## Введение

Передача электроэнергии от источников к потребителям производится энергетическими системами, объединяющими несколько электростанций. Приемники электроэнергии промышленных предприятий получают питание от системы электроснабжения, которая является составной частью энергетической системы.

Электроэнергия на пути от источника питания до электроприемника на современных промышленных предприятиях (независимо от их энергоемкости и характера производства) как правило, трансформируется один или несколько раз: по напряжению и току, а потоки ее, по мере приближения к потребителям, дробятся на более мелкие и разветвленные каналы.

Первое место по количеству потребляемой электроэнергии принадлежит промышленности, на долю которой приходится более 60% всей вырабатываемой в стране электроэнергии. С помощью электрической энергии приводятся в движение миллионы станков и механизмов, освещаются помещения, осуществляется автоматическое управление производственным процессом и др. Сейчас существуют технологии (электрофизические и электрохимические способы обработки металлов и изделий), где электроэнергия является единственным энергоносителем.

При проектировании систем электроснабжения промышленных предприятий на основании технико-экономических расчетов решаются, например, следующие задачи: обоснование номинального напряжения сети, выбор схемы и конфигурации сети, средств компенсации реактивной мощности и их размещения, средств ограничения токов короткого замыкания, сечений проводов, числа и мощности трансформаторов и т.п.

Экономическая оценка рассматриваемого варианта заключается в определении капитальных вложений (К) и ежегодных эксплуатационных издержек (И). Обе эти величины определяются лишь для элементов системы электроснабжения, входящих в изменяющиеся части сравниваемых вариантов.

Передача, распределение и потребление электроэнергии на промышленных предприятиях должны производиться с высокой экономичностью и надежностью. Так, в системах цехового электроснабжения широко используются комплектные распределительные устройства (КРУ) и комплектные трансформаторные подстанции (КТП), а также комплектные осветительные и силовые токопроводы.

Все это создает гибкую и надежную систему распределения электроэнергии, экономящую большое количество проводов и кабелей. Значительно упростились схемы подстанций различных напряжений и назначений за счет отказа от сборных шин и выключателей на первичном напряжении и применения глухого присоединения трансформаторов подстанций к питающим линиям и т.д.

**1. Описание технологического процесса**

Аммиачно-холодильный цех №2510 предназначен для выработки холода параметров минус 12 °С, минус 30 °С, 0 °С, 5 °С и снабжением холодом этих параметров технологических цехов производств 2-ой промышленной зоны (завод СПС, завод ОЭ, завод «Олигомеры», СП «Петрокам», завод «Таиф-НК», завод «Эластик»).

В состав цеха входят:

1. Титул 643/1 – компрессорная

2. Титул 643/2 – насосная

3. Титул 643/3 – наружная установка

Для получения холода параметра минус 12 °С принята схема с охлаждением теплоносителя (ТНК) циркуляция которого производится по замкнутому контуру насосами поз. Н-37/1–3 через испарители поз. Т-12/3–7 при температуре кипения аммиака в межтрубной части минус 17 °С.

Подпитка контура охлажденного теплоносителя осуществляется из подземной емкости поз. Е-32 насосами поз. Н-32, Н-39 на всас насоса поз. Н-37/3.

Теплоноситель с температурой минус 8 °С из сети заводов СПС, ОЭ, Олигомеры, СП Петрокам, Таиф-НК поступает на всас насосов поз. Н-37/1–3 и подается в трубную часть испарителей поз. Т-12/3–7, где охлаждается кипящим аммиаком до температуры минус 12 °С.

Приборы контроля и управления, размещаемые в машинном зале, взрывобезопасного исполнения. На дистанционном щите расположена вся аппаратура управления турбокомпрессорным агрегатом, масляными наосами, задвижками, сигнальные лампы, измерительные приборы тока и мощности главного электродвигателя и давления всасывания и нагнетания компрессора.

Для получения холода параметра минус 30 °С принята схема с непосредственным испарением жидкого аммиака в технологических аппаратах производства СОП.

Для отсоса паров аммиака из технологических аппаратов производства СОП в цехе установлены 2 поршневых компрессора. Пары аммиака из технологических аппаратов цеха 2506 с температурой до минус 30 °С и давлением 0,018 МПа (0,18 кгс/см²) поступает в отделитель жидкости поз. 0–50, в котором происходит отделение паров аммиака от капель жидкости за счет изменения скорости и направления потока.

Жидкий аммиак из нижней части отделителя поз. 0–50 стекает в дренажный ресивер поз. Е-51, откуда периодически, при достижении максимально допустимого уровня, передавливается парами высокого давления в один из ресиверов поз. Е-9, или в один из испарителей поз. Т-12, или в отпарные емкости поз. Е-33, Е-63.

Освобожденные от капель пары аммиака после отделителя жидкости поз. 0–50 поступают в общий коллектор всасывания ступени низкого давления поршневых компрессоров поз. М-53/1,2.

Технологической схемой предусмотрено регулирование холодопроизводительности установки получения холода минус 30 °С при помощи перепускного клапана поз. 811, а также через перемычку между всасывающими коллекторами холода минус 30 °С и минус 12 °С при помощи задвижки №1133.

Для получения холода параметра 5 °С принята схема с охлаждением промежуточного холодоносителя (охлажденная речная вода), циркуляция которой осуществляется по замкнутому контуру насосами поз. Н-38/1–3 через испарители поз. Т-12/1–2 и Т-13/1–3 при температуре кипения аммиака в межтрубной части аппарата 2 °С. Подпитка и заполнение контура охлажденной воды осуществляется из сети осветленной воды в трубопровод обратной охлажденной воды в Тит. 643/2–3 перед всасом насоса поз. Н-38/1–3.

Для получения холода параметра 0 °С принята схема с непосредственным испарением жидкости аммиака в технологических аппаратах цехов 2505, 2506, 2509.

Холодильная установка цеха №2510 относится к I категории надежности электроснабжения. Первая категория – электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, причинить значительный ущерб народному хозяйству, вызвать повреждение оборудования, массовый брак продукции, нарушение нормальной деятельности особо важных элементов промышленного предприятия.

На холодильной установке цеха №2510 имеются электроприемники трехфазного тока напряжением до 1000 В частотой 50 Гц, и приемники трехфазного тока напряжением выше 1000 В частотой 50 Гц.

**2. Характеристика окружающей среды производственных помещений**

В современном обществе резко возросли роль и задачи экологии. На основе оценки степени вреда, приносимого природе индустриализацией производства, совершенствуются инженерно-технические средства защиты окружающей среды,всемирно развиваются замкнутые безотходные технологические производства.

В большинстве отраслей промышленности научно-технический прогресс сопровождается улучшением условий труда, ликвидацией на многих производствах тяжелого ручного труда, широким внедрением новых эффективных средств обеспечения безопасности.

На современном этапе развития общества любое техническое решение должно приниматься с учетом не только технологических и экономических требований, но и экологических аспектов.

Таблица 2.1 Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных установок

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование производственных зданий и помещений** | **Категория по взрывопожарной и пожарной опасности (НПБ 105–2003)** | **Класс взрывоопасности** | **Категория и группа взрывоопасных смесей** | **Наименование веществ, определяющих категорию и группу взрывоопасных смесей** |
| 1 | Компрессорный зал | А | В-1а | 2А-Т1 | Аммиак |
| 2 | Наружная установка | Ан | В-1г | 2А-Т1 | Аммиак |
| 3 | Насосы по перекачке охлажденного теплоносителя и воды | А | В-1а | 2А-Т1 | Водный раствор этиленгликоля |

**3. Выбор рационального напряжения питающей сети**

Основным источником электроснабжения промышленных предприятий являются энергосистемы. Для повышения эффективности систем электроснабжения и экономии электроэнергии при ее проектировании следует стремиться к сокращению числа ступеней трансформации, повышению напряжения питающей сети, внедрению подстанций без выключателей с минимальным количеством оборудования, применению магистральных линий и токопроводов. Если при взаимном расположении производств и потребляемой ими мощности оптимальное число понизительных подстанций 35…220/6…10 кВ оказывается больше единицы, то по территории предприятия следует проложить воздушную линию (ВЛ) или кабельную вставку с ответвлениями к подстанциям глубокого ввода (ПГВ), которые располагают в центрах нагрузок групп цехов, территориально обособленных на данном предприятии. При этом распределительные устройства напряжением 6…10 кВ ПГВ используют в качестве распределительных пунктов (РП) цехов.

Напряжение каждого звена системы нужно выбирать с учетом напряжений смежных звеньев.

Выбор напряжения питающей сети проводят на основании технико-экономического сравнения вариантов в случаях когда:

– имеется возможность получения энергии от источника питания при двух и более напряжениях;

– предприятие с большой потребляемой мощностью нуждается в сооружении или значительном расширении существующих районных подстанций, электростанций или сооружения собственной электростанции;

– имеется связь электростанций предприятий с районными сетями.

Предпочтение отдают варианту с более высоким напряжением, даже при экономических преимуществах варианта с низким из сравниваемых напряжений в пределах до 5–10% по приведенным затратам.

На первых ступенях распределения энергии для питания больших предприятий применяют напряжения 110, 220 и 330 кВ.

Напряжение 35 кВ применяют для частичного внутризаводского распределения энергии при:

– наличии крупных электроприемников на напряжении 35 кВ;

– наличии удаленных нагрузок и других условий требующих для питания потребителей повышенного напряжения;

– схеме глубокого ввода для питания группы подстанций 35/0.4…0.66 кВ малой и средней мощности.

Так как на холодильной установке цеха №2510 имеются электроприемники напряжением 6 кВ и электроприемники напряжением 0,4 кВ, а к ГПП – 2 подходит ВЛ – 110 кВ, то принимаем напряжение питающей сети 110/6/0,4 кВ.

**4. Определение электрических нагрузок по группам приемников электроэнергии**

При разработке проекта электроснабжения промышленного предприятия необходимо определить максимальную электрическую мощность, передачу которой требуется обеспечить для нормальной работы объекта. В зависимости от этого значения, называемого *расчетной нагрузкой*, выбираются источник электроснабжения и все оборудование электрической сети, обеспечивающее передачу требуемой мощности: линии, трансформаторы распределительные устройства. Неточность определения расчетной нагрузки влечет за собой или перерасход проводникового материала во всей электросети, или ненадежность электроснабжения.

Метод *коэффициента максимума* – это основной метод расчета электрических нагрузок, который сводится к определению максимальных (Рм, Qм, Sм) расчетных нагрузок группы электроприемников. Максимальная нагрузка заданной продолжительности представляет собой наибольшее ее значение из всех значений за заданный промежуток времени.

Рм = Км ·Рсм; Qм = К¹м ·Qсм; ,



где Рм – максимальная активная нагрузка, кВт;

Qм – максимальная реактивная нагрузка, кВар;

Sм – максимальная полная нагрузка, кВА;

Км – коэффициент максимума активной нагрузки;

К¹м – коэффициент максимума реактивной нагрузки.

Так как холодильная установка цеха №2510 является потребителем

I категории электроснабжения, то трансформаторная подстанция (ТП) – двухтрансформаторная, а между секциями шин устанавливаются устройства АВР (автоматическое включение резерва).

Так как трансформаторы должны быть одинаковые, нагрузка распределяется по секциям примерно одинаково, все электроприемники заносим в «Сводную ведомость нагрузок» и начинаем расчет.

– мощности 3-фазных электроприемников приводится к длительному режиму:

– для электроприемников ПКР; (4.1)



– для электроприемников ДР (4.2)



– для сварочных трансформаторов ПКР (4.3)



– для трансформаторов ДР (4.4)



где приведенная и паспортная активная мощность, кВт;



– полная паспортная мощность, кВА;



ПВ – продолжительность включения, отн. ед.

Например, для мостового крана:

кВт



– определяем среднюю активную мощность за наиболее загруженную смену:

Рсм = Ки · Рн (4.5)

где Ки – коэффициент использования электроприемников, определяется на основании опыта эксплуатации по [15.25];

Рн – номинальная активная групповая мощность, приведенная к длительному режиму, без учета резервных электроприемников, кВт.

Qсм = Рсм ·tgφ (4.6)

где Qсм – средняя реактивная мощность за наиболее загруженную смену, кВар;

tgφ – коэффициент реактивной мощности.

(4.7)



где – полная мощность за смену, кВА



Результаты расчетов заносим в таблицу «Сводная ведомость нагрузок».

Приближенным методом расчета осветительной нагрузки является расчет по удельным мощностям. Удельная мощность определяется в зависимости от нормы освещенности, типа источника света, коэффициента запаса, площади помещения, расчета высоты подвеса светильников, коэффициента отражения стен и потолка и т.д.

– определяем методом удельной мощности нагрузку осветительных устройств

по формуле:

(4.8)



где – удельная нагрузка осветительных приемников, Вт/м²; находим по таблице [7.140], принимаем равный 17;



– коэффициент спроса осветительной нагрузки, согласно методическим указаниям по проектированию принимается равным 0,85 [6.122]



F – площадь освещаемого помещения, м².

Так как холодильная установка цеха 2510 состоит из компрессорной, наружной установки, операторной, то будет выбрано 9 щитков освещения и 5 щитков аварийного освещения машинного зала, лестничных переходов и запасных выходов.

кВт



кВт



кВт



кВт



Расчетную мощность увеличим на 10 – 30%, так как учитываем аварийное освещение, тогда:

(4.9)



кВт



Распределяем нагрузку по секциям.

– определяем средней коэффициент использования группы электроприемников

Ки.ср = РсмΣ / РнΣ (4.10)

где РсмΣ, РнΣ – суммы активных мощностей за смену и номинальных в группе электроприемников, кВт.

Ки.ср = 13198 / 16497 = 0,7

tgφ = Qсм /Рсм (4.11)

где tgφ – коэффициент реактивной мощности;

tgφ = 9898,7 / 13198 = 0,75

– определяем эффективное число электроприемников

– может быть определено по упрощенным вариантам [15.25], n – фактическое число электроприемников в группе;



m – показатель силовой сборки в группе.



– определяем Км = F (Ки, n э) по таблицам (графикам) [15.26].

Км = F (0,7; 13)

– определяем максимальную активную, реактивную и полную нагрузки:

Рм = Км ·Рсм; Qм = К¹м ·Qсм; (4.12)



Рм = 1,14 · 13198 = 15045,7 кВт

Qм = 1 · 9898,7 = 9898,7 кВар

кВА



– определяем ток на РУ, результат заносится в таблицу:

(4.13)



А – по 0,4 кВ



А – по 6 кВ



– определяем потери в трансформаторе, результат заносится в таблицу:

ΔРт = 0,02 · Sм = 0,02 · 18009 = 360,18 кВт – по ВН

ΔQт = 0,1 · Sм =0,1·18009 = 1800,9 кВар

кВА;



ΔРт = 0,02 · Sм = 0,02 · 1225,4 = 24,5 кВт – по НН

ΔQт = 0,1 · Sм =0,1· 1225,4 = 122,5 кВар

кВА



Все расчетные данные заносим в таблицу 4.1

**5. Построение картограммы определения центра электрических нагрузок и места расположения питающих подстанций**

Предъявляемые к системе электроснабжения требования и ее параметры зависят от мощности и категории надежности потребителей.

*Картограмма нагрузок* – это изображение распределения нагрузок по территории предприятия кругами, площади которых в выбранном масштабе m равны расчетным нагрузкам цехов.

Места расположения подстанций для питания приемников выбирают в центре их нагрузок. Преобладающим типом являются комплектные трансформаторные подстанции.

Разукрупнение ТП обеспечивает значительную экономию цветных металлов затрачиваемых на кабельные и воздушные линии вторичного напряжения и снижает потери электроэнергии за время их эксплуатации.

Определяем площадь круга по расчетной нагрузки цеха:

(5.1)



где радиус окружности цеха, км;



мощность этого цеха (кВт);



масштаб нагрузки, ;



Отсюда находим радиус круга:

(5.2)



При построении картограммы нужны реактивные, полные активные и осветительные нагрузки цехов которые берем из «Сводной ведомости нагрузок»

Для определения места ТП – 31 и РП – 3 находим центр электрических нагрузок (ЦЕН) реактивной мощности. Координаты (ЦЭН) холодильной установки определяем по формуле:

(5.3)



(5.4)



где расчетная активная нагрузка цеха, кВт;



координаты центра активной нагрузки, км.



Все данные заносим в таблицу 5.1 «Сводную ведомость»

Таблица 5.1 Сводная ведомость

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметр | Холодильная  установка | | Насосная  установка | | Компрессорная установка | | Наружная  установка | |
| 0.4 кВ | 6 кВ | 0.4 кВ | 6 кВ | 0.4 кВ | 6 кВ | 0.4 кВ | 6 кВ |
| , кВт | 1401.1 | 18855 | 600 | 750 | 570.3 | 18105 | 230.8 |  |
| Х, км | 0,120 | 0,120 | 0,0105 | 0,0105 | 0,03 | 0,03 | 0,037 |  |
| Y, км | 0,06 | 0,06 | 0,052 | 0,052 | 0,01 | 0,01 | 0,037 |  |
|  | 0,78 | 0,8 | 0,78 | 0,8 | 0,78 | 0,8 | 0,78 |  |
|  | 0,78 | 0,75 | 0,78 | 0,75 | 0,78 | 0,75 | 0,78 |  |
|  |  |  | 0,16 | 0,01 | 0,02 | 0,49 | 0,01 |  |

1. На генеральном плане 4 х 1 наносим центры электрических нагрузок каждой установки (рисунок 5.1), масштаб генплана 0.01 км/см



(1 клетка = 2.5 м)

2. Определяем масштаб активных нагрузок, исходя из масштаба генплана. Принимается для наименьшей нагрузки (для наружной установки) радиус

R = 0.05 км, тогда:

(5.5)



3. Определяется радиус для наибольшей нагрузки (насосная 0.4 кВ) по формуле (5.2):



4. Для остальных нагрузок радиусы определяются аналогично.

5. Определяется ЦЭН активной нагрузки по формуле (5.3) и (5.4):



Место расположения ТП-31 будет в координатах точки А (0,02; 0,006), ближе всего к центру наибольшей нагрузки.

6. Определяется ЦЭН реактивной нагрузки по формуле (5.3) и (5.4):



Координаты точки В (0,03; 0,01).

Все данные заносим в таблицу 5.1 «Сводную ведомость» и на рисунок наносим координаты точек.



Рисунок 5.1

**6**. **Выбор системы внешнего электроснабжения**

Электроснабжение от энергосистем можно осуществить по двум схемам:

– схема глубокого ввода двойной магистрали напряжением 35…220 кВ на территорию предприятия с подключением отпайкой от обеих цепей нескольких пар трансформаторов;

– схемой с одной мощной ГПП на все предприятие.

При проектировании электроснабжения промышленных предприятий на законченных разработкой схемах высокого напряжения должны быть показаны источники питания, распределительные пункты и трансформаторные подстанции со сборными шинами, основная коммутационная аппаратура (масляные или воздушные выключатели, реакторы), размещение устройств автоматического включения резерва (АВР), все трансформаторы и электроприемники высокого напряжения (высоковольтные электродвигатели, преобразовательные агрегаты, электропечи и др.). рядом с соответствующими графическими обозначениями нужно указать номинальное напряжение сборных шин, типы выключателей, номинальные токи и реактивности реакторов, номинальные мощности и напряжения обмоток трансформаторов и схемы их соединения, номинальные мощности электродвигателей. Около изображений кабельных и воздушных линий указывают их длины, а также марки и сечения кабелей, материал (медь или алюминий) и сечения проводов воздушных линий и токопроводов.

Напряжение 110 кВ наиболее широко применяется для электроснабжения предприятий от энергосистемы. Рост мощностей промышленных предприятий, снижение минимальной мощности трансформаторов на 110/6…10 кВ до 2500 кВА способствует использованию напряжения 110 кВ для питания предприятий не только средней, но и небольшой мощности.

Выбор воздушной линии

Устройство для передачи или распределения электроэнергии по проводам, проложенным на открытом воздухе по деревянным, железобетонным или металлическим опорам, а также стойкам или кронштейнам, установленным на мостах, эстакадах и закрепленных на них при помощи изоляторов и арматуры, называется воздушной линией электропередачи (ВЛ).

По рабочему напряжению ВЛ делят на линии напряжением до 1000 В и выше, их строят на напряжения 3, 6, 10, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ. Сечение проводов линий электропередачи должны быть такими, чтобы провода не перегрелись в нормальном режиме, чтобы потеря напряжения в линиях не превышала установленные пределы и чтобы плотность тока в проводах соответствовала экономической.

Первое условие записывается в виде:

, (6.1)



(6.2)



Второе условие:

или (6.3)



Третье условие:

(6.4)



где - экономическая площадь сечения провода, мм;



- расчетная сила тока, А;



- нормированное значение экономической плотности тока.



Данный проект не рассматривает выбор ВЛ, так как холодильная установка цеха №2510 запитана от действующей ГПП-2 второй промышленной зоны, которая получает питание по ВЛ-110 кВ по двум одноцепным линиям электропередачи. От ГПП-2 помимо холодильной установки цеха №2510 запитаны следующие электроприемники: завода СПС, ТАИФ, ОЭ, Олигомеров и.т.д. Исходя из этого, нет возможности провести правильный и точный выбор другой воздушной линии.

Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Правильный выбор числа и мощности трансформаторов имеет существенное значение для рационального построения системы электроснабжения. Число трансформаторов определяется в зависимости от категорий потребителей. Если основную часть нагрузки составляют потребители первой и второй категории, то применяют двухтрансформаторные подстанции.

Расчетная мощность силового трансформатора определяется по формуле:

(6.2.1)



где - расчетная мощность нагрузки, МВА;



- максимальная мощность нагрузки на стороне высокого напряжения, МВА.



В настоящем проекте проведение выбора силового трансформатора ГПП-2 экономически не целесообразно, так как помимо холодильной установки цеха №2510 получают питание и другие электроприемники II промышленной зоны. Поэтому, мы выбираем действующие силовые трансформаторы ГПП-2 с расщепленной обмоткой по стороне низкого напряжения, мощностью 63 МВА. Тип трансформатора: ТРДЦН – 63000/110/6.

Таблица 6.2.1 Данные силового трансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип  трансформатора | Uобм. ВН,  кВ | Uобм. НН,  кВ | ΔРхх,  кВт | ΔРкз,  кВт | Uк,  % | Iхх,  % |
| ТРДЦН 63000/110/6 | 115 | 6,3/6,3 | 59 | 257 | 10,8 | 1,1 |

Выбор схемы внешнего электроснабжения

Схема электроснабжения цеха №2510 выполнена по условию надежности I категории. Выбор этой схемы обусловлен тем, что должна быть обеспечена бесперебойная работа компрессорного оборудования, нарушение электроснабжения которого может повлечь за собой опасность для жизни людей и расстройство сложных технологических процессов заводов II промышленной зоны.

Схема внешнего электроснабжения холодильной установки выглядит следующим образом: линия ВЛ-110 кВ приходит на ГПП-2, где установлены два силовых трансформатора типа ТРДЦН -63000/110/6, с которых через четыре реактора запитаны восемь секций шин на 6 кВ. Далее по трем вводам:

– с 14 ячейки II секция шин ГПП-2, 1 ввод;

– с 42 ячейки IV секция шин ГПП-2, 2 ввод;

– с107 ячейки V секция шин ГПП-2, 3 ввод; по кабельной линии 6 кВ получает питание распределительный пункт РП-3, нагрузка на РП-3 распределена не по двум секциям шин как обычно, а по трем, это объясняется использованием на холодильной установке электроприемников большой мощности. В РП-3 устанавливаем выключатели типа ВВЭ-10–31,5/1600 У3. Это вакуумный выключатель предназначен для частых коммутационных операций в ячейках РП, установленных в энергосистемах 3-фазного тока, частотой f =50 Гц, с изолированной или компенсируемой нейтралью, а также в шкаф управления приемниками электроэнергии промышленных предприятий.

В-выключатель;

В - вакуумный;

Э – электромагнитный привод;

10 – номинальное напряжение выключателя, кВ;

31,5 – номинальный ток отключения, кА;

1600 – номинальный ток, А;

УЗ – умеренный климат, внутренней установки.

Электромагнитный привод предназначен для дистанционного и автоматического отключения выключателей. Основной недостаток электромагнитных приводов – значительная сила тока, потребляемого катушками включения (до 100 А).

**7. Выбор системы внутреннего электроснабжения**

Системы электроснабжения, обеспечивающие питание предприятия на его территории ввиду большой разветвленности, большого количества аппаратов должны обладать в значительно большей степени, чем схемы внешнего электроснабжения, дешевизной и надежностью одновременно.

7.1 Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов

По месту нахождения – ТП выполнена встроенной в здание компрессорной, размещение трансформаторной подстанции показано на генеральном плане.

Предварительный выбор числа и мощности трансформаторов производится на основание требуемой степени электроснабжения и распределения между ними потребителей электроэнергии до 1000 В. Электрооборудование сооружений напряжением до 1000 В относится ко II–III категории.

Номинальная мощность цеховых трансформаторов выбирается по расчетной мощности исходя из условий экономичной работы трансформаторов в нормальном режиме и 40% перегрузки в послеаварийном режиме.

Таблица 7.1.1 Сводная ведомость

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № | Максимальная нагрузка 0,4 кВ | Данные |
| 1 | Активная мощность | Р = 999,1 кВт |
| 2 | Реактивная мощность | Q = 703,2 кВар |
| 3 | Полная мощность | S = 1225,4 кВА |

К установке в ТП принимаем два трансформатора по 1000 кВА каждый. Тип трансформатора выбираем ТМН-1000/6/0,4 [6.184]

Коэффициент загрузки для нормального режима:

(7.1)



где - полная мощность на стороне низкого напряжения, МВА;



- полная мощность трансформатора, МВА.



Коэффициент загрузки в послеаварийном режиме:



Таблица 7.1.2 Технические данные трансформатора

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип транс-  форматора | Rт,  мОм | Хт,  мОм | Рхх,  Вт | Ркз,  Вт | Uкз,  % | Iхх,  % |
| ТМН-1000/6/0,4 | 2 | 8,5 | 1900 | 10500 | 5,5 | 1,15 |

Расчет и выбор компенсирующих устройств

Для выбора компенсирующего устройства (КУ) необходимо знать:

– расчетную реактивную мощность КУ;

– тип компенсирующего устройства;

– напряжение компенсирующего устройства.

Расчетную реактивную мощность компенсирующего устройства можно определить из соотношения:

(7.2.1)



где - расчетная мощность компенсирующего устройства, кВар;



- коэффициент, учитывающий повышение cos естественным способом;



tg и tg- коэффициенты реактивной мощности до и после компенсации.



Оптимальная величина коэффициента мощности (cos) на предприятии получается путем компенсации реактивной мощности как естественными мерами (за счет улучшения режима работы приемников, применения двигателей более совершенной конструкции, устранения недогруза двигателя, трансформаторов и т.п.), так и за счет установки специальных компенсирующих устройств (генераторов реактивной мощности) в соответствующих точках системы электроснабжения. Минимально допустимая величина средневзвешенного коэффициента мощности cos для промышленных предприятий на вводах питающих предприятие, должна находиться в пределах 0,92 – 0,95. [14.308]



Так как на холодильной станции цеха №2510 установлены СД (синхронные двигатели), которые в процессе работы генерируют реактивную мощность в сеть, компенсирующие устройства здесь не установлены.

7.3 Построение принципиальной схемы электроснабжения

с учетом внешнего ЭСН

Электрические схемы являются основными электротехническими чертежами проекта, на основание которых выполняют все другие чертежи, производятся расчеты сетей и выбор основного электрооборудования.

**Одиночную магистральную** схему применяют для потребителей III категории; по этой схеме требуется меньшее количество линий и выключателей. **Двойная магистральная** схема достаточно надежна и для питания потребителей I категории, так как при любом повреждении на линии или в трансформаторе все потребители могут получить электроэнергию по второй магистрали. **Радиальная схема** применяется для питания сосредоточенных нагрузок и мощных электродвигателей. Для потребителей I и II категорий предусматриваются двухцепные радиальные схемы, а для потребителей III категории – одноцепные схемы. Радиальные схемы надежнее и легче автоматизируются, чем магистральные. **Смешанные схемы –** сочетают элементы магистральных и радиальных схем. Основное питание каждого из потребителей здесь осуществляется радиальными линиями, а резервное – одной сквозной магистралью.

В основном в распределительных сетях применяют разомкнутые схемы, отвечающие требованиям ограничения токов короткого замыкания и независимого режима работы секций.

В систему внешнего электроснабжения входят линии с ячейками в их начале, питающие предприятие электроэнергией, или отпайки от линии. Число линий определяется в зависимости от категорий надежности электроснабжения потребителей и передаваемой мощности. Широко распространены схемы с короткозамыкателями и отделителями на высшем напряжении.

Распределим нагрузку по секциям.

Таблица 7.3 Сводная ведомость

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Секции | Мощность номинальная,  кВт | Итого (мощность приве-  денная), кВт |
| I Секция Шин 6 кВ  1. Турбокомпрессор СТМП  2. Насос центробежный  3. Трансформатор собственных нужд  4. Турбокомпрессор СТДП  II Секция Шин 6 кВ  1. Турбокомпрессор СТДП  2. Турбокомпрессор СТМП  3. Трансформатор собственных нужд  4. Компрессор СДКП  5. Насос центробежный  III Секция Шин 6 кВ  1. Компрессор СДКП  2. Трансформатор собственных нужд  3. Насос центробежный  4. Турбокомпрессор  I Секция Шин 0,4 кВ ТП-31  1. Насос центробежный Н-38/3  2. Трансформатор возбуждения  3. Маслонасос  4. Электрозадвижка  5. Электрозадвижка  6. Электрозадвижка  7. Кран мостовой МК 1  МК 2.3  МК 4.5  8. Маслонасос  9. Насос центробежный  10. Сварочный пост  11. Вентилятор  12. Автовентилятор  13. Вентилятор  14. Поддув  15. Поддув  16. Насос центробежный  17. Компрессор  18. Электрозадвижка  19. Электрозадвижка  20. Электрозадвижка  21. Маслонасос  22. Маслонасос  23. ЩО  II Секция Шин 0,4 кВ ТП-31  1. Насос центробежный  2. Трансформатор возбуждения  3. Маслонасос  4. Электрозадвижка  5. Электрозадвижка  6. Электрозадвижка  7. Насос центробежный  8. Вентилятор  9. Поддув  10. Поддув  11. Аварийный вентилятор  12. Сварочный пост  13. Насос центробежный  14. Маслонасос  15. Маслонасос  16. Электрозадвижка  17. Силовой щит КИП  18. Щит сигнализации  19. Сигнализация технологическая  20. Насос центробежный  21. Насос центробежный  22. Щит аварийного освещения | 3500  250  15  3150  3150  3500  15  630  250  630  15  250  3500  200  75х2  2,2х5  5,5х4  40х9  3,0х7  13  5,5х2  4,0х2  3,0х4  22  20х3  4,0  1,1  7,5  1,1  10  2,2х3  22  1,5х4  3,5  10  4,0  0,27  80  200х2  75х2  2,2х6  5,5х2  4,0х7  3,0х4  22х3  4,0  10  1,1  0,55  20  7,5х2  4  0,27  1,5  5  2,5  1,8  2,2  5,5  30 | 6915  7545  4395  18855  727,5  783,6  1481,1 |

Определение сечений кабельных линий распределительной сети 6 кВ

Выбирать сечение проводов линий электропередачи необходимо таким, чтобы оно было наивыгоднейшим с экономической точки зрения, чтобы провода не перегрелись при любой нагрузки в нормальном режиме, чтобы потеря напряжения в линиях не превышала установленные пределы.

Кабели 6 кВ питающие РП-3, электродвигатели турбинных поршневых компрессоров и насосные агрегаты проходят в кабельных каналах по эстакадам.

Выбор сечения производим по экономической плотности тока с учетом продолжительности максимума нагрузки (4500 ч.):

(7.4)



где - экономическая площадь сечения провода, мм²;



– расчетная сила тока в линии, А;



- нормированное значение экономической плотности тока, по [12.133], принимаем равной 1,7 А/мм ².



Расчетную силу тока находим по формуле:

– для трансформатора (7.5)



– для двигателя (7.6)



где - расчетная полная мощность нагрузки, подключенной к линии, кВА;



- номинальное напряжение линии, кВ.



Например для электродвигателя турбокомпрессора М-2/1:

А



мм²



По [11, 410] выбираем кабель марки АВВГ 2х3х150, с .



Для остального оборудования сечение кабелей находится аналогично, данные сводим в таблицу.

Таблица 7.4 Марки и сечения выбранных кабелей

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Электроприемник | Марка  кабеля | | | Сечения,  мм² | Длина,  м | | Колич-во кабелей, шт. | Ток допустимый, А |
| 1. РП-3 секция шин:  1, 2, 3 | АВВГ | | | 240 | 1000 | | 12 | 290 |
| 2. Эл.двигатель турбокомпрессора:  М2/1, М2/2 | АВВГ | | | 150 | 90 | | 4 | 225 |
| 3. Эл.двигатель  турбокомпрессора:  М5/1, М5/2, М5/3 | АВВГ | | | 240 | 120 | | 3 | 290 |
| 4. Эл.двигатель  насоса:  Н38/1, Н38/2, Н38/3 | АВВГ | | | 25 | 150 | | 3 | 70 |
| 5. Эл.двигатель  компрессора поршн.:  М53/1, М53/2 | | АВВГ | 50 | | | 140 | 2 | 110 |

1. Проверим выбранную кабельную линию 6 кВ, идущую к электродвигателю компрессора по нагреву длительно допустимым током:

(7.5)



где – суммарная полная мощность на ВН, кВА;



А



По условию выбранное сечение кабельной линии нас удовлетворяет, так как 337 А < 450 А.



Для кабельных линий 6 кВ идущих к другим электроприемникам проверку проводим аналогично и делаем вывод: выбранные сечения удовлетворяют условию



2. Проверку сечения кабелей 6 кВ по термической устойчивости к токам КЗ проводится после расчета токов короткого замыкания (часть 9)

3. По потери напряжения сечения выбранных кабельных линий не проверяются, так как длина линий менее одного километра. [12.133]

7.5 Выбор сборных шин 6 кВ

В промышленных предприятиях с увеличением их мощности и ростом плотности электрических нагрузок появилась необходимость передавать в одном направлении токи 2000–5000 А и более на напряжения 6–20 кВ. В этих случаях целесообразно применять специальные мощные шинопроводы, которые имеют преимущества перед линиями, выполненными из большого числа параллельно проложенных кабелей. Преимущества эти следующие:

– большая надежность;

– возможность индустриализации электромонтажных работ;

– доступность наблюдения и осмотра шинопроводов в условиях эксплуатации.

На решение вопроса о применении мощных шинопроводов может оказать влияние также характер генерального плана предприятия.

В распределительном пункте РП-3 холодильной установки расположено 3 секции шин, длина каждой составляет 15 метров. Принимаем сдвоенные медные шины прямоугольного сечения 120 х 12 мм, ток допустимый равен . Проверку сборных шин будем проводить в другом разделе (9.1)



7.6 Расчет распределительной сети 0,4 кВ

В цеховых сетях различают питающую и распределительную сети. Линии цеховой сети, отходящие от цеховой трансформаторной подстанции или вводного устройства, образуют питающую сеть, а линии, подводящие энергию от шинопроводов или распределительных пунктов непосредственно к электроприемникам – распределительную сеть.

Проводим расчет распределительной сети 0,4 кВ. рассмотрим участок I секции шин.

1. Составляем расчетную схему электроснабжения до электроприемников, подключенных к ШР-1. на схему наносим известные данные.

2. Рассчитываются и выбираются автоматы защиты типа ВА.

– Линия Т1-ШНН, 1SF, линия до первой секции шин (I СШ)

(7.6.1)



где – ток в линии сразу после трансформатора, А;



- номинальная мощность трансформатора, кВА;



- номинальное напряжение трансформатора, кВ



А



; А



где - номинальный ток автомата, А;



- номинальный ток расцепителя, А;



По [15. 185] выбирается автомат ВА-53–43

; ; ; ; ;



– Линия I секция шин, А II/1, линия с 1РПО (один электроприемник). По (7.6)



По [15.185] выбирается автомат ВА-51–35

; ; ; ; ;



– Линия I секция шин, А II/2, линия с группой электроприемников, 1ШР



По [15.185] выбирается автомат ВА-55–39

; ; ; ; ;



– Линия I секция шин, насос Н 38/3



По [15.185] выбирается автомат ВА-51–39

; ; ; ; ;



3. Выбираются линии электроснабжения с учетом соответствия аппаратам защиты согласно условию:

(7.6.2)



где – допустимый ток проводника, А;



- коэффициент защиты. Принимаем его равным 1, в помещениях с нормальной зоной опасности по [15.43]. По [11.410] для прокладки в воздухе при отсутствии механических повреждений выбирается кабель марки АВВГ.



– Линия с А II/1, с одним электроприемником:



Выбираем кабель АВВГ 70,



– Линия с 1SF



Выбираем кабель АВВГ 2 х 800,



– Линия с А II/2, с группой электроприемников:



Выбираем кабель АВВГ 2 х 185,



– Линия 1СШ, насос Н 38/3



Выбираем кабель АВВГ 3 х 185,



4. Все данные по выбранным автоматическим выключателям и по кабелям заносим в таблицы. Проверку элементов цеховой сети проводим в разделе 10.1.

**8. Расчет осветительной установки**

Сети электрического освещения характеризуются большой разветвленностью и протяженностью. ПУЭ предусматривают три системы освещения (общее, местное и комбинированное) и два вида освещения (рабочее и аварийное).

*Рабочее* освещение создает требуемую по нормам освещенность, обеспечивая этим необходимые условия работы при нормальной эксплуатации. При отключении рабочего освещения *аварийное* должно давать возможность в одних помещениях продолжать работу при сниженной освещенности (аварийное освещение для продолжения работы), в других безопасно выйти людям из помещения (эвакуационное аварийное освещение).

*Аварийное освещение для продолжительной работы* предусматривают для помещений и на открытых площадках, отсутствие света может быть причиной взрыва, пожара, или привести к длительному нарушению технологического процесса или вызвать опасность травматизма в местах большого скопления людей.

Основное требование ПУЭ к расчету электрического освещения заключается в выборе такой площади сечения провода, при которой отклонения напряжения на источниках света находятся в допустимых пределах. Допустимое отклонение напряжения согласно ПУЭ, составляет – 2,5…+5%.

Расчетная реактивная нагрузка осветительных установок определяется по формуле: Qр, он = Рр, он · tg φ, где tg φ соответствует cos φ осветительной установки.

Светильники с люминисцентыми лампами, обычно, поставляются с конденсаторами, предназначенными для индивидуальной компенсации реактивной мощности. Их cos φ составляет 0,92 – 0,95. Светильники с лампами типа ДРЛ, как правило, не имеют индивидуальной компенсации реактивной мощности, их cos φ составляет 0,5 – 0,65.

В качестве электрических источников света на рассматриваемой холодильной установки используются люминесцентные лампы и лампы накаливания. Чаще всего люминесцентные лампы на предприятиях используются как основной источник света, обеспечивающий нормальную работу производства.

*Дуговые ртутные лампы* типа ДРЛ являются лампами высокого давления с исправленной цветопередачей. Исправление цветопередачи ртутного разряда в них достигается люминифором, нанесенного на внутреннюю поверхность колбы лампы.

Применяются четырех электродные лампы ДРЛ на напряжение 220 В мощностью 250, 400, 700, 1000 и 2000 Вт. Их световая отдача 44 лм / Вт (250 Вт)… 60 лм / Вт (2000 Вт), продолжительность горения 10 тыс. ч у лампы мощностью 2000 Вт. Температура окружающего воздуха мало влияет на световой поток, но при температуре – 30ºС и ниже зажигание лампы становится затруднительным.

Достоинствами ламп ДРЛ являются:

– высокая световая отдача (до 55 лм / Вт);

– большой срок службы (10000 ч);

– компактность;

– некритичность к условиям внешней среды.

Например, рассмотрим освещение насосной установки, входящей в состав цеха №2510.

Освещение выбираем лампами ДРЛ-250. Основные технические данные заносим в таблицу 8.1

Таблица 8.1 Технические данные лампы ДРЛ-250.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип  лампы | Мощность,  Вт | Напряжение  на лампе,  В | Ток лампы,  А | | Размер,  мм | |
| Рабочий | Пусковой | D | L |
| ДРЛ-250 | 250 | 130 | 2,15 | 4,50 | 91 | 227 |

Распределяем лампы равномерно в 2 ряда.

(8.1)



где - удельная мощность, Вт/м²;



- коэффициент для ламп ДРЛ, равен 0,15 [12. 31]



- нормированная освещенность, Лк;



- коэффициент запаса, равен 0,85 [12. 31]



(8.2)



где - площадь освещаемого объекта, м²;



– ширина и длина объекта, м.



м²



Вт/м²



Находим мощность освещения:

(8.3)



где - мощность освещения, Вт.



Вт



Количество ламп ДРЛ будет:

2388,7/ 250=9,7 шт. или 10 штук. То есть, по 10 штук в 2 ряда.

Остальное освещение рассчитываем аналогично.

Для обеспечения аварийного освещения на случий прекращения основного прменим восемь ламп накаливания по 200 Вт типа В3Г. Помещение относится к категории взрывоопасности В – Iа.

Действенным средством экономии электроэнергии в осветительных сетях является применение рациональных систем автоматического управления освещением в течении суток и ограничения повышенных уровней напряжения на зажимах источника света.

**9. Расчет токов короткого замыкания в сети высокого напряжения**

В системе трехфазного переменного тока могут возникнуть непредусмотренные соединения проводников двух или трех фаз между собой или на землю, называемые короткими замыканиями.

Это происходит при набрасывании проводника на воздушную линию, при повреждении кабеля, падении поврежденной опоры воздушной линии со всеми проводами на землю, перекрытии фаз животными и птицами, обрыве проводов и так далее.

Рассчитать токи короткого замыкания – это значит:

– по расчетной схеме составить схему замещения, выбрать точки КЗ;

– рассчитать сопротивления;

– определить в каждой выбранной точке 3-фазные, 2-фазные и 1-фазные токи короткого замыкания, заполнить «Сводную ведомость токов КЗ».

1. Составляется схема замещения и нумеруются точки короткого замыкания в соответствии с расчетной схемой.

2. Вычисляются сопротивления элементов и наносятся на схему замещения.

– Для системы: за базисную мощность принимаем мощность системы, т.е. 100 МВА.



Номинальный ток системы, относимый к напряжению 6,3 кВ:

(9.1)



где – заданная базисная мощность, МВА;



– базисное напряжение системы, кВ.



Приводим все сопротивления к базисной мощности.

(9.2)



(9.3)



где - индуктивное и активное сопротивления системы;



- удельные индуктивное и активное сопротивления;



- протяженность линии.



;



Данные по берем из [15.62]



а) сопротивление кабельной линии ГПП – РП3. Активное сопротивление одного километра кабельной линии определяем по формуле:

(9.4)



где – удельная проводимость проводов, равная 32 м / Ом ·мм², по [15.60];



- сечение проводов одной фазы (240 мм²);



Активное сопротивление кабельной линии:

(9.5)



где -длина кабельной линии, км.



б) реактивное сопротивление кабельной линии:

(9.6)



где = 0,077 Ом/км [15. 62]



,- активное и реактивное сопротивления 1 км кабельной линии.



в) величину переходного сопротивления контактов автомата не учитываем, так как она относительно мала.

1) определяем ток короткого замыкания в точке К1:

(9.7)



активное сопротивление линии:

(9.8)



Находим полное сопротивление кабельной линии:



Ток короткого замыкания в точке К1:

(9.9)



Определяем ударный ток короткого замыкания:

(9.10)



где – ударный коэффициент, равный 1 при более удаленных точках [15.62]



При коротких замыканиях в удаленных от электростанций сетях принимается допущение: , тогда



2) Определяем короткое замыкание в точке К2. Суммарное сопротивление цепи КЗ равно:

(9.11)



Активное сопротивление цепи короткого замыкания равно:

(9.12)



Так как сечение провода одинаковое с кабельной линией КЛ 1, то



Находим полное сопротивление кабельной линии:



Ток короткого замыкания в точке К2:



Определяем ударный ток короткого замыкания:



выполняется допущение:



3) Все данные заносим в таблицу 9.1:

Таблица 9.1 Сводная ведомость токов короткого замыкания

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Точки КЗ |  |  |  |  |  |  |  |
| К1 | 0,68 | 0,32 | 0,75 | 1 | 12,1 | 17,1 | 12,1 |
| К2 | 0,72 | 0,34 | 0,79 | 1 | 11,5 | 16,3 | 11,5 |



9.1 Выбор и проверка токоведущих частей и аппаратов по токам КЗ

на стороне высокого напряжения

Выбранное электрооборудование должно:

• соответствовать условиям окружающей среды;

• иметь номинальные параметры, удовлетворяющие условиям работы в нормальном режиме и при коротком замыкании;

• отвечать требованиям технико-экономической целесообразности.

а) Выключатели.

Проверяем выключатели типа ВВЭ-10–31,5/1600 У3 [15. 77]. Это вводные выключатели ГПП – РП3. Расчетные параметры, номинальные данные, условия выбора и проверки выключателей приведены в таблице 9.1.1.

Таблица 9.1.1 Выбор и проверка выключателей 6 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Параметры | Усл.  обозн. | Един.  измер. | Условия выбора | Данные выклюю-  чателя | | Дополнител.  сведения |
| Расчет. | Катал. |
| Выбор:  1. Напряжение номинальное  2. Ток номинальный | Uн  Iн | кВ  А | Uнв ≥ Uну  Iнв ≥ Iну | 6 | 10  1600 | ВВЭ-10–31,5/  1600 УЗ |
| Проверка:  1. Ток отключения  2. Мощность отключения  3. Амплитуда тока ударного  сквозного  4. Предельный ток терми-  ческой стойкости | Iн.отк  Sн.отк  iск  Iтс | кА  МВА  кА  кА | Iн.отк ≥ Iр.отк  Sн.отк ≥ Sр.отк  iск ≥ iу  Iтс ≥ Iр.тс | 9,3  96,5  13,1  5,4 | 31,5  544,95  80  10 | Откл.спо-сть  Динамич.стой-  кость  Термич.стой-  кость |

Определяем расчетные данные и заносим в таблицу:

– Ток короткого замыкания на ВН

(9.1.1)



кА



кА



; кА



– Отключающая способность

кА



(9.1.2)



МВА



(9.1.3)



МВА



– Ток термической стойкости

(9.1.4)



где - время действия короткого замыкания фактическое, равное 1 сек. [15.76];



- время действия термической стойкости равное 3 сек. [15.77]



(кА)



Условия выбора выполнены. Все данные выбранных выключателей заносим в таблицу 9.1.2

б) Шины.

Шины выбираются по току, напряжению, условиям окружающей среды, их проверяют на термическую и динамическую устойчивость.

Находим минимальную площадь сечения шины по термической устойчивости:

(9.1.5)



где - сила установившегося тока короткого замыкания, кА;



- приведенное время короткого замыкания, в течении которого установившейся ток КЗ выделяет то же количество теплоты, что и действительное время;



- термический коэффициент, соответствующий разности выделенной теплоты в проводнике до и после короткого замыкания; для медных шин



С = 171, по [12.205]

Выбираем медную шину 120 х12 мм, Iдоп = 4100 А, расположение шины – «ребро». [12.205]

мм²



[C.202] Динамическая устойчивость характеризуется допустимым механическим напряжением для данного металла шин на изгиб.



(9.1.6)



где - сила ударного тока, кА;



– расстояние между опорными изоляторами, см; равное 900 мм;



- расстояние между осями шин смежных фаз, см; равное 250 мм;



W – момент сопротивления, см³.

М·Па



(9.1.7)



где b – толщина полосы, см;

h – ширина (высота) шины, см.

см³



Допустимое напряжение в металле шин:

М·Па 140 ≥ 3,39



Условие выполняется

в) Кабель.

Кабели выбирают по току, напряжению, способу прокладки, в зависимости от окружающей среды и проверяют на термическую устойчивость при коротком замыкании по формуле (9.1.5). Для кабеля с алюминиевыми жилами С = 85.

Проверяем кабель марки АВВГ напряжением 6 кВ, сечением 240 на термическую устойчивость к токам короткого замыкания.



кА , с, С = 85



мм²



Сечение данного кабеля удовлетворяет установившемуся току короткого замыкания . Выбор выполнен правильно.



г) Изоляторы.

Изоляторы служат для крепления проводов и шинных конструкций и для изоляции их от заземленных частей. Изоляторы изготавливают из фарфора или стекла.

Изоляторы выбирают по номинальному напряжению и току, типу и роду установки и проверяют на разрушающее воздействие от ударного тока короткого замыкания. При установке шины на «ребро» допустимое усилие на изолятор Р доп = 0,4 ·Рр.

Выбираем изолятор типа ИО 6–0,75 УЗ по [11.308]

д) Реакторы.

Реакторы применяют как устройства, ограничивающие силу тока короткого замыкания и силу пусковых токов мощных электродвигателей. Если в электрическую цепь включить добавочное электрическое сопротивление (т.е. реактор), сила тока короткого замыкания в цепи за реактором будет уменьшена. В цепи со сниженным значением силы тока короткого замыкания можно устанавливать более дешевые выключатели с пониженной отключающей способностью. В этом и состоит назначение реактора в электрических сетях.

Реакторы выбирают по силе расчетного тока линии и заданной силе допустимого тока короткого замыкания. Расчетное сопротивление реактора определяется по формуле:

(9.1.8)



где – сопротивление реактора, которое необходимо включить в данную цепь, чтобы снизить силу тока короткого замыкания до заданного значения Iк.доп;



Iн.р – сила номинального тока реактора по каталогу, близкая силе тока в цепи;

Iк.доп – сила допустимого тока короткого замыкания.

Например, для двигателя М 5/1:

Iр = 3150/1,73·6 = 303 А

Требуется снизить силу тока короткого замыкания до Iк = 11,5 кА. По каталогу выбираем реактор с Iн.р = 630 А. Его сопротивление должно быть не меньше: .



По каталогу находим реактор бетонный, типа РБ 10–630 с Uн =10 кВ, хр =6%

[11. 340]. Конструктивно реактор представляет собой катушку индуктивности без стального сердечника. Несколько десятков витков изолированного провода или шин, закрепленных в бетонных распорках и устанавливаемых на изоляторах, составляют реактор.

Таблица 9.1.2 Данные выбранных выключателей

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Позиция  выключателя | Тип  выключателя | Технические данные выключателя | | | | | |
| ,  А | предельные | | ,  сек | .  кА | ,  сек |
| , кА | , кА |
| 1. РП – 3  Секции 1,2,3:  Q1, Q2, Q3  СВВ 1/2  СВВ 2/3 | ВВЭ 10–31,5/1600 УЗ | 1600 | 80 | 31,5 | 3 | 31,5 | 0,055 |
| 2. Секция шин 1  SF1, SF2, SF4  Секция шин 2  SF5, SF6, SF7,  SF8, SF10  Секция шин 3  SF13, SF15 | ВВЭ 10–20/1000 УЗ | 1000 | 52 | 20 | 3 | 20 | 0,055 |
| 3. Секция шин 1  SF3  Секция шин 2  SF9, SF11  Секция шин 3  SF12, SF14 | ВВЭ 10–20/630 УЗ | 630 | 52 | 20 | 3 | 20 | 0,055 |

**10. Расчет токов короткого замыкания в сети низкого напряжения**

Согласно ПУЭ силы токов короткого замыкания рассчитываются в тех точках сети, при коротком замыкании в которых аппараты и токоведущие части будут находиться в наиболее тяжелых условиях. Для вычисления силы токов короткого замыкания составляется расчетная схема, на которую наносятся все данные, необходимые для расчета, и точки, где следует определить токи короткого замыкания.

Схема замещения представляет собой вариант расчетной схемы, в которой все элементы заменены сопротивлениями, а магнитные связи – электрическими. Точки короткого замыкания выбираются на ступенях распределения и на конечном электроприемнике. Точки короткого замыкания нумеруются сверху вниз, начиная от источника.

1. Составляем схему замещения (рисунок 10.1) и нумеруем точки короткого замыкания в соответствии с расчетной схемой.
2. вычисляем сопротивления элементов и наносим на схему замещения.

– Для системы:

(10.1)



где – ток системы, А;



- полная мощность трансформатора, кВ·А;



- напряжение системы, кВ.



А



Данные для трансформатора берем по таблице 1.9.1 [15.60]

Rт = 2 мОм, Хт = 8,5 мОм, Zт = 81 мОм

Данные для автоматов берем по таблице 1.9.3 [15.60]

1SF R1SF = 0.1 мОм Х1SF = 0.1 мОм RII1SF = 0.15 мОм

АII/2 R А II/2=0,15 мОм Х А II/2= 0,17 мОм RII А II/2= 0.4 мОм

А1 RА1 = 0,4 мОм ХА1 = 0,5 мОм RII A1 = 0,6 мОм

– Для кабельной линии КЛ 1

Данные для кабельной линии берем по таблице 1.9.5 [15.60]

КЛ 1:



Так как в схеме один кабель, то:



– Для кабельной линии КЛ 2

Данные для кабельной линии берем по таблице 1.9.5 [15.60]

КЛ 2:



Так как в схеме два параллельных кабеля, то:



Rкл2=



– Для кабельной линии КЛ 3

Данные для кабельной линии берем по таблице 1.9.5 [15.60]

КЛ 3:



Так как в схеме один кабель, то:



– Для шинопровода

Данные для шинопровода берем по таблице 1.9.7 [15.60]



Для ступеней распределения берем данные по таблице 1.9.4 [15.60]

Rc1 = 20 мОм Rc2 = 25 мОм

3. Упрощаем схему замещения, вычисляем эквивалентные сопротивления на участках между точками короткого замыкания и наносим на схему (рисунок 10.3).

Rэ1 = Rкл1 + Rт + R1SF + RII1SF + Rc1 (10.2)

Rэ1 = 28,1 + 2 + 0,1 + 0,15 + 20 = 50,35 мОм

Хэ1 = Хкл1 + Хт + Х1SF (10.3)

Хэ1 =2,8 + 8,5 +0,1 = 11,4 мОм

Rэ2 = RАII/2 + RIIA/2 + Rкл2 + Rш + Rc2 (10.4)

Rэ2 = 0,15 + 0,4 + 0,425 + 0,42 + 25 = 26.39 мОм

Хэ2 = ХАII/2 + Хкл2 + Хш (10.4)

Хэ2 = 0,17 + 0,4 + 0,42 = 0,99 мОм

Rэ3 = RА1 + RIIA1 + Rкл3 (10.5)

Rэ3 = 0,4 + 0,6 + 40,5 = 41,5 мОм

Хэ3 = ХА1 + Хкл3 (10.6)

Хэ3 = 0,5 + 12 = 12,5 мОм

4. Вычисляем сопротивления до каждой точки короткого замыкания и заносим данные в «Сводную ведомость».

Rк1 = Rэ1 = 50,35 мОм Хк1 = Хэ1 = 11,4 мОм

(10.7)



мОм



Rк2 = Rэ1 + Rэ2 = 50,35 + 26,39 = 76,74 мОм

Хк2 = Хэ1 + Хэ2 = 11,4 + 0,99 = 12,39 мОм

мОм



Rк3 = Rк2 + Rэ3 = 76,74 + 41,5 = 118,2 мОм

Хк3 = Хк2 + Хэ3 = 12,39 + 12,5 =24,89 мОм

мОм



Rк1/ Хк1 = 50,35/11,4 = 4,4

Rк2/ Хк2 = 76,74/12,39 = 6,2

Rк3/ Хк3 = 118,2/24,89 = 4,74

5. Определяем коэффициент Ку и q



(10.8)



где Ку – ударный коэффициент, равный 1 [15.59]

(10.9)



где q – коэффициент действующего значения ударного тока



6. Определяем трехфазные и двухфазные точки короткого замыкания и заносим в «Сводную ведомость».

(10.10)



кА



кА



кА



(10.11)



где – действующее значение ударного тока, кА



кА



кА



кА



(10.12)



кА



кА



кА



(10.13)



кА



кА



кА



Таблица 10.1 Сводная ведомость токов КЗ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Точка  КЗ | Rк,  мОм | Хк,  мОм | Zк,  мОм | Rк / Хк, | Ку | q | ,  кА | ,  кА | ,  кА | ,  кА | Zп,  мОм | ,  кА |
| К1 | 50,35 | 11,4 | 51,62 | 4,4 | 1 | 1 | 4,48 | 6,32 | 4,48 | 3,87 | 20 | 5,47 |
| К2 | 76,74 | 12,39 | 77,73 | 6,2 | 1 | 1 | 2,82 | 3,98 | 2,82 | 2,43 | 46,7 | 2,98 |
| К3 | 118,2 | 24,89 | 120,79 | 4,74 | 1 | 1 | 1,81 | 2,55 | 1,81 | 1,56 | 129,9 | 1,4 |

7. составляется схема замещения для расчета 1-фазных токов КЗ (рисунок 10.2) и определяются сопротивления.



Рисунок 10.2

Для кабельных линий:

Хпкл2 = х0п · L кл2 = 0,15 · 5 = 0,75 мОм

R пкл2 =2 r0 · L кл2 = 2 · 0,085· 5 = 0,85 мОм

R пш = r0 пш · Lш = 0,42 · 2 = 0,84 мОм

Х пш =х0 пш · Lш = 0,42 · 2 = 0,84 мОм

R пкл3 =2 r0 · L кл3 = 2 · 0,27· 150 = 81 мОм

Хпкл3 = х0п · L кл3 = 0,15 · 150 = 22,5 мОм

Z п1 = 20 мОм

R п2 = Rс1 + R пкл2 + R пш + Rс2 = 20 + 0.85 + 0.84 + 25 = 46.69 мОм

Хп2 = Хпкл2 + Х пш = 0,75 + 0,84 = 1,59 мОм

Z п2 = мОм



R п3 = R п2 + R пкл3 =46,69 + 81 = 127,7 мОм

Хп3 = Хп2 + Хпкл3 = 1,59 + 22,5 = 24,09 мОм

Z п3 = мОм



= 0,23·10³/ (15 + 81/3) = 5,47 кА



= 0,22·10³/(46,7 + 81/3) = 2,98 кА



= 0,22·10³/(129,9 + 81/3) = 1,4 кА



Результаты расчета токов короткого замыкания представлены в «Сводной ведомости токов КЗ», таблица 10.1.

10.1 Проверка элементов цеховой сети

Для уменьшения последствий аварий в электрической сети при коротких замыканиях необходимо обеспечить быстрое отключение поврежденного элемента сети, выбирать аппаратуру таким образом, чтобы она была устойчивой при кратковременном воздействии тока короткого замыкания.

Аппараты защиты проверяют на:

– надежность срабатывания;

– отключающую способность;

– отстройку от пусковых токов.

1. Согласно условиям по токам короткого замыкания автоматы защиты проверяются:

а) на отключающуюся способность

1SF: 31 > 1,41·4,48 кА



АII/2: 25 > 1,41·2,82 кА



А1: 12,5 > 1,41·1,81 кА



Автоматы при коротком замыкании отключаются не разрушаясь.

б) на надежность срабатывания

1SF: 3,87 ≥ 3·1,28 кА



АII/2: 2,43 ≥ 3·0,4 кА



А1: 1,56 ≥ 3·0,16 кА



Надежность срабатывания автоматов обеспечена.

в) на отстройку от пусковых токов. Учтено при выборе К0 для I у(кз) каждого автомата.

I у(кз) ≥ Iп для электродвигателя

I у(кз) ≥ Iпик для распределительного пункта

2. Согласно условиям проводники проверяются:

– на термическую стойкость

КЛ 2 (1СШ – 1ШР)

; 2 х 185 > 40,4 мм²



(10.1.1)



где – термический коэффициент, для алюминия равный 11 [15.72];



мм²



- приведенное время действия токов короткого замыкания, равный 1,7 (1 ступень) [15.72];



КЛ 3 (1ШР – Трансформатор М2/1)

; 120 > 18,9 мм²



мм²



По термической стойкости кабельные линии удовлетворяют.

– на соответствие выбранному аппарату защиты. Учтено при выборе сечение проводника



220 А > 1·1,25·160 = 200 А 220 А > 200 А

3. Согласно условиям шинопровод проверяется:

– на динамическую стойкость:

(10.1.2)



где – допустимое механическое напряжение в шинопроводе, Н/см²;



– фактическое механическое напряжение в шинопроводе, Н/см².



Для медных шин Н/см, [15.70]



(10.1.3)



(10.1.4)



где Ммакс – наибольшей изгибающей момент, Н·см;

W – момент сопротивления сечения, см³;

l – длина участка, км;

- максимальное усилие на шину, Н.



Момент сопротивления находим по формуле [15.69]:

W = b·h²/6

Так как Lш = 2 м (расстояние от начала ответвления), то достаточно иметь один пролет l = 3 м, тогда:

(10.1.5)



где l – длина пролета между соседними опорами, см;

а – расстояние между осями шин, см;

iу – ударный ток короткого замыкания, трехфазный, кА.

Н



см³



Ммакс = 0,125 · 83,6 · 3 · 10² = 3135 Н·см

Н/см



(14·10³) (0,591·10³)



Шинопровод динамически устойчив.

– на термическую стойкость:

Sш ≥ Sш.тс (10.1.6)

где Sш – фактическое сечение шинопровода, мм²;

Sш.тс – термически стойкое сечение шинопровода, мм²;

Sш = b·h = 5·80 = 400 мм²

мм²



где = 6 = для меди [15.70]



(400 мм²) Sш ≥ Sш.тс (22 мм²)

Шинопровод термически устойчив, следовательно, он выдержит кратковременно нагрев при коротком замыкании до 200ºС.

**11. Релейная защита цехового трансформатора**

В условиях эксплуатации возможны повреждения отдельных элементов системы электроснабжения.

*Релейной защитой* называют комплект специальных устройств обеспечивающий автоматическое отключение поврежденной части электрической сети, установки.

Релейная защита и автоматика должны удовлетворять ряду требований, основными из которых являются селективность, чувствительность, быстродействие, надежность.

Под *селективностью* понимается свойство релейной защиты, действующей на отключение, избирать поврежденный участок и отключать только его. Под *чувствительностью* релейной защиты понимается ее способность реагировать на возможные повреждения в минимальных режимах системы электроснабжения, когда изменение воздействующей величины (величина, на которую реагирует защита) будет минимальным. В релейной защите под *надежностью* понимают свойство устройств выполнять заданные функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных пределах в течение требуемого промежутка времени. *Быстрое отключение* КЗ уменьшает размеры разрушения изоляции и токоведущих частей токами КЗ в месте повреждения, уменьшает вероятность несчастных случаев, и т.д.

Максимальной токовой называют защиту, действующую в случаях, когда ток в защищаемой цепи превышает значение, равное максимальному рабочему току этой цепи. Эта защита является наиболее надежной, дешевой и простой по выполнению. Ее применяют для защиты кабельных и воздушных линий при одностороннем их питании, генераторов, трансформаторов, высоковольтных электродвигателей.

Цеховые трансформаторы защищают при следующих повреждениях и ненормальных режимах:

– при междуфазных КЗ в обмотках одной фазы;

– при междуфазных КЗ в обмотках и на выводах;

– при замыкании на землю;

– при внешних КЗ;

– при перегрузке;

– при понижении уровня масла.

Для цехового трансформатора типа ТМН выбираем типы защиты и определяем токи срабатывания защит и реле цехового трансформатора.

Рассмотрим защиту цехового трансформатора ТП-31 при междуфазных КЗ в обмотках и на выводах высокого напряжения, при внешних КЗ, при однофазных КЗ и при перегрузе. ТМН 1000/6/0,4

U1т ном /U2т ном = 6 /0,4 кВ;

I1 ном = S / ·U1т ном (11.1)



I1 ном = 1000/1,73·6 = 96,3 А

I2 ном = S / ·U2т ном (11.2)



I2 ном = 1000/1,73·0,4 = 1445 А

Sт ном = 1000 кВА

1. Защита трансформатора при междуфазных КЗ в обмотках и на выводах.

Для защиты подобного рода принимаем токовую отсечку без выдержки времени с использованием токового реле типа РТ – 40. Токи срабатывания и реле определяем по формулам:

I с.з.= Кн · I к.макс (11.3)

I с.з = 1,4·1750 = 2450 А

где Кн – коэффициент надежности учитывает погрешности работы реле и трансформатора тока, возможные кратковременные перегрузки в цепи и неточности расчетов Кн = 1,4 [15.81]

I к.макс – номинальный ток трансформатора в первичной обмотке, А;

Uк% – напряжение КЗ трансформатора;

– ток 3-хфазного КЗ, кА.



I к.макс = = I1т ном /Uк% ·100 (11.4)



I к.макс = 96,3·100/ 5,5 = 1750 А

Ток срабатывания реле:

Iср = Кс.х · Iс.з / Ктт (11.5)

где Кс.х – коэффициент схемы представляет собой отношение тока в обмотке реле к току во вторичной обмотке ТТ в нормальном режиме.

Ктт – коэффициент трансформации ТТ.

Iср = 1·2450 /(150/5) = 81,6 А

Выбираем реле тока РТ – 40/100

2. Защита трансформатора при внешних КЗ.

Для защиты трансформатора при внешних КЗ и резервирования токовой отсечки и газовой защиты принимаем МТЗ с выдержкой времени. Токи срабатывания защиты и реле находим по формулам:

Iс.з = Кн · Кс.х · I1т ном /Кв · Ктт (11.6)

Кв – коэффициент возврата токового реле, равный 0,8;

Кн – коэффициент надежности равный 1,2;

Кс.х – коэффициент схемы, равный 1 при соединении ТТ «звездой», [15.81]

Iс.з = 1,2·1· 96,3 /0,8·(150/5) = 14,5 А

Принимаем реле тока РТ – 40/20

Коэффициент чувствительности защиты определяем при 3-хфазном коротком замыкании за трансформатором на стороне НН.

Кч = I к.макс/ Iс.з · Ктт (11.7)

Кч = 1750/14,5· 60 = 2,03 < 1.5

Выдержку времени МТЗ трансформатора выбирают из условия избирательности на ступень Δt выше наибольшей выдержки времени защит присоединений tпр питающихся от трансформатора, т.е.:

tмтз = tпр + Δt (11.9)

tмтз = 0.5+ 0.5 = 1.0 сек

3. Защита цехового трансформатора при перегрузе.

Для защиты цехового трансформатора при перегрузе принимаем МТЗ трансформатора, выполняемую с помощью одного токового реле, включенного на фазный ток и действующую на сигнал с выдержкой времени. МТЗ отстраиваем от номинального тока трансформатора.

Токи срабатывания защиты и реле определяем по формуле (11.7):

Iс.р = 1·96,3/ (150/5) = 3,21 А

Выбираем токовое реле РТ-40/6

Выдержку времени МТЗ от перегруза в этом случае выбирают больше выдержки времени защиты трансформатора от КЗ. Принимаем tпер = 5 сек.

4. Защита цехового трансформатора при однофазных КЗ в обмотках и на выводах НН.

Для этой защиты применяем токовую защиту нулевой последовательности. Защиту выполняем с помощью одного токового реле типа РТ – 40, включенного на ТТ, установленый в цепи заземления нейтрали цехового трансформатора. Защита действует на отключение, с выдержкой времени, выключателя ВН.

В реле протекает полный ток однофазного короткого замыкания. Токи срабатывания защиты определяем по формулам:

Iс.р = Ic.з / Ктт (11.10)



где Iотс – ток отстройки от небаланса равный 1800 А

Iс.з = 2400 / 1500/5 = 16 А

Принимаем реле тока РТ – 40/20.

Коэффициент чувствительности при однофазном КЗ на выводах трансформатора:



где кА – минимальный ток однофазного КЗ на шинах НН для цехового трансформатора с соединением обмоток Δ / Υ0.



**12. Расчет заземляющего устройства**

Многие части электроустановок, не находящиеся под напряжением (корпуса электрических машин, кожухи трансформаторов, осветительная арматура, привода и кожухи электрических аппаратов, каркасы распределительных шкафов и щитов управления, металлические оболочки кабелей и кабельные муфты, стальные трубы электропроводок и т.п.) могут во время аварии оказаться под напряжением, что вызывает опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала при прикосновении к ним. Обеспечить безопасность прикосновения к таким частям должно защитное заземление.

Заземление снижает потенциал по отношению к земле металлических частей электроустановки, оказавшихся под напряжением при аварии, до безопасного значения.

Защитные действия заземления состоят в уменьшении тока, возникающего в теле человека при соприкосновении с корпусом машины, оказавшемся под напряжением. Сопротивление заземляющих устройств для электроустановок при различных напряжениях должно приниматься в соответствии с нормами ПУЭ.

Рассчитать заземляющее устройство (ЗУ) в электроустановках с изолированной нейтралью – это значит:

– определить расчетный ток замыкания на землю и сопротивление ЗУ;

– определить расчетное сопротивление грунта;

– выбрать электроды и рассчитать их сопротивление;

– уточнить число вертикальных электродов и разместить их на плане.

1. Характеристика установки: Uн = 0,4 кВ. Наибольший ток через заземление при замыканиях на землю на стороне 0,4 кВ составляет 4,48 кА

2. Периметр насосной Р = 85 м

3. В качестве вертикальных электродов выбираем уголок (размеры сторон 60 х 60 мм²) длиной 2 метра, который погружаем ниже уровня земли на 0,7 метров. В качестве горизонтальных электродов выбираем полосы 40 х 4 мм², приваренные к верхним концам уголков.

4. Грунт в месте сооружения насосной – суглинок (удельное сопротивление суглинка 100 Ом·м; климатическая зона – III).

5. В качестве естественных заземлителей насосной используем ее железобетонные конструкции, имеющие надежное соединение с землей и с сопротивлением растеканию 0,8 Ом.

Используя исходные данные, рассчитаем заземляющее устройство.

а) Для стороны 0,4 кВ в соответствии с ПУЭ наибольшее допустимое сопротивление заземляющего устройства для электроустановок до 1кВ и с токами замыкания на землю ≥ 500 А составляет Rз = 0,5 Ом.

б)Сопротивление искусственного заземлителя рассчитываем с учетом использования естественного заземлителя, включенного параллельно:

1/ Rи = 1/ Rз – 1/ Rе (12.1)

где Rз – расчетное сопротивление заземляющего устройства по ПУЭ;

Rи – сопротивление искусственного заземлителя, Ом;

Rе – сопротивление естественного заземлителя, Ом.

На основание имеющихся данных записываем:

1/ Rи = 1/ 0,5 – 1/ 0,8 отсюда Rи = 1,33 Ом

в) Определяем расчетные удельные сопротивления грунта для горизонтальных и вертикальных заземлителей:

ρр, г = ρуд · kп.г (12.2)

ρр, в = ρуд · kп.в (12.3)

где ρуд – удельное сопротивление грунта (суглинок), равное 100 Ом ·м [15.90]

kп.г и kп.в - повышающие коэффициенты для вертикальных и горизонтальных электродов для заданной климатической зоны.

Повышающие коэффициенты для климатической зоны III принимаем равными 2 для горизонтально протяженных электродов при глубине заложения 0,8 м и 1,4 – для вертикальных стержневых электродов длиной 2 – 3 метра при глубине заложения из вершины 0,5 – 0,8 метра.

Расчетные удельные сопротивления:

– для горизонтальных электродов: ρр, г = 100 · 2 = 200 Ом ·м

– для вертикальных электродов: ρр, в = 100· 0,14 = 140 Ом ·м

г) Определяем сопротивление растеканию одного вертикального электрода – уголок длиной 2 м при погружении ниже уровня земли на 0,7 м по формуле:

(12.4)



При применении уголков для вертикальных электродов в качестве диаметра принимаем эквивалентный диаметр уголка:

d = d у, э = 0,95· b (12.5)

где b – ширина сторон уголка.

Для уголка с шириной полки b = 0.06 м:

d = 0.95 – 0.06 = 0.057 м

Ом



д) Определяем примерное количество вертикальных заземлителей при предварительно принятом коэффициенте использования. Коэффициент использования находим по справочным данным [15.91].

Отношение расстояния между вертикальными электродами к их длине d/l = 2; так как d = 4 м, принимаем, что расстояние между электродами равно 4 м;

l = 2 м, следовательно 4 / 2 = 2.

По справочнику [15.91] предварительно коэффициент использования:

kп.в = 0,66 (при числе уголков порядка 60 и отношении d/l = 2)

Примерное число вертикальных заземлителей n:

n = Rо.и.в / kи.в · Rи (12.6)

где Rи – необходимое сопротивление искусственного заземлителя;

n = 50,5/ 0,66 · 1,33 = 57,5

е) Определяем сопротивление, которое оказывает току горизонтальный заземлитель, состоящий из полос 40 · 4 мм² По справочнику [15.91] коэффициент использования:

kи, г = 0,28 (при числе уголков порядка 60 и d / l = 2)

Сопротивление полосы находим по формуле:

(12.7)



Расстояние между вертикальными электродами d = 4 м. Предлагаемое количество электродов 60, тогда периметр: l = 60 · 4 = 240 м

Ом



ж) Уточненное сопротивление вертикальных электродов:

(12.8)



Ом



з) Уточненное число вертикальных электродов определяем при коэффициенте использования kив = 0,58, по [15.91]

при n = Rовэ /kиву · Rвэ = 50,5/ 0,58 · 1,61 = 54

Принимаем 54 уголка

и) Проверяем термическую стойкость полосы 40 х 4 мм²

(12.9)



где – расчетный ток короткого замыкания через проводник, А;



– приведенное время прохождения тока короткого замыкания на землю, с; Ст – постоянная равная для 74 [6.237].



= 4,48 кА (из расчета тока КЗ)



= 1,25 сек., следовательно



мм²



Таким образом, полоса 40 х 4 мм² условию термической стойкости удовлетворяет.

**13. Расчет молниезащиты**

**Молниезащита** – комплекс защитных устройств и мероприятий, предназначенных для обеспечения безопасности людей, предохранения зданий, сооружения, оборудования и материалов от возможных взрывов, загораний и разрушений, возникающих при разрядах молнии.

Насосная установка относится по устройству молниезащиты к III категории и защищается от прямых ударов молнии и заноса высоких потенциалов через наземные металлические коммуникации.

В электрических установках защита от прямых ударов на подстанциях осуществляется вертикальными стержневыми молниеотводами, а защита линий – горизонтальными молниеотводами. Вертикальный стержневой молниеотвод представляет собой высокий столб с проложенным вдоль него стальным проводом, соединенным с заземлителем. Горизонтальный молниеотвод представляет собой провод, расположенный над фазными проводами линии на тех же опорах. Чем выше над защищаемым объектом расположен молниеотвод, тем больше его защитная зона, в которой молниеотвод как бы перехватывает молнию и отводит ее в землю.

Для защиты здания от вторичных воздействий молнии предусматриваются следующие мероприятия: металлические корпуса всего оборудования и аппаратов присоединяются к заземляющему устройству электроустановок, протяженные трубопроводы, выполненные из металла, в местах их взаимного сближения на расстоянии менее 10 см через 30 м соединяются металлическими перемычками.

1. По формулам [15.98] для одиночного стержневого молниеотвода определяются параметры молниезащиты (м/з). Высота зоны защиты над землей *h* = 50 м, а высота вершины конуса стержневого молниеотвода *h0*

*h0* = 0.85· *h* м (13.1)

*h0* = 0.85 · 50 =42.5 м

*hх –* высота защищаемого сооружения, равна 20 м;

*hм* – высота стержневого молниеприемника, м;

*hа* – активная высота молниеотвода, м.

Радиус зоны защиты на уровне земли *r0* и радиус защиты на высоте защищаемого сооружения *rх* находим по формулам [15.100]:

(13.2)



м



*rх* = (13.3)



*rх* = (1,1–0,0002·50) ·(50–1,2 ·20) = 26 м

*hм* = *h- h0*0  (13.4)

*hм*= 50 – 42,5 = 7,5 м

*hа* = *h – hх*  (13.5)

*hа* = 50 – 20 = 30 м

α = arctg *r0 /h0* (13.6)

где α – угол защиты (между вертикалью и образующей), град.

α = arctg 50/42,5 = 49,6º

2. Определяются габаритные размеры защищаемого объекта в зоне молниезащиты.

φ = arcsin B/ 2· *rх* (13.7)

cos φ = cos 35.2º = 0.8

А = 2 · *rх* ·cos φ = 2 · 26 · 0.8 = 41.6 м ≈ 42

А х В х Н = 42 х 30 х 20 м

3. Определяется возможная поражаемость защищаемого объекта в зонах при отсутствии молниезащиты:

N = [(B + 6hх) (A + 6hх) – 7.7 h²х] · n · (13.8)



где n – среднегодовое число ударов молнии в 1 км² земной поверхности в месте нахождения здания или сооружения (т.е. удельная плотность ударов молнии в землю), 1/(км²·год), определяется по [15.99].

N = [(30+6·20) (42+6·20) – 7,720²] · 6 · = 12,3 ·поражений



Основной мерой защиты от возникновения искр при разряде статического электричества служит заземление резервуаров, трубопроводов, сливоналивных устройств. Кроме того, запрещается сливать жидкость свободно падающей струей и применять ременные передачи в пожароопасных помещениях.

**14. Компенсация реактивной мощности**

Все процессы в электрических системах можно охарактеризовать тремя параметрами: напряжением U, силой тока I и мощностью P. Но для удобства расчетов и учета применяются и другие параметры, в том числе **реактивная мощность Q**. Существует несколько определений реактивной мощности. Например, в курсе ТОЭ сказано, что реактивная мощность, потребляемая индуктивностью и емкостью, идет на создание магнитного и электрического полей. Индуктивность рассматривается как потребитель реактивной мощности, а емкость – как ее генератор.

Мощность в цепи постоянного тока равна произведению силы тока I и напряжению U:

Р = I · U

Для характеристики мощности цепи переменного тока требуется дополнительный показатель, отражающей разность фаз тока и напряжения – угол φ. Произведение показаний вольтметра и амперметра в в цепи переменного тока называется полной мощностью S, для трехфазной цепи . Средняя за период переменного тока мощность называется активной мощностью: . На основании этих выражений полная мощность S представляется гипотенузой прямоугольного треугольника (рисунок 14.1), один катет которого представляет собой активную мощность Р = S · cosφ, а другой катет – реактивную мощность Q = S·sinφ, Q названа мощностью по аналогии с активной мощностью Р. Из треугольника мощности получают следующие зависимости:



(14.1)



; (14.2)



где cos φ – коэффициент мощности;

tg φ – коэффициент реактивной мощности.



Итак, для характеристики мощности в цепи переменного тока введены понятия полной S, активной Р и реактивной Q мощностей и cos φ. Для расчета реактивной мощности удобней пользоваться не cos φ, а tg φ, так как расчетное значение реактивной мощности легко найти из выражения:

Qр = Рр · tg φ (14.3)

Величина tg φ с приближением угла φ к нулю позволяет найти значение Qр с меньшей погрешностью, чем величина cos φ, так как в зоне малых углов φ, где cos φ = 0,95, изменение коэффициента мощности на 1% приводит к изменению коэффициенту реактивной мощности на 10%. Поэтому в настоящее время tg φ в основном и используют для характеристики Q. Следует помнить об условии толковании Q как мощности.

Работа машин и аппаратов переменного тока, основанная на принципе электромагнитной индукции, сопровождается процессом непрерывного изменения магнитного потока в их магнитопроводах и полях рассеяния. Поэтому подводимый к ним поток мощности должен содержать не только активную составляющую Р, но и реактивную составляющую индуктивного характера Q, необходимую для создания электромагнитных полей, без которых процессы преобразования энергии, рода тока и напряжения невозможны. Выражение реактивной мощности асинхронного двигателя (АД) можно представить и в таком виде:

Qад = Q0 + Qн ·Кз² (14.4)

где Q0 – реактивная мощность намагничивания (т.е. холостого хода АД);

Qн – потери реактивной мощности в АД на расстояние при номинальной нагрузке;

Кз – коэффициент загрузки АД, Кз = Р / Рн.

Реактивная мощность потребляемая трехфазными силовыми трансформаторами Qт, расходуется, как и в АД, на намагничивание магнитопровода трансформатора Qт0 и на создание полей рассеяния Qтр:

Qт = Qт0 + Qтр · К²з т (14.5)

где Кз т – коэффициент загрузки трансформатора. Потребление реактивной мощности трансформаторами на намагничивание в несколько раз меньше, чем АД, из-за отсутствия воздушного зазора в транс форматоре. Но за счет того, что число трансформаций напряжения в сети достигает 3 – 4 и имеет тенденцию к росту до 5 – 6, суммарная номинальная мощность трансформаторов во много раз больше, чем АД. Поэтому расходы реактивной мощности в АД и в трансформаторах в энергосистеме соизмеримы.

Из всей потребляемой трансформаторами реактивной энергии около 80% расходуется на намагничивание.

Вырабатываемая на электростанциях реактивная мощность при cos φ = 0,927 для потребителей составляет около 80% суммарной активной мощности системы. даже при cos φ = 0,927 все участки электропередачи очень сильно загружены реактивной мощностью: на каждую 1 тыс. кВт мощности от станции требуется передача 800 кВар реактивной мощности в начале передачи и 400 кВар – в конце. Это приводит к повышенным токовым нагрузкам сетей и, как следствие, к повышенным потерям электроэнергии, а также к ухудшению качества напряжения вследствие больших его потерь.

Передача значительной реактивной мощности по элементам СЭС невыгодна по следующим основным причинам:

1. Возникают дополнительные потери активной мощности и энергии во всех элементах системы электроснабжения, обусловленные загрузкой их

реактивной мощностью. Так, при передаче активной и реактивной мощностей через элемент сети с сопротивлением потери активной мощности

(14.6)



Дополнительные потери активной мощности , вызванные передачей реактивной мощности, пропорциональны Q².



2. Возникают дополнительные потери напряжения. Например, при передаче мощностей P и Q через элемент сети с активным R и реактивным Х сопротивлениями потери напряжения

(14.7)



где – потери напряжения, обусловленные соответственно активной и реактивной мощностью.



Дополнительные потери напряжения приводят к снижению качества напряжения и к дополнительным затратам на ввод средств регулирования напряжения.

3. Загрузка реактивной мощностью линий электропередачи трансформаторов требует увеличения площади сечений проводов воздушных и кабельных линий, номинальной мощности и числа трансформаторов подстанций и оборудования ячеек распределительных устройств.

Из сказанного следует, что технически и экономически целесообразно предусматривать дополнительные мероприятия по уменьшению потребляемой реактивной мощности, которые можно разделить на две группы:

– снижение потребления реактивной мощности приемниками электроэнергии без применения компенсирующих устройств;

– применение компенсирующих устройств.

Мероприятия по снижению потребления реактивной мощности:

1. упорядочение технологического процесса, ведущее к улучшению энергетического режима оборудования;
2. замена малозагруженных асинхронных двигателей двигателями меньшей мощности;
3. понижение напряжения у двигателей, систематически работающих с малой загрузкой;
4. ограничение продолжительности холостого хода двигателей;
5. применение синхронных двигателей вместо асинхронных той же мощности в случаях, когда это возможно по условиям технологического процесса;
6. повышение качества ремонта двигателей;
7. замена и перестановка малозагруженных трансформаторов;
8. отключение в резерв части трансформаторов в периоды снижения их нагрузки (например, в ночное время).

Мероприятия второй группы по уменьшению передачи реактивной мощности предприятиями от энергосистемы предусматривают установку специальных компенсирующих устройств (КУ) на предприятиях для выработки реактивной мощности в местах ее потребления. Примером КУ может быть конденсаторная батарея (С), подключаемая параллельно активно-индуктивной нагрузке (RL), например асинхронному двигателю. Принцип компенсации при помощи емкости поясняет векторная диаграмма (рисунок 14.2). Из диаграммы видно, что подключение конденсатора С уменьшило угол сдвига фаз между током и напряжением нагрузки и соответственно повысило коэффициент мощности нагрузки. Уменьшился потребляемый из сети ток от I1 до I2, т.е. на ΔI.

Реактивная мощность, передаваемая из сети энергосистемы Qз в час наибольшей активной нагрузки системы, указывается в договорах на отпуск электроэнергии. Контроль за реактивной мощностью потребителей осуществляет энергоснабжающая организация и Госэнергонадзор. Контролируется наибольшее потребление реактивной мощности.

Для контроля за наибольшей реактивной мощностью служат счетчики с указателями 30-минутного максимума. При отсутствии специальных счетчиков для контроля за наибольшей потребляемой реактивной энергией используют записи обычных счетчиков. Записи подлежат 30-минутные показания счетчиков в часы максимума системы и их показания к началу и концу суточного провала активной нагрузки данной энергосистемы.

Задачи компенсации реактивной мощности должны решаться в соответствии с Указаниями по компенсации реактивной мощности в распределительных сетях комплексно с энергосистемами с учетом регулирования напряжения района, в котором расположено промышленное предприятие. Выбор параметров компенсирующих устройств, их размещение в системе электроснабжения представляют собой технико-экономическую задачу и определяются условиями наибольшей экономичности по минимуму приведенных затрат.

Для стимулирования проведения мероприятий по компенсации реактивной мощности на действующих предприятиях Госэнергонадзором установлена шкала скидок (–) и надбавок (+) к тарифу на электроэнергию.



а) б)

Рисунок 14.2 Схема замещения (а) и векторная диаграмма цепи линия – приемник электроэнергии (б) при параллельном включении конденсаторов.

Компенсирующие устройства

Для компенсации реактивной мощности используются батареи конденсаторов, синхронные машины и специальные статические источники реактивной мощности.

Батарея конденсаторов (БК) – специальные емкостные КУ, предназначенные для выработки реактивной мощности. В настоящее время выпускаются комплектные конденсаторные установки (ККУ) серии УК – 0,38 на напряжение 380 В мощностью 110…900 кВар (таблица 14.1) и серии УК-6/10 мощностью 450…1800 кВар (таблица 14.2).

Таблица 14.1 Технические данные статических КУ напряжением до 1 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип установки | Номинальная мощность,  кВар | Число х мощность  регулируемых ступеней, кВар |
| УК – 0,38–110Н | 110 | 1 х 110 |
| УК – 0,38–220Н | 220 | 2 х 110 |
| УК – 0,38–320Н | 320 | 3 х 110 |
| УК – 0,38–430Н | 430 | 4 х 110 |
| УК – 0,38–540Н | 540 | 5 х 110 |
| УК – 0,38–150Н | 150 | 1 х 150 |
| УК – 0,38–300НЛ, НП | 300 | 2 х 150 |
| УК – 0,38–450НЛ, НП | 450 | 3 х 150 |
| УК – 0,38–600НЛ, НП | 600 | 4 х 150 |
| УК – 0,38–900НЛ, НП | 900 | 6 х 150 |

При отключении конденсаторы сохраняют напряжение остаточного заряда, представляющее опасность для персонала и затрудняющее работу выключателей. По условиям безопасности требуется применение разрядных устройств. В качестве разрядных устройств применяются два однофазных трансформатора на напряжения (НОТ). В новых конденсаторах применяют встроенные разрядные сопротивления. При индивидуальной компенсации электроприемника разрядные сопротивления не требуются.

Измерение силы тока в цепи БК осуществляется тремя амперметрами (для контроля за целостью предохранителей и нормальной работой каждой фазы) и

счетчиком реактивной энергии. Для автоматического отключения батареи при повышении напряжения в данном узле сети свыше заданного значения и для включения при понижении напряжения предусматривается специальная автоматика.

Для расчетов и анализа влияния поперечной емкостной компенсации на работу сети рассмотрим векторную диаграмму цепи (рисунок 14.2) (при параллельном включении приемника электроэнергии Rп, ХLп и батареи конденсаторов Хс к линии Rл, Хл). Вследствие параллельного нагрузке включения емкости С угол φ уменьшился от φ1 до φ2, сила тока нагрузки от приемника – от I1 до I2, т.е. произошла разгрузка линии по току на ΔI = I1 – I2. разгрузились на то же значение и генераторы энергосистемы благодаря генерации конденсаторной батареи мощности Qс в месте установки приемников. Кроме того, сеть и генераторы разгрузились вследствие уменьшения потерь на ΔРк и ΔQк, так как поток реактивной мощности снизился на Qс:

; (14.8)



где R, Х – эквивалентные сопротивления цепи энергосистема – потребитель;

Uн – номинальное напряжение сети.

Для проектируемой сети снижение силы тока на ΔI позволяет уменьшить площадь сечения проводов линии на ΔF = ΔI / Jэк, где Jэк – экономическая плотность тока в линии. Соответственно снижаются установленная мощность трансформаторов и потеря напряжения в сети за счет уменьшения потока реактивной мощности на Qс:

(14.9)



Из векторной диаграммы (рисунок 14.2) можно определить емкость С и реактивную мощность Qс, конденсаторов, необходимую для повышения коэффициента мощности от cos φ2:

(14.10)



(14.11)



Основной недостаток конденсаторов – при понижении напряжения в сети они снижают выдачу реактивной мощности пропорционально квадрату напряжения, в то время как требуется ее повышение. Регулирование мощности КБ осуществляется только ступенями, а не плавно и требует установки дорогостоящей коммутационной аппаратуры.

Таблица 14.2 Технические данные статических КУ напряжением выше 1 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Тип установки | Номинальная мощность,  кВар | Число х мощность  регулируемых ступеней, кВар |
| УК-6/10–450 ЛУЗ, ПУЗ | 450 | - |
| УК-6/10–675 ЛУЗ, ПУЗ | 675 | - |
| УК-6/10–900 ЛУЗ, ПУЗ | 900 | - |
| УК-6/10–1125 ЛУЗ, ПУЗ | 1125 | - |
| УК-6/10Н-900 Л, П | 900 | 1 х 900 |
| УК-6/10Н-1350 Л, П | 1350 | 1 х 1350 |
| УК-6/10Н-1800 Л, П | 1800 | 2 х 1800 |

Синхронные машины могут генерировать и потреблять реактивную мощность, т.е. оказывать на электрическую сеть воздействие, тождественное емкости и индуктивности. Из курса «электрические машины» известно, что при перевозбуждении синхронной машины генерируется реактивная составляющая тока статора и ее значение растет при увеличении силы тока возбуждения. Векторная диаграмма подведенного от сети напряжения и тока в статора синхронной машины имеет тот же вид, что и диаграмма подведенного напряжения и тока в конденсаторной батарее (рисунок 14.2). Перевозбужденная синхронная машина генерирует передающий ток, подобно емкости.

В системах электроснабжения предприятий используют синхронные машины всех видов. Наиболее широкое применение находят синхронные двигатели (СД) в приводах производственных машин и механизмов, не требующих частоты вращения.

Синхронные генераторы (СГ) обладают, как и СД, плавным и автоматическим регулированием генерации реактивной мощности в функции напряжения сети. В отличие от СД передача реактивной мощности от генераторов осуществляется на значительное расстояние (даже от собственных электростанций предприятий). Поэтому использование генераторов в качестве источников реактивной мощности ограничивается технико-экономическими условиями режима энергосистемы.

Синхронные компенсаторы (СК) предназначены специально для выработки и потребления реактивной мощности. При большом дефиците реактивной мощности в точке подключения потребителей, когда требуется в некоторых случаях плавное и быстродействующее средство регулирования напряжения, оказывается выгодным ввод СК. При наличие резкопеременной реактивной нагрузки зона применения СК расширяется.

Недостатки СК:

– повышенные потери реактивной мощности;

– повышенные удельные капитальные вложения;

– большая масса и вибрация, из-за чего необходима установка СК на массивных фундаментах;

– необходимость применения водородного и воздушного охлаждения с водяными охладителями;

– необходимость постоянного дежурства эксплуатационного персонала на подстанциях с синхронными компенсаторами.

Кроме того, заданную мощность конденсаторов можно дробить для максимального приближения их к потребителям или при необходимости наращивать мощность БК в процессе роста нагрузок, что невозможно для СК.

Технико-экономическое обоснование выбора средств компенсации реактивной мощности

Выбор средств, способов компенсации и мощности компенсирующих устройств, распределение их по сетям напряжением до 1000 В и более проводятся на основании технико-экономических расчетов по минимуму приведенных затрат.

З = З0 + З1 · Q + З2 · Q² (14.5)

где З – приведенные затраты, руб.;

Q – генерируемая реактивная мощность, МВар;

З0 – постоянная составляющая затрат, не зависящая от генерируемой мощности;

З1 – удельные затраты на 1 МВар генерируемой мощности, руб./МВар;

З2 – удельные затраты на 1 МВар² генерируемой мощности, руб./МВар².

Для определения оптимальной реактивной мощности сравниваются затраты на выработку реактивной мощности синхронными источниками с затратами на выдачу той же мощности конденсаторами:

Q1 = (З1к – З1сд)/2З2сд (14.6)

На промышленных предприятиях основные потребители реактивной мощности присоединятся к сетям до 1000 В. Источниками реактивной мощности здесь являются БК, а недостающая часть перекрывается перетоком из сети высшего напряжения – с шин напряжением 6…10 кВ от СД, БК, генераторов местной электростанции или из сети электросистемы.

Задача оптимизации реактивной мощности сводится к определению таких значений реактивной мощности каждого источника, при которых суммарные затраты достигают минимума при соблюдении баланса реактивной мощности.

Если по заданию энергоснабжающей организации из системы можно получить Qз, то должно быть скомпенсировано Qк = 1.15 (Qв – Qэ) синхронными двигателями и конденсаторами. Коэффициент 1,15 учитывает необходимый 15%-ный резерв реактивной мощности на предприятии, для чего требуется увеличить мощность конденсаторов Qк.

Размещение компенсирующих устройств

Рациональное размещение компенсирующих устройств зависит от многих факторов, в частности от соотношения мощностей синхронных и асинхронных двигателей, установленных в сетях высшего и низшего напряжения.

Дополнительным источником реактивной мощности в распределительных сетях служат БК, место которых определяется в результате приведенных расчетов, так как БК можно устанавливать в сетях напряжением 6…10 кВ или 0,4 кВ. при этом следует учитывать, что разукрупнение мощности БК приводит к увеличению удельных затрат на аппаратуру, измерительные приборы, конструкции и пр. поэтому не рекомендуется применение БК на напряжение 6…10 кВ единичной мощностью менее 400 кВар, если присоединение выполняется через общий выключатель с силовым трансформатором или другим приемником электроэнергии, то единичная мощность БК снижается до 100 кВар.

В связи с внедрением в промышленности СД средней мощности 500…1600 кВт вопрос о размещении дополнительных компенсирующих устройств приобретает важное значение и усложняется.

Максимальная реактивная мощность, которую может генерировать СД

(14.7)



где – коэффициент дополнительной перегрузки.



Приняв cos φ = 0,9; = 0,92; = 1,2, получим



(14.8)



При наличии СД в узле нагрузки они должны быть оптимально использованы для повышения коэффициента мощности узла сосредоточенной нагрузки напряжением 6…10 кВ, расположенной вблизи установки СД.

Использовать всю реактивную мощность СД для повышения cos φ в цехах предприятия нецелесообразно, так как переток ее по ЛЭП напряжением 6…10 кВ вызывает дополнительную нагрузку на них и может привести к завышению мощности трансформатора, т.е. экономически он не всегда оправдан. Поэтому компенсация реактивной мощности потребителей проводится с широким применением установок БК.

В отдельных случаях необходимо проверять экономичность установки БК сопоставлением приведенных затрат на установку БК и на потери в СД на генерацию реактивной мощности. Необходимость в установке БК обычно возникает, если реактивная мощность СД недостаточна для компенсации.

14.4 Регулирование работы компенсирующих устройств

При минимальной нагрузке потребителями мощность конденсаторной батареи должна быть уменьшена, так как поступление избыточной емкостной нагрузки в сеть вызывает повышение напряжения и увеличивает потери электроэнергии. Для более экономичной работы компенсирующих устройств применяют автоматическое регулирование мощности конденсаторных батарей и других видов КУ.

Регулирование может осуществляться в зависимости от силы тока нагрузки, времени суток, коэффициента мощности и напряжения. Наибольшее применение получило регулирование по напряжению, применяемое в тех случаях, когда кроме повышения коэффициента мощности требуется поддержать напряжение потребителей на уровне номинального.

Рассмотрим схему автоматического ступенчатого регулирования мощности конденсаторной установки по уровню напряжения в сети (рисунок 14.3). Схему можно использовать в конденсаторных установках напряжением свыше 1000 В, но преимущественно – в сетях напряжениям до 1000 В. В последнем случае реле напряжения подключают непосредственно к сети. При понижении напряжения срабатывает реле напряжения 1Н и, замкнув свой контакт в цепи реле времени 1В, с выдержкой времени включает конденсаторную установку. При повышении напряжения срабатывает реле 2Н и реле 2В отключает установку от сети. Для более точной настройки схемы в цепи реле 1Н и 2Н включены добавочные сопротивления ДС для отстройки от кратковременных колебаний напряжения выдержки времени реле принимаются равными 2 – 3 мин.

Для ручного управления установкой ключ управления переводится в положение Р. Подача напряжения на соленоид включения СВ привода выключателя осуществляется кнопкой включения КВ, отключение выключателя – кнопкой КО в цепи соленоида отключения СО. Отключение защитой осуществляет промежуточное реле П, которое срабатывает при кратковременном замыкании контакта З реле защиты. Замкнув контакты в цепи своей обмотки и в цепи СО, реле П самоудерживается, обеспечивая надежное отключение выключателя, и предотвращает включение на короткое замыкание, разомкнув контакт П в цепи СВ. Схема возвращается в исходное положение после срабатывания релейной защиты нажатием кнопки КОЗ, в результате чего реле П теряет питание.

Многоступенчатое автоматическое регулирование комплектными конденсаторными установками серии УК – 0,38 мощностью 220 до 540 кВар и серии УК-6 (10) мощностью от 660 до 1800 кВар обеспечивается устройствами типа АРКОН.

Установка компенсации реактивной мощности типа *КРМ – 0,4*.

В состав установки входят: контроллер для автоматического регулирования cos φ, сигнализации при неисправностях и недопустимых отклонениях параметров электросети, контроля уровня высших гармоник тока и напряжения в сети и наработки на отказ; конденсаторы, имеющие блок разрядных резисторов могущие самовосстанавливаться после пробоя в диэлектрике; контактор, предохранитель, трансформатор тока и амперметр.

Uном = 400 В; Uраб.макс. = 450 В; Qном =35–600 квар; минимальная ступень регулирования равна 2,5 квар; количество ступеней регулирования мощности 4–12; Габариты 2015х750х590 мм.



**15. Технико-экономический расчет**

В данном разделе произведем расчет стоимости годовой полезной электроэнергии, годовые потери в электрических сетях, капитальные затраты по кабельным линиям, составим калькуляцию статей и составим таблицу с технико-экономическими показателями.

До накопления необходимых статистических данных по аварийности электрооборудования и сетей предприятий промышленности и практического освоения количественной (стоимостной) оценки надежности электроснабжения следует стремиться к тому, чтобы экономически сравниваемые варианты обладали одинаковой степенью надежности. Во многих случаях этого не удается достичь полностью. Поэтому помимо экономического сравнения рассматриваемых вариантов необходимо проводить тщательный качественный анализ надежности и других технических показателей каждого из сравниваемых вариантов на основе опыта проектирования и эксплуатации.

1. Определяем суммарный максимум нагрузки потребителей:

(15.1)



МВт, данные берем по таблице 4.1 «Сводной ведомости нагрузок».



Годовой полезный отпуск электроэнергии:

(15.2)



где Тмакс – продолжительность максимальной нагрузки, т.е. число часов в год, за которое питаемый по данной линии потребитель, работая с максимальной нагрузкой, получил бы столько же электроэнергии, как и при работе в течение года по действительному графику.

МВт·ч



Потери мощности в электрической сети:

– в трансформаторе

ΔРтр = S² / U²ном · r т (15.3)

r т = ΔРкз · U²ном / S²ном (15.4)

где ΔРкз – потери мощности трансформатора при коротком замыкании, данные берем по [11.348], ΔРкз = 245 кВт;

r т – активное сопротивление трансформатора, Ом;

ΔРтр – потери мощности в трансформаторе, МВт.

r т = 0,245 · 110² / 63² = 0,746 Ом

ΔРтр = 21,12² / 110² · 0,74 = 0,027 МВт

– в линии:

ΔРкл = S² / U² · *r0* (15.5)

где *r0* – удельное активное сопротивление линии, равное 0,4 Ом /км [11.456];

S – полная мощность линии, МВ·А;

U – номинальное напряжение линии, кВ;

ΔРкл – потери мощности линии, МВт.

ΔРкл = 21,12² / 6,3²· 0,4 = 4,49 МВт

ΔРсети = ΔРтр + ΔРкл (15.6)

ΔРсети = 0,027 + 4,49 = 4,52 МВт

Годовые потери электроэнергии в электрической сети:

(15.7)



где - время потерь, определяется по графику [12.129]. МВт·ч.



Годовое потребление электроэнергии:

(15.8)



где Эсети. отпущ – электроэнергия, отпущенная за год, МВт·ч

МВт·ч



Коэффициент полезного действия в режиме максимальных нагрузок:

, (15.9)



Коэффициент полезного действия средневзвешенный за год:

, (15.10)



Среднее значение коэффициента мощности по сети в режиме нагрузок:

, (15.11)



2. Капитальные вложения К определяются по справочным данным по всем элементам электроснабжения, в действующих ценах с учетом стоимости монтажа и строительной части. Капитальные вложения включают в себя стоимость выключателей, разъединителей (или ячеек с ними), короткозамыкателей, воздушных и кабельных линий, трансформаторов и т.д.

Капитальные затраты по кабельным линиям:

L – длина кабельной линии от ГПП-2 до РП-3; т. к. идет три кабеля длиной 1 км каждый, то L будет равно 3 км.

Цена *ККЛ* = 334,92 тыс. руб.

Удельные капитальные затраты по кабельным линиям:

(15.12)



тыс. руб./км



Все данные заносим в таблицу 15.1Капитальные затраты.

Таблица 15.1 Капитальные затраты

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Тип оборудования | Количество оборудования | Стоимость оборудования | Общая стоимость оборудования |
| ТРДЦН-63000/110/6 | 3 | 20000000 | 60000000 |
| ТМН-1000/6/0,4 | 2 | 500000 | 1000000 |
| ТСН | 3 | 550000 | 1650000 |
| ТН | 3 | 272500 | 817500 |
| ВВЭ1031,5/1600УЗ | 5 | 280000 | 1400000 |
| ВВЭ 10–20/1000 УЗ | 10 | 280000 | 2800000 |
| ВВЭ 10–20/630 УЗ | 5 | 280000 | 1405250 |
| Итого |  |  | 69072750 |

Удельные капитальные затраты по подстанциям:

(15.13)



мл. руб./год; тыс. руб./год



тыс. руб./год; тыс. руб./год



тыс. руб./год



Капитальные затраты по электрической части в целом:

(15.14)



руб./км



3. Организация обслуживания подстанций и определение количества обслуживающего персонала. Для данной подстанции выбирается круглосуточное дежурство – смена по 8 часов, пятибригадная система.

4. Количество оперативного персонала – 5 человека, оперативно-ремонтного персонала – 5 человек. Из них 3 человек работают по 6 разряду и 5 человек – по 5 разряду. Вводим договорную систему оплаты труда. Расчет производим по средней наработке 21 смены в месяц. Среднемесячный фонд рабочего времени 168 часов. Основная заработная плата рабочих:

по 6 разряду – 11 тыс. руб., по 5 разряду – 9 тыс. руб.

тыс. руб.



Дополнительная зарплата – премия 30% от тарифной ставки:

тыс. руб.



Отчисления на социальное страхование с зарплаты 26,7%:

(15.15)



где 0,267 – поправочный коэффициент на социальное страхование.

тыс. руб.



Расходы по содержанию и эксплуатации оборудования:

(15.16)



где *β* – коэффициент, учитывающий затраты на ремонт и обслуживание оборудования (1,1÷1,18); - амортизационные отчисления



(15.17)



(15.18)



тыс. руб.



тыс. руб.



тыс. руб.



тыс. руб.



Цеховые расходы:

(15.19)



тыс. руб.



где *α* – коэффициент, зависящий от уровня напряжения и равный 0,15. Общие расходы на оборудование:

(15.20)



где – поправочный коэффициент на расходы по содержанию и эксплуатации оборудования, равный 0,05.



тыс. руб.



Покупная энергия:

(15.21)



где 1,06 – стоимость одного кВт/ч электроэнергии.

тыс. руб.



Общие издержки сети:



тыс. руб.



где *δ* = 1 – коэффициент, учитывающий дорожные эксплуатационные расходы в районе с умеренным климатом.

Удельный вес затрат каждой калькуляционной статьи:

(15.22)



Все расчетные данные заносим в таблицу 15.2 «Сводная ведомость».

Таблица 15.2 Сводная ведомость

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование статей калькуляции** | **Затраты, т.р./год** |
| 1 | Основная ЗП производственных рабочих | 78 |
| 2 | Дополнительная ЗП производственных рабочих | 23,4 |
| 3 | Отчисления на соц. страхование с ЗП производственных рабочих | 37,011 |
| 4 | Расходы по содержанию эксплуатации оборудования | 748 |
| 5 | Цеховые расходы | 112,2 |
| 6 | Общезаводские расходы | 144,41 |
| 7 | Общие издержки сети | 79514,1 |

Технико-экономические показатели работы проектируемой электрической сети приведены в таблице 15.3

Таблица 15.3 Технико-экономические показатели

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| **№** | **Наименование показателей** | **Единица измерения** | **Абсолютная величина** |
| Энергетические показатели | | | |
| 1 | Суммарная установленная мощность потребителей | МВт | 21116,9 |
| 2 | Годовой отпуск полезной электроэнергии | МВт·ч | 73935 |
| 3 | Годовые потери электроэнергии | МВт | 14464 |
| 4 | Годовое потребление электроэнергии сетью | МВт | 88399 |
| 5 | КПД сети в режиме максимальных нагрузок | % | 78,42 |
| 6 | КПД сети средневзвешенный за год | % | 83,63 |
| Экономические показатели | | | |
| 1 | Удельные капитальные затраты по кабельным линиям | тыс. руб./км | 111,6 |
| 2 | Удельные капитальные затраты по подстанциям | тыс. руб./км | 69072,75 |
| 3 | Численность оперативного персонала | чел. | 5 |
| 4 | Численность оеративно-ремонтного персонала | чел. | 5 |

В данном разделе произведен расчет энергетических показателей: суммарной установленной мощности потребителей; годовой отпуск полезной электроэнергии; годовое потребление электроэнергии. Рассчитаны экономические показатели, составлена сводная ведомость.

**16. Организация безопасной эксплуатации производства**

Основной задачей проектирования объектов является достижение безопасности человека в среде его обитания. Безопасность человека достигается отсутствием производственных и непроизводственных аварий, стихийных и других природных действий, опасных факторов, вызывающих травмы или резкое ухудшение здоровья, вредных факторов, вызывающих заболевания человека и снижающих его работоспособность. Всеми этим вопросами занимается охрана труда и гражданская оборона.

**Охрана труда** – это система законодательных актов, социально-экономических, технических, гигиенических и лечебно-профилактических мероприятий и средств, обеспечивающих безопасность, сохранение здоровья и работоспособности человека в процессе труда.

Все нормы охраны труда имеют законодательный характер. Правовые вопросы регулируются Конституцией Российской Федерации. К правовым нормативным документам относятся:

* кодекс законов о труде Российской Федерации;
* кодекс РФ об административных нарушениях;
* закон РСФСР «О санитарно-эпидемиологическом благополучии»;
* земельный Кодекс РСФСР;
* закон РФ «О недрах»;
* закон РФ «Об охране окружающей среды»;
* Водный Кодекс РФ;
* закон РФ «Об основах охраны труда в Российской Федерации».

К государственным нормативным актам относятся Санитарные нормы (СН) и Строительные Нормы и Правила (СНиП), ГОСТы. К другим нормативным документам по охране труда относятся:

* типовые правила внутреннего трудового распорядка для рабочих и служащих предприятий, учреждений и организаций;
* правила устройства электроустановок (ПУЭ);
* правила технической эксплуатации (ПТЭ);
* система стандартов безопасности труда (ССБТ).

Гражданская оборона занимается по вопросам защиты человека и объектов в чрезвычайных ситуациях мирного и военного времени.

Организация работ в чрезвычайных ситуациях определяется рядом нормативных документов:

* законом РФ «О пожарной безопасности»;
* законом РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»;
* СНиП;
* Стандартом «Безопасность в чрезвычайных ситуациях» (БЧС).

Проектирование систем электроснабжение промышленного предприятия проводилась в соответствии с ПУЭ, ПТБ, ПТЭ, на основании ГОСТов, СН и СНиП.

16.1 Обучение и инструктажи работающего персонала по безопасности

труда на предприятии

Руководители предприятий обязаны обеспечить своевременное и качественное проведение инструктажа по технике безопасности и производственной санитарии для вновь поступивших и всех работающих независимо от стажа, опыта их работы и квалификации на основе правил и инструкций по охране туда с учетом конкретных условий производства.

Общее руководство и ответственность за проведение инструктажа (обучения) с работающим персоналом по технике безопасности возлагается на главного инженера предприятия.

Ответственность за своевременное и качественное проведение инструктажа и обучение работающих безопасным приемам и методам работы возлагается на начальников цехов и отделов. Контроль за этим осуществляет начальник отдела или инженер по технике безопасности предприятия.

Начальник цеха, начальник участка, мастер, механик, энергетик цеха и другие руководители работ обязаны осуществлять постоянный контроль за выполнением инструкций и указаний о безопасных методах и приемах работы, а также за соблюдением правил поведения на производстве.

Начальник цеха на основе типовых инструкций по охране труда обязан обеспечить разработку подробных инструкций для каждой профессии (работы) с учетом конкретных местных условий и специфики производства и согласовать их с отделом или инженером по технике безопасности. После утверждения главным инженером предприятия инструкции должны быть выданы под расписку рабочему соответственно выполняемой им работе или вывешены на видном месте.

Инструктаж по технике безопасности должен проводиться двух видов: вводный инструктаж и инструктаж на рабочем месте, который, в свою очередь, делится на первичный, повторный инструктаж и внеочередной (внеплановый) инструктаж.

16.2 Средства индивидуальной защиты

На предприятии существуют такие виды работ или условия труда, при которых рабочий персонал может получать травму или иное воздействие, опасное для здоровья. Еще более опасные условия для людей могут возникнуть при авариях и ликвидации их последствий. В этих случаях для защиты человека необходимо применять средства индивидуальной защиты (СИЗ). Их использование должно обеспечивать максимальную безопасность, а неудобства, связанные с их применением, должны быть сведены к минимуму. Это достигается соблюдением инструкций по их применению.

При выполнении ряда производственных операций необходимо носить спецодежду (костюмы, комбинезоны и др.), сшитую из специальных материалов для обеспечения безопасности от воздействий различных веществ и материалов, с которыми приходиться работать, теплового и других излучений. Требования, предъявляемые к спецодежде, заключаются в обеспечении наибольшего комфорта для человека, а также желаемой безопасности.

Во избежание травм стоп и пальцев ног необходимо носить защитную обувь (сапоги или ботинки). Некоторые типы спец. обуви снабжены усиленной подошвой, предохраняющей стопу от острых предметов (таких, как острый гвоздь).

Для защиты рук необходимо использовать специальные рукавицы или перчатки. Защита рук от вибраций достигается применением рукавиц из упругодемпфирующего материала.

При использовании пластиковых или резиновых перчаток в течении продолжительного времени внутрь нужно вкладывать хлопчатобумажные перчатки: они сохраняют кожу в сухом состоянии и уменьшают риск повреждений кожи. Перед надеванием перчаток или рукавиц руки необходимо вымыть, чтобы перчатки не загрязнялись изнутри вредными веществами и при многократном применении не способствовали контакту с теми веществами, от которых они предназначены предохранять.

Средства защиты кожи необходимы при контакте с веществами и материалами, вредными для кожи; механических воздействиях, в результате которых появляются царапины и раны, а кожа становится более восприимчивой к воздействию вредных веществ. Риск такого рода воздействия можно снизить в тех случаях, когда кожа является здоровой, не травмированной и обладает способностью к сопротивлению; когда при выполнении трудовых операций происходит наименьший контакт с вредными веществами; когда есть возможность заменить вредные вещества и материалы менее вредными; когда снижается частота и продолжительность контактов с вредными веществами.

Средства защиты головы предназначены для предохранения головы от падающих и острых предметов, а также для смягчения ударов. Выбор шлемов и касок зависит от вида выполняемых работ. Очень важно подобрать каску соответственно характеру выполняемой работы, а также по размеру, чтобы она прочно держалась на голове и обеспечивала достаточное расстояние между внутренней оболочкой каски и головой.

Для предохранения от вредных механических, химических и лучевых воздействий необходимы средства защиты глаз и лица. Эти средства применяют при выполнении следующих работ: шлифовании, распылении, опрыскивании, сварке, – а также при использовании едких жидкостей, вредном тепловом воздействии и др. Эти средства выполняют в виде очков или щитков. В некоторых ситуациях средства защиты глаз применяют вместе со средствами защиты органов дыхания, например, специальные головные уборы.

Средства защиты органов слуха используют в шумных производствах, при обслуживании энергоустановок и т.п. Существуют различные типы средств защиты органов слуха: беруши и наушники. Правильное и постоянное применение средств защиты слуха снижает шумовую нагрузку для берушей на 10–20, для наушников на 20–30 дБ.

Средства защиты органов дыхания предназначены для того, чтобы предохранить от вдыхания и попадания в организм человека вредных веществ (пыли, пара, газа) при проведении различных технологических процессов. Существует два типа средств защиты органов дыхания: фильтрующие и изолирующие. Фильтрующие подают в зону дыхания очищенный от примесей воздух рабочей зоны, изолирующие воздух из специальных емкостей или из чистого пространства, расположенного вне рабочей зоны.

16.3 Организация безопасной работы на холодильной станции цеха 2510

– Основные опасности цеха 2510: Основными веществами, образующимися в цехе, являются жидкий и газообразный аммиак. Применяемый аммиак в силу своих физико-химических свойств является химически опасным веществом, коррозионноактивен, способен образовывать токсические пары с концентрацией выше летальной, с некоторыми химическими веществами образует взрывоопасные смеси и нестабильные соединения. При этом токсичное облако, обладающее концентрацией способной поразить человека, может совершать дрейф по направлению ветра.

– Перечень наиболее значимых факторов, влияющих на показатели риска: Опасность цеха обусловлена наличием следующих факторов: наличие большого количества запорной арматуры с ручным приводом; возможная разгерметизация емкостного оборудования, запорной арматуры, технологических трубопроводов в результате механического воздействия; высокое давление в технологическом оборудовании; коррозионная и реакционная активность аммиака; высокая токсическая опасность аммиака.

– Оценка уровня безопасности опасного производственного объекта: Из анализа опасностей и риска видно, что цех №2510 в целом, и каждый из его участков в частности представляют определенную угрозу здоровью и жизни персонала. При нормальном режиме эксплуатации оборудования, соблюдении технологии, заданных параметров и грамотном обслуживании, добросовестного отношения персонала риск эксплуатации объекта расценивается как приемлемый.

– Степень опасности и характер воздействия веществ на организм человека: Аммиак бесцветен и обладает характерным резким раздражающим запахом (нашатырного спирта). Газообразный аммиак почти в два раза легче воздуха, хорошо растворяется в воде. Аммиак является токсичным веществом (4 класс опасности по ГОСТ 12.1.005 – 88). Даже при незначительных концентрациях он оказывает раздражающее действие на глаза и слизистые оболочки носоглотки. Порог восприятия обонянием составляет – 5 мг/м³. Жидкий аммиак вызывает ожоги кожи, а его пары – эритемы кожи. Большую опасность представляет попадание аммиака в глаза. Контакт аммиака с ртутью, хлором, йодом, бромом, кальцием, окисью серебра и др. веществами может привести к образованию взрывчатых соединений.

– Индивидуальные средства защиты: К работе с аммиаком допускается только обученный персонал, знающий нормы, правила и инструкции по промышленной безопасности, токсические свойства аммиака, основные возможные производственные неполадки и методы их устранения, действия, которые необходимо принять для профилактики пролива аммиака, способов оказания первой медицинской помощи. Весь персонал должен быть обеспечен промышленными фильтрующими противогазами с коробкой для защиты от аммиака марки КД. Кроме того, необходимо иметь спец. одежду и спец. обувь.

16.4 Общие требования

Распределительный пункт на 6 кВ (РП-3) находится на территории промышленного предприятия Нижнекамскнефтехим II пром. зоны завода СПС, ц. 2510. РП-3 расположено в отдельно стоящем здании.

РП-3 производит прием и распределение электрической энергии. Рабочее номинальное напряжение 6 кВ выполнено в сети с изолированной нейтралью. Все оборудование, с напряжением 6 кВ располагается в ячейках КМ-1Ф-6–20-УЗ.

Расшифровка КМ-1Ф-6–20-УЗ:

КМ – комплектное малогабаритное распределительное устройство;

1Ф – модификация КРУ (с фарфоровой изоляцией);

6 – номинальное напряжение, кВ;

20 – номинальный ток отключения шкафа с выключателем, кА;

УЗ – климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150–69

Устройство ячейки выполнено с обеспечением всех мер электробезопасности (ГОСТ 14693–90; ТУ 3414–007–01374263–99) и представляет собой закрытый аппарат, требующий только внешнего заземления (не имеет внешних открытых токопроводящих частей).

Прокладка кабеля (АВВГ – вводные и отходящие линии) осуществляется в закрытых (находящихся ниже уровня пола) каналах.

Помещение РП выполнено по типовому проекту, утвержденному Госстроем СССР.

Анализ сетей, используемых в помещении РП-3: сеть освещения – рабочее номинальное напряжение 0,22 кВ, сеть выше 1 кВ с изолированной нейтралью. Рассмотрим общие требования к заземлению и к защитным мерам электробезопасности:

1. Токоведущие части электроустановки не должны быть доступны для случайного прикосновения, а доступные прикосновению открытые и сторонние проводящие части не должны находиться под напряжением, представляющим опасность поражения электрическим током, как в нормальном режиме работы электроустановки, так и при повреждении изоляции.
2. Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты от прямого прикосновения: основная изоляция токоведущих частей; ограждения и оболочки; установка барьеров; размещение вне зоны досягаемости; применение сверхнизкого (малого) напряжения.
3. Для дополнительной защиты от прямого прикосновения в электроустановках напряжением до 1 кВ, при наличии требований других глав ПУЭ, следует применять устройства защитного отключения (УЗО) с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА.
4. Для защиты от поражения электрическим током в случае повреждения изоляции должны быть применены по отдельности или в сочетании следующие меры защиты при косвенном прикосновении: защитное заземление; автоматическое отключение питания; выравнивание потенциалов; двойная или усиленная изоляция; сверхнизкое напряжение; изолирующие помещения, зоны, площадки.

Применение двух и более мер защиты в электроустановке не должно оказывать взаимного влияния, снижающего эффективность каждого из них.

16.5 Общие требования к заземлению электроустановок

Для заземления электроустановок могут быть использованы искусственные и естественные заземлители. Использование естественных заземлителей в качестве элементов заземляющих устройств не должно приводить к их повреждению при протекании по ним токов короткого замыкания или к нарушению работы устройств, с которыми они связаны.

Для заземления в электроустановках разных назначений и напряжений, территориально сближенных, следует, как правило, применять одно общее заземляющее устройство.

Заземляющее устройство, используемое для заземления электроустановок одного или разных назначений и напряжений, должно удовлетворять всем требованиям, предъявляемым к заземлению этих электроустановок:

– защиты людей от поражения электрическим током при повреждении изоляции, условиям режимов работы сетей, защиты электрооборудования от перенапряжения и т.д. в течение всего периода эксплуатации.

В первую очередь должны быть соблюдены требования, предъявляемые к защитному заземлению.

При определении сопротивления заземляющих устройств должны быть учтены искусственные и естественные заземлители. При определении удельного сопротивления земли в качестве расчетного следует принимать его сезонное значение, соответствующее наиболее неблагоприятным условиям. Заземляющие устройства должны быть механически прочными, термически и динамически стойкими к токам замыкания на землю.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной нейтралью для защиты от поражения электрическим током должно быть выполнено защитное заземление открытых проводящих частей. В таких электроустановках должна быть предусмотрена возможность быстрого обнаружения замыканий на землю.

**Заключение**

В данном дипломном проекте рассмотрено электроснабжение холодильной установки цеха №2510. Проектирование начато с расчета силовой нагрузки и освещения. Приведено технико-экономическое обоснование выбора. Спроектировано внутрицеховое электроснабжение, т.е. выбраны кабели для силовых распределительных пунктов и мощных потребителей, сгруппированы приемники и выбраны силовые пункты, автоматические выключатели. Рассчитаны токи короткого замыкания на напряжение 0,4 кВ и 6 кВ. Также спроектировано внутрицеховое электроснабжение, выбраны кабели, питающие трансформаторные подстанции. Осуществлено проектирование РП на 6 кВ, в частности, выбор вакуумных выключателей, реакторов, трансформаторов тока и напряжения. Выбрано основное оборудование и его расположение в распределительном пункте и цеховых трансформаторных подстанциях.

Для обеспечения надежности и безопасности применены средства автоматики и защиты отдельных элементов системы электроснабжения.

В разделе безопасность жизнедеятельности рассмотрены вопросы проведения инструктажей по технике безопасности на производстве, использования индивидуальных средств защиты. Произведен расчет заземления насосной установки на 0,4 кВ.

Экономическая часть включила в себя составление сметы, пересчет сметы в ценах 2007 года, расчет численности бригады, составлена таблица калькуляции статей и таблица технико-экономических показателей проектируемой электрической сети.

**Список используемой литературы**

1. Анастасиев П.И., Бранзбург Е.З., Коляда А.В. Проектирование кабельных сетей. – М.: Энергия. 1980. – С. 384

2. Андреев В.А., Бондаренко Е.В. Релейная защита и телемеханика в системах электроснабжения. – М.: Высшая школа, 1975. – С. 375

3. Беляев А.В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ. – Л.: Энергоатомиздат. 1988. – С. 176

4. Барыбин Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – С. 576

5. Вишняков Г.К., Гоберман Е.А., Гольцман С.Л. Справочник по проектированию подстанций. – М.: Энергоатомиздат, 1982. – С. 352

6. Григорьев В.И., Киреев Э.А., Миронов В.А. Электроснабжение и электрооборудование цехов. – М.: Энергоатомиздат, 2003. – С. 246

7. Кнорринг Г.М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. – Л.: Энергия, 1976. – С. 432

8. Князевский Б.А. Охрана труда в электроустановках. – М.: Энергоатомиздат, 2001. – С. 384

9. Коновалова Л.Л., Рожкова А.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – С. 528

10. Каталог электротехнической продукции, 2000 г. – С. 224

11. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – С. 608

12. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю., Яшков В.А. Электроснабжение промышленных предприятий и установок. – М.: Высшая школа, 2001. – С. 336

13. СНиП IV-6–82. Приложение. Сборники расценок на монтаж оборудования. Сб. 8. Электротехнические установки / Госстрой СССР. – М.: Стройиздат, 1985. – С. 191

14. Федоров А.А., Старкова Л.Е. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – С. 368

15. Шеховцов В.П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования. – М.: Форум, 2003. – С. 214

16. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – С. 640