

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

«Допущен к защите»
Заведующий кафедрой ЭПП
Бакенов К.А. к.т.н., доцент
(Ф.И.О., ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 2014 г.
(подпись)

ДИПЛОМНЫЙ ПРОЕКТ

На тему: Электроснабжение абразивного завода

Специальность 5В071800 – Электроэнергетика

Выполнил (а) Елибай Е.Ж. Эсн-10-3
(Фамилия и инициалы) группа

Научный руководитель Казанина И.В., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)

Консультанты:

по экономической части:

Валиева Л.Ш., к.э.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Шер « 03 » июня 2014 г.
(подпись)

по безопасности жизнедеятельности:

Санатова Т.С., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
Тосен « 3 » 06 2014 г.
(подпись)

по применению вычислительной техники:

Казанина И.В., к.т.н., доцент
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)
(подпись)

Нормоконтролер: Живаева О.П., старший преподаватель
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Рецензент: _____
(Фамилия и инициалы, ученая степень, звание)
_____ « ____ » _____ 20__ г.
(подпись)

Алматы 2014 г.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Некоммерческое акционерное общество
АЛМАТИНСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ЭНЕРГЕТИКИ И СВЯЗИ

Факультет Электроэнергетический
Специальность 5В071800 - Электроэнергетика
Кафедра Электроснабжение промышленных предприятий

ЗАДАНИЕ

на выполнение дипломного проекта

Студент Елибай Ертай Жумахулулы
(фамилия, имя, отчество)

Тема проекта Электроснабжение абразивного завода

утверждена приказом ректора № 115 от «24» сентября 2013 г.
Срок сдачи законченной работы «26» мая 2014г.

Исходные данные к проекту требуемые параметры результатов проектирования (исследования) и исходные данные объекта

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 115/37/10 кВ. Мощность энергосистемы 1000 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 6,3 км. Завод работает в три смены.

Перечень подлежащих разработке дипломного проекта вопросов или краткое содержание дипломного проекта:

1. Технологический процесс абразивного завода;
2. Расчет электрических нагрузок по абразивному заводу;
3. Выбор схемы внешнего электроснабжения;
4. Выбор высоковольтного оборудования 10-110 кВ;
5. Выбор кабельных линий 10 кВ;
6. Компенсация реактивной мощности;
7. Экономическая часть;
8. Безопасность жизнедеятельности.


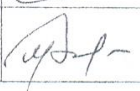
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Генеральный план абразивного завода;
2. Однолинейная схема электроснабжения абразивного завода;
3. Варианты схем компенсации реактивной мощности
4. Результаты различного применения компенсирующих устройств;

Рекомендуемая основная литература

1. Вегман Е.Ф. Теория и технология агломерации. М. 2012.-278с.;
2. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан 2012г.;
3. Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: учебник/ Виленский П.Л., В.Н. Лившиц. Дело, 2009г. – 204с.;
4. Технология электромонтажных работ. Нестеренко В.М., Мысьянов А.М. М.: Академия 2004г.;
5. Безопасность жизнедеятельности. Ред. С.В. Белов. Учебник для техникумов и вузов. - М.: Высшая школа, 2004.;
6. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий. Сибикин Ю.Д., 2006.

Консультанты по проекту с указанием относящихся к ним разделов

Раздел	Консультант	Сроки	Подпись
Техническая часть	Казанина И.В.	14.10.2013- 24.02.2014	
Безопасность жизнедеятельности	Санатова Т.С.	01.04.2014- 07.04.2014	
Экономическая часть	Валиева Л.Ш.	28.04.2014- 05.05.2014	

Г Р А Ф И К
подготовки дипломного проекта

№ п/п	Наименование разделов, перечень разрабатываемых вопросов	Сроки представления руководителю	Примечание
1	Технологический процесс абразивного завода	14.10.2013	
2	Расчет электрических нагрузок по абразивному заводу	29.11.2013	
3	Компенсация реактивной мощности	24.02.2014	
4	Экономическая часть	07.04.2014	
5	Безопасность жизнедеятельности	05.05.2014	

Дата выдачи задания «01» октября 2013 г.

Заведующий кафедрой _____
(подпись)

(Бакенов К.А.)
(Фамилия и инициалы)

Руководитель _____
(подпись)

(Казанина И.В.)
(Фамилия и инициалы)

Задание принял к исполнению
студент 
(подпись)

(Елибай Е.Ж.)
(Фамилия и инициалы)

Аңдатпа

Бұл дипломдық жұмыстың негізгі мәселесі абразивтік зауыттың электроқамтамасыз етуін зерттеу. Электриялық жүктемеле есептелді, оңтайлы жабдықтардың комбинациясы белгіленді. Техника-экономикалық талдау экономикалық тиімділікті көресткіштермен себептелді. Дипломдық жобаның соңғы бөлімінде өмірлік іс әрекеттерді жақсарту үшін шаралар қарастырылған.

Аннотация

Данная дипломная работа рассматривает задачи связанные с электроснабжением абразивного завода. Расчитаны электрические нагрузки абразивного завода; определена оптимальная комбинация необходимого оборудования, а так же представлен технико-экономический анализ подкрепленный расчетами показателей экономической эффективности. В заключительной части данного дипломного проекта были предложены мероприятия по улучшению безопасности жизнедеятельности.

Annotation

This thesis touches upon the issue of electric power supply for an abrasive factory. General factory development and layout plans were initially provided and used to calculate electrical load of the factory as well as to determine the optimal combination of required equipment. Technical and economic analysis was conducted as well . The thesis is concluded with suggestions about improving the working and security conditions of the workplace.

Содержание

Введение	8
1 Анализ исходных данных	9
1.1 Исходные данные	9
1.2 Технологический процесс абразивного завода	9
2 Расчет электрических нагрузок по абразивному заводу	12
2.1 Расчет осветительной нагрузки	12
2.2 Расчет электрических нагрузок по фабрике	12
2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4кВ	13
2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу	16
2.5 Выбор схемы внешнего электроснабжения	18
2.6 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП	31
2.7 Выбор выключателей 10кВ	33
2.8 Выбор кабелей отходящих линий	38
2.9 Выбор выключателей нагрузок на ТП	43
2.10 Выбор автоматических выключателей на ТП	43
2.11 Выбор трансформаторов тока	43
2.12 Выбор трансформаторов напряжения	46
2.13 Выбор шин ГПП	47
2.14 Выбор изоляторов ГПП	48
3 Компенсация реактивной мощности	49
3.1 Вопрос компенсации реактивной мощности	49
3.2 Способы компенсации реактивной мощности	50
3.3 Схемы присоединения конденсаторных батарей	51
3.4 Виды компенсации реактивной мощности	55
3.5 Расчеты компенсации реактивной мощности	
4 Безопасность жизнедеятельности	72
4.1 Анализ условий труда цеха дуговых печей	72
4.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда	73
4.3 Разработка сети зануления цеха дуговых печей	80
5 Экономическая часть	83
5.1 Цель разработки проекта	83
5.2 Выбор вариантов снабжения	83
5.3 Показатели финансовой эффективности	87
Заключение	90
Список литературы	91
Приложение А	92

Введение

Промышленность потребляет львиную долю всей вырабатываемой в нашей стране электроэнергии. Обособленные электроприемники и предприятия иотребляют все боьше мощности. Это приводит к усложнению рационального построения схем распределения электроэнергии. Возрастают требования к качеству электроэнергии, к надежности, к безопасности и удобству эксплуатации и экономичности.

Энергетика, являясь ключевой отраслью промышленности, имеет ряд особенностей, отличающих ее от других отраслей промышленности.

В первую очередь осуществлении производства электроэнергии, ее распределения, транспортировка и потребление происходит в один и тот же момент времени, то есть электроэнергетика обладает балансом.

Второй особенностью электроэнергетики является относительная быстрота с которой протекают переходные процессы в ней. Волновые процессы занимают тысячную долю секунд. Данные процессы связаны с короткими замыканиями, изменениями нагрузки, включениями и отключениями, нарушениями баланса в системе.

Третья и заключительная особенность электроэнергетики заключается в обеспечении электроэнергии всех отраслей народного хозяйства, отличающихся технологией производства, методами преобразования электроэнергии в другие виды энергии, с широким спектром электроприемников.

Особые, установленные требования к системе электроснабжения промышленных предприятий (ЭПП) обуславливают особенности энергетики.

1. Первую особенность энергетики возможно применять на всех уровнях ЭПП
2. Специальные автоматические устройства, которые необходимы для обеспечения функционирования системы ЭПП, которое заключается в передаче электроэнергии от источника питания в зону потребления в требуемом количестве и соответствующего качества, обязательны для быстрого протекания переходных процессов.
3. Ряд различий в применении проектных решений по системе ЭПП обуславливаются технологическими особенностями промышленных предприятий.
4. Динамичность технологического процесса, связанная с постоянным введением новых методов обработки, современного оборудования, переналадкой производства связанной с постоянным изменением и модифицированием выпускаемой продукции, характеризуют промышленные предприятия. Гибкость систем ЭПП является следствием данных, предъявляемых требований
5. В системах ЭПП электроэнергия на предприятии рассматривается как компонент производственного процесса, наряду с материалами,

сырьем, трудозатратами, и включается в себестоимость производимой продукции. При этом необходимо отметить, что доля занимаемая энергозатратами в себестоимости продукции напрямую зависит от сектора промышленности: к примеру в машиностроении на их долю приходится 2-3% себестоимости продукции, а в свою очередь в энергоемких производствах (электрометаллургия, электролиз и др.) 20-35%. В то же время перерывы в электроснабжении могут способствовать к большим экономическим потерям и в некоторых случаях даже к фатальным исходам. Стоимость электрической составляющей предприятия может занимать до 7% от капитальных вложений в предприятие. Поэтому рекомендуется оптимизировать затраты на электрическую составляющую предприятия на стадии проектирования, поскольку, как показала практика, это может привести к их уменьшению на доли процентов.

При написании данной дипломной работы преследовалась цель выбора оптимальной схемы внешнего электроснабжения абразивного завода. Необходимо решить следующие задачи:

1. Обработка и анализ исходных данных;
2. Исследовать процесстехнологического производства;
3. Рассчитать электрические нагрузки по заводу;
4. Проанализировать и определить оптимальную схему внешнего электроснабжения;
5. Выбор электрического оборудования.

1 Технологический процесс абразивного завода

1.1 Исходные данные

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 115/37/10 кВ. Мощность энергосистемы 1000 МВА. Трансформаторы работают раздельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 6,3 км. Завод работает в три смены.

Таблица 1.1 - Электрические нагрузки по заводу

Наименование	Кол-во ЭП, n	Установленная мощность	
		Одного ЭП, P_H	ΣP_H
1 Подготовительный цех №1	28	1-30	300
2 Цех шлиф порошков №1	45	8-50	800
3 Склад шлиф зерна	8	4-16	70
4 Цех дуговых печей №1			
А) 0,4кВ	42	10-110	2200
Б) ДСП 6т	4	По каталогу	
5 Цех крупного дробления	33	10-25	670
6 Цех переплавки пирита	52	1-90	1600
7 Цех шлиф зерна №1	25	10-40	520
8 Цех шлиф порошков №2	45	10-35	1000
9 Цех дуговых печей №2	8	80-130	700
А) 0,4кВ	43	10-120	2000
Б) ДСП 12т	2	По каталогу	
10 Компрессорная станция			
А) 0,4кВ	15	10-35	300
Б)СД 10кВ	4	1250	5000
11 Цех шлиф изделий	24	10-70	820
12 Цех шлиф зерна №2	25	10-20	430
13 Печной цех	55	10-220	10000
14 Ремонтно-механический цех	43	7-55	450
15 Заводоуправление, столовая	38	2-30	500
16 Подготовительный цех №2	45	1-35	560
17 Насосная а) СД 10кВ	4	630	2520
18 Цех связок	23	2-45	300
19 Углеподготовка	18	8-30	400
20 Склад готовой продукции	9	2-25	280

1.2 Особенности технологического процесса абразивного завода

Абразивный завод- предприятие, которое выпускают абразивные инструменты, производимы из зерен абразивных материалов высокой твердости. Ассортимент продукции абразивных заводов представлен следующими видами инструментов и составов: отрезными кругами (диаметром до 3500 мм) разной высоты, формы ширины и с разнообразными абразивными слоями и способами их закрепления; шлифовальными кругами из разнообразных абразивных материалов, изготовленных в форме круга, диска, конуса разных форм и размеров; брусками, отличными по размеру и форме; лентами синтетическими или растительнотканными; галтовочными телами-абразивными инструментами, имеющими определенную геометрическую форму.

Мелкие, твердые острые частицы, с кристаллической структурой представляют собой абразивные материалы. В основном они используются для обработки поверхности различных материалов. Такие процессы как шлифование, полирование, хонингование, суперфинишование широко применяют абразивные материалы. Также они применяются в заготовительном производстве и финальной обработке различных металлических и неметаллических материалов. Абразивные материалы классифицируются по химическому составу, твердости и по величине шлифования зерна. Для характеристики размера зерен абразивов используются шкала от 4 (грубейшие зерна) до 1200 (тончайшие зерна). В процессе изготовления абразивных инструментов применяются абразивы природного происхождения (корунд, кварц, наждак, полево шпат, алмаз, инфузорная земля) и синтетические материалы (сплав бора, углерода и кремния, электрокорунд, двуокись титана, искусственный алмаз и другие). К свойствам современных искусственных абразивов причисляют высокую стабильность механических, кристаллографических, физических и химических характеристик, что делает их более предпочтительным материалом для изготовления абразивного инструмента по сравнению с природными абразивами. Механическая стойкость определяет способность абразивного материала выдерживать механические нагрузки, не деформируясь и не разрушаясь при резке, шлифовке и полировке. Она определяется пределом прочности при сжатии, которые определяют раздавливая зерно абразивного материала, фиксируют нагрузку в момент его разрушения. Предел прочности абразивных материалов обратно пропорционален повышению температуры. В свою очередь химическая стойкость это способность абразивных материалов сохранять свои механические свойства, будучи в процессе взаимодействия с растворами кислот, щелочей, а также в органических растворителях и воде.

Абразивная обработка это механическая обработка деталей из металла, стекла, дерева, пластмассы и других материалов с помощью абразивных

инструментов в ручную или на станках. Шлифование, полирование, притирка и доводка, хонингование являются примерами абразивной обработки. Абразивные круги, бруски, сегменты применяются при шлифовании каменных и металлических изделий, а также заточке режущих кромок инструмента (сверл, резцов). При полировании металлических, пластмассовых и каменных изделий применяют суконные и фетровые круги, на поверхность которых наносится абразивный порошок или паста, смоченная жидкостью. При доводке с целью получения размеров и более плотного соединения деталей применяют специализированный инструмент- притиры, на которые наносят мелкоабразивные порошки или пасты смоченные жидкостью. Небольшие доводятся в ручную (например притирка деталей трубопроводного крана). Хонингование применяется для окончательной обработки отверстий после сверления или полостей при литье либо штамповании. Хон является инструментом для хонингования и представляет собой стержень (оправку), на котором закреплены 3-5 кругов из мелкозернистого абразивного материала.

Абразивной обработкой называется обработка резанием, осуществляемая с помощью множества абразивных зерен. Причем — абразивные зерна — могут иметь разнообразную форму и размеры. Важнейшим признаком, по которому абразивную обработку относят к обработке резанием, является образование стружки. Каждое абразивное зерно срезает небольшой слой металла, в результате чего на поверхности заготовки остается царапина ограниченной длины и весьма малой площади поперечного сечения. Обработанная поверхность образуется совокупностью множества царапин — следов всех абразивных зерен режущей поверхности инструмента.

Шлифование, доводка, полирование, струйно-абразивная, виброабразивная являются основными видами абразивной обработки. Основным шлифования является абразивная обработка, при которой инструмент совершает главное движение резание, в основном вращательное, а при этом заготовка способна совершать любое движение.

Вид абразивной обработки при которой инструмент и заготовка одновременно совершают разные движения имея скорости одного порядка или при неподвижном состоянии одного из элементов совершает сложное движение, называется доводкой. К доводке относят процессы хонингования, суперфиниширования и притирки.

Доводка, которая осуществляется с помощью одновременно выполняемых вращательного и возвратно-поступательного движений абразивного инструмента называется хонингованием. Доводка при одновременно выполняемых колебательном движении абразивного инструмента и вращении заготовки называется суперфинишированием.

Кроме обработки абразивными инструментами существует еще обработка абразивными зернами, не закрепленными в абразивных инструментах, получившая название обработки свободным абразивом: струйно-абразивная обработка зернами, введенными в струю жидкости или газа; виброабразивная

обработка, осуществляемая при относительном движении заготовки и абразивных зерен в вибрирующей емкости и др.

К различным видам абразивной обработки соответствуют несколько видов абразивных инструментов. Абразивный инструмент в форме твердого тела вращения предназначенный для шлифования называют шлифовальным кругом. Шлифовальные круги подразделяют на шлифовальные головки и шлифовальные сегменты. Шлифовальные головки являются шлифовальными кругами с глухими отверстиями предназначенными для крепления их на оправке или шпинделе станка. В свою очередь шлифовальные сегменты это составные части собирающихся или составных шлифовальных кругов. Шлифовальная лента это шлифовальный лист с длиной превышающий ширину более чем в 2,5 раза. Производимая шлифовальной лентой обработка называется ленточным шлифованием.

Абразивный брусок — это абразивный инструмент, выполненный в виде твердого тела и предназначенный для обработки без вращения вокруг своей оси. В процессе обработки абразивный брусок не вращается, им выполняют хонингование и суперфиниширование. Притиром называют абразивный инструмент в виде жесткого тела, на поверхности которого абразивные зерна находятся в закрепленном или свободном состоянии, им выполняют доводку.

Процесс при котором проходит массовая, тонкая, скоростное, тонкое резание-царапание металла абразивными зернами называют шлифованием. При рассмотрении схемы работы одного абразивного зерна становится ясным что она аналогична схеме снятия стружки зубов лезвийного инструмента. Необходимо отметить, что процесс шлифования имеет свои особенности, которые отличаются от резания металла лезвийным инструментом. Особенности заключаются в следующем:

1. Отсутствие у шлифовального круга сплошной режущей кромки по образующей.
2. Наличие зависимости между толщиной и шириной слоя, снимаемого одним абразивным зерном.
3. Наличие неправильной геометрической формы отдельных абразивных зерен и округленных вершин у них, создающих, как правило, отрицательные углы резания-царапания.
4. Беспорядочное расположение абразивных зерен на рабочей поверхности круга.
5. Высокие скорости резания и почти мгновенное снятие огромного количества мелких стружек.
6. Высокая твердость, термоустойчивость, хрупкость режущих элементов.
7. Динамическое воздействие каждого абразивного зерна на шлифуемую поверхность, способствующее повышению мгновенной температуры резания-царапания.
8. Наличие интенсивного скольжения абразивных зерен о металл в момент, предшествующий их врезанию.

Благодаря высоким мгновенным температурам, которые возникают в процессе шлифования, происходит резкое повышение пластичности деформируемого металла и создается возможность снятия стружек округленными абразивными зёрнами круга. Вследствие чего высокая скорость резания, в результате которой является высокая температура,— ключевой фактор процесса шлифования. Работа абразивного круга как режущего инструмента невозможна при низких скоростях. Поэтому особенности процесса шлифования характеризуется специфичностью режущего инструмента и нужных условий для снятия металла данным инструментом.

Согласно Правилам устройства электроустановок абразивные заводы относятся к потребителям второй категории, что при неожиданном отключении питания электроэнергией может привлечь к массовому возникновению брака или недоотпуска продукции, длительный простой оборудования, техпроцесса, рабочих, общее нарушение обычной жизнедеятельности большого количества сельского и городского населения. Основными причинами перерывов в электроснабжении являются отсутствие топлива на электростанциях, несвоевременная оплата потребленной электроэнергии, аварийные ситуации на электростанциях и линиях передач (ЛЭП), несогласованные действия между предприятиями. В частности, к приемникам II категории, можно отнести цех дуговых печей, печной цех, цех переплавки пирита и некоторые электроприемники других цехов, перерыв в электроснабжении которых может привести к массовым недоотпускам продукции или возникновению брака, простоям рабочих, механизмов и промышленного транспорта. Питание электроприемников II категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания.

Все остальные электроприемники, не подходящие под определение I и II категорий относятся к III категории, их питание может выполняться от одного источника при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения не превысит 1 суток.

2 Расчет электрических нагрузок по алюминиевому заводу

2.1 Расчет осветительной нагрузки

Расчет осветительной нагрузки при определении нагрузки предприятия производим упрощенным методом по удельной плотности осветительной нагрузки на квадратный метр производственных площадей и коэффициенту спроса. [2]

По этому методу расчетная осветительная нагрузка принимается равной средней мощности освещения за наиболее загруженную смену и определяется по формуле:

$$P_{po} = K_{co} \times P_{yo}, \text{кВт} \quad (2.1)$$

$$Q_{po} = \text{tg}\varphi_o \times P_{po}, \text{кВАр} \quad (2.2)$$

где K_{co} – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;

$\text{tg}\varphi_o$ - коэффициент реактивной мощности, определяется по $\cos\varphi$;

P_{yo} – установленная мощность приемников освещения по цеху, определяется по удельной осветительной нагрузке на 1м^2 поверхности пола известной производственной площади:

$$P_{yo} = \rho_o \times F, \text{кВт} \quad (2.3)$$

где F – площадь производственного помещения, которая определяется по генеральному плану завода, в м^2 ;

ρ_o – удельная расчетная мощность, кВт на 1м^2 .

Все расчетные данные в таблице 2.1-Расчет осветительной нагрузки.

2.2 Расчет электрических нагрузок по заводу

Расчет электрических нагрузок напряжением до 1 кВ по цехам завода производим также методом упорядоченных диаграмм упрощенным способом. Результаты расчета силовых и осветительных нагрузок по цехам сведены в приложении А в таблице А.2 - Расчет силовой нагрузки напряжением 0,4кВ.

Для построения картограммы нагрузок предприятия:

$$R = \sqrt{\frac{P_p}{m \cdot \pi}} \quad \alpha = \frac{P_{po}}{P_p} \cdot 360^\circ \quad (2.4)$$

где R – радиус окружности;

α – угол сектора;
 m – масштаб для определения площади круга, равный 2,62 кВт/мм.
 Для участка механического цеха найдем:
 Количество электроприемников – n ;
 Номинальные мощности приемников - P_n ;
 Суммарную номинальную мощность ΣP_n ;

По следующим формулам:

$$P_{ni} = P_n \cdot \cos \varphi; P_{ni} = P_n \cdot \cos \varphi \cdot \sqrt{PIB}; \quad (2.5)$$

2.3 Выбор числа цеховых трансформаторов и компенсация реактивной мощности на напряжение 0,4 кВ

Правильное определение числа и мощности цеховых трансформаторов возможно только путем технико-экономических расчетов с учетом следующих факторов: категории надежности электроснабжения потребителей; компенсации реактивных нагрузок на напряжении до 1кВ; перегрузочной способности трансформаторов в нормальном и аварийном режимах; шага стандартных мощностей; экономичных режимов работы трансформаторов в зависимости от графика нагрузки.

Данные для расчета:

$$\begin{aligned}
 P_{p0,4} &= 18452,1 \text{ кВт}; \\
 Q_{p0,4} &= 8818,26 \text{ кВАр}; \\
 S_{p0,4} &= 20672,272 \text{ кВА}.
 \end{aligned}$$

Абразивный завод относится ко 2 категории потребителей, завод работает в три смены, следовательно, коэффициент загрузки трансформаторов $K_{зтр}=0,8$. Принимаем трансформатор мощностью $S_{нт}=1600$ кВА.

Для каждой технологически концентрированной группы цеховых трансформаторов одинаковой мощности минимальное их число, необходимое для питания наибольшей расчетной активной нагрузки, рассчитывается по формуле:

$$N_{т \text{ min}} = \frac{P_{p0,4}}{K_3 \times S_{нт}} + \Delta N = \frac{18452,1}{0,8 \times 1600} = 14,4 + 0,6 = 15,$$

где $P_{p0,4}$ – суммарная расчетная активная нагрузка;

k_3 – коэффициент загрузки трансформатора;

$S_{нт}$ – принятая номинальная мощность трансформатора;

ΔN – добавка до ближайшего целого числа

Экономически целесообразное число трансформаторов определяется по формуле:

$$N_{т..э} = N_{\text{min}} + m \quad (2.7)$$

где m – дополнительное число трансформаторов.

$N_{т.э}$ - определяется удельными затратами на передачу реактивной мощности с учетом постоянных составляющих капитальных затрат $Z_{п/ст}^*$.
 $Z_{п/ст}^* = 0,5$; $k_3 = 0,8$; $N_{min} = 15$; $\Delta N = 0,6$.

Тогда из справочника по кривым определяем m , для нашего случая $m=0$, значит $N_{т.э} = 15$ трансформаторов.

По выбранному числу трансформаторов определяют наибольшую реактивную мощность Q_1 , которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением до 1 кВ, определяется по формуле:

$$Q_1 = \sqrt{(N_{тэ} \times S_{нт} \times K_3^2) - P_{р0,4}^2} = \sqrt{(15 \times 2500 \times 0,8)^2 - 18452,1^2} = 8275,6 \text{ квар.}$$

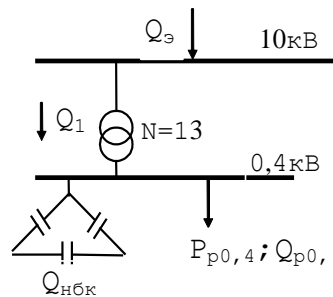


Рисунок 2.1

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{нбк1}$:

$$Q_{нбк1} + Q_1 = Q_{р0,4}, \quad (2.8)$$

отсюда

$$Q_{нбк1} = Q_{р0,4} - Q_1 = 8818,26 - 5306,6 = 3511,66 \text{ кВАр.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{нбк\text{ тп}} = \frac{Q_{нбк}}{N_{тэ}} = \frac{3511,66}{15} \approx 234,11 \text{ квар.}$$

Выбираем батареи конденсаторов типа УКЛН-0,38-250 У3 [3]

На основании расчетов, полученных в данном пункте 2.3 составляется таблица 2.1 - Распределение нагрузок цехов по ТП, в которой показано распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП.

Таблица 2.1 - Распределение низковольтной нагрузки по цеховым ТП

№ ТП	№ цехов	Pp 0,4	Qp 0,4	Sp 0,4	Kз
ТП1 (2x1600кВА) ТП2 (2x1600кВА) ΣSn=2x1600=3200кВА Qнбк=4x250=1000кВАр итого	1,2,3,4,5,6,7,8	5061,84	2619,22		
			-1000		
		5061,84	1619,22	5314,52	0,83
ТП3 (2x1600кВА) ΣSn=2x1600=3200кВА Qнбк=2x250=500кВАр итого	9,11,12	2321,82	1578,41		
			-500		
		2321,82	1078,41	2560,042	0,8
ТП4-6 (6x1600кВА) ΣSn=6x1600=9600кВА Qнбк=6x250=1500кВАр итого	10,13,14	7060,62	3222,72		
			-1500		
		7060,62	1722,72	7267,745	0,76
ТП7 (2x1600кВА) ТП8 (1x1600кВА) ΣSn=4x1600=6400кВА Qнбк=3x250=750кВАр итого	15,16,17,18,19,20 Освещ.	4007,82	1040,63		
			-750		
		4007,82	290,63	4018	0,84

2.4 Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу

Определение потерь мощности в ТП.

Выбираем трансформаторы ТСЗЛ-1600/10 [3]

С параметрами $U_B=10\text{кВ}$, $U_H=0,4\text{кВ}$, $P_{xx}=2,8\text{кВт}$, $P_{кз}=15\text{кВт}$, $I_{xx}=0,7\%$, $U_{кз}=5,5\%$
Произведем расчет потерь в ТП по формулам:

$$\Delta P_m = (\Delta P_{xx} + \Delta P_{кз} \cdot K_3^2) \cdot n \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_m = 0.01 \cdot (I_{xx} + U_{кз} \cdot K_3^2) \cdot n \cdot S_{ном.тр} \quad (2.10)$$

По исходным данным и по формулам (2.9-2.10) произведем расчеты, полученные данные сведем в таблицу 2.5

ТП1-2: $K_3=0,83$, $N=4$

$$\Delta P_m = 4 \cdot (2,8 + 15 \cdot 0,83^2) = 52,53\text{кВт}$$

$$\Delta Q_m = 4 \cdot 0.01 \cdot (0,7 \cdot 1600 + 5,5 \cdot 1600 \cdot 0,83^2) = 287,28\text{кВАр}$$

ТП3: $K_3=0,8$, $N=2$

$$\Delta P_m = (2,8 + 15 \cdot 0,8^2) \cdot 2 = 24,8\text{кВт}$$

$$\Delta Q_m = 0.01 \cdot (0,7 \cdot 1600 + 5,5 \cdot 1600 \cdot 0,8^2) \cdot 2 = 135,04\text{кВАр}$$

ТП4-6:Kз=0,76, N=6

$$\Delta P_m = (2,8 + 15 \cdot 0,76^2) \cdot 6 = 68,78 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = (0,007 \cdot 1600 + 0,055 \cdot 1600 \cdot 0,76^2) \cdot 6 = 372,17 \text{ кВАр}$$

ТП7-8:Kз=0,84, N=3

$$\Delta P_m = (2,8 + 15 \cdot 0,84^2) \cdot 3 = 40,152 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_m = 0,01 \cdot (0,7 \cdot 1600 + 5,5 \cdot 1600 \cdot 0,84^2) \cdot 3 = 219,9 \text{ кВАр}$$

Суммарные потери в трансформаторах:

$$\Sigma P_{1-15} = 52,53 + 24,8 + 68,78 + 40,152 = 186,26 \text{ кВт};$$

$$\Sigma Q_{1-15} = 287,28 + 135,04 + 372,17 + 219,9 = 1014,4 \text{ кВАр}.$$

Определение расчетной мощности синхронных двигателей
Найдем мощности СД.

СД-10 цеха типа СТДМ-1250-2РУХЛ4 [4]

$P_{н\text{СД}} = 1250 \text{ кВт}; \cos\varphi = 0,9; \text{tg}\varphi = 0,5 \quad N_{\text{СД}} = 4; \quad k_3 = \beta = 0,85.$

Определим расчетные мощности для СД:

$$P_{р\text{СД}} = P_{н\text{СД}} \times N_{\text{СД}} \times k_3 = 1250 \times 4 \times 0,85 = 4250 \text{ кВт}.$$

$$Q_{р\text{СД}} = P_{р\text{СД}} \times \text{tg}\varphi = 4250 \times 0,5 = 2125 \text{ кВАр}.$$

Для компенсации реактивной мощности на стороне ВН используем СД
17-го цеха. $P_{н\text{СД}} = 630 \text{ кВт}; N_{\text{СД}} = 4; \quad k_3 = \beta = 0,85.$

Определим расчетные мощности для СД:

$$P_{р\text{СД}} = P_{н\text{СД}} \times N_{\text{СД}} \times k_3 = 630 \times 4 \times 0,85 = 2142 \text{ кВт}.$$

$$Q_{р\text{СД}} = P_{р\text{СД}} \times \text{tg}\varphi = 2142 \times 0,5 = 1071 \text{ кВАр}.$$

Расчет параметров печи ДСП 6т 4-го цеха.

$S_{н\text{ДСП}} = 2800 \text{ кВА}; N_{\text{ДСП}} = 4; \quad k_3 = 0,7.$

Электродной трансформатор ЭТЦПК 6300/10-74У3

Определим расчетные мощности для ДСП:

$$P_{р\text{ДСП}} = S_{н\text{ДСП}} \times N_{\text{ДСП}} \times k_3 \times \cos\varphi = 2800 \times 4 \times 0,7 \times 0,85 = 6664 \text{ кВт}.$$

$$Q_{p \text{ ДСП}} = P_{p \text{ ДСП}} \times \text{tg}\varphi = 6664 \times 0,62 = 4131,68 \text{кВАр.}$$

$$\Delta P_{T \text{ ДСП}} = 0,02 \times S_{n \text{ ДСП}} \times N_{\text{ДСП}} = 2800 \times 4 \times 0,02 = 112 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{T \text{ ДСП}} = 0,1 S_{n \text{ ДСП}} \times N_{\text{ДСП}} = 2800 \times 4 \times 0,1 = 560 \text{кВАр.}$$

Расчет параметров печи ДСП 12т 9-го цеха.

$S_{n \text{ ДСП}} = 5000 \text{ кВА}; N_{\text{ДСП}} = 2; k_3 = 0,7.$

Электропечной трансформатор ЭТЦПК 2500/10-74У3

Определим расчетные мощности для ДСП:

$$P_{p \text{ ДСП}} = P_{n \text{ ДСП}} \times N_{\text{ДСП}} \times k_3 \times \text{xcos}\varphi = 5000 \times 2 \times 0,7 \times 0,85 = 5950 \text{ кВт.}$$

$$Q_{p \text{ ДСП}} = P_{p \text{ ДСП}} \times \text{tg}\varphi = 5950 \times 0,62 = 3689 \text{кВАр.}$$

$$\Delta P_{T \text{ ДСП}} = 0,02 \times S_{n \text{ ДСП}} \times N_{\text{ДСП}} = 5000 \times 2 \times 0,02 = 200 \text{ кВт.}$$

$$\Delta Q_{T \text{ ДСП}} = 0,1 S_{n \text{ ДСП}} \times N_{\text{ДСП}} = 5000 \times 2 \times 0,1 = 1000 \text{кВАр.}$$

Расчет компенсации реактивной мощности на шинах 10 кВ ГПП
Составим схему замещения, показанную на рисунке 2.2.

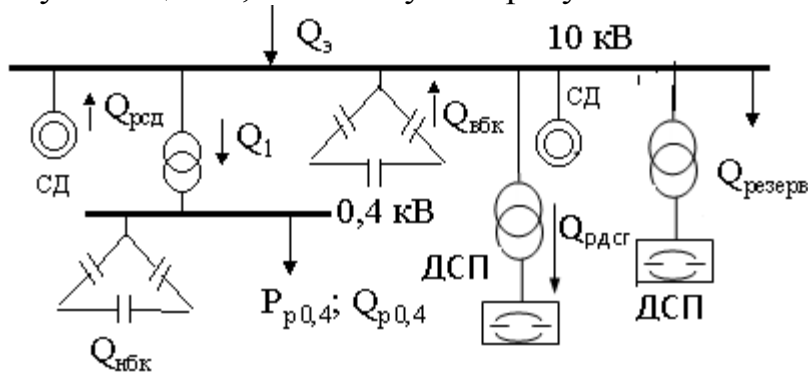


Рисунок 2.2- Схема замещения

Резервная мощность:

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \times \Sigma Q_{\text{расч}} = 0,1 \times (Q_{p0,4} + \Delta Q_T + Q_{p \text{ ДСП}} + \Delta Q_{p \text{ ДСП}}) \quad (2.11)$$

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \times (8818,26 + 1014,4 + 4131,68 + 3689 + 560 + 1000) = 1921,334 \text{кВАр.}$$

Мощность, поступающая от энергосистемы:

$$Q_3 = 0,25 \times \Sigma P_p = 0,25 \times (P_{p0,4} + \Delta P_T + P_{сд} + P_{p \text{ ДСП}} + \Delta P_{p \text{ ДСП}}) \quad (2.12)$$

$$Q_3 = 0,25 \times (18452,1 + 186,26 + 4250 + 2142 + 6664 + 112 + 5950 + 200) = 9489,1 \text{кВАр}$$

Мощность ВБК определим из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{p0,4} + \Delta Q_T + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{сд}} - Q_{\text{НБК}} \quad (2.13)$$

$$Q_{\text{ВБК}} = 8818,26 + 1014,4 + 1921,334 + 4131,68 + 3689 + 560 + 1000 - 9489,1 - 3825 - 1927,8 - 3750 = 2142,774 \text{ кВАр.}$$

Полученную реактивную мощность используем для индивидуальной компенсации реактивной мощности ДСП 12т. Для этого выбираем конденсаторные батареи для компенсации реактивной мощности типа УКРМ-10-900ЛУЗ, где $Q_n = 900$ квар, $n = 2$, $\Sigma Q_n = 1800$ квар.

Уточненный расчет электрических нагрузок по заводу приведены в приложении А в таблице А.4.

2.5 Выбор схемы внешнего электроснабжения

Питание может быть осуществлено от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 115/37/10,5 кВ. Мощность энергосистемы 1000МВА. Расстояние от подстанции до завода 6.3 км. Завод работает в три смены. Стоимость электроэнергии 20 тг/кВтч. Завод работает в три смены. 1у.е.=200тг.

Для технико-экономического сравнения вариантов электроснабжения завода рассмотрим три варианта:

1. I вариант – ЛЭП 115 кВ;
2. II вариант – ЛЭП 37 кВ.
3. III вариант – ЛЭП 10,5кВ.

I Вариант

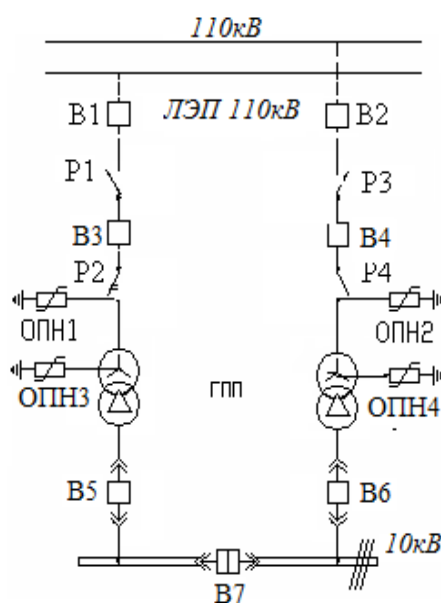


Рисунок 2.3 - I вариант схемы электроснабжения.

Выбираем электрооборудование по I варианту.
1. Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{37417,9^2 + 9489,1^2} = 38601,6 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора мощностью 25000 кВА.

Коэффициент загрузки:

$$K = \frac{S_p}{2 \cdot S} = \frac{38409,3}{2 \cdot 25000} = 0,77$$

Паспортные данные трансформатора:

Тип Т – ра ТРДН – 25000/115/10,5;

$S_H = 25000$ кВА, $U_{BH} = 115$ кВ, $U_{HH} = 10,5$ кВ, $\Delta P_{XX} = 25$ кВт, $\Delta P_{K3} = 120$ кВт,
 $U_{K3} = 10,5\%$, $I_{XX} = 0,65\%$. [3]

Потери мощности в трансформаторах:

активной:

$$\Delta P_{TIII} = 2 \cdot (P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot K^2) = 2 \cdot (25 + 120 \cdot 0,77^2) = 192,3 \text{ кВт}$$

реактивной:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{mznn} &= 0,02 \cdot (I_{XX} \cdot S_H + U_{K3} \cdot S_H \cdot K^2) \\ \Delta Q_{mznn} &= 2 \cdot \left(\frac{0,65}{100} \cdot 25000 + \frac{10,5}{100} \cdot 25000 \cdot 0,77^2 \right) = 3437,72 \text{ кВАр}. \end{aligned} \quad (2.14)$$

Потери энергии в трансформаторах.

При двухсменном режиме работы $T_{вкл} = 6000$ ч. $T_{макс} = 6000$ ч.

тогда время максимальных потерь:

$$\tau = (0,124 + T_M \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 6000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч.}$$

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\begin{aligned} \Delta W &= 2 \times (\Delta P_{XX} \times T_{вкл} + \Delta P_{K3} \times \tau \times K^2) \\ \Delta W &= 2(25 \times 6000 + 120 \times 4592 \times 0,77^2) = 953423,24 \text{ кВтч.} \end{aligned} \quad (2.15)$$

2. ЛЭП – 115 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{лэп} = \sqrt{\left(P_p + \Delta P_{mznn} \right)^2 + Q_3^2} = \sqrt{(37417,9 + 192,3)^2 + 9489,1^2} = 38788,8 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{38788,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 115} = 97,4 \text{ А}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 97,4 = 194,8 \text{ А}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_0}{j} = \frac{97,4}{1,1} = 88,5 \text{ мм}^2,$$

где $j_0 = 1,1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока при $T_M = 6000 \text{ ч}$ и алюминиевых проводах.

Принимаем по условию коронирования провод АС –95/16 с $I_{доп} = 330 \text{ А}$.

Проверим выбранные провода по допустимому току.

При расчетном токе:

$$I_{доп} = 330 \text{ А} > I_p = 97,4 \text{ А}$$

При аварийном режиме:

$$I_{допав} = 1,3 \times I_{доп} = 1,3 \times 330 = 429 \text{ А} > I_{ав} = 194,8 \text{ А}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{лэп} = 2 \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 97,4^2 \cdot 1,896 \cdot 10^{-3} \cdot 4592 = 495653,4 \text{ кВтч},$$

где $R = r_0 \times L = 0,301 \times 6,3 = 1,896 \text{ Ом}$,

$r_0 = 0,301 \text{ Ом/км}$ - удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением 95 мм^2 , $l = 6,3 \text{ км}$ - длина линии.

3. Выбор выключателей и разъединителей на $U = 115 \text{ кВ}$.

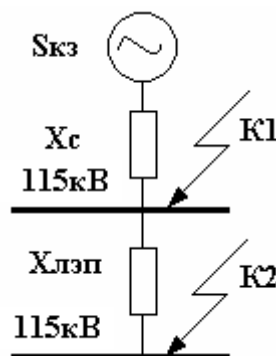


Рисунок 2.4 – Схема замещения

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 2.4) и рассчитаем ток короткого замыкания во.е.

$$S_6=1000 \text{ МВА}; U_6=115 \text{ кВ.}$$

$$x_c = S_6 / S_{кз} = 1000/1000=1 \text{ о.е.},$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 115} = 5,02 \text{ кА};$$

$$X_L = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 6,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,211 \text{ о.е.}$$

$$I_{k1} = \frac{I_6}{X_c} = \frac{5,02}{1} = 5,02 \text{ кА}; \quad i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 5,02 = 12,07 \text{ кА}$$

$$I_{k2} = \frac{I_6}{X_c + X_L} = \frac{5,02}{1 + 0,211} = 4,15 \text{ кА}; \quad i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{k2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 4,15 = 9,98 \text{ кА}$$

Выбираем выключатели В1 и В2

Выключатель АВВ LTB 145D1/В:

$$U_p=110 \text{ кВ} = U_H=110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном}=3150 \text{ А} > I_{ав}=194,8 \text{ А};$$

$$I_{откл}=40 \text{ кА} > I_{k1}=5,02 \text{ кА};$$

$$I_{пред}=40 \text{ кА} > i_y=12,07 \text{ кА}.$$

Выбираем разъединители Р1-4

Разъединитель АВВSGF-123п+2Е:

$$U_p=110 \text{ кВ} = U_H=110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном}=1600 \text{ А} > I_{ав}=194,8 \text{ А};$$

$$I_{терм}=100 \text{ кА} > I_{k1}=9,98 \text{ кА};$$

$$I_{дин}=40 \text{ кА} > i_y=4,15 \text{ кА}.$$

Выбираем выключатели В3 и В4

Выключатель АВВ LTB 145D1/В:

$$U_p=110 \text{ кВ} = U_H=110 \text{ кВ};$$

$$I_{ном}=3150 \text{ А} > I_{ав}=194,8 \text{ А};$$

$$I_{откл}=40 \text{ кА} > I_{k1}=4,15 \text{ кА};$$

$$I_{пред}=40 \text{ кА} > i_y=9,98 \text{ кА}.$$

Выбираем ограничители перенапряжений АВВРЕХЛИМ-Р.

Расчет затрат на I вариант.

Капитальные затраты по I варианту приведены в экономической части.

II вариант

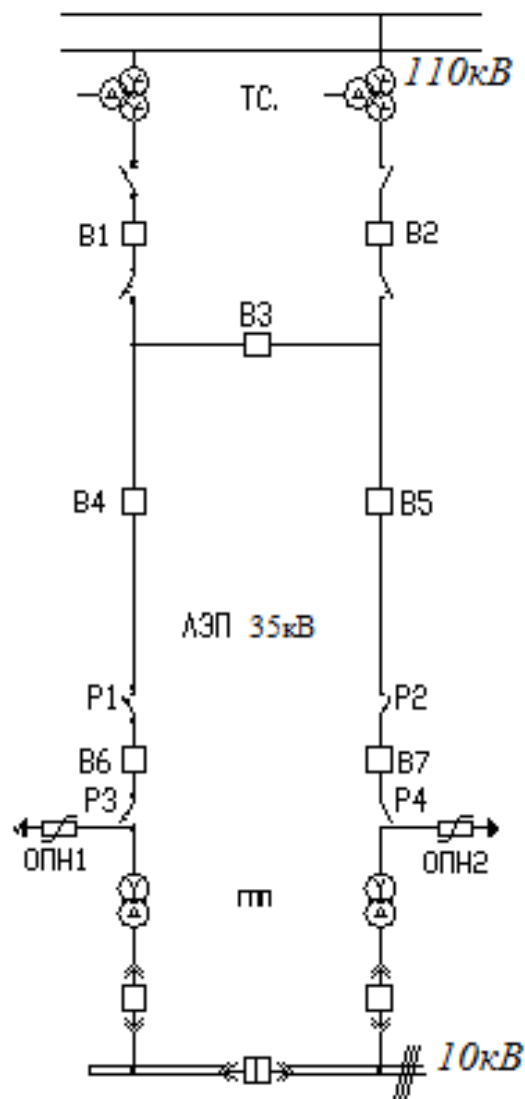


Рисунок 2.5 - Второй вариант схемы электроснабжения.
Выбираем электрооборудование по II варианту.

1. Выбираем трансформаторы ГПП:

$$S = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} = \sqrt{37417,9^2 + 9489,1^2} = 38601,6 \text{ кВА}$$

Выбираем два трансформатора мощностью 25000 кВА.

Коэффициент загрузки:

$$K_z = \frac{S_p}{2 \cdot S_H} = \frac{38601,6}{2 \cdot 25000} = 0,77$$

Паспортные данные трансформатора:

Тип трансформатора ТРДНС –25000/35/-У1;
 $S_H=25000$ кВА, $U_{BH}=35$ кВ, $U_{HH}=10,5$ кВ, $\Delta P_{XX}=24,5$ кВт, $\Delta P_{K3}=115$ кВт,
 $U_{K3}=12,7\%$, $I_{XX}=0,6\%$. [3]

Потери мощности в трансформаторах:
 активной:

$$\Delta P_{ТГПП} = 2 \cdot (\Delta P_{XX} + \Delta P_{K3} \cdot K_3^2) = 2 \cdot (24,5 + 115 \cdot 0,77^2) = 185,4 \text{ кВт}$$

реактивной:

$$\Delta Q_{mznn} = 0,02 \cdot (I_{XX} \cdot S_H + U_{K3} \cdot S_H \cdot K_3^2) \quad (2.16)$$

$$\Delta Q_{mznn} = 0,02 \cdot (0,6 \cdot 25000 + 12,7 \cdot 25000 \cdot 0,77^2) = 4064,9 \text{ квар}$$

Потери энергии в трансформаторах.

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta W = 2(\Delta P_{XX} \times T_{вкл} + \Delta P_{K3} \times \tau \times K_3^2) \quad (2.17)$$

$$\Delta W = 2(24,5 \times 6000 + 115 \times 4592 \times 0,77^2) = 920197,3 \text{ кВтч}$$

2. ЛЭП –37 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{лэн} = \sqrt{(P_p + \Delta P_{mznn})^2 + Q_9^2} = \sqrt{(37417,9 + 195,4)^2 + 9489,1^2} = 38791,8 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэн}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{38791,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 37} = 302,7 \text{ А}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 302,7 = 605,4 \text{ А}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_a}{j} = \frac{605,4}{1,1} = 550,4 \text{ мм}^2,$$

где $j=1,1 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока при $T_M=6000\text{ч}$ и алюминиевых проводах.

Принимаем по условию коронирования провод АС –240/32 с $I_{\text{доп}}=610\text{А}$. Проверим выбранные провода по допустимому току.

При расчетном токе:

$$I_{\text{доп}} = 610\text{А} > I_p = 302,7 \text{ А}$$

При аварийном режиме:

$$I_{\text{допав}} = 1,3 \times I_{\text{доп}} = 1,3 \times 610 = 793\text{А} > I_{\text{ав}} = 605,4\text{А}$$

Потери электроэнергии в ЛЭП:

$$\Delta W_{\text{лэп}} = 2 \cdot 3 \cdot I_p^2 \cdot R \cdot 10^{-3} \cdot \tau = 2 \cdot 3 \cdot 302,7^2 \cdot 0,819 \cdot 10^{-3} \cdot 4592 = 2070102,4 \text{ кВтч},$$

где $R=r_0 \times L=0,13 \times 6,3=0,819 \text{ Ом}$,

где $r_0=0,13 \text{ Ом/км}$ - удельное сопротивление сталеалюминиевого провода сечением 240 мм^2 , $l=6,3 \text{ км}$ - длина линии.

Трансформаторы энергосистемы:

Тип ТДТН –63000-115/37/10,5;

$S_H=63000 \text{ кВА}$, $U_{\text{ВН}}=115\text{кВ}$, $U_{\text{СН}}=37\text{кВ}$, $U_{\text{НН}}=10,5\text{кВ}$, $U_{\text{квс}}=10,5\%$, $U_{\text{квн}}=18\%$, $U_{\text{кcn}}=7\%$. [3]

Потери активной мощности в трансформаторах энергосистемы:

$$\Delta W_{\text{трсист.}} = 2(\Delta P_{\text{xx}} \times T_{\text{вкл}} + \Delta P_{\text{кз}} \times \tau \times K_3^2) \quad (2.18)$$

$$\Delta W_{\text{трсист.}} = 2(53 \times 6000 + 290 \times 4592 \times 0,77^2) = 2215106,14 \text{ кВтч}$$

Коэффициент долевого участия завода в мощности трансформаторов энергосистемы:

$$\gamma_1 = \frac{S_{\text{ЛЭП}}}{2 \cdot S_H} = \frac{38791,8}{2 \cdot 63000} = 0,31$$

3. Выбор выключателей и разъединителей на $U=37$ кВ.

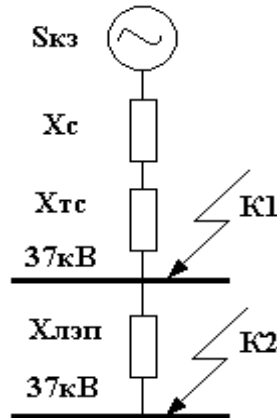


Рисунок 2.6 – Схема замещения

Перед выбором аппаратов составим схему замещения (рисунок 2.6) и рассчитаем ток короткого замыкания во.е.

$S_6=1000$ МВА; $U_6=37$ кВ.

$x_c = S_6 / S_{кз} = 1000/1000=1$ о.е.,

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 37} = 15,6 \text{ кА};$$

$$X_L = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 6,3 \cdot \frac{1000}{37^2} = 1,84 \text{ о.е.}$$

$$X_m = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_H} = \frac{10,5 \cdot 1000}{100 \cdot 63} = 1,7 \text{ о.е.}$$

$$I_{к1} = \frac{I_а}{\tilde{O}_{\tilde{n}} + \tilde{O}_{\tilde{d}\tilde{n}}} = \frac{15,6}{1+1,7} = 5,8 \text{ кА}; i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к1} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 5,8 = 13,9 \text{ êÀ}$$

$$I_{к2} = \frac{I_а}{\tilde{O}_{\tilde{n}} + \tilde{O}_{\tilde{d}\tilde{n}} + X_{\tilde{e}}} = \frac{15,6}{1+1,7+1,84} = 3,44 \text{ кА}; i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{к2} = \sqrt{2} \cdot 1,7 \cdot 3,44 = 8,3 \text{ êÀ}$$

Выбираем выключатели В1-2, Р1-4 по аварийному току трансформаторов ЭС. Примем, что мощность по двум вторичным обмоткам трансформатора распределена поровну, поэтому мощность аварийного режима равна $2 \times 31,5 = 63$ МВА.

$$I_{AB} = \frac{S_{AB}}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2 \cdot 31,5}{\sqrt{3} \cdot 37} = 983,1 \text{ А}$$

Выключатель АВВОНВ-36:

$U_p=35\text{кВ}=U_n=35\text{кВ};$
 $I_{ном}=1250\text{А} > I_{ав}=983,1\text{А};$
 $I_{откл}=25\text{кА} > I_{к1}=5,8\text{кА};$
 $I_{пред}=40\text{кА} > i_y=13,9\text{кА};$
 $I_{терм}=20\text{кА} > I_{к1}=5,8\text{кА};$

$$\gamma_2 = \frac{I_a}{I_n} = \frac{605,4}{1250} = 0,48$$

Разъединитель Р1-4 ЛТВ 72.5:

$U_p=35\text{кВ}=U_n=35\text{кВ};$
 $I_{ном}=1000\text{А} > I_p=605,4\text{А};$
 $I_{дин}=10\text{кА} > i_y=8,3\text{кА};$
 $I_{терм}=25\text{кА} > I_{к1}=3,44\text{кА};$

Выключатель секционный В3АВВОНВ-36:

$U_p=35\text{кВ}=U_n=35\text{кВ};$
 $I_{ном}=1250\text{А} > I_{ав}=491,5\text{А};$
 $I_{откл}=25\text{кА} > I_{к1}=5,8\text{кА};$
 $I_{пред}=40\text{кА} > i_y=13,9\text{кА};$
 $I_{терм}=20\text{кА} > I_{к1}=5,8\text{кА};$

$$\gamma_3 = \frac{I_a}{I_n} = \frac{302,7}{1250} = 0,24$$

Выключатель В4-7АВВОНВ-36:

$U_p=35\text{кВ}=U_n=35\text{кВ};$
 $I_{ном}=1250\text{А} > I_{ав}=605,4\text{А};$
 $I_{откл}=25\text{кА} > I_{к1}=5,8\text{кА};$
 $I_{пред}=40\text{кА} > i_y=13,9\text{кА};$
 $I_{терм}=20\text{кА} > I_{к1}=5,8\text{кА};$

ОПН1-2: Ограничители перенапряжений АВВМWK

Капитальные затраты по II варианту приведены в экономической части.

III Вариант

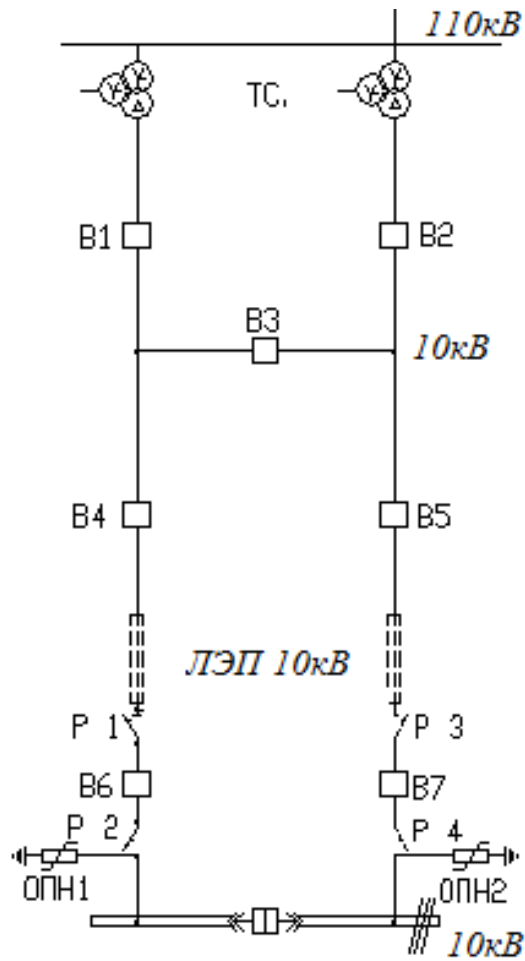


Рисунок 2.7 - Третий вариант схемы электроснабжения.
ЛЭП – 10,5 кВ.

Полная мощность, проходящая по ЛЭП:

$$S_{лэп} = \sqrt{P_p^2 + Q_э^2} = \sqrt{37417,9^2 + 9489,1^2} = 38601,6 \text{ кВА}$$

Расчетный ток, проходящий по одной линии:

$$I_p = \frac{S_{лэп}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{38601,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1061,3 \text{ А}$$

Ток аварийного режима:

$$I_a = 2 \times I_p = 2 \times 1061,3 = 2122,6 \text{ А}$$

По экономической плотности тока определяем сечение проводов:

$$F = \frac{I_p}{j} = \frac{1061,3}{1,1} = 964,8 \text{ мм}^2,$$

где $j=1,1$ А/мм² экономическая плотность тока при $T_M=6000$ ч и алюминиевых проводах.

Для выполнения данной передачи электроэнергии необходимо использовать 9хАС 120/12, что конструктивно невозможно, следовательно, данный вариант электроснабжения невозможен.

Составим сводную таблицу по всем вариантам

Таблица 2.2 - Результаты ТЭР

Вариант	U _{ном} , кВ	K _Σ млн.тг.	I _Σ млн.тг.	Змлн.тг.
I	ЛЭП115	285,9	54,5	88,7
II	ЛЭП 37	329	80,32	119,8

Выбираем I вариант, так как он дешевле и надежнее остальных.

2.6 Расчет токов короткого замыкания на шинах ГПП и РП

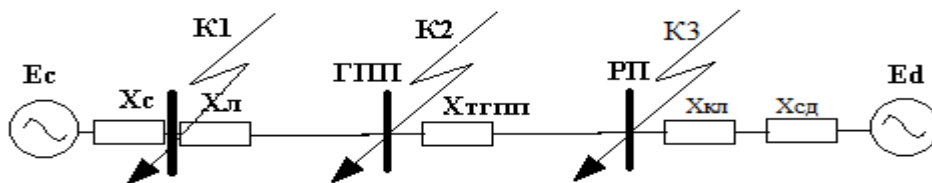


Рисунок 2.8 - Схема замещения

Найдем параметры схемы замещения.

$$S_6=1000 \text{ МВА}; x_c=1 \text{ о.е.}; U_6=10,5 \text{ кВ.}$$

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \times U_H} = \frac{1000}{\sqrt{3} \times 10,5} = 55 \text{ кА};$$

$$X_L = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 6,3 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,2 \text{ о.е.}$$

$$X_{тгпп} = \frac{U_k \cdot S_6}{100 \cdot S_n} = \frac{1000 \cdot 10,5}{100 \cdot 25 \cdot 2} = 2,1 \text{ о.е.}$$

Ток короткого замыкания от системы на шинах ГПП:

$$I_{кс} = \frac{I_б}{X_c + X_{ГПП} + X_{л}} = \frac{55}{1 + 0,2 + 2,1} = 16,7 \text{ кА}$$

Найдем сопротивление кабеля к СД 10-го цеха.

$$S_{нсд} = \frac{P}{\cos \phi} = \frac{1250}{0,9} = 1388,9 \text{ кВА}$$

$$I_{нсд} = \frac{S_{ннс} \cdot K_з}{\sqrt{3} \cdot U_{сц}} = \frac{1388,9 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 64,9 \text{ А}$$

$$F_{\varnothing} = \frac{I_{нсд}}{j_{\varnothing к}} = \frac{64,9}{1,4} = 46,4 \text{ мм}^2$$

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_k \cdot \sqrt{t_n} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3x150) с $I_{доп}=274 \text{ А}$.

$X_{уд}=0,206 \text{ Ом/км}$.

$$X_{кл} = L \cdot X_{уд} \cdot \frac{S_б}{U_{ср}^2} = 0,206 \cdot 0,3 \cdot \frac{1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,3 \text{ о.е.}$$

Найдем параметры СД.

$$X_{сд} = X_{дII} \cdot \frac{S_б}{S_{н \cdot N}} = 0,2 \cdot \frac{1000}{1,38 \cdot 2} = 72 \text{ о.е.}$$

$$I_{кзсд} = \frac{E_{сд} \cdot I_б}{X_{кл} + X_{сд}} = \frac{1,1 \cdot 55}{0,3 + 72} = 0,84 \text{ кА}$$

Найдем сопротивление кабеля к СД 17-го цеха.

$$S_{нсд} = \frac{P}{\cos \phi} = \frac{630}{0,9} = 700 \text{ кВА}$$

$$I_{нсд} = \frac{S_{ннс} \cdot K_з}{\sqrt{3} \cdot U_{сц}} = \frac{700 \cdot 0,85}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 32,7 \text{ А}$$

$$F_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{НСД}}}{j_{\text{ЭК}}} = \frac{32,7}{1,4} = 23,4 \text{ А}$$

$$F_{\text{min}} = \alpha \cdot I_{\text{к}} \cdot \sqrt{t_{\text{н}}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3x150) с $I_{\text{доп}}=274 \text{ А}$.
 $X_{\text{уд}}=0,4 \text{ Ом/км}$.

$$X_{\text{кЛ}} = L \cdot X_{\text{уд}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{U_{\text{ср}}^2} = 0,206 \cdot 0,3 \cdot \frac{1000}{2 \cdot 10,5^2} = 0,3 \text{ в.}$$

Найдем параметры СД.

$$X_{\text{сД}} = X_{\text{дП}} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{н}} \cdot N} = 0,2 \cdot \frac{1000}{0,7 \cdot 2} = 142,8 \text{ в.}$$

$$I_{\text{кЗсД}} = \frac{E_{\text{сД}} \cdot I_{\text{б}}}{X_{\text{кЛ}} + X_{\text{сД}}} = \frac{1,1 \cdot 55}{0,3 + 142,8} = 0,42 \text{ кА}$$

Ток короткого замыкания на шинах ГПП:

$$\Sigma I_{\text{кЗ}} = I_{\text{кЗ}} + I_{\text{кЗ1}} + I_{\text{кЗ2}} + I_{\text{кЗ3}} = 0,84 + 0,42 + 16,7 = 17,96 \text{ кА}$$

$$i_{\text{у}} = \sqrt{2} \cdot K_{\text{у}} \cdot I_{\text{к}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 17,96 = 45,7 \text{ кА}$$

2.7 Выбор выключателей:

1. Вводные выключатели:

$$S_{\text{р}} = 38788,8 \text{ кВА}$$

Расчетный ток:

$$I_{\text{р}} = \frac{S_{\text{р}}}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{38788,8}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 1066,4 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{\text{а}} = 2 \times I_{\text{р}} = 2 \times 1066,4 = 2128,8 \text{ А}$$

Принимаем выключатель АВВADVAC-10 (вакуумный выключатель)

Таблица 2.3- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _н =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

Секционный выключатель: через секционный выключатель проходит половина мощности, проходящей через вводные выключатели. Следовательно, расчетный ток, проходящий через выключатель: I_р=1066,4А.

Принимаем выключатель АВВADVAC-10.

Таблица 2.4- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _н =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

1. Магистраль ГПП-ТП1-2.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T)^2} \quad (2.19)$$

$$S_p = \sqrt{(4735,21 + 52,53)^2 + (2152,435 + 287,28)^2} = 5373,5 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{8216,3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 225,9 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 147,7 = 295,4 \text{ А}$$

Принимаем выключатель АВВADVAC-10.

Таблица 2.5- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _н =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

2. Линия ГПП-ТПЗ.

$$S_p = \sqrt{(2247,82 + 24,8)^2 + (435,65 + 135,04)^2} = 2343,2 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{2343,2}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 64,4 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 64,4 = 128,8 \text{ А}$$

Принимаем выключатель АВВADVAC-10.

Таблица 2.6- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _y =45,7кА

3. Магистраль ГПП-ТП4-6.

$$S_p = \sqrt{(7061,67 + 68,78)^2 + (1859,72 + 372,17)^2} = 7471,6 \text{ кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{7471,6}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 205,4 \text{ А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 205,4 = 410,8 \text{ А}$$

Принимаем выключатель АВВADVAC-10.

Таблица 2.7- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _y =45,7кА

4. Магистраль ГПП-ТП6-7

$$S_p = \sqrt{(3868,9 + 40,152)^2 + (222,23 + 219,9)^2} = 3934 \text{кВ}\cdot\text{А}$$

$$I_p = \frac{S_p}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{3934}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 108,2 \text{А}$$

Аварийный ток:

$$I_{ав} = 2 \times I_p = 2 \times 108,2 = 216,4 \text{А}$$

Принимаем выключатель АВВАДВАС-10.

Таблица 2.8- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

5. Магистраль ГПП-СД1(компрессорная):

Расчетный ток: I_p=64,9А

Принимаем выключатель АВВАДВАС-10:

Таблица 2.9- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

6. Магистраль ГПП-СД2(насосная):

Расчетный ток: I_p=32,7А

Принимаем выключатель АВВАДВАС-10:

Таблица 2.10- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

7. Магистраль ГПП-ДСП 6т.

$$S_p = \sqrt{(P_p + \Delta P_T)^2 + (Q_p + \Delta Q_T - \Delta Q_{\text{бок}})^2} \quad (2.20)$$

$$S_p = \sqrt{(6664 + 112)^2 + (3332 + 560)^2} = 7814,2 \text{кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{7814,2}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 107,4 \text{А}$$

Принимаем выключатель АВВАДВАС-10.

Таблица 2.11- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

8. Магистраль ГПП-ДСП12т.

$$S_p = \sqrt{(5950 + 200)^2 + (3689 + 1000 - 1800)^2} = 6794,8 \text{кВА}$$

$$I_p = \frac{S_p}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{6794,8}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10,5} = 186,8 \text{А}$$

Принимаем выключатель АВВАДВАС-10.

Таблица 2.12- Проверка выбранного выключателя

Паспортные	Расчетные
U _H =10 кВ	U=10 кВ
I _{ном} =3000А	I _{ав} =2128,8 А
I _{откл} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{терм} =25 кА	I _{кз} =17,96кА
I _{дин} =50 кА	I _у =45,7кА

2.8Выбор кабелей отходящих линий.

Условия выбора кабелей:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{I_p}{J_{\text{ЭК}}}; \quad (2.21)$$

$$\begin{aligned} I_p &< I_{\text{доп}} \\ I_{\text{ав}} &< 1.3 \cdot I_{\text{доп}} \end{aligned} \quad (2.22)$$

где $J=1,4 \text{ А/мм}^2$ экономическая плотность тока.

$$S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

ДСП 6т:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{107,4}{1,4} = 76,7 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3х150) с $I_{\text{доп}}=274\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=274 \times 0,8=219,2\text{А} > I_p=101,8\text{А}.$$

где $K_p=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\begin{aligned} \Delta U &= \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n}; \quad (2.27) \\ \Delta U &= \frac{(6664 \cdot 0,329 \cdot 0,6 + 3332 \cdot 0,081 \cdot 0,6)}{10,5} = 140,7\text{В}; \\ \Delta U\% &= \frac{\Delta U}{U_n} \cdot 100\%; \\ \Delta U\% &= \frac{140,7}{10500} \cdot 100\% = 1,34\%. \\ \Delta U_{\text{дон}} &\geq \Delta U\%; \\ 5\% &\geq 1,34\%. \end{aligned} \quad (2.23)$$

Условия выполняются, следовательно, принимаем кабель марки АВВГ-10-(3х150)

ДСП 12т:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{198,6}{1,4} = 133,4 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-10-(3х150) с $I_{\text{доп}}=274\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=274 \times 0,8=219,2\text{А} > I_p=198,6\text{А}.$$

где $K_{п}=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{(6150 \cdot 0,169 \cdot 0,3 + 3789 \cdot 0,078 \cdot 0,3)}{10,5} = 38,1B;$$

$$\Delta U \% = \frac{38,1}{10500} \cdot 100\% = 0,4\%.$$

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq \Delta U \%;$$

$$5\% \geq 0,4\%.$$

Условия выполняются, следовательно, принимаем кабель марки АВВГ-10-(3x150)

СД1: (компрессорная)

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{64,9}{1,4} = 46,4 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-(3x150) с $I_{\text{доп}}=174A$.

$$I_{\text{доп}}=274 \times 0,8=219,2A > I_p=64,9A.$$

где $K_{п}=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n};$$

$$\Delta U = \frac{(1250 \cdot 0,329 \cdot 0,2 + 625 \cdot 0,081 \cdot 0,2)}{10,5} = 8,8B;$$

$$\Delta U \% = \frac{0,0088}{10,5} \cdot 100\% = 0,08\%.$$

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq \Delta U \%;$$

$$5\% \geq 0,08\%.$$

Условия выполняются, следовательно, принимаем кабель марки АВВГ-10-(3x150).

СДЗ: (насосная)

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{32,7}{1,4} = 23,4 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-(3х150) с $I_{\text{доп}}=192\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=192 \times 0,8=153,6\text{А} > I_p=32,7\text{А}.$$

где $K_p=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{(630 \cdot 0,329 \cdot 1 + 315 \cdot 0,081 \cdot 1)}{10,5} = 22,2\text{В};$$

$$\Delta U\% = \frac{22,2}{10500} \cdot 100\% = 0,2\%.$$

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U\%;$$

$$5\% \geq 0,2\%.$$

Условия выполняются, следовательно, принимаем кабель марки АВВГ-10-(3х150).

ГПП-ТП1-2:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{147,7}{1,4} = 105,4 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель ААШв-(3х185) с $I_{\text{доп}}=371\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=371 \times 0,8=296,8\text{А} > I_p=147,7\text{А}.$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}; \quad 1,3 \times 296,8\text{А} = 385,84\text{А} \geq 295,4\text{А}.$$

где $K_p=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{(4787,74 \cdot 0,169 \cdot 0,5 + 2439,7 \cdot 0,078 \cdot 0,5)}{10,5} = 47,6\text{В};$$

$$\Delta U\% = \frac{0,0476}{10500} \cdot 100\% = 0,5\%.$$

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U\%;$$

$$5\% \geq 0,5\%.$$

Условия выполняются, следовательно принимаем кабель ААШв-10-(3x185).

ГПП-ТП3:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{64,4}{1,4} = 46 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-(3x150) с $I_{\text{доп}}=274\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=274 \times 0,8=219,2\text{А} > I_p=64,4\text{А}.$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}; \quad 1,3 \times 219,2\text{А}=285\text{А} \geq 128,8\text{А}.$$

где $K_p=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{(2272,62 \cdot 0,329 \cdot 0,5 + 570,7 \cdot 0,081 \cdot 0,5)}{10,5} = 37,8\text{В};$$

$$\Delta U \% = \frac{37,8}{10500} \cdot 100\% = 0,4\%.$$

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq \Delta U \%;$$

$$5\% \geq 0,4\%.$$

Условия выполняются, следовательно, принимаем кабель марки АВВГ-10-(3x150).

ГПП-ТП4-6:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{205,4}{1,4} = 146,7 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Принимаем кабель ААШв-10-(3x240) с $I_{\text{доп}}=435\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=371 \times 0,8=348\text{А} > I_p=205,4\text{А}.$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}; \quad 1,3 \times 348\text{А}=452,4\text{А} \geq 410,8\text{А}$$

где $K_p=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{(7130,45 \cdot 0,13 \cdot 0,5 + 2231,9 \cdot 0,077 \cdot 0,5)}{10,5} = 52,3\text{В};$$

$$\Delta U \% = \frac{52,3}{10500} \cdot 100\% = 0,5\%.$$

$$\Delta U_{\text{дон}} \geq \Delta U \%;$$

$$5\% \geq 0,5\%.$$

Условия выполняются, следовательно принимаем кабель ААШв-10-(3x240).

ГПП-ТП7-8:

$$S_{\text{ЭК}} = \frac{108,2}{1,4} = 77,4 \text{ мм}^2; S_{\text{ТЕРМ}} = 12 \cdot 16,7 \cdot \sqrt{0,4} = 127 \text{ мм}^2;$$

Выбираем кабель АВВГ-(3x150) с $I_{\text{доп}}=274\text{А}$.

$$I_{\text{доп}}=274 \times 0,8=219,2\text{А} > I_p=108,2\text{А}.$$

$$1,3 \times I_{\text{доп}} \geq I_{\text{ав}}; \quad 1,3 \times 219,2\text{А}=285\text{А} \geq 216,4\text{А}.$$

где $K_p=0,8$ – поправочный коэффициент при числе кабелей в траншее $N=4$.

$$\Delta U = \frac{(3909,05 \cdot 0,261 \cdot 1 + 442,13 \cdot 0,08 \cdot 1)}{10,5} = 100,5\text{В};$$

$$\Delta U\% = \frac{100,5}{10500} \cdot 100\% = 1\%.$$

$$\Delta U_{\text{доп}} \geq \Delta U\%;$$

$$5\% \geq 1\%.$$

Условия выполняются, следовательно, принимаем кабель марки АВВГ-10-(3x150).

Результаты выбора занесем в таблицу 2.13

Таблица 2.13 – Кабельный журнал

Наименование участка	S_p , кВА	N	K_p	Нагрузка		По экон. пл. тока, мм ²		По току КЗ, мм ²		Выбранный кабель	$I_{\text{доп}}$, А
				I_p , А	$I_{\text{ав}}$, А	$j_э$	$F_э$, мм ²	I_k , кА	F , мм ²		
ГПП-ТП-1-2	5373,5	4	0,8	147,7	295,4	1,4	19,24	17,96	127	ААШв(3x185)	317
ГПП-ТП-3	2343,2	4	0,8	64,4	128,8	1,4	46	17,96	127	АВВГ(3x150)	274
ГПП-ТП-4-6	7471,6	4	0,8	146,7	410,8	1,4	19,42	17,96	127	ААШв(3x240)	435
ГПП-ТП-7-8	3934	4	0,8	108,2	216,4	1,4	77,3	17,96	127	АВВГ(3x150)	274
ГПП-ДСП 6т	7814,2	4	0,8	107,4	-	1,4	76,7	17,96	127	АВВГ(3x150)	274
ГПП-ДСП 12т	6794,8	4	0,8	186,8	-	1,4	133,4	17,96	127	ААШв(3x185)	317
ГПП-СД1	1388,9	4	0,8	64,9	-	1,4	46,4	17,96	127	АВВГ(3x150)	274
ГПП-СД2	700	4	0,8	32,7	-	1,4	23,4	17,96	127	АВВГ(3x150)	274

2.9 Выбор выключателей нагрузок на ТП

$$I_p = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 88A$$

Выбираем ВН NALF-400.

Таблица 2.14- Проверка выбранного выключателя

Паспортные данные	Расчетные данные
$U_H=10кВ$	$U_H=10кВ$
$I_H=400A$	$I_p=35A$
$I_{скв}=40кA$	$I_{уд}=14,9кA$
$I_T^2 \cdot t_T=10^2 \cdot 1=100кA^2 \cdot c$	$Вк=(5,87)^2 \cdot 0,12=4,13кA^2 \cdot c$

Устанавливаем предохранители для ТП типа СЕФ-100А.

2.10 Выбор автоматических выключателей на ТП

$$I_p = \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = \frac{1600}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 2309,5A$$

Выбираем выключатель АВВ Тмахс $I_{доп}=2500A$.

2.11 Выбор трансформаторов тока

Трансформаторы тока выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки: $U_{ном ТТ} \geq U_{ном уст-ки}$;
2. по току: $I_{ном ТТ} \geq I_{расч}$;
3. по электродинамической стойкости:
4. по вторичной нагрузке: $S_{н2} \geq S_{нагррасч}$;
5. по термической стойкости: $I_T^2 t_T > Вк$;
6. по конструкции и классу точности.

1. Выбор трансформаторов тока на вводе и секционном выключателе.

Таблица 2.15– Нагрузка ТТ

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	САЗ-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
W	Д-355	0,5	-	0,5
Var	Д-345	0,5	-	0,5
Итого		6,5	5,5	6,5

Рассчитаем вторичную нагрузку трансформаторов тока.

Сопротивление вторичной нагрузки состоит из сопротивления приборов, соединительных проводов и переходного сопротивления контактов:

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} \quad (2.24)$$

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{2\text{н}} = \frac{S_{2\text{н ГТ}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доп}} = r_{2\text{н}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом}.$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,44} = 0,032 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ; $F = 1,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{1,5} = 0,01 \text{ Ом};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,01 + 0,1 = 0,37 \text{ Ом}$$

$$Вк = I_{\text{кз}}^2 \times (t_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 1,71^2 \times (0,095 + 0,04) = 0,4 \text{ кА}^2 \text{с}..$$

Примем трансформатор тока КОКС

Таблица 2.16– Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{ав}} = 691,6 \text{ А}$	$I_{\text{н}} = 750 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 14,9 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}$
$S_{2\text{расч}} = 9,25 \text{ ВА}$	$S_{2\text{н}} = 10 \text{ ВА}$

2. Трансформатор тока на линии ГПП-ТП1-2:

Таблица 2.17– Нагрузка ТТ

Прибор	Тип	А, ВА	В, ВА	С, ВА
А	Э-350	0,5	0,5	0,5
Wh	СА3-И681	2,5	2,5	2,5
Varh	СР4-И689	2,5	2,5	2,5
Итого		5,5	5,5	5,5

Сопротивление приборов определяется по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом};$$

$$r_{2н} = \frac{S_{2н\text{ТТ}}}{I_2^2} = \frac{20}{5^2} = 0,8 \text{ Ом}.$$

где $S_{\text{приб}}$ – мощность, потребляемая приборами;
 I_2 – вторичный номинальный ток прибора.

Допустимое сопротивление проводов:

$$r_{\text{доп}} = r_{2н} - r_{\text{приб}} - r_{\text{кон}} = 0,8 - 0,26 - 0,1 = 0,44 \text{ Ом}.$$

$$F_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{r_{\text{доп}}} = \frac{0,028 \times 0,5}{0,44} = 0,032 \text{ мм}^2;$$

принимаем провод АКР ТВ; $F = 1,5 \text{ мм}^2$;

$$R_{\text{пров}} = \frac{\rho \times L}{F} = \frac{0,028 \times 0,5}{1,5} = 0,01 \text{ Ом};$$

$$R_2 = R_{\text{приб}} + R_{\text{пров}} + R_{\text{к-тов}} = 0,26 + 0,01 + 0,1 = 0,37 \text{ Ом}$$

$$Вк = I_{к3}^2 \times (r_{\text{отк}} + T_{\text{а}}) = 1,71^2 \times (0,095 + 0,04) = 0,4 \text{ кА}^2 \text{ с}.$$

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.18– Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=295,4$ А	$I_n=300$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}= 40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

3. Трансформатор тока на линии ГПП-ТП3:

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.19 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=128,8$ А	$I_n=200$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}= 40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

4.Трансформатор тока на линии ГПП-ТП4-6:

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.20 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=295,4$ А	$I_n=300$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}= 40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

5.Трансформатор тока на линии ГПП-ТП7-8:

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.21 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=216,4$ А	$I_n=250$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}= 40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

6. Трансформатор тока на линии ГПП-СД1 (компрессерная):

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.22 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=64,9$ А	$I_n=100$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}=40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

7. Трансформатор тока на линии ГПП-СД2(насосная):

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.23 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=32,7$ А	$I_n=40$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}=40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

8. Трансформатор тока на линии ГПП-ДСП 6т:

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.24 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=101,8$ А	$I_n=150$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}=40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

9. Трансформатор тока на линии ГПП-ДСП 12т:

Примем трансформатор тока ТРУ

Таблица 2.25 – Проверка трансформаторов тока

Расчетные величины	По каталогу
$U_n=10$ кВ	$U_n=10$ кВ
$I_{ав}=101,8$ А	$I_n=150$ А
$i_{уд}=30$ кА	$I_{дин}=40$ кА
$S_{2расч}=8,25$ ВА	$S_{2н}=10$ ВА

2.12 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения выбираются по следующим условиям:

1. по напряжению установки: $U_{ном} \geq U_{уст}$;
2. по вторичной нагрузке: $S_{ном2} \geq S_{2расч}$;

3. по классу точности
4. по конструкции и схеме соединения

Таблица 2.26 – Нагрузка трансформаторов напряжения

Прибор	Тип	S _{об-ки} , ВА	Число об-к	cosφ	sinφ	Число приборов	P _{общ} , Вт	Q _Σ , вар
V	Э-335	3	1	1	0	1	3	-
W	Д-335	2,5	2	0,4	0,93	1	2	4,65
Var	И-335	2,5	2	0,4	0,93	1	2	4,65
Wh	СА3- И681	2	2	0,4	0,93	10	16	37
Varh	СР4-И689	2	2	0,4	0,93	10	16	37
Итого							39	83,3

Расчетная вторичная нагрузка:

$$S_{2p} = \sqrt{P^2 + Q^2} = \sqrt{117^2 + 238,2^2} = 265,4 \text{ ВА}$$

Принимаем ТН типа ТДС

Таблица 2.27 – Проверка трансформаторов напряжения

U _{н т} =10 кВ	U _{н т} =10 кВ
S _{н 2} =300 ВА	S _{р 2} =265,4 ВА
Схема соединения обмоток Y ₀ /Y ₀	

2.13 Выбор шин ГПП

Сечение шин выбирают по длительно допустимому току и экономической целесообразности. Проверку шин производят на электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ.

Выбираем твердотянутые алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АТ-60х80; I_{доп}=1025 А (одна полоса на фазу), I_{ав}=2128,8 А; i_{уд}=31,44 кА.

а) проверка по аварийному току:

$$I_{доп}=1025\text{А} \geq I_{ав}=2128,8\text{А};$$

б) проверка по динамической стойкости к I_{кз}:

$$i_{дин}=40\text{кА} \geq i_{уд}=31,44 \text{ кА};$$

в) проверка по механической стойкости: σ_{доп}=91 кгс/см²:

$$\sigma_{расч} = \frac{F_p \cdot L}{10\omega}; \quad (2.25)$$

$$\omega = \frac{b \cdot h^2}{6} = \frac{0,8 \cdot 8^2}{6} = 8,53 \text{ см}^3;$$

$$F_p = \frac{1,76 \cdot 10^{-2} \cdot i_{уд}^2 \cdot L}{a} = \frac{1,76 \cdot 10^{-2} \cdot 31,44^2 \cdot 0,6}{0,08} = 129,3 \text{ кгс};$$

$$F_{\min} = \alpha \cdot I_{кк} \cdot \sqrt{t} = 12 \cdot 30 \cdot \sqrt{0,8} = 337,5 \text{ мм}^2 \leq 480 \text{ мм}^2 (60 \times 8);$$

$$\sigma_{расч} = \frac{F_p \cdot L}{10\omega} = \frac{129,3 \cdot 60}{10 \cdot 8,53} = 91 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2};$$

$$\sigma_{доп} = 91 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2}.$$

где $a=0,08$ м-расстояние между изоляторами;

$L=0,3$ м-высота изолятора;

$b=8$ мм - ширина одной полосы;

$h=0,8$ мм - высота шины.

Из условий получаем, что шины динамически устойчивы.

2.14 Выбор изоляторов

Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, выбор которых производится по следующим условиям:

– по номинальному напряжению: $U_{ном} \geq U_{уст}$;

– по допустимой нагрузке: $F_{доп} \geq F_{расч}$.

где $F_{расч}$ – сила, действующая на изолятор;

$F_{доп}$ – допустимая нагрузка на головку изолятора, $F_{доп} = 0,6F_{разруш}$;

$F_{разруш}$ – разрушающая нагрузка на изгиб.

$$F_{доп} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-1} \cdot i^2 \cdot L}{a} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-1} \cdot 30^2 \cdot 1}{0,25} = 623,5 \text{ кВ};$$

Выбираем изолятор типа ИО-10-3,75 УЗ с $F_{разр} = 3750$ кгс.

$$F_{доп} = 0,6F_{разруш} = 2250 \text{ кгс. } (> 536,5 \text{ кгс})$$

Условие выполняется.

3 Компенсация реактивной мощности

3.1 Понятие компенсации реактивной мощности

Вопрос компенсации реактивной мощности представляет собой комплекс важных народнохозяйственных проблем, правильное решение которых означает в масштабах страны большую экономию денежных и материальных ресурсов. Для энергетиков промышленных предприятий данные задачи всегда занимали важное место в целостном комплексе вопросов. Баланс реактивной мощности в сети зависит от элементов индуктивного или емкостного характера, которые в свою очередь практически содержатся во всех технических средствах повышения качества электроэнергии. С другой стороны значения показателей качества электроэнергии (ПКЭ) зависят от наличия или отсутствия в сети компенсирующих устройств (КУ).

Много общего и в решении задач нормализации качества электроэнергии и потребления реактивной мощности в практике эксплуатации и проектирования электрических сетей. Электроприемники (ЭП) промышленных предприятий потребляют большую часть реактивной мощности. Качество электроэнергии в сетях обусловлено в основном техническими характеристиками и режимами работы ЭП.

Многие организации имеющие различную ведомственную принадлежность несут ответственность за проектировку и эксплуатацию сетей энергосистем. Анализируя вопросы, касающиеся подведомственных объектов, эти организации зачастую не могут дать оценку влиянию принимаемого решения на смежные объекты. Следствием этого может оказаться нецелесообразной установкой компенсирующего устройства при отдельном рассмотрении сетей энергосистемы, в то время как при совместном их рассмотрении выявляется целесообразность установки большой мощности компенсирующего устройства. Значительным оказывается и народнохозяйственный эффект от их применения.

Ухудшение качества электроэнергии вследствие специфических характеристик и режимов работы некоторых ЭП рассматриваемого предприятия может не ощущаться другими ЭП этого же предприятия, что говорит о нецелесообразности установки средств повышения качества электроэнергии. Однако искажения, вносимые в сеть энергосистемы, могут оказаться недопустимыми для ЭП других потребителей, получающих питание от этой же сети.

Оборудование сетей компенсирующими устройствами зарекомендовало себя как наиболее эффективный метод снижения потерь. Фактически с момента организации энергосистем к потребителям начали предъявляться требования по снижению потребления реактивной мощности. Несоблюдения данных требований приводило к повышенной оплате за поставляемую электроэнергию из-за использования надбавок к тарифу за низкий

коэффициент мощности электроустановок. Данный пример характерен для всех индустриально развитых государств.

Проблема доведения степени компенсации реактивной мощности в сетях до значений обусловленных экономическими соображениями может быть разделена на ряд подзадач, решаемых на всевозможных последовательных уровнях:

- на промышленном и экономическом уровнях: обозначение общего спроса потребности в средствах КРМ на перспективу для ввода их в производство в необходимых объемах; равномерное распределение вырабатываемых средств между регионами страны и предприятиями различных отраслей промышленности; создание комплекса директивных и методических документов, обеспечивающих реализацию ведомственной подчиненности организаций, проектирующих и эксплуатирующих сетей;

- на уровне энергосистемы: определение и осуществление оптимальной последовательности ввода КУ в сложной системе электроснабжения, объединяющей сети различной ведомственной принадлежности с разной степенью полноты и достоверности информации об их схемах, нагрузках и перспективах развития; выдача потребителям условий по компенсации реактивной мощности, на базе которых формируются текущие потребности в КУ отраслей промышленности;

- на уровне потребителя электроэнергии: определение мощности и место установки в своей сети КУ, обеспечивающих заданные энергоснабжающей организацией условия потребления реактивной мощности и нормальные режимы работы ЭП.

В процессе определения средств компенсации реактивной мощности в системах электроснабжения важно выделять две группы промышленных сетей в зависимости от структуры их нагрузок:

- сети общего назначения с режимом прямой последовательности основной частоты 50 Гц;

- сети со специфическими нелинейными, асимметричными и резкопеременными нагрузками.

Используя естественный коэффициент реактивной мощности вычисляются наибольшие суммарные нагрузки предприятия на начальной стадии проектирования.

Наибольшая суммарная нагрузка предприятия, принимая для определения мощности компенсирующих устройств,

$$Q_{\max\text{ПП}} = L_0 \max Q_{\text{расчПП}}, \quad (3.1)$$

где $L_0 \max$ - коэффициент, учитывающий несовпадение по времени наибольшей активной нагрузки системы и реактивной мощности промышленного предприятия. Значения для разных отраслей промышленности $L_0 \max = 0,75 \dots 0,95$

Таблица 3.1 - Значения коэффициентов $L_{0 \max}$

Отрасль	$L_{0 \max}$
Нефтеперерабатывающая и текстильная	0,95
Черная и цветная металлургия, химическая, нефтедобывающая, строительные материалы, бумажная	0,9
Угольная, газовая, машиностроительная и металлообрабатывающая	0,85
Деревоперерабатывающая, торфоперерабатывающая	0,8
Остальные	0,75

Значения наибольших реактивной и активной нагрузок предприятия передаются в энергосистему для вычисления значения экономически выгодной реактивной мощности, которая может быть передана предприятию в режимах наибольшей и наименьшей активных нагрузок энергосистемы, соответственно $Q_{\varepsilon 1}$ и $Q_{\varepsilon 2}$.

При помощи реактивной мощности $Q_{\varepsilon 1}$ находится суммарная мощность компенсирующих устройств предприятия, а по заданным значениям $Q_{\varepsilon 2}$ - регулируемая часть компенсирующих устройств.

Суммарная мощность компенсирующих устройств вычисляется следующим образом:

$$Q_{\text{КУ}} = Q_{\text{max ПП}} - Q_{\varepsilon 1} \quad (3.2)$$

При минимальных активных нагрузках системы, необходимо чтобы реактивная мощность предприятия была равна $Q_{\varepsilon 2}$, что требует отключение части установленной на предприятии мощности КУ.

В роли средств компенсации реактивной мощности применяются статические конденсаторы напряжением до и выше 1кв и синхронные двигатели.

3.2 Способы компенсации реактивной мощности

Для убавления издержек на установку особых компенсирующих приборов ведутся следующие мероприятия:

упорядочение научно-технического процесса, которое приводит к улучшению энергетического режима оснащения и к увеличению коэффициента силы;

подбор электродвигателей и трансформаторов с оптимальной их загрузкой;

предпочтительно использование синхронных электродвигателей, в ситуациях при которых это возможно и целесообразно в зависимости от производства и сети ;

использование приборов, сдерживающих холостой ход электроприемников (асинхронных электродвигателей, трансформаторов), в

частности обширное введение ограничителей холостого хода для устранения холостой работы асинхронных двигателей в тех вариантах, при которых длительность межоперационного периода превосходит 10 с;

использование переключателей с треугольника на звезду у тех асинхронных двигателей напряжением по 1000В, которые регулярно испытывают нагрузку не более 40%.

При реконструкции систем электроснабжения проводится подмена незагруженных трансформаторов и электродвигателей и подмена асинхронных двигателей синхронными, в том случае если выше упомянутое технически и экономически целесообразно.

Главным инструментом компенсации на промышленных предприятиях являются батареи силовых конденсаторов (КБ), устанавливаемые параллельно к электросети, т. е. поперечная компенсация. Их достоинствами являются: простота, относительная дешевизна, отсутствие нехватки материалов, незначительные удельные собственные потери активной мощности, а к недостаткам – недостаток плавного регулирования передаваемой в сеть реактивной мощности, взрывоопасность, присутствие остаточного заряда. Батареи конденсаторные устанавливаются поблизости от места потребления реактивной мощности, когда необходимо, оборудуются автоматическим регулированием для изменения подводимой мощности при различных режимах нагрузок.

Конденсаторы также используются в схемах крупных компенсационных ртутно-выпрямительных приборов, к примеру на заводах электролиза алюминия. Со стороны катодов вентилей приводится в действие уравнивающий реактор, к которому подключаются конденсаторы. Вследствие периодического заряда и разряда конденсатора они вырабатывают дополнительные напряжения, которые вынуждают ток переходить на очередную фазу раньше, чем это было бы при отсутствии в схеме конденсаторов, в процессе чего преобразователь производит компенсирующую мощность Q_n . Следовательно, конденсаторы выполняют в основном только функцию коммутирующего звена; общий компенсирующий эффект K_ε от их применения значительно превышает их номинальную мощность:

$$K_\varepsilon = \frac{Q_n}{Q_{\text{конд}}} \approx 2,5 \div 3,1 \quad (3.3)$$

Синхронные электродвигатели с широким спектром мощностей рекомендуются к применению для выработки реактивной мощности. Они могут передавать реактивную мощность в сеть в зоне потребления при полезной нагрузке на валу, допускают форсировку возбуждения и широкие пределы регулирования отдаваемой реактивной мощности, менее зависимы от перепадов напряжения, чем косинусные конденсаторы, повышают стабильность системы.

Значение реактивной мощности, вырабатываемое синхронным двигателем, зависит от их загрузки по активной и реактивной мощности и от относительного напряжения на их зажимах.

Рекомендуются использовать синхронные двигатели совместно с конденсаторами, которые в основном осуществляют компенсацию базисной части суточной нормы реактивной нагрузки, а синхронные двигатели, в основном, уменьшают экстриму графика.

Синхронные двигатели (СД) на промышленных предприятиях применяются редко — при больших мощностях компенсирующих устройств, на подстанциях районного значения, а также в редких случаях на крупных электропечных установках (руднотермических и дуговых).

В случае если не вызывается увеличение количества или сечения питающих линий, количества устанавливаемых трансформаторов и прочих сетевых издержек, которые связаны с передачей реактивной мощности от генераторов, то считается экономически целесообразным использование реактивной мощности генераторов заводских станций. В некоторых случаях также учитываются реактивные мощности, вырабатываемые воздушными линиями и токопроводами напряжением более 20 кВ и кабельными линиями напряжением 6 кВ и выше, которые прямо пропорциональны их квадрату напряжения и длине.

В сетях распределение мощности КУ проводится в основном из условия наибольшего снижения потерь активной мощности вследствие реактивных нагрузок. В точках наибольших реактивных нагрузок и сопротивлений питающих линий проводится установка конденсаторов относительно большой мощности. Тем самым обеспечивается увеличение напряжения в частях сети, где это напряжение меньше расчетного уровня. Нежелательно чрезмерное разукрупнение конденсаторных установок, поскольку это приводит к большому увеличению удельных затрат на измерительные приборы, отключающую аппаратуру, а также конструкции на установленной на 1 кВАр батарее. Для батарей с напряжением 6-10 кВ единичная мощность принимается не менее 400 кВАр, в тех случаях если подключение выполняется при помощи отдельного выключателя. Не рекомендуются в сетях с низким напряжением уменьшать мощность конденсаторных батарей менее чем 30 кВАр. В случаях если на определенных участках мощность батареи менее заданных величин, то установка конденсаторов на них не производится, а приобретенная по расчету мощность конденсаторов перераспределяется среди близ лежащих более мощных батарей при помощи пропорционального увеличения их мощности.

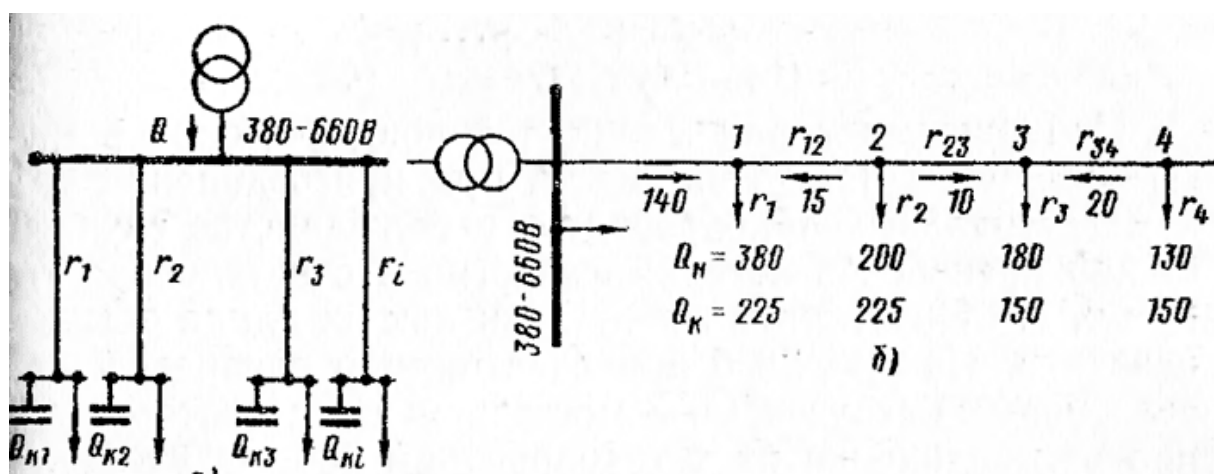
Для сетей напряжением 6-10 кВ первоначально следует полностью использовать для компенсации реактивную мощность работающих синхронных двигателей. Если же синхронные двигатели отсутствуют или их реактивной мощности недостаточно, дополнительно могут использоваться конденсаторы, которые подключаются либо на цеховых подстанциях, имеющих РУ 6-10 кВ, либо на РП. Считается целесообразным установка

конденсаторов на вторичном напряжении ПГВ 110-220 кВ, которые в этом случае служат функцией РП и от которых непосредственно проводится распределение электроэнергии среди цеховых подстанций.

Конденсаторы с напряжением 6-10 кВ не рекомендованы к установке на бесшинных цеховых подстанциях, на которых трансформаторы установлены наглухо или же строго через разъединитель, поскольку подключение конденсаторных батарей к данным подстанциям вызовет их удорожание и усложнение.

Для сетей с напряжением 380-660 В с целью компенсации реактивной мощности рекомендуются использовать свободную реактивную мощность синхронных двигателей 6-10 кВ, сохранившуюся после компенсации реактивных нагрузок в сети 6-10 кВ, в том случае если это экономически выгодно. В случаях если количество понижающих трансформаторов увеличивается то как правило передача реактивной мощности от синхронных двигателей 6-10 кВ в сеть напряжением до 1000 В оказывается невыгодным. В основном это объясняется высокой стоимостью комплектных трансформаторных подстанций (КТП). Исходя из этой же причины передача в сеть низкого напряжения реактивной мощности от генераторов заводской ТЭЦ может оказаться не ликвидной.

При отсутствии влияния окружающей среды, как правило нерегулируемые конденсаторные батареи на напряжении 380-660 В присоединяются к магистральным токопроводам, либо устанавливаются на цеховых РП. Это приводит к более эффективному использованию конденсаторов нежели чем при индивидуальной компенсации и разгружает трансформаторы цеховых подстанций и питательную сеть. Требования регулирования напряжения или реактивной мощности определяют точку установки регулируемых конденсаторных батарей в сетях до 1000 В.



а — при радиальной схеме; б — при магистральной схеме.

Рисунок 3.1- Распределение мощности конденсаторов в сетях низкого напряжения.

В связи с отсутствием снижения потерь в сети низкого напряжения, не целесообразна централизованная установка конденсаторов напряжение 380-660 В на цеховых подстанциях. Она применяется в тех случаях, когда недопустима установка конденсатора в цехе в соответствии с условиями пожаробезопасности и в то же время имеется необходимость в разгрузке силового трансформатора на подстанции. В выше упомянутых случаях необходимо провести уточнение целесообразной мощности конденсаторов напряжением до 1000 В по сравнению с конденсаторами более 1000 В. В процессе выбора цеховых конденсаторных батарей рекомендовано, чтобы их мощность была приближена к нагрузкам цехового РП, к которому присоединена данная батарея, поскольку это дает максимальный экономический эффект от снижения потерь энергии в сети.

Формула для расчета распределения мощностей конденсаторов радиальной сети:

$$Q_{ki} = \frac{Qr_3}{r_i}, \quad (3.4)$$

где Q_{ki} - искомая реактивная мощность конденсаторной батареи в данном пункте, МВАр;

Q - общая распределяемая реактивная мощность, МВАр;

r_i - сопротивление радиальной линии питающий данный пункт, Ом;

r_3 - эквивалентное сопротивление сети, Ом, определяемое по формуле:

$$r_3 = \frac{1}{\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} + \frac{1}{r_3} + \dots + \frac{1}{r_i}} \quad (3.5)$$

При разделении мощностей конденсаторов в магистральных сетях, особенно при присоединении конденсаторных батарей к магистральным токопроводам, во многих случаях можно пренебречь потерями энергии в ответвлениях r_1 и r_1 и т. д. от магистрали к КБ, так как их длина обычно невелика. На рисунке 3.1,б приведен пример распределения реактивных нагрузок Q_i и мощностей конденсаторов Q_h при присоединении их к токопроводам 380-660 В. При суммарной реактивной мощности $Q=770$ кВАр применены стандартные батареи по 225 и 150 кВАр на суммарную мощность 750 кВАр. Если нельзя пренебречь потерями электроэнергии в ответвлениях от магистрали, то определение эквивалентного сопротивления производится по формуле сложения двух параллельно соединенных сопротивлений». К примеру эквивалент сопротивления в узловой точке 3 (на рисунке 3.1 б) вычисляется по формуле:

$$r_{33} = \frac{r_3(r_{34} + r_4)}{r_3 + r_{34} + r_4} \quad (3.6)$$

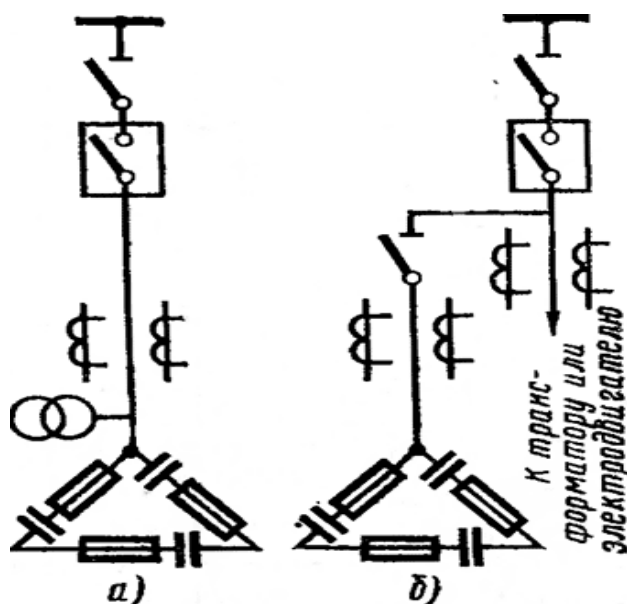
Для электроустановок малых размеров, подключаемых к действующим сетям 6-10 кВ, зачастую экономически целесообразно полная компенсация реактивной мощности на вторичном напряжении 380-660 В.

3.3 Схемы присоединения конденсаторных батарей

Наибольшее распространение получили схемы присоединение конденсаторных батарей через отдельные выключатели при напряжении 6-10 кВ, или через рубильники и предохранители или автоматы при напряжении 380 В.

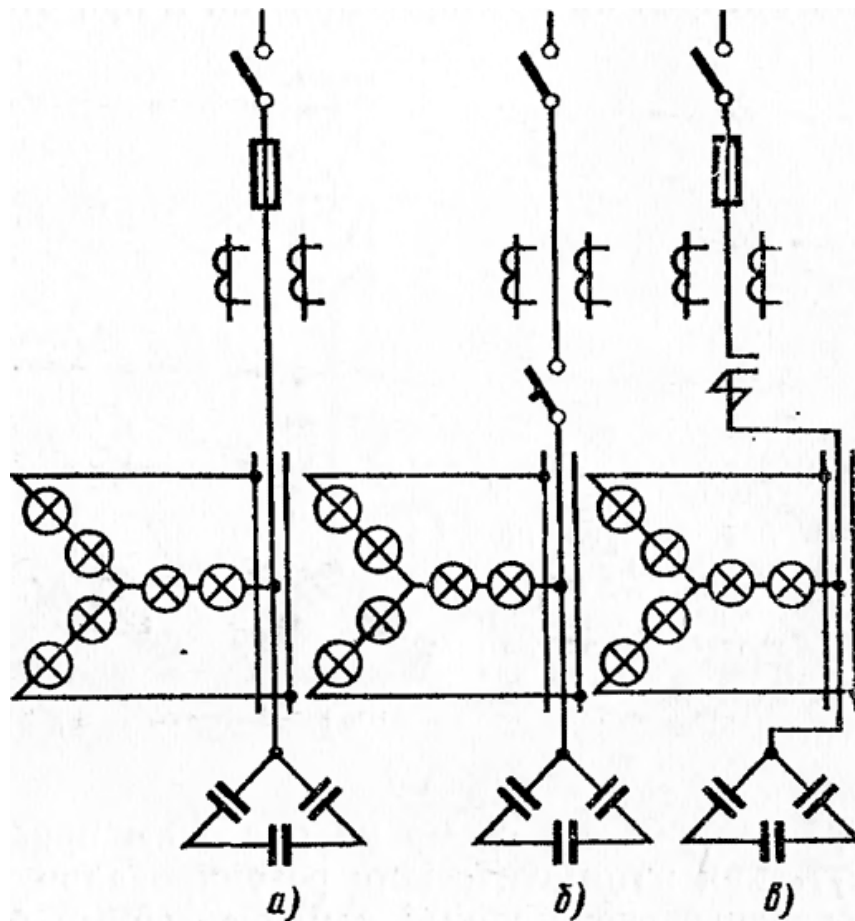
Схемы с подсоединением под общий выключатель (рисунке 3.2,б) применяются очень редко, в основном при индивидуальной компенсации реактивной мощности электродвигателей или при установке батарей на работающей подстанции, когда нет свободной камеры для установки выключателя.

Цеховые групповые щитки, токопроводы, и в некоторых случаях шины вторичного напряжения цеховых подстанций являются местами подключения конденсаторных батарей напряжением 380-660 В. Схема на рисунке 3.2, в предназначена для автоматически регулируемых батарей, схема на рисунок 3.2,б может применяться как при автоматическом регулировании конденсаторных батарей на предприятии, так и при отсутствии такого регулирования, схема на рисунке 3.2, а применяется при отсутствии автоматического регулирования.



а - к сборным шинам через выключатель: б - через общий выключатель с трансформатором или электродвигателем.

Рисунок 3.2.- Присоединение конденсаторных батарей на напряжении 6—10 кВ



а - через рубильник и предохранитель; б - через автомат; в-через рубильник, предохранитель и контактор.

Рисунок 3.3.- Присоединение конденсаторных батарей на напряжение 0,38—0,66 кВ

При необходимости регулирования реактивной мощности или на относительно крупных конденсаторных батареях используются секционированные схемы с подразделением конденсаторной батареи на несколько секций, что позволяет поочередно осмотреть или отремонтировать секцию без полного отключения всей КБ. Количество секций которое необходимо для настройки конденсаторных батарей, зависит от требуемого числа ступеней настройки. Рисунок 3.3 представляет собой экономичную секционированную схему с тремя конденсаторными батареями на каждой секции. Выключатель В₁, рассчитанный на отключение полной мощности КЗ, является точкой подключения к шинам для каждой секции. А в свою очередь выключатели В₂ в цепях КБ не предназначены для этого и служат только для переключений при автоматическом регулировании конденсаторной установки.

Первым шагом при аварийной ситуации на какой либо батареи является отключение выключателя В₁, после чего подается импульс на отключение выключателя В₂ аварийной части, а затем включается выключатель В₁ и возобновляется питание оставшихся батарей секции. В роли выключателей

В2 следует использовать вакуумные или элегазовые выключатели. В случае использования выключателя В2 на полную мощность КЗ, упрощается эксплуатация и релейная защита, однако произойдет удорожание установки.

Переходные процессы, возникающие при включении и переключении конденсаторов, характеризуются перенапряжениями и кратковременными бросками тока, значения которых сильно превышает номинальный ток батарей. Мощность батареи и параметры сети определяют бросок тока.

Для управления конденсаторными установками применяются быстродействующие выключатели, имеющие повышенную износоустойчивость контактной и механической частей и допускающие частые и быстрые переключения. Они должны обладать большой скоростью размыкания и замыкания контактов,- чтобы избежать повторных зажиганий дуги при незаряженной конденсаторной батарее, которые могут вызвать перенапряжения до трех-пятикратных значений номинального напряжения. Обычные масляные и воздушные выключатели не удовлетворяют полностью всем требованиям для коммутации емкостных нагрузок. Наиболее пригодны и перспективны вакуумные выключатели. Но они маломощны и применяются пока лишь для секционирования конденсаторных батарей и регулирования их мощности в схемах подобным представленным на рис. 31, когда им не приходится отключать тока к. з. Их выбирают, исходя примерно из полуторакратного номинального тока секции конденсаторной батареи. Весьма пригодными для регулирования конденсаторных батарей являются быстродействующие бесконтактные тиристорные выключатели. Обычные выключатели на напряжение 6—10 кВ, выбранные с запасом по номинальному току не менее чем на 50%, удовлетворительно работают при коммутации КБ мощностью до 2500 кВАр.

Если деление конденсаторной батареи на секции делается при помощи разъединителей, то последние снабжаются блокировкой с выключателем всей батареи, которая не позволяет оперировать разъединителями под нагрузкой. Для конденсаторных установок до 1000 В необходимы аппараты, рассчитанные на частое (до 20—30 операций в сутки) коммутирование часто емкостной нагрузки в диапазоне 300—800 А при автоматическом регулировании. Обычные автоматы А 3700 или контакторы КТУ-4; КТ6043 с предохранителями следует выбирать с запасом по току не менее 50%, так как они рассчитаны для коммутации индуктивной, а не емкостной нагрузки.

3.4 Виды компенсации

Для разных видов подключения конденсаторной установки, предусмотрены следующие виды компенсации:

Постоянная или индивидуальная компенсация, при которой индуктивная реактивная мощность компенсируется напрямую в точке ее возникновения, что приводит к разгрузке подводящих проводов (для

обособленных, работающих в продолжительном режиме потребителей с относительно большой или постоянной мощностью- разрядные лампы, трансформаторы, асинхронные двигатели, сварочные аппараты и т.д.)

Групповая компенсация, в которой также как при индивидуальной компенсации для несколько параллельно работающих потребителей подсоединяется общий постоянный конденсатор (для расположенных вблизи друг от друга групп разрядных ламп, электродвигателей). Здесь также происходит разгрузка подводящей линии, но лишь до распределения на отдельных потребителей.

Централизованная компенсация при которой определенное количество конденсаторов подсоединяется к групповому или главному распределительному шкафу. Данная компенсацию обычно используют в больших электрических системах с переменной нагрузкой. Электронный регулятор выполняет функцию управления данной конденсаторной установкой, тем самым являясь контроллером, который постоянно анализирует потребление реактивной мощности от сети. Эти регуляторы включают и отключают конденсаторы, которые осуществляют компенсацию мгновенной реактивной мощности общей нагрузки и тем самым уменьшается суммарная мощность, потребляемая от сети.

Конденсаторные ветви представляют собой процесс установки компенсации реактивной мощности и в своем построении и этапах подбираются исходя из конфигураций каждой электросети и ее потребителей реактивной мощности.

Наибольшее распространение получили ветви в 5 кВАр, 7,5 кВАр, 10 кВАр 12,5 кВАр, 20 кВАр, 25 кВАр, 30 кВАр, 50 кВАр. Путем соединения нескольких малых ветвей достигаются более крупные ступени включения (100 кВАр или больше). Тем самым уменьшается нагрузка сети создаваемая токами включения из чего следует уменьшение помех вследствие импульсов тока. При наличии большой доли высших гармоник в напряжении электросети, как правило конденсаторы защищают дросселями (реакторами фильтрующих контуров).

3.5 Расчет компенсации реактивной мощности

1. Расчет потерь напряжения и активной мощности без подключения КУ

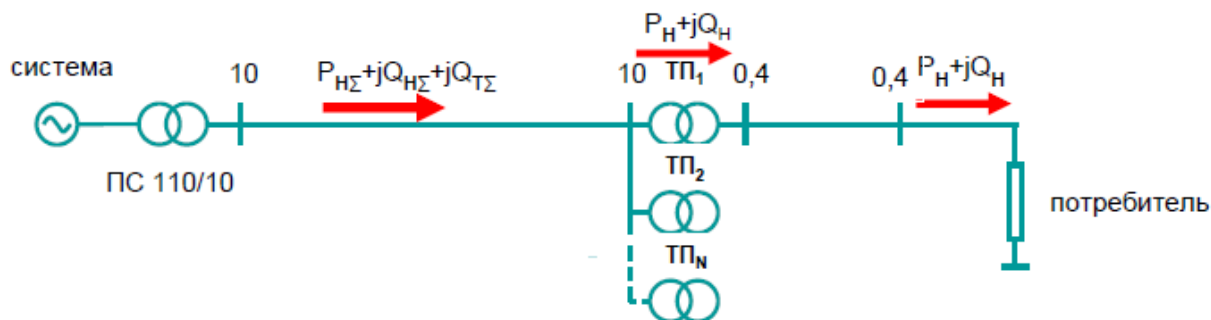


Рисунок 3.4- Схема замещения без КУ

Так как существуют различные способы компенсации реактивной мощности, то рассмотрим один из способов. Проведем расчеты по упрощенной схеме электроснабжения.

Исходные данные:

ПС 110/10 : $P_{p1}=15000$ кВт, $Q_{p1}=11000$ кВАр.

ТП: $P_{p2}=2400$ кВт, $Q_{p2}=1800$ кВАр.

Потребитель: $P_{p3}=1320$ кВт, $Q_{p3}=990$ кВАр.

Длина линии ПС-ТП 500м. Марка кабеля ААШв-10-(3x240). От ТП до потребителя устанавливаем провод марки ААВГ-(3x150) длиной 20м.

Из условия баланса реактивной мощности на шинах 0,4 кВ определим величину $Q_{нбк 1}$:

$$Q_{нбк 1} + Q_1 = Q_{p 0,4}, \text{ отсюда}$$

$$Q_{нбк 1} = Q_{p 0,4} - Q_1 = 10010,83 - 4836,5 = 5164,276 \text{ квар.}$$

Определим мощность одной батареи конденсаторов, приходящуюся на каждый трансформатор:

$$Q_{нбк тп} = \frac{Q_{нбк}}{N_{ТЗ}} = \frac{5164,276}{13} \approx 397,25 = 450 \text{ квар.}$$

Расчет потерь напряжения и активной мощности:

$$\Delta U = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_n}; \quad (3.7)$$

$$\Delta U \% = \frac{\Delta U}{U_i} \cdot 100\%; \quad (3.8)$$

$$\Delta P = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{U^2} \cdot R; \quad (3.9)$$

Рассчитаем потери напряжения и активной мощности на участке ПС-ТП:

$$\Delta U_1 = \frac{(15000 \cdot 0,169 \cdot 0,5 + 11000 \cdot 0,078 \cdot 0,5)}{10,5} = 161,6B;$$

$$\Delta U_1 \% = \frac{161,6}{10500} \cdot 100\% = 1,5\%.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\sqrt{15000^2 + 11000^2}}{10,5^2} \cdot 0,084 = 14,17кВт;$$

Потери напряжения и активной мощности на ТП

$$\Delta U_2 = \frac{(2400 \cdot 0,329 \cdot 0,05 + 1800 \cdot 0,081 \cdot 0,05)}{0,4} = 116B;$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{116}{10500} \cdot 100\% = 1,1\%.$$

$$\Delta P_2 = \frac{\sqrt{2400^2 + 1800^2}}{10,5^2} \cdot 0,016 = 0,42кВт;$$

Потери напряжения и активной мощности непосредственно у потребителя

$$\Delta U_3 = \frac{(1320 \cdot 0,329 \cdot 0,02 + 990 \cdot 0,081 \cdot 0,02)}{0,4} = 25,75B;$$

$$\Delta U_3 \% = \frac{25,75}{10500} \cdot 100\% = 0,25\%.$$

$$\Delta P_3 = \frac{\sqrt{1320^2 + 990^2}}{10,5^2} \cdot 0,0066 = 0,1кВт.$$

Централизованная установка БК на стороне 6(10) кВ

1. Расчет потерь напряжения и активной мощности после подключения ВБК

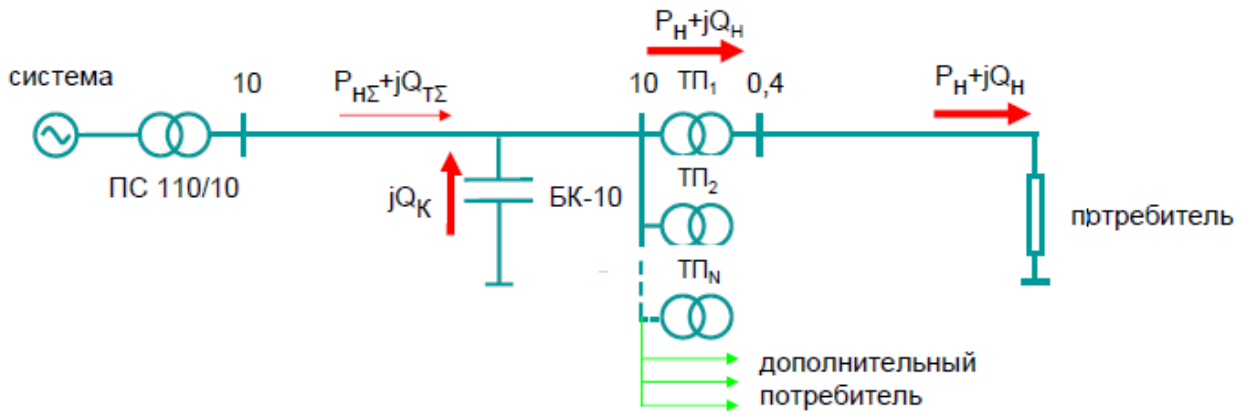


Рисунок 3.5- Схема замещения с ВБК УКЛ-10,5-1500 УЗ

Составим баланс реактивной мощности для шин 10 кВ ГПП:

$$\sum Q = 0; \sum Q_{\text{потр}} = \sum Q_{\text{ист}};$$

$$Q_{p0,4} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{p\text{ДСП}} + \Delta Q_{\text{трДСП}} + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} - Q_{\text{СД}} - Q_{\text{ВБК}} = 0;$$

Резервная мощность:

$$Q_{\text{рез}} = 0,1 \times \sum Q_p = 0,1 \cdot (10015,83 + 983,232) = 1100 \text{ квар.}$$

Мощность, поступающая от энергосистемы:

$$Q_{\text{э}} = \text{tg}\varphi_{\text{э}} \times \sum P_{\text{рзав}} = (0,23 - 0,25) \times \sum P_{\text{рзав}};$$

$$Q_{\text{э}} = 0,23 \cdot (15000 + 135,71) = 3693,2 \text{ квар.}$$

Мощность ВБК определим из условия баланса реактивной мощности:

$$Q_{\text{ВБК}} = Q_{p0,4} + \Delta Q_{\text{тр}} + Q_{p\text{ДСП}} + \Delta Q_{\text{трДСП}} + Q_{\text{рез}} - Q_{\text{э}} - Q_{\text{НБК}} = 10015,83 + 983,232 + 1100 - 3693,2 - 5164,276 = 3224,99 \text{ квар.}$$

$$Q_{\text{ВБК}}: 3224,99 / 2 = 1612,5 = 1500 \text{ квар.}$$

Устанавливаем ВБК марки УКЛ-10,5-1500 УЗ.

После установки ВБК получаем другие значения Q_p .

ПС 110/10 : $P_{p1} = 15000 \text{ кВт}, Q_{p1} = 8000 \text{ кВАр.}$

ТП: $P_{p2} = 2400 \text{ кВт}, Q_{p2} = 1290 \text{ кВАр.}$

Потребитель: $P_{p3} = 1320 \text{ кВт}, Q_{p3} = 720 \text{ кВАр.}$

Рассчитаем потери напряжения и активной мощности на участке ПС-ТП:

$$\Delta U_1 = \frac{(15000 \cdot 0,169 \cdot 0,5 + 8000 \cdot 0,078 \cdot 0,5)}{10,5} = 150,4B;$$

$$\Delta U_1 \% = \frac{150,4}{10500} \cdot 100\% = 1,4\%.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\sqrt{15000^2 + 8000^2}}{10,5^2} \cdot 0,084 = 12,95кВт.$$

Потери напряжения и активной мощности на ТП

$$\Delta U_2 = \frac{(2400 \cdot 0,329 \cdot 0,05 + 1290 \cdot 0,081 \cdot 0,05)}{0,4} = 111,7B;$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{111,7}{10500} \cdot 100\% = 1,06\%.$$

$$\Delta P_2 = \frac{\sqrt{2400^2 + 1290^2}}{10,5^2} \cdot 0,016 = 0,42кВт.$$

Потери напряжения и активной мощности непосредственно у потребителя

$$\Delta U_3 = \frac{(1320 \cdot 0,329 \cdot 0,02 + 720 \cdot 0,081 \cdot 0,02)}{0,4} = 24,6B;$$

$$\Delta U_3 \% = \frac{25,75}{10500} \cdot 100\% = 0,23\%.$$

$$\Delta P_3 = \frac{\sqrt{1320^2 + 990^2}}{10,5^2} \cdot 0,0066 = 0,09кВт.$$

После установки ВБК можем наблюдать снижение потерь на всем участке цепи, в частности наибольшей компенсации подвергся участок ПС-ТП.

2. Расчет потерь напряжения и активной мощности после централизованной установки конденсаторных батарей на стороне 0,4кВ

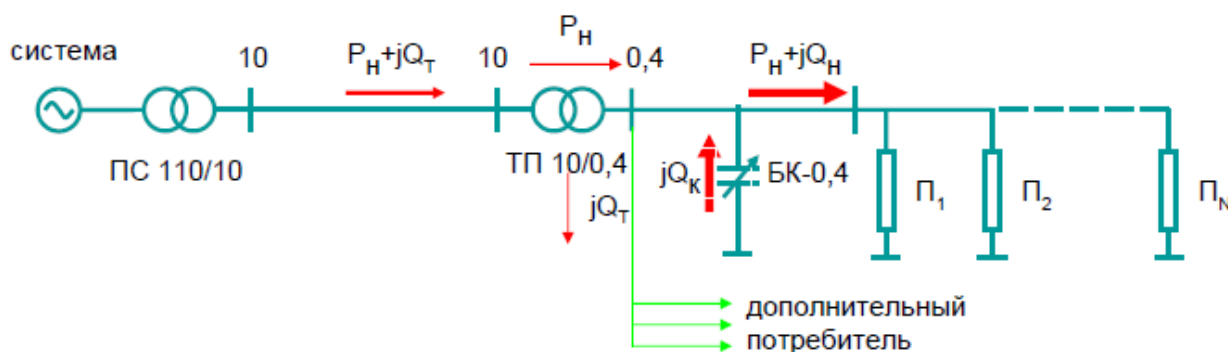


Рисунок 3.6- Схема замещения с конденсаторными батареями на стороне 0,4кВ

Устанавливаем НБК УКЛН-0,4-450 УЗ на 450 кВар. Так как у нас ТП-1 состоит из 2 трансформаторов, следовательно устанавливаем 2 НБК, то есть суммарно на 900 кВар.

После компенсации получаем:

ПС 110/10 : $P_{p1}=15000$ кВт, $Q_{p1}=10100$ кВАр.

ТП: $P_{p2}=2400$ кВт, $Q_{p2}=900$ кВАр.

Потребитель: $P_{p3}=1320$ кВт, $Q_{p3}=495$ кВАр.

Рассчитаем потери напряжения и активной мощности на участке ПС-ТП:

$$\Delta U_1 = \frac{(15000 \cdot 0,169 \cdot 0,5 + 10550 \cdot 0,078 \cdot 0,5)}{10,5} = 159,9B;$$

$$\Delta U_1 \% = \frac{158,22}{10500} \cdot 100\% = 1,52\%.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\sqrt{15000^2 + 10550^2}}{10,5^2} \cdot 0,084 = 14кВт.$$

Потери напряжения и активной мощности на ТП

$$\Delta U_2 = \frac{(2400 \cdot 0,329 \cdot 0,05 + 900 \cdot 0,081 \cdot 0,05)}{0,4} = 107,78B;$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{107,78}{10500} \cdot 100\% = 1,02\%.$$

$$\Delta P_2 = \frac{\sqrt{2400^2 + 900^2}}{10,5^2} \cdot 0,016 = 0,37кВт.$$

Потери напряжения и активной мощности непосредственно у потребителя

$$\Delta U_3 = \frac{(1320 \cdot 0,329 \cdot 0,02 + 495 \cdot 0,081 \cdot 0,02)}{0,4} = 23,75 \text{ В};$$

$$\Delta U_3 \% = \frac{23,75}{10500} \cdot 100\% = 0,22\%.$$

$$\Delta P_3 = \frac{\sqrt{1320^2 + 495^2}}{10,5^2} \cdot 0,0066 = 0,084 \text{ Вт}.$$

3. Расчет потерь напряжения и активной мощности после групповой компенсации реактивной мощности на стороне 0,4кВ

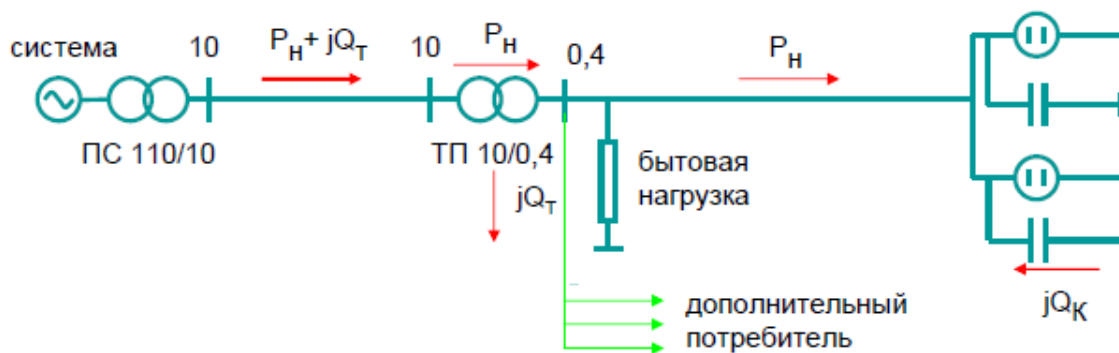


Рисунок 3.7- Схема замещения с конденсаторными батареями непосредственно на потребителе на стороне 0,4кВ

Устанавливаем конденсаторную батарею УКЛН-0,4-650 У3 у потребителя.

После компенсации получаем:

ПС 110/10 : $P_{p1}=15000$ кВт, $Q_{p1}=10400$ кВАр.

ТП: $P_{p2}=2400$ кВт, $Q_{p2}=1300$ кВАр.

Потребитель: $P_{p3}=1320$ кВт, $Q_{p3}=390$ кВАр.

Рассчитаем потери напряжения и активной мощности на участке ПС-ТП:

$$\Delta U_1 = \frac{(15000 \cdot 0,169 \cdot 0,5 + 10400 \cdot 0,078 \cdot 0,5)}{10,5} = 159,3 \text{ В};$$

$$\Delta U_1 \% = \frac{159,3}{10500} \cdot 100\% = 1,52\%.$$

$$\Delta P_1 = \frac{\sqrt{15000^2 + 10400^2}}{10,5^2} \cdot 0,084 = 13,9 \text{ Вт}.$$

Потери напряжения и активной мощности на ТП

$$\Delta U_2 = \frac{(2400 \cdot 0,329 \cdot 0,05 + 1300 \cdot 0,081 \cdot 0,05)}{0,4} = 111,84 \text{В};$$

$$\Delta U_2 \% = \frac{111,84}{10500} \cdot 100\% = 1,06\%.$$

$$\Delta P_2 = \frac{\sqrt{2400^2 + 1300^2}}{10,5^2} \cdot 0,016 = 0,4 \text{кВт}.$$

Потери напряжения и активной мощности непосредственно у потребителя

$$\Delta U_3 = \frac{(1320 \cdot 0,329 \cdot 0,02 + 390 \cdot 0,081 \cdot 0,02)}{0,4} = 23,3 \text{В};$$

$$\Delta U_3 \% = \frac{23,3}{10500} \cdot 100\% = 0,22\%.$$

$$\Delta P_3 = \frac{\sqrt{1320^2 + 390^2}}{10,5^2} \cdot 0,0066 = 0,082 \text{Вт};$$

Таблица 3.2- Сравнение вариантов компенсации реактивной мощности

	До компенсации	ВБК	Централизованная установка НБК на 0,4 кВ	Групповая установка НБК на 0,4 кВ
$\Delta U_1, \text{В}$	161,6	150,4	159,9	159,3
$\Delta U_1 \%$	1,5	1,4	1,52	1,52
$\Delta P_1, \text{кВт}$	14,17	12,95	14	13,9
$\Delta U_2, \text{В}$	116	111,7	107,78	111,84
$\Delta U_2 \%$	1,1	1,06	1,02	1,06
$\Delta P_2, \text{кВт}$	0,42	0,395	0,37	0,4
$\Delta U_3, \text{В}$	25,75	24,6	23,75	23,3
$\Delta U_3 \%$	0,25	0,23	0,22	0,22
$\Delta P_3, \text{кВт}$	0,1	0,09	0,084	0,082

Проделав расчеты, проанализировав полученные данные можно сделать вывод, что компенсация реактивной мощности влияет на всем участки цепи. Вариант с централизованной установкой ВБК на стороне 10кВ является оптимальным с технико-экономической стороны.

4 Безопасность жизнедеятельности

4.1 Анализ условий труда печного цеха

Опасные и вредные факторы, возникающие при термической обработке изделий, в первую очередь обусловлены ее видом, применяемым оборудованием и рабочими средами (с контролируемой атмосферой, с расплавами солей, воздушные, вакуумные и т. д.). К основному оборудованию термических цехов относят печи, нагревательные и охлаждающие устройства. Кроме основного оборудования в термических цехах применяют дополнительное (для правки, очистки, поверхностного упрочнения, нанесения гальванических покрытий и т.д.), вспомогательное (для получения контролируемых атмосфер, средства механизации, подъемнотранспортное, вентиляторы, воздуходувки, маслоохладительные системы, складское и др.) и контрольное (приборы контроля качества изделий, теплового режима, состава атмосферы, управления процессами и т. д.)

Основными вредными или опасными производственными факторами при термической обработке могут быть следующие.

Повышенная загазованность или запыленность воздуха рабочей зоны. Токсичными газами, содержащимися в составе контролируемых атмосфер и исходных газах, являются: окись углерода CO , аммиака NH_3 , диоксид серы SO_2 , сероводород H_2S , бензол C_6H_6 и др. Появление резкого запаха некоторых газов, например аммиака, сернистых газов, пропана, является предупреждением о неполадках.

В процессах термической обработки могут применяться цианистые соли (KCN , NaCN и др.) - сильнейшие яды. В присутствии влаги, кислот, а также углекислоты, содержащейся в воздухе, цианистые соли выделяют цианистый водород (синильная кислота HCN), вызывающий быстрое удушье вследствие паралича тканей дыхательных органов.

Повышенная температура материалов или поверхностей оборудования, повышенный уровень теплового излучения. Ожоги можно получить: при выбросах расплава вследствие нарушения технологического процесса; при возгорании закалочных масел; при воспламенении горючих газов, применяемых в качестве контролируемых атмосфер; при прикосновении к нагретым изделиям или частям печей; при прикосновении к наружным частям оборудования (дверцам, ручкам и т. д.), температура которых повысилась вследствие выхода из строя теплоизоляции и т. д. Перегрев и ожоги возможны также за счет интенсивного теплового излучения.

Повышенное значение напряжения в электрических цепях. Электротермическое оборудование имеет токоведущие части непосредственно в рабочем пространстве, зачастую без электрической изоляции. Это представляет опасность при соприкосновении с открытыми токоведущими частями в момент загрузки, выгрузки или перемещения нагреваемых изделий (материалов) и при других технологических операциях.

Контакт человека с токоведущей частью возможен также через изделие или инструмент.

Вследствие неисправности может возникнуть электрический контакт между токоведущими частями (нагревателями, электродами) и другими металлическими частями электропечи; в результате такие сборочные единицы, как гляделки, каркас, дверца, с которыми в процессе эксплуатации соприкасается персонал, могут оказаться под напряжением.

Огромное значение имеет освещенность помещения. При недостаточной освещенности и плохом качестве освещения состояние зрительных функций человека находится на низком исходном уровне, повышается утомление зрения в процессе выполнения работы, возрастает риск производственного травматизма.

Повышенная напряженность электромагнитных полей. При эксплуатации высокочастотных установок на организм человека могут воздействовать электрические и магнитные поля. В диапазоне частот 0,06-300 МГц нормируются предельно допустимые напряженности E и H соответственно электрического и магнитного полей, которые равны:

Частота, МГц	0,06- 1,5	1,5-3,0	3-30	30-50	50-300
E , В/м	50	50	20	10	5
H , А/м	5	-	-	0,3	-

В диапазоне частот 300 МГц-300 ГГц нормируется допустимая плотность потока энергии электромагнитных волн и время пребывания на рабочих местах и местах возможного нахождения персонала.

Уровень шума на рабочих местах: при работе некоторых печей, например при перемагничивании сердечников в индукционных нагревательных печах, вибрациях и работе механизмов, может возникнуть шум, превышающий допустимые нормы.

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы. Вследствие движения машин, механизмов, материалов, а также при ведении ремонтных работ, например при ремонте внутренних частей электропечей, связанном с работой в неудобных условиях (низкие, узкие рабочие камеры и пр.) и эксплуатации различных механизмов, возникает опасность травмирования. В частности, при дробеструйной обработке изделий возможно травмирование при плохом состоянии защитных шторок, бронезащитных щитков, ограждений вращающихся частей и оправок с пружинами на машинах проходного типа. [12]

4.2 Разработка мероприятий по улучшению условий труда

Вредные вещества (пыль, пары металлоорганических соединений, вредные вещества) проникают в организм человека через дыхательные пути,

через кожу и оказывают раздражающее действие на слизистую оболочку глаз, дыхательные пути, кожу. В организме человека пыль вызывает раздражение дыхательных путей, приводит к появлению специфических заболеваний. Концентрация пыли и других вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должна превышать значений, установленных ГОСТ 12.1.003, ГОСТ 12.1.005 и методическими указаниями "Контроль содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны".

Нормируемые параметры:

оптимальные:

Температура 20 - 22°C;

Относительная влажность воздуха не более 40 - 60%;

Скорость движения воздуха 0.3 м/с.

допускаемые:

Температура 15 - 21°C;

Относительная влажность воздуха не более 75%;

Скорость движения воздуха (не более) 0.4 м/с.

По вредным выбросам:

Цинка окись (не более) 5 мг/м³;

Кремния окись (не более) 1 мг/м³;

Сурьмы окись (не более) 5 мг/м³.

Таким образом, рекомендуется использование респиратора во время формовки и выбивки, а также применять общеобменную и местную вентиляции.

Для цеха дуговых печей абразивного завода проведен расчет воздухообмена из условия выделения вредных веществ. В рассматриваемом помещении в воздух рабочей зоны выделяется сразу несколько вредных веществ, расчет проведен для оксида углерода. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 ПДК диоксида углерода составляет не более 27000 мг/м³. Мощность печи 2800 кВА. Процентное содержание (р) СО₂ 30%.

Целью данного расчета является определение количества приточного воздуха по формуле:

$$L_в = \frac{G_{вр}}{q_{ПДК} - q_{п}} \quad (4.1)$$

$$L_в = \frac{G_{вр}}{q_{ПДК} - q_{п}} = \frac{165,735 \cdot 10^6}{(27000 - 8100)3600} = 2.44, м^3 / с$$

где L_в- количество приточного или удаляемого воздуха в зависимости от принятой схемы механической вентиляции, м³/с,

G_{вр} - количество вредных веществ, выделяемых в производственном помещении, мг/с,

$q_{\text{ПДК}}$ - предельно допустимая концентрация вредных веществ в помещении, мг/м^3 . Определяется из ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ "Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны".

$q_{\text{п}}$ - концентрация вредных веществ в наружном воздухе, подаваемом в помещение, мг/м^3 :

$$q_{\text{п}} = 0,3 \cdot q_{\text{ПДК}} \quad (4.2)$$

$$q_{\text{п}} = 0,3 \cdot q_{\text{ПДК}} = 0,3 \cdot 27000 = 8100 \text{мг/м}^3$$

Количество оксида углерода, поступающего в воздух рабочей зоны, определяется по формуле:

$$G_{\text{CO}} = B \cdot \beta \cdot \frac{p}{100}, \text{ кг/ч} \quad (4.3)$$

$$G_{\text{CO}} = B \cdot \beta \cdot \frac{p}{100} = 36,83 \cdot 15 \cdot \frac{30}{100} = 165,735, \text{ кг/ч}$$

где B - расход природного газа, кг/ч ;

β - количество отходящих газов, образующихся при сжигании 1 кг топлива, кг/кг (для газовых печей 15 кг/кг);

p - процентное содержание CO в отходящих газах (3-5%).

Расход природного газа определяется по формуле:

$$B = \alpha \cdot K_p \cdot \sqrt{N}, \text{ кг/ч} \quad (4.4)$$

$$B = \alpha \cdot K_p \cdot \sqrt{N} = 0,58 \cdot 1,2 \cdot \sqrt{2800} = 36,83, \text{ кг/ч}$$

где α - удельный расход топлива на 1 кВт мощности, принимается равным 0.58 кг/кВтч ;

K_p - коэффициент режима работы печи с учетом разогрева и регулирования процессом горения, принимается равным от 1.2 до 1.5;

N - мощность печей, кВт.

Расчет воздухообмена из условия выделения избыточного явного тепла.

Для цеха дуговых печей проведен расчет воздухообмена из условия выделения избыточного явного тепла от дуговой сталеплавильной печи. Размеры помещения цеха дуговых печей равны длина 143 м, ширина 79 м, высота 12 м.

При выделении избыточного явного тепла в производственном помещении количество приточного (удаляемого) воздуха определяется из условия компенсации избытков этого тепла:

$$L_{\epsilon} = \frac{Q_{я}}{C_{\epsilon} \cdot \rho_{\epsilon} \cdot (t_{y\partial} - t_n)}, \text{ м}^3/\text{с} \quad (4.5)$$

$$L_{\epsilon} = \frac{Q_{я}}{C_{\epsilon} \cdot \rho_{\epsilon} \cdot (t_{y\partial} - t_n)} = \frac{2700 \cdot 1000}{1000 \cdot 1,2 \cdot [(22,75 - 14) + 273]} = 8 \text{ м}^3/\text{с}$$

Здесь $Q_{я}$ - избытки явного тепла в производственном помещении, Вт, есть разность между поступающим в помещение явным теплом и количеством уходящего из помещения тепла определяется из формулы:

$$Q_{я} = q \cdot V, \text{ Вт} \quad (4.6)$$

$$Q_{я} = q \cdot V = 100 \cdot 30 \cdot 75 \cdot 12 = 2700 \text{ кВт}$$

где q -удельный избыток явного тепла, Вт/м³.

В горячих цехах (литейных, кузнечных, прокатных, термических, котельных и др.) удельный избыток явного тепла в оценочных работах принимается равным 100÷200 Вт/м³ в более точных расчетах величины $Q_{я}$ определяют с учетом тепла, выделяемого всеми энергетическими установками.

V - объем производственного помещения, м³;

C_{ϵ} - массовая теплоемкость приточного воздуха, принимаемая 1000 Дж/(кг·К);

ρ_{ϵ} - плотность приточного воздуха, принимаемая 1.2 кг/м³;

$t_{уд}$ - температура удаляемого из помещения воздуха, определяемая по формуле:

$$t_{уд} = t_{норм} + \Delta t \cdot (H - 2), \text{ } ^\circ\text{C} \quad (4.7)$$

$$t_{уд} = t_{норм} + \Delta t \cdot (H - 2) = 22 + 1,5 \cdot (2,5 - 2) = 22,75 \text{ } ^\circ\text{C}$$

где $t_{норм}$ - нормируемая температура в помещении выбирается по ГОСТ 12.1.005-88 в зависимости от категории тяжести выполняемых работ для теплого периода года;

Δt - градиент температуры, принимаемый для непромышленного помещения равным 0.5 град/м, для производственных помещений равным 1.5 град/м;

H - расстояние от пола до центра вытяжных проемов, м;
 $t_{\text{п}}$ - температура приточного воздуха. Принимается на $5\div 8\text{ }^{\circ}\text{C}$ ниже допустимой температуры нормированной в рабочей зоне.

Естественная вентиляция зданий осуществляется посредством удаления загрязненного воздуха с помощью вытяжных труб (шахт) и поступления чистого наружного воздуха через приточные каналы или неплотности в строительных конструкциях.

Разность давлений на концах трубы:

$$\Delta H = g \cdot h \cdot (\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{в}}) \quad (4.8)$$

$$\Delta H = 9,81 \cdot 15 \cdot (1,2 - 1,16) = 5,886 \text{ Па}$$

где $g = 9,81 \text{ м/с}^2$ — ускорение свободного падения;

h — длина вытяжной трубы, м;

$\rho_{\text{н}} > \rho_{\text{в}}$ — плотность соответственно наружного и внутреннего воздуха, кг/м³: при нормальном атмосферном давлении и температуре T (К) плотность воздуха $\rho = 353/T$ (здесь 353 — переводной коэффициент). Температура внутри помещения $t_{\text{в}} = 32\text{ }^{\circ}\text{C}$

Действительная скорость движения воздуха в трубе меньше теоретической, так как на своем пути он преодолевает сопротивление, зависящее от формы поперечного сечения трубы и качества поверхности ее стенок. Эту скорость рассчитывают по формуле

$$v_{\text{д}} = 4.43 \cdot \psi \cdot \sqrt{h \cdot \frac{(\rho_{\text{н}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{н}}}} \quad (4.9)$$

$$v_{\text{д}} = 4.43 \cdot 0,5 \cdot \sqrt{15 \cdot \frac{(1,2 - 1,16)}{1,2}} = 1,57 \text{ м/с}$$

По найденному значению $v_{\text{д}}$ вычисляется суммарная площадь сечения вытяжных труб, м²,

$$S_{\text{Т}} = \frac{L}{v_{\text{д}}} \quad (4.10)$$

$$S_{\text{Т}} = \frac{8}{1,57} = 5,1 \text{ м}^2$$

где L — требуемый воздухообмен, м³/с.

Так как величина требуемого снижения шума $\Delta L_{тр}$ для ремонтно-механического цеха получилась отрицательной, то не требуются мероприятия по снижению шума.

5.3 Разработка зануления низковольтного оборудования

Цех дуговых печей получает питание от трансформаторной подстанции, в которой установлены 2 трансформатора мощностью 3200 кВА. Самым отдаленным электроприемником является кран (мощность 10 кВт). Его питание осуществляется от ЩР-3, с использованием кабеля АВВГ-(4х4) (длина $L_1=80$ м). Распределительный щит ЩР-3 запитан от шин подстанции с помощью кабеля АВВГ-(3х150)+(1х70) (длина $L_2=15$ м).

Питание электроприборов внутри помещения осуществляется от трехфазной сети напряжением 380 В и частотой 50 Гц с использованием автоматов токовой защиты.

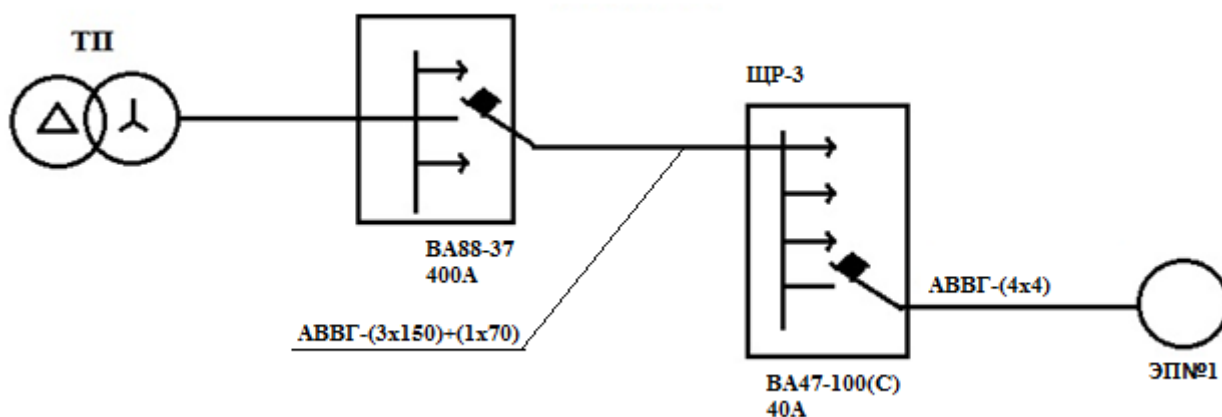


Рисунок 5.1 - Схема замещения

Номинальный ток электродвигателя:

$$I = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} \quad (4.11)$$

$$I = \frac{1000 \cdot P}{\sqrt{3} \cdot U_H \cdot \cos\varphi} = \frac{1000 \cdot 10}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0.8} = 19, \text{ А}$$

$$I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} \cdot I_{\text{р}}; (4.12)$$

$$I_{\text{пуск}} = 5 \cdot 19 = 95 \text{ А.}$$

Номинальный ток плавкой вставки:

$$(4.13) \quad I_{\text{нпл.вст}} = \frac{I_{\text{пускЭД}}}{K_T}$$

$$I_{\text{нпл.вст}} = \frac{95}{2,5} = 38 \text{ А}$$

Выбираем ближайшую стандартную плавку вставки на ток 40 А.
Ожидаемое значение тока короткого замыкания

$$I_{\text{кз}} > 3 \cdot I_{\text{нпл.вст}} \quad (4.14)$$

$$I_{\text{кз}} > 3 \cdot I_{\text{нпл.вст}} = 3 \cdot 40 = 120 \text{ А}$$

Выбираем автоматический выключатель АВВ S-208-40 (40А).

Определим полное сопротивление элементов цепи:

а) сопротивление трансформатора для группы соединения

$$\Delta/Y_0 - 11: Z_T = 27 \text{ мОм};$$

б) сопротивление кабельной линии от ЩР-3 до ЭП-1 (АВВГ(4х4) L₁=48м):

$$Z_{\text{пф-0}} = 18,4 \text{ Ом/км.}$$

$$Z_{\text{кЛ-1}} = Z_{\text{пф-0}} \cdot L_1 = 18,4 \cdot 0,08 = 1,472 \text{ Ом.} \quad (4.15)$$

в) сопротивление кабельной линии от ТП до ЩР-3 (АВВГ(3х150)+(1х95) L₂=15м):

$$Z_{\text{пф-0}} = 0,986 \text{ Ом/км.}$$

$$Z_{\text{кЛ-2}} = Z_{\text{пф-0}} \cdot L_2 = 0,986 \cdot 0,015 = 0,015 \text{ Ом.} \quad (4.16)$$

Определим токи КЗ:

$$I_{\text{к1}} = \frac{U_{\phi}}{Z_m/3 + Z_{\text{кЛ-1}} + Z_{\text{кЛ-2}}} = \frac{220}{0,027/3 + 0,015 + 1,472} = 1,47 \text{ кА}; \quad (4.17)$$

$$I_{\text{к2}} = \frac{U_{\phi}}{Z_m/3 + Z_{\text{кЛ-2}}} = \frac{220}{0,027/3 + 0,015} = 9,2 \text{ кА.} \quad (4.18)$$

Определим кратность тока:

$$\frac{I_{\text{к1}}}{I_{\text{нАВТ}}} = \frac{1,47 \text{ кА}}{40} = 36,7;$$

$$\frac{I_{k2}}{I_{\text{HАВТ}}} = \frac{9,2 \text{кА}}{40} = 230.$$

условие $I_{k3} \geq I_n \cdot K$, где $K_a = 1,25$;
 $1,47 \text{ кА} > 1,25 \cdot 40 = 50 \text{А}$;
 $9,2 \text{ кА} > 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ А}$.

Условие выполняется, следовательно, автоматический выключатель сработает в случае короткого замыкания.

Определение времени срабатывания аппарата защиты: автомата-принимается из справочника. В данном случае время отключения аппарата защиты равно 0,16 секунд.

Потенциал корпуса поврежденного оборудования:

$$U_{k1} = I_{k1} \cdot R_{\text{КЛ-1}} = 1,47 \cdot 0,056 = 82 \text{ В} \quad (4.17)$$

$$R_{\text{КЛ-1}} = \frac{\rho \cdot l}{s} = \frac{0,028 \cdot 80}{4} = 0,056 \text{ Ом}, \quad (4.18)$$

где ρ -удельное сопротивление алюминиевой жилы принимается равной $0,028 \text{ Ом} \cdot \frac{\text{мм}^2}{\text{м}}$;

S- сечение жилы, мм²;

L- длина проводника, м.

$$U_{k2} = I_{k2} \cdot R_{\text{КЛ-2}} = 9,2 \cdot 0,006 = 55,2 \text{ В}; \quad (4.19)$$

$$R_{\text{КЛ-2}} = \frac{\rho \cdot l}{s} = \frac{0,028 \cdot 15}{70} = 0,006 \text{ Ом}. \quad (4.20)$$

Ток, проходящий через тело человека, равен

$$I_{h1} = \frac{U_{k1}}{R_h} = \frac{82}{1000} = 82 \text{ мА}; \quad (4.22)$$

$$I_{h2} = \frac{U_{k2}}{R_h} = \frac{55,2}{1000} = 55,2 \text{ мА}. \quad (4.23)$$

Такие величины тока являются допустимыми при времени воздействия 0,6-0,9 секунд, т.е. время срабатывания автоматического выключателя не превышает допустимых величин.

5 Экономическая часть.

5.1 Цель разработки проекта

Абразивный завод – это промышленное предприятие, которое специализируется на выпуске абразивного инструмента.

Питание завода данного проекта может осуществляться от подстанции энергосистемы, на которой установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 115/37/10 кВ. Мощность энергосистемы 1000 МВА. Трансформаторы работают отдельно. Расстояние от подстанции энергосистемы до фабрики 6,3 км. Завод работает в три смены.

Из-за полного отсутствия электропитания данного завода на данный момент, необходимо строительство проекта.

Исходя из того, что в энергосистеме установлено два трехобмоточных трансформатора мощностью по 63 МВА напряжением 115/37/10 кВ, имеем три варианта развертывания электроснабжения предприятия:

1. Снабжения со строительством ЛЭП-110кВ и ОРУ-110/10кВ.
2. Снабжения со строительством ЛЭП-35кВ и ОРУ-35/10кВ.
3. Снабжения со строительством ЛЭП-10кВ без строительства ОРУ.

5.2 Техничко-экономические расчеты выбора варианта.

Из технических расчетов следует, что сооружение ЛЭП-10кВ конструктивно невозможно, следовательно, остается два возможных варианта снабжения:

1. Снабжения со строительством ЛЭП-110кВ и ОРУ-110/10кВ (I вариант).
2. Снабжения со строительством ЛЭП-35кВ и ОРУ-35/10кВ (II вариант).

Для каждого из данных вариантов распишем капитальные вложения на развертывание и эксплуатацию схемы снабжения.

Техничко-экономическое сравнение вариантов осуществляется по методу минимальных приведенных затрат:

$$ПЗ = E_n \times K + И, \quad (5.1)$$

где E_n - коэффициент сравнительной эффективности;

K - капиталовложения;

$И$ - издержки;

Расчет приведенных затрат по I варианту

$$K_{\Sigma I} = K_{об} + K_{ЛЭП};$$

Капитальные вложения на выключатели В₁₋₄ (4 шт.):

$$K_{В1-2} = n \times K_{\text{выкл}}, \quad (5.2)$$

где n- количество выключателей;
K_{выкл}-стоимость одного выключателя.

$$K_{В1-4} = 4 \times 8 \text{млн.тг} = 32 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на разъединители Р₁₋₄ (4 шт.):

$$K_{Р1-4} = n \times K_{\text{разъед}}; \quad (5.3)$$

где n- количество разъединителей;
K_{разъед}-стоимость одного разъединителя.

$$K_{Р1-4} = 4 \times 4 \text{млн.тг.} = 16 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на ограничители перенапряжений ОПН₁₋₄ (4 шт.):

$$K_{\text{ОПН}1-4} = n \times K_{\text{опн}}, \quad (5.4)$$

где n- количество ОПН;
K_{опн}-стоимость одного ОПН.

$$K_{\text{ОПН}1-4} = 4 \times 1,6 \text{млн.тг.} = 6,4 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на трансформаторы ГПП (2 шт.):

$$K_{\text{трГПП}} = n \times K_{\text{тр}}; \quad (5.5)$$

где n- количество трансформаторов ГПП;
K_{тр}-стоимость одного трансформатора ГПП.

$$K_{\text{трГПП}} = 2 \times 100 \text{млн.тг.} = 200 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на оборудование:

$$K_{\text{об}} = K_{В1-4} + K_{Р1-4} + K_{\text{ОПН}1-4} + K_{\text{трГПП}}; \quad (5.6)$$

$$K_{\text{об}} = 32 + 16 + 6,4 + 200 = 254,4 \text{ млн. тенге}$$

Капитальные вложения на ЛЭП на двухцепной стальной опоре:

$$K_{\text{ЛЭП}} = L \times K_{\text{уд}}, \quad (5.7)$$

где L – длина ЛЭП;
 $K_{\text{уд}} = 5$ млн. тг/км.

$$K_{\text{ЛЭП}} = 6,3 \times 5 = 31,5 \text{ млн. тенге}$$

Суммарные капитальные вложения на оборудование первого варианта:

$$K_{\Sigma 1} = K_{\text{об}} + K_{\text{ЛЭП}}; \quad (5.8)$$

$$K_{\Sigma 1} = 254,4 + 31,5 = 285,9 \text{ млн. тенге}$$

Расчет эксплуатационных издержек:

$$I_{\Sigma 1} = I_{\text{экс ЛЭП}} + I_{\text{а ЛЭП}} + I_{\text{пот1}} + I_{\text{а об1}} + I_{\text{экс об1}};$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экс ЛЭП}} = k_{\text{эЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}; \quad (5.9)$$

где $k_{\text{эЛЭП}}$ – коэффициент эксплуатационных издержек ЛЭП ($k_{\text{эЛЭП}} = 0,028$);

$$I_{\text{экс ЛЭП}} = 0,028 \times 31,5 = 0,882 \text{ млн. тенге}$$

Амортизационные издержки ЛЭП:

$$I_{\text{а ЛЭП}} = k_{\text{аЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}; \quad (5.10)$$

где $k_{\text{аЛЭП}}$ – коэффициент амортизационных издержек ЛЭП (принимается $k_{\text{аЛЭП}} = 0,15$, исходя из процесса ускоренной амортизации);

$$I_{\text{а ЛЭП}} = 0,15 \times 31,5 = 4,725 \text{ млн. тенге}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс об1}} = k_{\text{эОБ}} \times K_{\text{об}}; \quad (5.11)$$

где $k_{\text{эОБ}}$ – коэффициент эксплуатационных издержек оборудования ($k_{\text{эОБ}} = 0,03$);

$$I_{\text{экс об1}} = 0,03 \times 254,4 = 7,632 \text{ млн. тенге}$$

Амортизационные издержки на оборудование:

$$I_{a\text{ об1}} = k_{a\text{ ОБ}} \times K_{\text{об}}; \quad (5.12)$$

где $k_{a\text{ ОБ}}$ -коэффициент амортизационных издержек оборудования (принимается $k_{a\text{ ОБ}} = 0,2$, исходя из процесса ускоренной амортизации);

$$I_{a\text{ об1}} = 0,2 \times 254,4 = 50,88 \text{ млн. тенге}$$

Стоимость потерь:

$$I_{\text{пот1.}} = C_0 \times (W_{\text{трГПП}} + W_{\text{лэп}}); \quad (5.13)$$

где C_0 - стоимость электроэнергии (20тг./кВтч);
 $W_{\text{трГПП}}$ - потери электроэнергии в трансформаторе ГПП;
 $W_{\text{лэп}}$ - потери электроэнергии в ЛЭП.

$$I_{\text{пот1.}} = 20 \times (953424,24 + 495653,4) = 28,98 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные издержки:

$$I_{\Sigma 1} = I_{\text{экс ЛЭП1}} + I_{a\text{ ЛЭП1}} + I_{\text{пот1.}} + I_{a\text{ об1}} + I_{\text{экс об1}}; \quad (5.14)$$

$$I_{\Sigma 1} = 0,882 + 4,725 + 7,632 + 50,88 + 28,98 = 93,12 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет приведенных затрат по первому варианту:

$$Z_1 = E_c \times K_{\Sigma 1} + I_{\Sigma 1}; \quad (5.15)$$

$$Z_1 = 0,15 \times 285,9 + 93,12 = 136 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет приведенных затрат по II варианту

Капитальные вложения на выключатели B_1 и B_2 (2 шт.):

$$K_{B1-2} = n \times \gamma_2 \times K_{\text{выкл}}; \quad (5.16)$$

где γ_2 - коэффициент долевого участия завода в мощности выключателей B_1 и B_2 ($\gamma_2 = 0,48$);

n - количество выключателей;

$K_{\text{выкл}}$ -стоимость одного выключателя.

$$K_{B1-2} = 2 \times 0,48 \times 12 = 11,52 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на разъединители P_{1-4} (4 шт.):

$$K_{P1-4} = n \times K_{\text{разъед}}; \quad (5.17)$$

где n - количество разъединителей;
 $K_{\text{разъед}}$ - стоимость одного разъединителя.

$$K_{P1-4} = 4 \times 3 = 12 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на выключатель B_3 (1 шт.):

$$K_{B3} = \gamma_3 \times K_{\text{выкл}}; \quad (5.18)$$

где γ_3 - коэффициент долевого участия завода в мощности выключателей B_3 ($\gamma_3 = 0,24$);

$K_{\text{выкл}}$ - стоимость одного выключателя.

$$K_{B3} = 0,24 \times 12 = 2,88 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на выключатели B_{4-7} (4 шт.):

$$K_{B4-7} = n \times K_B; \quad (5.19)$$

где n - количество выключателей;
 $K_{\text{выкл}}$ - стоимость одного выключателя.

$$K_{B4-7} = 4 \times 12 = 48 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на ограничители перенапряжений ОПН₁₋₂ (2 шт.):

$$K_{\text{ОПН1-2}} = n \times K_{\text{опн}}; \quad (5.20)$$

где n - количество ОПН;
 $K_{\text{опн}}$ - стоимость одного ОПН.

$$K_{\text{ОПН1-2}} = 2 \times 1,2 = 2,4 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на трансформатор ГПП (2 шт.):

$$K_{\text{тр ГПП}} = n \times K_{\text{тр ГПП}}; \quad (5.21)$$

где n - количество трансформаторов ГПП;
 $K_{\text{тр}}$ - стоимость одного трансформатора ГПП.

$$K_{\text{тр ГПП}} = 2 \times 80 = 160 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на трансформатор энергосистемы (2 шт.):

$$K_{\text{трЭС}} = n \times \gamma_1 \times K_{\text{трЭС}}; \quad (5.22)$$

где γ_1 - коэффициент долевого участия завода в мощности трансформаторов энергосистемы ($\gamma_1=0,31$);
 n - количество трансформаторов энергосистемы;
 $K_{\text{трЭС}}$ - стоимость одного трансформатора энергосистемы.

$$K_{\text{трЭС}} = 2 \times 0,31 \times 100 = 62 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на оборудование:

$$K_{\text{об}} = K_{\text{В1-2}} + K_{\text{Р1-4}} + K_{\text{В3}} + K_{\text{В4-7}} + K_{\text{ОПН1-2}} + K_{\text{трЭС}} + K_{\text{ТПП}}; \quad (5.23)$$

$$K_{\text{об}} = 11,52 + 12 + 2,88 + 48 + 2,4 + 160 + 62 = 298,8 \text{ млн. тенге.}$$

Капитальные вложения на ЛЭП на двухцепной стальной опоре:

$$K_{\text{ЛЭП}} = L \times K_{\text{уд}}; \quad (5.24)$$

где L - длина ЛЭП;
 $K_{\text{уд}} = 4,8 \text{ млн. тг/км.}$

$$K_{\text{ЛЭП}} = 6,3 \times 4,8 = 30,24 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные капитальные вложения на оборудование второго варианта:

$$K_{\Sigma 2} = K_{\text{об}} + K_{\text{ЛЭП}}; \quad (5.25)$$

$$K_{\Sigma 2} = 298,8 + 30,24 = 329,04 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет эксплуатационных издержек:

$$I_{\Sigma 2} = I_{\text{экс ЛЭП2}} + I_{\text{а ЛЭП2}} + I_{\text{пот2}} + I_{\text{а об2}} + I_{\text{экс об2}};$$

Издержки на эксплуатацию ЛЭП:

$$I_{\text{экс ЛЭП2}} = k_{\text{эЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}; \quad (5.26)$$

где, $k_{\text{эЛЭП}}$ - коэффициент эксплуатационных издержек ЛЭП ($k_{\text{эЛЭП}} = 0,028$);

$$I_{\text{экс ЛЭП2}} = 0,028 \times 30,24 = 0,847 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные издержки ЛЭП:

$$I_{a \text{ ЛЭП}2} = k_{a \text{ ЛЭП}} \times K_{\text{ЛЭП}}; \quad (5.27)$$

где, $k_{a \text{ ЛЭП}}$ -коэффициент амортизационных издержек ЛЭП (принимаем $k_{a \text{ ЛЭП}} = 0,1$, исходя из процесса ускоренной амортизации);

$$I_{a \text{ ЛЭП}2} = 0,1 \times 30,24 = 3,024 \text{ млн. тенге.}$$

Издержки на эксплуатацию оборудования:

$$I_{\text{экс об}2} = k_{\text{эОБ}} \times K_{\text{об}}; \quad (5.28)$$

где $k_{\text{эОБ}}$ -коэффициент эксплуатационных издержек оборудования ($k_{\text{эОБ}} = 0,02$);

$$I_{\text{экс об}2} = 0,02 \times 298,8 = 5,976 \text{ млн. тенге.}$$

Амортизационные издержки на оборудование:

$$I_{a \text{ об}2} = k_{a \text{ ОБ}} \times K_{\text{об}}; \quad (5.29)$$

где $k_{a \text{ ОБ}}$ -коэффициент амортизационных издержек оборудования (принимаем $k_{a \text{ ОБ}} = 0,15$, исходя из процесса ускоренной амортизации);

$$I_{a \text{ об}2} = 0,15 \times 298,8 = 44,82 \text{ млн. тенге.}$$

Стоимость потерь:

$$I_{\text{пот}2} = C_0 \times (W_{\text{трГПП}} + W_{\text{лэп}} + W_{\text{трэс}}); \quad (5.30)$$

где C_0 - стоимость электроэнергии (20тг./кВтч);

$W_{\text{трГПП}}$ - потери электроэнергии в трансформаторе ГПП;

$W_{\text{лэп}}$ - потери электроэнергии в ЛЭП.

$W_{\text{трэс}}$ - потери электроэнергии в трансформаторе энергосистемы;

$$I_{\text{пот}2} = 20 \times (920197,3 + 2070102,4) = 59,8 \text{ млн. тенге.}$$

Суммарные эксплуатационные издержки:

$$I_{\Sigma 1} = I_{\text{экс ЛЭП}1} + I_{a \text{ ЛЭП}1} + I_{\text{пот}1} + I_{a \text{ об}1} + I_{\text{экс об}1}; \quad (5.31)$$

$$I_{\Sigma 2} = 0,847 + 3,024 + 5,976 + 44,82 + 59,8 = 114,467 \text{ млн. тенге.}$$

Расчет приведенных затрат по второму варианту:

$$Z_{II} = E_c \times K_{\Sigma I} + I_{\Sigma I}; \quad (5.32)$$

где E_c – коэффициент сравнительной эффективности ($E_c=0,15$);

$$Z_{II} = 0,15 \times 329,04 + 114,467 = 163,82 \text{ млн. тенге.}$$

Составим сводную таблицу по всем вариантам.

Таблица 5.1 – Результаты технико-экономического сравнения

Вариант	$U_{\text{ном}}$, кВ	K_{Σ} млн. тг.	I_{Σ} млн. тг.	$Z_{\text{млн. тг.}}$
I	110	285,9	93,12	136
II	35	329,04	114,467	163,82

Выбираем I вариант, так как приведенные по этому варианту минимальны.

5.3 Показатели финансовой эффективности

Рассчитаем показатели финансовой эффективности для инвестиционного проекта по первому варианту.

Для инвестиционных проектов принята система оценочных критериев, которые позволяют определить его эффективность, произвести выбор из нескольких инвестиционных проектов наиболее рациональный с точки зрения инвестора, определить отдачу денежных потоков, выбрать наиболее оптимальную цену капитала, а так же решить ряд иных задач.

Расчеты эффективности традиционно основываются на начальном или первом году реализации инвестиционного проекта. Величины инвестиций и денежных потоков рассматриваются как годовые величины.

Для реализации данного проекта подрядчик занимает деньги у завода, следовательно инфляция национальной валюты составляет 8%.

Рассчитаем чистую приведенную стоимость (NPV):

$$NPV = \sum_k \frac{CF}{(1+r)^k} - IC \quad (5.33)$$

где CF – денежный поток;

r – банковская процентная ставка (ставка дисконтирования);

n – количество лет;

IC – инвестиции.

$$CF = A + P, \quad (5.34)$$

где A – амортизация оборудования;

P – прибыль от производства.

Денежный поток будет равен амортизационным издержкам из-за невозможности расчета прибыли от производства для данного завода, ввиду отсутствия данных.

$$CF = A. \quad (5.35)$$

$$CF = 55,605 \text{ млн тг}$$

Рассчитаем накопленную величину дисконтированных доходов (PV):

$$PV = \sum_k \frac{CF}{(1+r)^k}, \quad (5.35)$$

где CF – денежный поток;

r – банковская процентная ставка (ставка дисконтирования 8%);

n – количество лет.

Расчёты, приведенные в таблице 5.3.1, показывают, что накопленная величина дисконтированных доходов равна 294,92 млн. тенге.

Рассчитаем индекс рентабельности инвестиций (PI):

$$PI = \sum_k \frac{CF}{(1+r)^k} / IC, \quad (5.36)$$

где CF – денежный поток;

r – банковская процентная ставка (ставка дисконтирования);

n – количество лет;

IC – инвестиции.

$$PI = \frac{304,624}{285,9} = 1,065.$$

Проведенные расчёты показывают, что индекс рентабельности инвестиций больше единицы, следовательно, его следует принять.

Логика критерия PI такова: он характеризует доход на единицу затрат. В данном случае на один затраченный тенге приходится 1,065 тенге дохода.

Рассчитаем внутреннюю норму доходности (IRR) — это процентная ставка, при которой чистая приведённая стоимость (NPV) равна 0.

Проект можно одобрить ввиду того, что внутренняя норма доходности равна 12%, что превышает ставку дисконтирования в 8%. Расчет приведен в таблице 5.2.

Рассчитаем срок окупаемости инвестиций (PP):

По таблице 5.2 видно, что срок окупаемости с учетом дисконтирования — 6,6 лет.

Таблица 5.2 – Расчет показателей финансовой эффективности

Ставка дисконтирования 8%				
Год	Денежный поток (млн. тенге)	Инвестиции (млн. тенге)	$\frac{1}{(1+r)^k}$	Нарастающий дисконтированный денежный поток (млн. тенге)
0	0	285,9		-285,9
1	55,605	0	0,92	-231,72
2	55,605	0	0,85	-181,56
3	55,605	0	0,79	-135,114
4	55,605	0	0,73	-92,107
5	55,605	0	0,68	-52,287
6	55,605	0	0,63	-15,415
7	55,605	0	0,58	18,72
8	55,605	0	0,54	50,33
9	55,605	0	0,5	79,6
Чистая приведенная стоимость 18,724 млн. тенге				
Внутренняя норма доходности 12%				
Накопленная величина дисконтированных доходов 304,624млн. тенге.				

Срок окупаемости инвестиций данного проекта наступает через 6,6 летэксплуатации, при этом IRR составляет 12%.Срок окупаемости проекта может быть сокращен за счет прибыли, которую возможно получить от реализации электроэнергии абразивного завода.

Заключение

Темой данной дипломной работы является: «Электроснабжение абразивного завода». Проект основывается на изначально предоставленном генеральном плане и установленных мощностях по цехам.

В дипломном проекте метод упорядоченных диаграмм послужил способом расчета электрических нагрузок, расчетная мощность по заводу составила 38409,3кВА на напряжении 0,4 кв. Основываясь на указаниях по компенсации реактивной мощности было принято 15 цеховых трансформаторов, установленных в 7двухтрансформаторных подстанциях и 1 однострансформаторную подстанцию.

Произведен экономико-технический анализ разновидностей электроснабжения, были рассмотрены два варианта: первый на 110 кВ, второй на 35 кВ. Расчеты показали, что наиболее оптимальным является на напряжении 110 кВ.

В данной дипломной работе также уделено внимание выбору оборудования и кабельной продукции на напряжение выше 1000 В. Выбраны следующие электрические оборудования: короткозамыкатели, трансформаторы тока, разрядники, вакуумные и элегазовые выключатели 10 кВ, отделители, трансформаторы напряжения питающие кабели от ГПП до цеховых ТП.

Третья глава данного дипломной работы затрагивает вопрос компенсации реактивной мощи на промышленных предприятиях. Процесс компенсации реактивной мощности был рассмотрен в ракурсе одной из важнейших народнохозяйственных проблем. Были представлены и рассмотрены несколько вариантов решения задачи компенсации реактивной мощности. Установка систем конденсаторных батарей была определена как наиболее оптимальная конфигурация для компенсации реактивной мощности.

В главе, «Безопасность жизнедеятельности» проанализирована работа цехов дуговых печей, были разработаны мероприятия по улучшению трудовых условий в вышеупомянутых цехах.

Экономическая часть явояется заключительной частью данной дипломной работы, которая рассматривает следующие вопросы:

- задачи преследуемые при разработке проекта абразивного завода;
- выбор вариантов снабжения;
- выявление показателей финансовой эффективности.

Список литературы

1. Эфрос М.Г, Миронюк В.С. Современные абразивные инструменты. - СПб. 2012.
2. Правила устройства электроустановок Республики Казахстан 2012.
3. Кудрин Б.И. Системы электроснабжения. – М.: «Академия», 2011.
4. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учебник для проф. Учебных заведений. – М.: Высшая школа, 2006.
5. <http://forca.ru/spravka/transformatory.html>
6. <http://electrotechnika.kz/spravochnik>
7. <http://www.abb.ru/ProductGuide/>
8. Технические каталоги «АВВ», 2010 г..
9. Киреева Э.А. и др. Электроснабжение цехов промышленных предприятий. – М.: НТФ Энергопрогресс, Энергетик, 2003.
10. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию. Том 2. /Под общ.ред. А.А.Федорова; – М: Энергоатомиздат, 2006.
11. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования /Под ред. Ю.Г. Барыбина и др. – М.: Энергоатомиздат, 2007.
12. Безопасность жизнедеятельности. Ред. С.В. Белов. Учебник для техникумов и вузов. - М.: Высшая школа, 2004.
13. Безопасность жизнедеятельности: Учебник для вузов / Занько Н.Г, Малаян К.Р., Русак О. Н. - 12 издание, пер. и доп. – СПб.: Лань, 2008.
14. Виленский П.Л. Оценка эффективности инвестиционных проектов: учебник/ Виленский П.Л., В.Н. Лившиц. Дело,2009.
15. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения. – М.: «ИД ФОРУМ-ИНФРА-М», 2010.
16. Железко Ю.С. Потери электроэнергии, реактивная мощность, качество электроэнергии – М.: «Юнас»,2009.
17. Щербаков Е.Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях. – М.: «Форум», 2010.
18. СНиП РК 3.02-09-2010 «Производственные здания» по обеспечению техники безопасности при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования
19. http://www.energy-book.ru/2009/10/blog-post_04.html.
20. <http://forca.ru/knigi/arhivy/elektrosnabzhenie-promyshlennyh-predpriyatiy-10.html>

