО можно ознакомиться в ГОСТ Р 50807-95, ГОСТ Р 51326.1-99 и ГОСТ Р 51327.1-99

14.3 Выбор УЗО

Отметим самые важные условия выбора УЗО. Технические

характеристики УЗО должны соответствовать параметрам электрической сети и нагрузке, к которой подключается УЗО.

В зависимости от нагрузки УЗО выбирается по номинальному току силовых контактов.

Следующее условие выбора УЗО — по дифференциальному отключающему току. Здесь выбирается требуемый параметр – 10, 30 мА или выше. Следует учитывать важную деталь: в целях электробезопасности применяют УЗО до 30 мА. В целях пожарной безопасности – с диф. током от 100мА и выше.

Расчет утечки в электроустановке

Ток утечки электроприемники:

$$I_{\Delta \text{Эп}} = 0,4 I_{\text{расч.}}$$

Ток утечки электросети:

$$I_{\Delta \text{сети}} = 0,01 L \text{ провода.}$$

Ток утечки электроустановки:

$$I_{\Delta} = I_{\Delta \text{Эп}} + I_{\Delta \text{сети}} = 0,4 I_{\text{расч}} + 0,01,$$

где $I_{\Delta \text{Эп}}$ -ток утечки электроприемника, мА;

$I_{\Delta \text{сети}}$ -ток утечки сети, мА;

$I_{\text{расч}}$ -расчетный ток нагрузки в цепи, А;

L провода-длина фазного проводника, м.

Для того чтобы выбрать подходящий УЗО противопожарной защиты для больших разветвлённых сетей, для начала нужно узнать суммарный потребляемый ток I_{Σ} всеми устройствами. В случае расчета по мощности, вычислить I_{Σ} можно исходя из формулы:

$$I_{\Sigma} = P_{\Sigma} / U_n,$$

где P_{Σ} – суммарная мощность.

Выбор по времени срабатывания (селективности) — нужен например, если последовательно установлены несколько УЗО. Например — вводное УЗО и после него идут групповые УЗО. Если все УЗО на 30мА то при утечке тока может отключиться вводное УЗО и полностью обесточить объект. Что бы этого

не произошло, устанавливают на вводе селективное УЗО с буквой (S или G) и тогда сначала отключаются групповые УЗО, а неповрежденные участки электросети остаются включенными.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения данного дипломного проекта является разработка системы электроснабжения завода холодильных агрегатов.

В дипломном проекте были выполнены расчеты по определению электрических нагрузок предприятия, результаты расчета которых представлены в соответствующих таблицах и на втором листе графической части. Выбор цеховых трансформаторов показал, что для надежной эксплуатации предприятию необходимо 5 ТП с 6 установленными на них трансформаторами суммарной мощностью 6,13 МВ·А. При расчете компенсации реактивной мощности было принято решение установить БНК общей мощностью 1445 квар, а значение реактивной мощности, потребляемой из энергосистемы, составило 56,25 квар. Было разработано два варианта схемы электроснабжения предприятия на напряжение выше 1 кВ и произведено их технико-экономическое сравнение. Оба варианта оказались экономически равноценными, поэтому предпочтение было отдано наиболее надёжному и имеющему более высокие эксплуатационные показатели. По результатам расчета токов короткого замыкания были выбраны сечения токоведущих элементов и электрических аппаратов напряжением выше 1 кВ. В проекте также освещены вопросы охраны труда, релейной защиты, и рассчитаны технико-экономические показатели выбранного варианта схемы. Годовое потребление электроэнергии на предприятии составило 12979,015 тыс. кВт·ч, а приведенные затраты выбранного варианта схемы – 180,065 тыс. руб.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Радкевич, В.Н. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб. пособие / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск : ИВЦ Минфина, 2015. - 589 с.
2. Козловская, В.Б. Электрическое освещение : учебник / В.Б. Козловская, В.Н. Радкевич, В.Н. Сацукевич. – Минск : Техноперспектива, 2011. – 543 с.
3. Правила устройства электроустановок. – 6-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1985. - 640 с.
4. Радкевич, В.Н. Выбор электрооборудования систем электроснабжения промышленных предприятий : пособие для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение (по отраслям)» / В.Н. Радкевич, В.Б. Козловская, И.В. Колосова. – Минск : БНТУ, 2017. - 172 с.
5. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций : справочные материалы для курсового и дипломного проектирования / Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. – М.: Энергоатомиздат., 1989. - 608 с.
6. Нагорнов, В.Н. Методическое пособие по выполнению экономической части дипломных проектов для студентов специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение» / В.Н. Нагорнов, Л.Р. Чердынцева, А.М. Добринесвская. – Минск: БНТУ, 2010. - 42 с.
7. Электроустановки напряжением до 750 кВ ТКП 339-2022 (02230). – Минск : Минэнерго, 2022. - 619 с.
8. Электроснабжение промышленных предприятий. Правила проектирования ТКП-4.04-297-2014 (02250) – Минск : Мин-во архитектуры и строительства Республики Беларусь, 2014. – 29 с
9. Пожарная безопасность. Электропроводка и аппарат защиты внутри зданий. Правила устройства и монтажа ТКП 121-2008 (02300) – Минск : МЧС, 2011. – 14 с.
10. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей ТКП 181-2009 (02230) / М-во энергетики Респ. Беларусь. – Минск : Энергопресс, 2016. – 534 с.
11. Шабад, М.А. Расчет релейной защиты и автоматики распределительных сетей / Шабад М.А. – Л. : Энергоатомиздат, 1985. - 121 с.
12. Лазаренков, А.М. Охрана труда в энергетической отрасли : учебник / А.М. Лазаренков, Л.П. Филянович, В.П. Бубнов. – Минск : ИВЦ Минфина, 2010 – 655 с.

13. Действующие тарифы на электрическую энергию для юридических лиц и индивидуальных предпринимателей в Республике Беларусь [Электронный ресурс] // Минскэнерго. Режим доступа – http://www.energobyt.by/tariffs_ul_ee.php. Дата доступа –15.04.2023.
14. Специальные предложения оборудования из наличия [Электронный ресурс] // ОАО “МЭТЗ им. В. И. Козлова”. Режим доступа – <https://metz.by/specialnye-predlozheniya/>. Дата доступа –15.04.2023.
15. Стоимость конденсаторных установок [Электронный ресурс] // Торговая электротехническая компания “Энергозапад”. Режим доступа – <http://energozapad.ru/products?keyword=%D0%90%D0%9A%D0%A3>. Дата доступа –15.04.2023.
16. Вакуумный выключатель ВВ/TEL 10-20/630 [Электронный ресурс] // Энергетическая компания “Силовые трансформаторы”. Режим доступа – <http://transform74.ru/tr/616A/568/>. Дата доступа –15.04.2023.
17. Разъединитель РВЗ-10/630 [Электронный ресурс] // Торговый дом “БелСвет”. Режим доступа – <https://velsnab.ru/catalog/elektrooborudovanie/razediniteli/rvz/rvz-10-630ii/>. Дата доступа –15.04.2023.
18. Камеры сборные серии КСО-210 [Электронный ресурс] // ООО “ЭлектроТехнические Решения”. Режим доступа – <https://etsol.ru/catalog/camera-teams-unilateral-service/kso-210/>. Дата доступа –15.04.2023.
19. Кабель АПВП [Электронный ресурс] // Кабельные системы. Режим доступа – <https://kabel-s.ru/catalog/apvp/>. Дата доступа –15.04.2023.
20. Светодиодные светильники подвесные для высоких пролетов [Электронный ресурс] // ООО «СветоЯр». Режим доступа – <https://svetoyar.pro/category/311>. Дата доступа –15.04.2023.