РЕФЕРАТ

Отчет: стр., рисунков, таблицы, источников.

ТРАНСФОРМАТОР, РАСЧЁТНАЯ НАГРУЗКА, КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ, ТЕРМИЧЕСКАЯ СТОЙКОСТЬ, АВТОМАТИЧЕСКИЙ ВВОД РЕЗЕРВА, ОПЕРАТИВНЫЙ ТОК, ПЕРЕГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ

В данном дипломном выполнен электротехнический расчёт низковольтной сети в связи с расширением производства на обогатительной фабрике в отделении флотации и фильтрации. Проведена реконструкция электрической части распределительного устройства главного корпуса, произведен технико-экономический расчет.

Определены рабочие токи и токи короткого замыкания, в соответствии с которыми произведен выбор силовых трансформаторов и основного электротехнического оборудования. Рассмотрены также устройства релейной защиты и автоматики, используемые на распределительных устройствах подстанций.

В рамках реконструкции распределительной сети 6 кВ произведен расчет КЛ-6. Также рассмотрены меры, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Краткая климатическая характеристика района

2. Характеристика технологического процесса

3. Расчёт электрических нагрузок

3.1 Общие сведения

3.2 Определение расчётных нагрузок на участке флотационных машин сети 0,4 кв

3.3 Расчётная нагрузка на шинах 6 кв ру-1

4. Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учётом компенсации реактивной мощности.

4.1 Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

4.2 Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

5. Схема внутреннего электроснабжения обогатительной фабрики

5.1 Описание схемы внутреннего электроснабжения

5.2 Компенсация реактивной мощности

5.3 Выбор кабельных линий по нагреву длительно допустимым током

6. Расчёт токов короткого замыкания и выбор высоковольтного оборудования

6.1 Расчёт токов короткого замыкания в сети 6 кв

6.2 Выбор высоковольтных выключателей

6.3 Перенапряжения, возникающие при коммутации индуктивных токов вакуумными выключателями

6.5 Выбор трансформаторов напряжения

7. Низковольтное электроснабжение участка флотационных машин

7.1 Схема цеховой электрической сети

7.2 Расчёт электрических нагрузок в питающей и распределительной сети участка

7.2.1 Расчёт силовой электрической нагрузки в распределительной сети

7.3 Определение центра электрических нагрузок

7.3.1 Выбор и расчёт троллейных линий

7.3.2 Расчёт осветительных установок участка

7.3.3 Расчёт осветительной сети по допустимой потере напряжения

7.3.4 Выбор сечения проводов осветительной сети

7.3.5 Проверка выбранного сечения осветительной сети по нагреву

7.3.6 Выбор сечения проводов осветительной сети по механической прочности

7.4 Выбор сечений проводов и жил кабелей по длительно допустимому току

7.5 Расчёт токов короткого замыкания

7.5.1 Расчёт начального значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания.

7.6 Проверка выбранных проводников и аппаратов на действие токов кз

8. Расчет релейной защиты кабельных линий 6 кв

9. Организация работы по экономии энергоресурсов на промышленном предприятии

10. Безопасность и экологичность

10.1 Экологичность

10.2 Экономия ресурсов

10.3 Пожарная безопасность

Заключение

Список использованных источников

ВВЕДЕНИЕ

Формирование электрических систем осуществляется с помощью электрических сетей, которые выполняют функции передачи энергии и электроснабжения потребителей. С учётом этого и ведётся их проектирование.

Граница между ЭС и потребителем – условная и проводится на договорной основе в специальных пунктах раздела электрических сетей, поэтому в хозяйственном плане в состав ЭС могут входить электрические сети самых низких номинальных напряжений (0,4кВ), тогда как понятие потребитель электроэнергии может включать в себя сети очень высоких напряжений (220 и даже 500 кВ).

Таким образом, организационно потребители электроэнергии не входят в состав ЭС, но в связи с важнейшей особенностью электроэнергетического производства – неразрывностью технологического процесса производства и потребления электроэнергии – и связанным с этим сильным влиянием электроприемников на режимы работы энергосистемы в целом и на качество отпускаемой электроэнергии должны рассматриваться совместно с другими элементами ЭС. Взаимоотношения потребителя с ЭС включают в себя вопросы различного характера: юридическо-правовые, технико-экономические, оперативно-диспетчерские и т.д. Сами потребители могут характеризоваться структурой их ведомственной принадлежности, размерами потребления, составом приемников электроэнергии и их техническими данными, режимами потребления и возможностью их регулирования, требованиями к надежности электроснабжения и др.

На сегодняшний день одной из главных задач энергетики является правильное и надежное электроснабжение всех потребителей качественной энергии. Надежность подачи электроэнергии – один из самых важных показателей электроснабжения. Всякое отключение электроэнергии плановое (для ревизии и ремонта) и особенно неожиданное, аварийное – приносит огромный ущерб потребителю и самой энергосистеме. Поэтому необходимо применять эффективное и экономически целесообразные меры по обеспечению надежности подачи электроэнергии.

Главным потребителем электроэнергии является промышленность. В последние годы в стране отчетливо просматривается тенденция к стабилизации экономики, что неуклонно ведет к росту энергопотребления промышленными предприятиями.

Однако экономический кризис оказал значительное влияние практически на все отрасли экономики страны, в том числе и на электротехническую промышленность и на условия эксплуатации оборудования электрических сетей.

В соответствии с этим в последние годы обострилась необходимость восстановления изношенного оборудования, замена морально устаревшего более современным и надежным.

Таким образом, проблемы реконструкции и технического перевооружения электрических сетей приобретают с каждым годом все большую актуальность и не должны отодвигаться на второй план. Настоящий проект предусматривает рассмотрение одного из вариантов расширения электроснабжения. Основной задачей проектирования является повышение надежности электроснабжения потребителей путем замены устаревшего оборудования и изменения схем электроустановок подстанции, а также обеспечение возможности подключения новых потребителей.

# КРАТКАЯ КЛИМАТИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА

Таблица 1 – Климатические условия района

|  |  |
| --- | --- |
| Климатические условия | Расчетная величина |
| Район по ветру | II |
| Нормативная скорость ветра, м/сек | 8 |
| Район по гололеду | III |
| Нормативная стенка гололеда, мм | 15 |
| Низшая температура воздуха, оС | -50 |
| Среднегодовая температура воздуха, оС | -2,9 |
| Высшая температура воздуха, оС | 45 |
| Число грозовых часов в год | 20 |
| Среднегодовая скорость ветра, м/сек | 1,9 |
| Количество дней с ветром более 10 м/сек, % | <30 |
| Вес снегового покрова, кгс/м2 | 50 |
| Продолжительность отопительного периода, сут. | 260 |
| Температура гололедообразования, оС | -10 |
| Степень загрязнения атмосферы | I |
| Нормативная глубина промерзания грунтов, м | 3 |
| Сейсмичность района, балл. | 6 |
| Глубина протаивания грунта на начало грозовой деятельности, м | 0,4 |
| Эквивалентное удельное сопротивление грунта в летний период, Ом⋅м | 43 |
| Эквивалентное удельное сопротивление грунта в зимний период, Ом⋅м | 61 |

# Характеристика технологического процесса

Обогатительная фабрика разреза «Нерюнгринский» Южно-Якутского угольного комплекса предназначена для дробления с последующим обогащением коксующихся углей с выделением трёх продуктов: угольного концентрата, промпродукта и отходов. Проект фабрики выполнен на базе оборудования, поставляемого Японскими фирмами.

Метод и технологическая схема обогащения выбраны с учётом спецификации Нерюнгринских углей, характеризующихся непостоянством гранулометрического состава, чрезвычайно трудной обогатимости и очень трудной флотируемостью шламов.

Технологическая схема обогащения включает дробление угля до крупности 0-30 мм с последующим обогащением в трёхпродуктовых тяжёлосредных гидроциклонах и флотацию шламов. Разгрузка угля, поступающего с разреза, производится в углеприёмные ямы, ёмкостью по 300 тонн, расположенные в блоках приёмных ям и 1-2 стадии дробления. Рядовой уголь из бункеров пластинчатыми питателями ПТ-24 направляется на колосниковые решётки с размерами щели 150 мм. Надрешётный продукт поступает на щёковые дробилки СМД-60А, где дробится до 200 мм. Дроблёный уголь, объединяется с подрешётным продуктом и ленточными конвейерами направляется на грохоты цилиндрические ГЦЛ-3, с которых куски более 100 мм системой желобов направляются на зубчатые дробилки ДДГ10, где дробится до 100 мм и конвейерами подаётся в здание III стадии дробления, где поступает в две делительные воронки, из которых питатели КТ14 через желоба подаются на односитные грохоты фирмы «ШЕНК» с размером ячеек сита 30 мм. Куски более 30 мм подаются на двухвалковые зубчатые дробилки фирмы «Куримото».

Дроблёный и подрешётный уголь размером 0-30 мм наклонными ленточными конвейерами транспортируется до узлов перегрузки на конвейеры, которыми доставляются в аккумулирующие бункеры на отметку 42,8 м и при помощи двух ленточных конвейеров на отметку 38,0 м распределяется по трём силосам общей ёмкостью 30 тыс. тонн, снабжённых девятью выгрузочными воронками каждый.

Разгрузка силосов осуществляется при помощи дозаторов непрерывного действия ДН и питателей качающихся КП-12 на ленточные конвейеры, которые распределяют уголь по трём конвейерам, подающим его в главный корпус на обогащение.

Главный корпус состоит из трёх отделений: тяжёлых сред, флотации и фильтрации, фильтпрессов. Уголь класса 0-30 мм попадает на три секции отделения тяжёлых сред. После классификации в багерзумпфах и дешламации на грохотах фирмы «Шенк» уголь класса 0,5-30 мм обогащается в тяжёлосредных гидроциклонах ГТ-710/500.00. Продукты обогащения обезвоживаются на грохотах фирмы «Шенк» и центрифугах НЕ-1300 фирмы «Гумбольд» ФРГ. Порода класса 0,5-30 мм транспортируется в бункеры породы, шлам класса 0-0,5 мм насосами подаётся на соответствующие три секции отделения флотации и фильтрации и обогащаются во флотационных машинах фирмы «Вэмко» модели 144 с выделением трёх продуктов: флотоконцентрата, камерного промпродукта и флотохвостов.

Флотоконцентрат после пенопоглащения обезвоживается на дисковых вакуумфильтрах «Аджистик». Камерный промпродукт после флокуляции обезвоживается на дисковых вакуумфильтрах «Аджистик». Флотохвосты после сгущения в сгустителях обезвоживаются на фильтпрессах «Курита» и конвейером грузятся в автосамосвалы и вывозятся на отвал. Обезвоженные на грохотах, центрифугах и вакуумфильтрах «Аджистик» концентрат и промпродукт класса 0-0,5 и 0,5-30 мм конвейерами подаются в сушильное отделение, где размещаются сушильные установки «кипящего слоя» типа «Мак-Нелли». Влажные концентрат и промпродукт из главного корпуса поступают в 4 бункера ёмкостью 700 тонн каждый, откуда вибропитателями подаются в сушильные камеры. Крупный высушенный уголь из сушильной камеры выгружается через роторные питатели конвейерами и транспортируется в склад готовой продукции.

Угольная пыль улавливается циклонами первой и второй ступенями улавливания и после них скребковыми конвейерами подаётся в смесители на смешивание с сырым углём, после чего поступает также на склад готовой продукции. Часть пылеконцентрата конвейерами подаётся на молотковые мельницы в которых подсушивается, измельчается и подаётся в камеры сгорания.

Санитарная очистка газов производится в мокрых пылеулавливателях скрубберах. Очищенные газы через дымовую трубу выбрасываются в атмосферу.

Поступающие на склад готовой продукции концентрат, промпродукт и рядовой уголь с энергетического комплекса катучими конвейерами распределяются по четырём силосам, оборудованными качающимися питателями КЛ-20 для выгрузки угля на конвейеры, подающие его на погрузочный пункт.

Планируемое расширение системы электроснабжения (СЭС) затрагивает отделение флотации и фильтрации. Где основную массу низковольтного оборудования составляют асинхронные электродвигатели большого спектра мощностей и несколько высоковольтных асинхронных двигателей на 6 кВ мощностью по 500 кВт каждый.

Ввиду непрерывности технологического процесса как в отделении флотации так и на предприятия в целом и трёхсменном режиме работы электроприёмники (ЭП) участвующие в процессе производства по обеспечению их электрической энергией можно отнести ко II категории надёжности, перерыв электроснабжения которых приведёт к недоотпуску продукции и простою рабочих, механизмов и промышленного транспорта.

# Расчёт электрических нагрузок

## Общие сведения

Первым шагом проектирования системы электроснабжения является определение электрических нагрузок. По значению электрических нагрузок выбирают и проверяют электрооборудование системы электроснабжения, определяют потери мощности и электроэнергии. От правильной оценки ожидаемых нагрузок зависят капитальные затраты на систему электроснабжения, эксплуатационные расходы, надёжность работы электрооборудования. В настоящее время используется уточнённый метод расчёта электрических нагрузок с использованием расчётного коэффициента /[[1]](#endnote-1)/.

Определение электрических нагрузок в системе электроснабжения (СЭС) промышленного предприятия выполняют для характерных мест присоединения приёмников электроэнергии. При этом отдельно рассматривают сети напряжением до 1 кВ и выше /3 с. 41/.

Номинальная (установленная) активная мощность приёмника электроэнергии – это мощность, указанная на заводской табличке или паспорте приёмника электроэнергии, при которой приёмник электроэнергии должен работать.

Номинальную мощность (активную Pном и реактивную Qном) группы электроприёмников (ЭП) определяют как алгебраическую сумму номинальных мощностей отдельных приёмников, приведённых к продолжительности включения ПВ = 1.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность:

, (1)



где n – число электроприёмников.

Групповая номинальная реактивная мощность:

(2)



Средние активные и реактивные мощности характерной группы ЭП:

,



. (3)



Суммарные значения средней активной и реактивной мощности группы ЭП:

,



. (4)



где m – число характерных категорий ЭП.

Определяется средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

. (5)



Определяется эффективное число ЭП:

, (6)



если окажется, что эффективное число ЭП больше фактического числа ЭП, то принимаем .



В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа ЭП по кривым, представленным в /1/ определяется коэффициент расчетной нагрузки .



Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ:

, (7)



Расчетная реактивная мощность:

При и . (8)



При > и . (9)



К расчётным силовым нагрузкам Рр.с и Qp.c добавляются осветительные нагрузки Рр.о и Qp.o.

(10)



(11)



Полная расчётная мощность.

(12)



## Определение расчётных нагрузок на участке флотационных машин сети 0,4 кВ

Разделим все ЭП на характерные группы с одинаковой активной мощностью pном, коэффициентом использования ки и tg ϕ. Дальнейшие расчёты покажем на примере характерной группы насосов типа WDF200L c номинальной мощностью 30 кВт, коэффициентом использования 0,7, tg  равным 0,88 и количеством 10 шт.

Номинальная активная мощность характерной группы насосов WDF200L:

Pном = 30 ⋅ 10 = 300 кВт.

Номинальная реактивная мощность характерной группы насосов WDF200L:

Qном = 300 ⋅ 0,88 = 264 квар.

Средняя активная мощность характерной группы насосов WDF200L:

PC = 300 ⋅ 0.7 = 210 кВт.

Средняя реактивная мощность характерной группы насосов WDF200L:

QC = 210 ⋅ 0.88 = 184 квар.

Подобные расчёты проведём для каждой характерной группы ЭП, а результаты сведём в таблицу 2. По найденным суммарным значениям средней активной и реактивной мощности в таблице 2 рассчитаем средневзвешенный коэффициент использования и эффективное число ЭП.

Таблица 2 – Расчёт электрических нагрузок на участке флотационных машин



Суммарная установленная активная мощность группы ЭП:

ΣРном = 2605 кВт.

Номинальная мощность наиболее мощного ЭП:

Рном.max = 75 кВт.

Суммарная средняя активная мощность группы ЭП:

РΣср04 = 2003 кВт.

Суммарная средняя реактивная мощность группы ЭП:

QΣср04 = 1387 кВт.

Средневзвешенный коэффициент использования группы ЭП:

.



Эффективное число ЭП на 0,4 кВ:

.



Коэффициент расчетной нагрузки для 0,4 кВ находим по кривым /1/.

Кр04 = 1

Расчетная активная мощность группы ЭП на 0,4 кВ



Расчетная реактивная мощность группы ЭП на 0,4 кВ

Qр04 = QΣср04 = 1387 квар

Номинальная мощность светильников:

Рном.о = 160 кВт

Коэффициент спроса освещения:

Кс.о = 0,95

Реактивная мощность используемых установок освещения tgφо = 0,3.

Расчетная осветительная нагрузка:



Расчетная нагрузка в сети 0,4 кВ составляет:

Рр = Рр04 + Рр.о = 2003 + 152 = 2155 кВт

Qр = Qр04 + Qр.о = 1387 + 45,6 = 1432,6 квар

Подобные расчёты проводим по всем участкам отделения флотации и фильтрации и заносим в таблицу 3.

Таблица 3 – Электрические нагрузки отделения флотации



## Расчётная нагрузка на шинах 6 кВ РУ-1

Расчётная мощность на шинах 6-10 кВ распределительных и главных подстанций определяется с учётом коэффициента одновременности, значение которого принимается по /1, табл. 4/ в зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам распределительного устройства.

Pp = Pc ⋅ Ko, (13)

Qp = Qc ⋅ Ko, (14)

. (15)



Расчёты электрической мощности для отделения флотации и фильтрации представлены в приложении 3.

# Выбор числа и мощности цеховых трансформаторов с учётом компенсации реактивной мощности

Количество цеховых ТП непосредственно влияет на затраты на распределительные устройства напряжением 6-20 кВ и внутризаводские и цеховые электрические сети. Так при уменьшении числа ТП (т.е. при увеличении их единичной номинальной мощности) уменьшается число ячеек РУ, суммарная длина линий и потери электроэнергии и напряжения в сетях 6-20 кВ, но возрастает стоимость сетей напряжением 0,4 кВ и потери в них. Увеличение числа ТП, наоборот, снижает затраты на цеховые сети, но увеличивает число ячеек РУ 6-20 и затраты на сеть 6-20 кВ. При некотором количестве трансформаторов с номинальной мощностью Sном.т можно добиться минимума приведённых затрат при обеспечении заданной степени надёжности электроснабжения. Такой вариант будет являться оптимальным, и его следует рассматривать как окончательный /3, с.101/.

## Выбор оптимального числа цеховых трансформаторов

Минимальное число цеховых трансформаторов Nmin одинаковой мощности Sном.т, предназначенных для питания технологически связанных нагрузок, определяется по формуле

, (16)



где Рр – расчётная активная мощность технологически связанных нагрузок;

Кз – рекомендуемый коэффициент загрузки трансформатора;

N – добавка до ближайшего целого числа.



Экономически оптимальное число трансформаторов Nопт определяется удельными затратами З\* на передачу реактивной мощности и отличаются от Nmin на величину m

Nопт = Nmin + m (17)

где m – дополнительно установленные трансформаторы;

З\* = Кз · З\*тп (18)

При отсутствии достоверных стоимостных показателей для практических расчётов допускается считать З\*тп = 0,5 и тогда Nопт определять принимая значения m в зависимости от Nmin

Итак m = 0, соответственно

Nопт = 8 + 0 = 8

Наибольшую реактивную мощность, которую целесообразно передать через трансформаторы в сеть напряжением 0,4 кВ, определяют по формуле

, (19)



где Рр – активная расчётная нагрузка;

.



Суммарная мощность конденсаторных батарей на напряжение 0,4 кВ составит

, (20)



Qp – реактивная расчётная нагрузка.

Если в расчётах окажется, что Qнк1 < 0, то установка батарей конденсаторов при выборе оптимального числа трансформаторов не требуется.

## Выбор мощности конденсаторных батарей для снижения потерь мощности в трансформаторах

Дополнительная мощность Qнк2 НБК для группы трансформаторов определяется по формуле:

Qнк2 = Qр – Qнк1 –  ⋅ Nтр ⋅ Sном.т. (21)

где  – расчётный коэффициент, зависящий от расчётных параметров Кр1 и Кр2 и который при отсутствии достоверных данных можно принять равным 0,4 по /3 с. 107/.



Установка НБК 2 не требуется, т.к. Qнк2 < 0.

Устанавливаем 8 НБК типа УКМ58-0,4-200-33У3.

При мощности НБК Qнбк = 200 квар на низшей стороне одного трансформатора общая скомпенсированная мощность участка



Нескомпенсированная реактивная мощность



# Схема внутреннего электроснабжения обогатительной фабрики

## Описание схемы внутреннего электроснабжения



Рис. 1. Структурная схема внутреннего электроснабжения.

Внутризаводское электроснабжение обогатительной фабрики осуществляется с помощью электрической сети напряжением 6 кВ выполненной по радиальной схеме Рис. 1, кабельными линиями проложенными в воздухе в кабельных коробах.

## Компенсация реактивной мощности

Компенсация реактивной мощности (КРМ) является неотъемлемой частью задачи электроснабжения промышленного предприятия. Компенсация реактивной мощности одновременно с улучшением качества электроэнергии в сетях промышленных предприятий является одним из основных способов сокращения потерь электроэнергии.

Установку отдельных высоковольтных батарей конденсаторов (ВБК) рекомендуется предусматривать на тех РП, где реактивная нагрузка отстающая и имеется техническая возможность такого присоединения.

Суммарная реактивная мощность ВБК распределяется между отдельными РП пропорционально их некомпенсированной реактивной нагрузке на шинах 10(6) кВ и округляется до ближайшей стандартной мощности комплектных конденсаторных установок (ККУ).

К каждой секции РП рекомендуется подключать ККУ одинаковой мощности, но не менее 1000 квар. При меньшей мощности батареи ее целесообразно устанавливать подстанции.

Для повышения коэффициента мощности электроустановок применяются конденсаторные установки (КУ), которые предназначены для автоматической компенсации реактивной мощности нагрузок потребителей в сетях общего назначения.

КУ представляют собой ячейки, в которых размещены аппаратура управления, измерения и сигнализации и конденсаторы, соединенные по схеме треугольника.

Автоматическое отключение конденсаторов при перегрузке по току за счет повышения напряжения и внешних гармоник в установках обеспечивает электротоковое реле. Защита от токов короткого замыкания осуществляется плавкими предохранителями. Для включения и отключения ступеней в установках применены магнитные пускатели. Установки оснащены регулятором и могут работать в режиме автоматического и ручного управления. Имеются индикаторы, указывающие состояние установки в процессе ее эксплуатации.

Произведём расчёт оптимальной мощности компенсирующих устройств на РУ-1.

Необходимая мощность компенсирующих устройств на РУ –1 определяется исходя из баланса между генерируемой и потребляемой реактивными мощностями:

, (22)



где Qку – мощность компенсирующих устройств, квар;

Qг.с – мощность, выдаваемая системой, квар;

Qн – мощность нагрузки, квар.

Реактивная мощность нагрузки на РУ – 1 определяется как сумма нескомпенсированной реактивной мощности со стороны 0,4 кВ и потребляемой реактивной мощности асинхронными двигателями.

Нескомпенсированная реактивная мощность со стороны 0,4 кВ, определенная ранее, равна Qнеск.04 – 3200 квар.

Реактивная мощность АД определяется по формуле:

, (23)



где QадΣ – потребляемая реактивная мощность всех АД, квар;

Рад – активная мощность одного АД, кВт;

tgφад – коэффициент мощности АД, равный для этой модели

tgφад = 0,484;

Nад – количество АД.

.



Реактивная мощность потребления на РУ – 1:

. (24)



Необходимая мощность КУ на РУ – 1:

, (25)



где Рру1 – активная мощность нагрузки на РУ – 1 (определена в разделе 1).

Мощность КУ на одну секцию:

, (26)



где Nс – количество секций на РУ- 1.

Принимается для установки на одну секцию комплектное компенсирующее устройство УКЛ56-6,3-450У3.

Полная мощность КУ на РУ – 1:

.



Полная некомпенсированная реактивная мощность на РУ – 1:

, (27)



.



## Выбор кабельных линий по нагреву длительно допустимым током

Для обеспечения нормальных условий работы линии надо выбирать такое сечение проводника для которого допустимый ток больше или равен наибольшему току в линии.

Сечения жил кабелей по нагреву длительным расчётным током. При этом должно соблюдаться соотношение

Ip ≤ Кп1 ⋅ Кп2 ⋅ Iд, (28)

где Кп1 – поправочный температурный коэффициент;

Кп2 – поправочный коэффициент, зависящий от количества параллельно прокладываемых кабелей и от расстояния между ними.

Iд – допустимый ток для проводника принятой марки и условий его прокладки.

Значения допустимых длительных токовых нагрузок составлены для нормальных условий прокладки проводников: температура воздуха +25 °С, земли +15 °С и при условии что в траншее уложен только один кабель.

Если монтаж кабелей выполнен на лотках плотной группой, то поправочный коэффициент Кп2 можно найти по формуле /9 с.18/:

, (29)



где n – общее число кабелей в группе;

m – число слоёв в группе;

А – для небронированных кабелей А = 1, а для бронированных соответственно при однослойной, двухслойной и трёхслойной прокладке А = 1,08; 1,15; 1,2.

Коэффициент Кп1 можно найти по формуле:

, (30)



где Тм – максимально допустимая температура жилы;

Т01 – расчётная температура окружающей среды;

Т02 – изменённая температура окружающей среды, для которой необходимо пересчитать ток нагрузки.

Iдоп ≥ Iнб, (31)

При проверке на нагрев принимается получасовой максимум тока наибольший из средних получасовых токов, т. е. Iнб – это наибольший из средних за полчаса токов данной линии. Для ВЛ проверяются нормальные, послеаварийные и ремонтные режимы.

Для кабельных линий до 10 кВ можно превысить Iдоп при перегрузках или авариях, если наибольший ток предварительной нагрузки линии в нормальном режиме был не более 80% допустимого /6, табл. 1.3.1/, т. е. при условии

0,8Iдоп ≥ Iнб, (32)

В послеаварийных режимах кабельных линий перегрузка допускается до 5 суток и определяется условием

KавIдоп ≥ Iав.нб, (33)

где Iав.нб - наибольший из средних получасовых токов в послеаварийном режиме;

Kав – коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме, показывающий на сколько можно превышать Iдоп.

В зависимости от условий прокладки кабеля, предварительной нагрузки в нормальном режиме и длительности наибольшей нагрузки Кав определяется по /6, табл. 1.3.1/.

Выбор осуществим на примере КЛ соединяющей РУ-1 и КТП-1 тремя фидерами.

Кабель типа АВВГ (3х240) имеет сечение 240 мм2, проложен в воздухе при температуре 10°С, длительно допустимый ток в соответствии с /7, табл. 7.10/ Iдоп.табл = 470 А, а допустимая температура Θдоп = 65°С.

Расчеты представлены в приложении 5.

Результаты проверка остальных кабельных линий сведена в таблицу 4.

Таблица 4 – Выбор кабельных линий по условиям нагрева в нормальном и послеаварийном режимах



# Расчёт токов короткого замыкания И ВЫБОР высоковольтного оборудования

## Расчёт токов короткого замыкания в сети 6 кВ

Коротким замыканием называют всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы электрическое соединение различных точек электроустановки между собой или с землей, при котором токи в аппаратах и проводниках, примыкающих к месту соединения, резко возрастают, превышая, как правило, расчетные значения нормального режима.

При расчете токов коротких замыканий в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ допускается:

1. Не учитывать сдвиг по фазе ЭДС различных синхронных машин и изменение их частоты вращения, если продолжительность КЗ не превышает 0,5 с;
2. Не учитывать межсистемные связи, выполненные с помощью электропередачи (вставки) постоянного тока;
3. Не учитывать поперечную емкость воздушных линий электропередачи напряжением 110 – 220 кВ, если их длина не превышает 200 км, и напряжением 330 – 500 кВ, если их длина не превышает 150 км;
4. Не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
5. Не учитывать ток намагничивания трансформаторов и автотрансформаторов;
6. Не учитывать влияние активных сопротивлений различных элементов исходной расчетной схемы на амплитуду периодической составляющей тока КЗ, если активная составляющая результирующего эквивалентного сопротивления расчетной схемы относительно точки КЗ не превышает 30% от индуктивной составляющей результирующего эквивалентного сопротивления;
7. Приближенно учитывать затухание апериодической составляющей тока КЗ, если исходная расчетная схема содержит несколько независимых контуров;
8. Приближенно учитывать электроприемники, сосредоточенные в отдельных узлах исходной расчетной схемы;
9. Принимать численно равными активное сопротивление и сопротивление постоянному току любого элемента исходной расчетной схемы.

При расчете начального действующего значения периодической составляющей тока трехфазного КЗ в электроустановках напряжением свыше 1 кВ в исходную расчетную схему должны быть введены все синхронные генераторы и компенсаторы, а также синхронные и асинхронные электродвигатели мощностью 100 кВт и более, если между электродвигателями и точкой КЗ отсутствуют токоограничивающие реакторы или силовые трансформаторы.

При расчете начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ аналитическим методом по принятой исходной расчетной схеме предварительно составляется эквивалентная схема замещения, в которой асинхронные машины представляются приведенными к базисной ступени напряжения сверхпереходными сопротивлениями и сверхпереходными ЭДС.

Параметры схемы замещения определяются в именованных единицах относительно шин 6 кВ.

Сопротивление системы при заданном токе отключения выключателя в начале ВЛ 110 кВ Iотк.ном = 3,25 кА:

(34)



Индуктивное сопротивление ВЛ 110 кВ приведённое к шинам 6 кВ.

, (35)



Сопротивления обмоток трехобмоточного трансформатора рассчитываются по формулам:

Активное

, (36)



где ΔРк – потери в трансформаторе, МВт;

Sном.т – мощность трансформатора, МВА.

Индуктивное:

, (37)



где ик.в – напряжение короткого замыкания обмотки ВН, %.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя определяется по формуле /2, с.120, табл. 2.41/:

, (38)



где Sад.ном – номинальная мощность асинхронного электродвигателя, МВА.

Сопротивление постоянному току обмотки статора асинхронного электродвигателя вычисляется по формуле /2, с.125, ф.2.168/:

, (39)



где sном – номинальное скольжение асинхронного электродвигателя, %.

Сверхпереходная ЭДС асинхронных электродвигателей в момент, предшествующий КЗ, определяется по формуле:

, (40)



где Х’’АД – сверхпереходное индуктивное сопротивление электродвигателя, Ом;

U(0) – напряжение (фазное) в расчетной точке КЗ к моменту возникновения КЗ, кВ.

I(0) – ток в расчетной точке КЗ к моменту возникновения КЗ, кА.

Сопротивления кабельных линий проложенных кабелем ААВГ 3 (3х 185) с удельными параметрами r0 = 0,159 Ом/км и x0 = 0,073 Ом/км, кабельных линий проложенных кабелем ААШВ 3х150 r0 = 0,206 Ом/км и x0 = 0,074 Ом/км и кабелем ААШВ 3х70 r0 = 0,443 Ом/км и x0 = 0,08 Ом/км.

Влияние комплексной нагрузки на ток КЗ не учитывается, т.к. ток в месте КЗ от той нагрузки составляет менее 5% тока в месте КЗ, определенного без учета нагрузки.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ определяется по формуле:

(41)



Также начальное действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ определяется по формуле:

(42)



где U(0) – напряжение (линейное) в расчетной точке КЗ к моменту возникновения КЗ, кВ.



Рис. 2 Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К1



Рис. 3. Схема замещения после преобразований

Наибольшее значение апериодической составляющей тока КЗ в общем случае принимается равным амплитуде периодической составляющей тока в начальный момент КЗ /6, с.45, ф.5.9/, т.е.

(43)



Апериодическая составляющая тока КЗ в произвольный момент времени определяется по формуле /6, с.45, ф.5.10/:

, (44)



где Та.эк - постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, о.е.; она определяется по формуле:

, (45)



где Хэк - результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения при учете в ней различных элементов расчетной схемы только индуктивными сопротивлениями, т.е. при исключении всех активных сопротивлений, Ом;

Rэк - результирующее эквивалентное сопротивление схемы замещения при исключении из нее всех индуктивных сопротивлений, Ом.

При расчете ударного тока КЗ с целью проверки проводников и электрических аппаратов по условиям КЗ допустимо считать, что амплитуда периодической составляющей тока КЗ в момент наступления ударного тока равна амплитуде этой составляющей в начальный момент КЗ.

Ударный ток определяется по формуле:

, (46)



где Куд – ударный коэффициент.

Т.к. отношение Xэк/Rэк > 5, ударный коэффициент допустимо определять по формуле /6, с.48, п.5.4.4./:

(47)



При определении ударного тока со стороны асинхронных двигателей необходимо учесть изменение периодической составляющей со временем. В приближенных расчетах для определения действующего значения периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей в произвольный момент времени при радиальной схеме следует применять метод типовых кривых /6, с.50, п.5.5.3./.

Электрическая удаленность точки КЗ от асинхронной машины характеризуется отношением действующего значения периодической составляющей тока электродвигателя в начальный момент КЗ к его номинальному току:

, (48)



где Iад.ном – номинальный ток асинхронного электродвигателя, кА.

Используя типовые кривые для асинхронного электродвигателя, периодическая составляющая в произвольный момент времени определяется по формуле:

, (49)



где γt.ад – параметр, определяемый по типовой кривой по /6, с.55, рис. 5.9/.



Рис. 4. Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К2



Рис. 5. Схема замещения после преобразований



Рис. 6. Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К3



Рис. 7. Схемы замещения

Расчет действующего значения периодической составляющей тока КЗ в произвольный момент времени от группы асинхронных электродвигателей с учетом влияния удаленного от расчетной точки КЗ источника энергии, связанных с точкой КЗ общим для этого источника и электродвигателей сопротивлением (ветвь КЗ) проводится в следующей последовательности:

вычисляется периодическая составляющая тока от эквивалентного электродвигателя в начальный момент КЗ:

, (50)



где Е’’0.ад - начальное значение сверхпереходной ЭДС эквивалентного электродвигателя, кВ;

Ес - ЭДС удаленного источника энергии (системы), кВ;

Z1 – сопротивление со стороны системы, Ом;

Z2 – сопротивление со стороны эквивалентного электродвигателя, Ом;

Zк – общее сопротивление, Ом.

определяется значение величины, характеризующей электрическую удаленность расчетной точки КЗ от эквивалентного электродвигателя;

по найденному значению электрической удаленности на типовой диаграмме /6, с.58, рис. 5.13./ выбирается соответствующая типовая кривая и для заданного момента времени t определяется коэффициент;

с использованием этого коэффициента определяется действующее значение периодической составляющей тока эквивалентного электродвигателя в момент времени t:

(51)



вычисляется искомое действующее значение периодической составляющей тока в месте КЗ в момент времени t:

(52)



Рис. 8. Схема замещения для расчета токов КЗ в точке К4



Рис. 9. Схемы замещения

Расчёты токов КЗ в приложении 6.1.

Для ограничения токов КЗ необходимо произвести выбор токоограничивающих реакторов. Выбор параметров реакторов и технико-экономическое обоснование применения их для ограничения токов КЗ в распределительной сети производят при разработке схемы электроснабжения промышленного предприятия. Оптимальное значение расчетного тока КЗ следует определять с учетом экономического фактора (минимум затрат на электрооборудование и проводники) и обеспечения необходимого качества электроэнергии (ограничение отклонений и колебаний напряжения при резкопеременных толчковых нагрузках). Как правило, ток КЗ в сетях промышленных предприятий должен позволять применение КРУ серийного производства.

Расчёты токов КЗ после выбора реактора в приложении 6.2.

Проведём расчёты токов КЗ в вышеуказанных точках и их значения введём в таблицу 5.

Таблица 5 – Значения токов КЗ в различных участках сети

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  |  | К1 | | К2 | | | К3 | К4 |
| Со стороны питания | Со стороны АД | Со стороны питания | Со стороны АД | |
| До установки реактора | Периодическая составляющая в начальный момент, кА | 14,6 | 0,322 | 13,01 | | 0,322 | 13,38 | 13,18 |
| Апериодическая составляющая в начальный момент, кА | 20,65 | 0,455 | 18,59 | | 0,456 | 18,93 | 18,64 |
| Апериодическая составляющая в момент времени t, кА | 3,857 | 0,146 | 0,09 | | 0,017 | 0,05 | 0,02 |
| Ударный ток, кА | 39,12 | 0,701 | 28,24 | | 0,662 | 27,45 | 26,65 |
| После установки реактора | Периодическая составляющая в начальный момент, кА | 8,55 | 0,322 | 8,069 | | 0,322 | 8,364 | 8,26 |
| Апериодическая составляющая в начальный момент, кА | 12,09 | 0,455 | 11,41 | | 0,456 | 11,82 | 11,68 |
| Апериодическая составляющая в момент времени t, кА | 4,53 | 0,146 | 0,029 | | 0,701 | 0,018 | 0,01 |
| Ударный ток, кА | 23,41 | 0,701 | 19,08 | | 0,662 | 18,44 | 18,11 |

## Выбор высоковольтных выключателей

Выключатели выбираются:

1) По номинальному напряжению выключателя установки

Uуст Uном, (53)

2) По номинальному току выключателя установки с учетом возможного увеличения тока в ближайшие годы

Iнорм Iном ; Imax Iном , (54)

3) По отключающей способности. Расчет Iп,0 проводится для наиболее тяжелого случая при трехфазном КЗ

Iп,0 Iо,ном , (55)

4) По апериодической составляющей тока КЗ в момент расхождения контактов, которая должна быть равна или меньше допустимого значения апериодической составляющей по данным, гарантируемым заводом-изготовителем

, (56)



где βном% - номинальное содержание апериодической составляющей, %, определяемое как отношение апериодической составляющей к действующему значению периодической составляющей тока КЗ в момент прекращения соприкосновения дугогасительных контактов выключателя. Принимается по кривой /2, с.155, рис. 2.37/

5) По электродинамической стойкости. Амплитудное значение ударного тока при включении на КЗ должно быть равно или меньше наибольшего пика тока включения выключателя

iу iвкл.наиб , (57)

6) По термической стойкости

Bk I2тер tтер , (58)

Для проверки выключателя на термическую стойкость необходимо рассчитать тепловой импульс:

, (59)



где Вк – тепловой импульс,кА2⋅с;

Iп,0 – действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ, кА;

tотк – время отключения, с;

Время отключения находится из выражения:

, (60)



где tрз – время действия релейной защиты, с;

tов – время отключения выключателя, с.

Принимают tрз=0,1 с для Uн= 6-20 кВ;

7) По условиям эксплуатации выключателя, которые должны соответствовать требованиям каталога на выключатель.

8) По требуемой механической и коммутационной износостойкости выключателя, которая должна соответствовать данным, гарантируемым каталогом.

9) По требованию к приводу выключателя.

10) По временным параметрам выключателя (время включения и отключения, бестоковой паузы цикла АПВ), которые должны соответствовать требованиям эксплуатации.

11) По требованию ПВН (кривая переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН) не должна пересекаться с нормированными кривыми ПВН.

Значения нормированных характеристик собственного переходного восстанавливающегося напряжения, а также значения нормированных (предельных) скоростей восстанавливающегося напряжения для выключателей с Uном до 35 кВ включительно для различных значений отключаемого тока КЗ в сети приведены в /2, с.151, табл.2.60/.

В электрических сетях промпредприятий при проверке отключающей способности выключателей по условиям восстанавливающегося напряжения требуется, чтобы скорость восстанавливающегося напряжения в цепи установки выключателя не превышала предельных нормированных значений, допустимых для данного выключателя.

Скорость восстанавливающегося напряжения может быть определена по формуле:

, (61)



где Iп0 – периодическая составляющая отключаемого тока КЗ, кА;

Zл – волновое сопротивление линии, Ом, при одном проводе в фазе равное 450 Ом;

n – число линий, остающихся в работе после отключения КЗ;

Кс – коэффициент, учитывающий влияние емкости в в рассматриваемой сети. Зависит от параметра А равного

, (62)



где С – емкость сети, Ф, определяется по формуле:

, (63)



где nт – число подключенных трансформаторов;

С0 – емкость кабельных линий, не учитываемых в числе nл;

Х – индуктивное сопротивление, принимаемое при расчете КЗ, Ом.

Вводные выключатели – вакуумные типа ВВТЭ-10-20УХЛ2

Линейные выключатели – ВВТЭ-10-10УХЛ2

Секционные выключатели – вакуумные типа ВВТЭ-10-20УХЛ2

Проверку осуществим на примере вводных выключателей

Таблица 6 – Выбор высоковольтных выключателей



## Перенапряжения, возникающие при коммутации индуктивных токов вакуумными выключателями

При коммутациях индуктивных токов вакуумных выключателей могут возникать перенапряжения, обусловленные: срезом тока, многократными повторными зажиганиями и трехфазным одновременным отключением. Перенапряжения эти, вследствие вероятностного характера процессов в выключателе, определяются статистическими соотношениями, зависящими от схемы и параметров коммутируемой сети.

Наибольшую опасность представляют собой коммутационные перенапряжения для электродвигателей, имеющих пониженные, по сравнению с трансформаторами, уровни изоляции и в особенности пониженную импульсную прочность обмотки при воздействии волн с крутым фронтом.

Волновые сопротивления двигателей примерно на два порядка ниже, чем у трансформаторов, поэтому уровни перенапряжений при обычном срезе тока также значительно ниже. Однако включение двигателя или отключение его пускового тока, как правило, сопровождается многократными повторными зажиганиями и воздействиями волн перенапряжений с крутым фронтом. При определенном сочетании параметров схемы и начальных условий наблюдается постепенное нарастание максимумов волн (эскалация напряжений), при котором они могут достигать 5-кратных значений по отношению к фазному напряжению двигателя.

Для защиты электрооборудования от коммутационных перенапряжений применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН), которые состоят из нелинейных резисторов, заключенных в изоляционную покрышку. Резисторы выполнены из последовательно-параллельно включенных керамических резисторов на основе окиси цинка.

Защитное действие ограничителя обусловлено тем, что при появлении опасного для изоляции перенапряжения вследствие высокой нелинейности резисторов через ОПН протекает значительный импульсный ток, в результате чего перенапряжение снижается до уровня, безопасного для изоляции защищаемого оборудования.

В настоящее время предложены следующие технические решения по схемам защиты от перенапряжений электрооборудования 6 – 10 кВ, коммутируемого вакуумными выключателями, в установках промышленных предприятий /2, с.237/:

1) Для защиты трансформаторов общего назначения с облегченной изоляцией (сухие, литые) у вводов трансформатора между каждой фазой и землей должен быть подсоединен ОПН для соответствующего класса напряжения.

2) Для защиты электродвигателей между зажимами каждой фазы двигателя и землей должны устанавливаться последовательные RC – цепочки с параметрами R = 50 Ом и С = 0,25 мкФ. Между зажимами и землей у электродвигателей выше 1000 кВт дополнительно к RC – цепочке должны устанавливаться ОПН для соответствующего класса напряжения.

3) Для электрооборудования напряжением 6 – 10 кВ с нормальной изоляцией (маслонаполненные трансформаторы) никаких дополнительных средств защиты не требуется.

Преимуществами ОПН являются возможность глубокого ограничения перенапряжений, в том числе междуфазных, малые габариты, позволяющие использовать их в качестве опорных изоляционных колонн, большая пропускная способность. Уровень ограничения коммутационных перенапряжений с помощью ОПН составляет (1,65 ÷ 1,8) Uф.

Ограничители перенапряжений выбираются по номинальному напряжению, которое должно быть равно номинальному напряжению сети.

Для защиты асинхронных электродвигателей от коммутационных перенапряжений принимается ограничитель типа ОПН – 6/7,2 – 10(I), где 6 – класс напряжения сети, кВ; 7,2 – максимальное действующее длительное рабочее напряжение ограничителя, кВ; 10 – номинальный разрядный ток, кА; (I) – группа разрядного тока (по устойчивости к импульсу большой длительности).

Трансформаторы тока выбираются по классу напряжения и максимальному рабочему току. Номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему, так как недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей. Также трансформаторы тока выбираются по конструкции и классу точности и проверяются по динамической устойчивости, по термической устойчивости и по вторичной нагрузке.

Для выбора и проверки трансформаторов тока составляем таблицу подключаемых к ним приборов, определив для них необходимые классы точности. Трансформаторы тока, предназначенные для для питания счетчиков электроэнергии, должны иметь класс точности не ниже 0,5. Допускается для этой цели использование ТТ класса точности 1,0, но при условии, что фактическая погрешность соответствует классу 0,5 /9, с. 322, п.33.2.5./. Класс измерительных трансформаторов устанавливают в зависимости от класса приборов: для подключения приборов классов1,0 и 1,5 -- трансформаторы класса 0,5. / 11, с.76, табл.1.6.1./

Устанавливаемые приборы принимаются в соответствии с таблицами 4.11 и П 4.7 /10/. Значения мощности, потребляемой приборами, приведены в таблице 7.

Таблица 7 – Приборы, подключаемые к трансформатору тока ввода КЛ

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование прибора | Тип  прибора | Нагрузка на фазу, ВА | | |
| Фаза А | Фаза В | Фаза С |
| Амперметр | Э-377 | 0,5 | 0 | 0,5 |
| Счетчик Р | СА4-И682 | 2,5 | 0 | 2,5 |
| Счетчик Q | СР4-И689 | 2,5 | 0 | 2,5 |
| Итого: | | 5,5 | 0 | 5,5 |

Сопротивление нагрузки (Z2) определяется по формуле:

(64)



где Zк = 0,1 Ом – переходное сопротивление контактов;

Zприб – сумма сопротивлений последовательно включенных обмоток приборов и реле, Ом, которая определяется по формуле:

, (65)



где ∑S – суммарная мощность, потребляемая приборами по току в самой нагруженной фазе, В·А;

Iн – номинальный вторичный ток трансформатора тока, А;

Zпров – сопротивление соединительных проводов, Ом, которое определяется по формуле:

, (66)



где ρ=0,0283 – удельное сопротивление алюминия Ом⋅м;

S – сечение провода, мм2;

l – расчетная длина провода, при трех трансформаторах тока равная длине кабеля, м.

Сравнивая параметры, полученные при расчетах и справочные данные принимается трансформатор тока ТОЛ-10 ХЛ3-0,5/10Р с коэффициентом трансформации 300/5.

Остальные трансформаторы тока выбираются по такой же методике.

Условия выбора трансформатора тока приведены в таблице 8.

Таблица 8 – Выбор трансформаторов тока



## Выбор трансформаторов напряжения

Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по классу напряжения, классу точности и вторичной нагрузке.

Для питания счетчиков электроэнергии используются ТН класса 0,5.

Мощность, потребляемая приборами в нормальном режиме, определяется по таблице 9.

Таблица 9 – Приборы цепей напряжения ТН-6 1СШ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Присое- динение | Прибор | Тип | S одной обмотки, ВА | Число обмоток | cos | sin | Число приб. | Общая мощность | |
| Р, Вт | Q, вар |
| Шины 6 кВ. | вольтметр показывающий | Э-377 | 2 | 1 | 1 | 0 | 1 | 2 | 0 |
| вольтметр регистрир | Э-372 | 3 | 1 | 1 | 0 | 1 | 3 | 0 |
| Ввод | Счетчик Р | И-682 | 3 | 2 | 0,38 | 0,93 | 1 | 2,3 | 4,8 |
| СчетчикQ | И-689 | 3 | 2 | 0,38 | 0,93 | 1 | 2,1 | 5 |
| Линии  6 кВ | Счетчик Р | И-682 | 3 | 2 | 0,38 | 0,93 | 5 | 11,5 | 24 |
| СчетчикQ | И-689 | 3 | 2 | 0,38 | 0,93 | 5 | 10,5 | 25 |
| Итого |  |  |  |  |  |  |  | 31,4 | 58,8 |

Суммарная мощность измерительных приборов определяется по формуле:

Sпр=⋅ВА (67)



Суммарная мощность измерительных приборов c учетом вывода в ремонт второго трансформатора напряжения определяется по формуле:

SпрΣ= Sпр⋅2 = ⋅2 = 133,3 ВА

Выбираются два трансформатора напряжения НТМИ 6-66У3

Паспортные данные трансформатора напряжения:

Номинальное напряжение, кВ 6

Номинальное напряжение основной вторичной обмотки, В 100



Номинальная мощность в классе точности 0,5, ВА 75

Предельная мощность, ВА 630

Схема соединения Y/Y/-0

Условия выбора трансформатора напряжения приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Выбор трансформатора напряжения 6 кВ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Расчетные данные | Справочные данные | Условия выбора |
| Uуст = 6 кВ | Uном =6 кВ | Uуст ≤ Uном |
| = 133,3 В·А | =150 В·А | ≤ |

Согласно ПУЭ потери напряжения в контрольном кабеле, питающем цепи напряжения счетчиков должны составлять не более 0,5%, а цепи напряжения щитовых измерительных приборов -- не более 1,5%

Ток вторичной нагрузки трансформатора напряжения:

I2 = S2 / U2 = 133,3 / 100 = 1,33 А

Сопротивление соединительных проводов:

Rп =⋅L / S = 0.0283⋅15 / 2.5 = 0.17 Ом,

где  – удельное сопротивление меди, Ом⋅м;

S – сечение провода,мм2;

L – расчетная длина провода, при соединении обмоток в звезду равная длине кабеля, м.

Потеря напряжения в кабеле:



U = %



Условие проверки по допустимой потере напряжения выполнено

# 7. Низковольтное электроснабжение участка флотационных машин

## 7.1 Схема цеховой электрической сети

Сети напряжением до 1 кВ служат для распределения электроэнергии внутри цехов промышленных предприятий, а также для питания некоторых ЭП, расположенных за пределами цеха на территории предприятия. Схема внутрицеховой сети определяется технологическим процессом производства, планировкой помещения, взаимным расположением ТП, ЭП и вводов питания, расчётной мощностью, требованиями бесперебойности электроснабжения, технико-экономическими соображениями, условиями окружающей среды.

Внутрицеховые сети делятся на питающие и распределительные. Питающие отходят от источника питания (ТП) к распределительным шкафам (РШ), к распределительным шинопроводам или к отдельным крупным ЭП. Распределительные внутрицеховые сети – это сети, к которым непосредственно подключаются различные ЭП цеха. Распределительные сети выполняются с помощью распределительных шинопроводов (ШРА) и распределительных шкафов.

По своей структуре схемы внутрицеховых электрических сетей могут быть радиальными, магистральными и смешанными.

Исходя из условия требования высокой надёжности обеспечения электроэнергией электроустановок участка флотационных машин и пожароопасной химически активной средой помещения цеха, наиболее подходит радиальная схема электроснабжения показанная на Рис. 10. Которую выполним питающими кабельными линиями от трансформатора №1 двухтрансформаторной КТП-1.

Питающие кабельные линии проложены в вертикальном туннеле по стене здания цеха и подходят распределительным шкафам и осветительному щитку. К распределительным шкафам подключены все электроприёмники участка. Питающая и распределительная сеть выполнена одножильным кабелем АВВГ различного сечения. Низковольтное компенсирующее устройство установлено на РУНН. Резервирование на стороне НН осуществляется АВР выключателем QF2 от трансформатора №2 КТП-1.



Рис. 10. Электрическая схемы сети 0,4 кВ участка флотомашин

## 7.2 Расчёт электрических нагрузок в питающей и распределительной сети участка

### 7.2.1 Расчёт силовой электрической нагрузки в распределительной сети

Расчёт электрических нагрузок для распределительных шкафов на представлен в приложении 7.1.

Результаты расчётов силовой нагрузки сводим в таблицу 11.

Таблица 11 – Расчёт электрических нагрузок на участке флотационных

машин



7.3 Определение центра электрических нагрузок



Для определения места расположения ТП, необходимо построить картограмму нагрузок, которая представляет собой размещение на плане цеха окружностей, площадь которых соответствует в выбранном масштабе расчётным нагрузкам. Радиусы окружностей определяются по формуле:

(68)



где т – принятый масштаб для определения площади круга, кВт/мм.

На основании построенных картограмм находят координаты условного центра нагрузок (УЦН)

; (69)



Картограмм нагрузок показана на рис 11.

Расчет центра электрических нагрузок приведен в приложении 7.2.



Рис. 11. Картограмм электрических нагрузок.

### 7.3.1 Выбор и расчёт троллейных линий

Троллейные линии предназначены для питания с помощью скользящих или токосъёмников передвижных подъёмно-транспортных устройств, применяемых в основных производственных, ремонтных, сборочных цехах, в котельных и т. п. Выполняются троллейные линии из профилированной стали, из алюминиевых шин, часто применяется комплектный троллейный шинопровод типа ШТМ. Сечения троллейных линий выбирают по нагреву длительным током нагрузки и проверяют на допустимую потерю напряжения о ИП до двигателя крана, находящегося в самой удалённой точке троллеев, как правило, не должна превышать 12%. Эта потеря напряжения в сетях 380 В складывается из потери напряжения в питающей линии (Uп.л = 4÷5 %) в троллеях (Uтр = 4÷5 %) и в распределительных сетях крана (Uкр = 1÷2 %)

На вводе к троллейным линиям устанавливается коммутационный аппарат, чаще всего ящик с рубильником.

В местах секционирования троллеев оставляют изоляционный зазор не менее 50 мм, который, перекрываясь токосъёмником, не вызывает перерыва в электроснабжении подъемно-транспортного механизма.

Подвод питания следует предусматривать по возможности в середине троллеев. Расчёт электрических нагрузок для выбора троллейных линий выполняют метом расчётного коэффициента.

Пиковый ток /[[2]](#endnote-2) с.102/ ЭП троллейных линий определяется по формуле:

Iпик = I`пуск + (Ip – Kи · Iном.max), (70)

где I`пуск – наибольший пусковой ток двигателя, входящего в группу, А;

Iр – расчётный ток нагрузки группы ЭП, А;

Kи – коэффициент использования механизма, приводимого электродвигателем с наибольшим пусковым током;

Iном.max – номинальный (приведённый к ПВ = 100%) ток электродвигателя с наибольшим пусковым током, А.

При определении потери напряжения в троллейной линии расчётные и пиковые токи определяют отдельно для питающей троллеи линии и для каждого плеча троллеев с учётом схемы подвода питания. Расчёт тролленйых линий на потерю напряжения следует производить при наиболее неблагоприятном расположении кранов в пролётах цеха /2 с. 190/.

Потеря напряжения, В, в троллеях

Uт = e · Iпик · L / 10 000, (71)

где e – потеря напряжения на 100 А пикового тока и 100 м длины троллея, В/(А·м);

L – длина троллеев в один конец от точки подключения питающей линии, м;

Исходя из технологии производства и размеров цеха принимаем длину троллеев 200 м, подвод питания осуществляем в середине. Расстояние между фазами троллеев 250 мм. Троллейную линию выполняем из угловой стали 50х50х5 мм.

Параметры двигателей крана указаны в таблице 12, а расчётная нагрузка двигателей крана найдена в таблице 2.

Таблица 12 – Параметры двигателей крана

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Механизм крана | Мощность двигателей, кВт | Номинальный ток, А |
| Главный подъём  Вспомогательный подъём  Механизм передвижения моста  Механизм передвижения тележки | 22  11  2 х 16  3,5 | 56,5  30,8  2 х 45  10,3 |
| Итого | 68,5 |  |

Используя найденные ранее данные о расчётной нагрузке крана и параметры его двигателей проведём расчёт троллейных линий (приложение 7.3).

### 7.3.2 Расчёт осветительных установок участка

Особенностями осветительных сетей электрических сетей по сравнению с сетями силовых ЭП являются: значительная протяжённость и разветвлённость, небольшие мощности отдельных ЭП и участков сети, наличие установок рабочего и аварийного освещения.

Для промышленных предприятий характерно два вида освещения: рабочее и аварийное. Рабочее освещение обеспечивает надлежащую освещённость всего помещения и рабочих поверхностей, аварийное – продолжение работы или безопасную эвакуацию людей из помещения при аварийном отключении рабочего освещения. Участки осветительной сети от источников питания (ИП) до групповых щитков освещения называют питающими, а от групповых щитков до светильников – групповыми. Питающие сети выполняются трёх- и четырёхпроводными, групповые линии в зависимости от протяжённости и количества подключаемых электроприёмников могут быть двух-, трёх- и четырёхпроводными.

Питающие сети для осветительных установок (ОУ) и силового электрооборудования рекомендуется выполнять, как правило, раздельными.

В производственных зданиях с несколькими встроенными КТП применяются схемы перекрестного питания рабочего и аварийного освещения (АО), при которых рабочее освещение одних участков здания питается от одной КТП, а АО – от другой, трансформатор которой не используется для питания рабочего освещения.

Расчёт осветительной сети состоит из определения сечения проводов во всех её звеньях, которые бы гарантировали: нагрев проводов, не превышающий допустимые значения температуры; допустимые значения потерь напряжения у наиболее удалённого от источника питания источника света (ИС); достаточную механическую прочность проводов

Осветительные сети чаще всего рассчитываются по допустимой потере напряжения с последующей проверкой на нагрев.

### Расчёт осветительной сети по допустимой потере напряжения

Допустимая потеря напряжения в осветительной сети /2 с.181/, то есть потеря напряжения на участке от источника питания (обычно шин низшего напряжения ТП ) до последней лампы, в % номинального напряжения, подсчитывается по формуле

U = U0 - Umin -U т  (72)



где U0 – напряжение холостого хода на вторичной обмотке трансформатора и равное 105 % номинального напряжения лампы;

Umin- наименьшее напряжение, допускаемое у ИС, % номинального (принимается равным 95% );

U т - потери в трансформаторе /2 с.180/, приведенные к вторичному номинальному напряжению и зависящие от мощности трансформатора, его загрузкии коэффициента мощности нагрузки, %.



ΔUт = т · cos  · (Uа% + Uр% · tg ), (73)

где т – коэффициент загрузки трансформатора расчётной средней мощностью;

cos  – коэффициент мощности нагрузки трансформатора и соответствующий его значению tg ;

Uа% – активная составляющая напряжения КЗ трансформатора:

, (74)



где Pk,ном – номинальные потери мощности КЗ трансформатора, кВт;

Sном,т – номинальная мощность трансформатора, кВА.

Uр% – реактивная составляющая напряжения КЗ трансформатора:

, (75)



где uк% – напряжение КЗ трансформатора.

Расчет допустимой потери напряжения в осветительной сети участка флотомашин представлен в приложении 7.4.

7.3.4 Выбор сечения проводов осветительной сети

Когда необходимо рассчитать сечения проводов разветвлённой осветительной сети и при этом выполнить условия, обеспечивающие минимальный расход проводникового материала /2 с.185/, пользуются формулой:

, (76)



где M – сумма моментов нагрузки данного и всех последующих по направлению потока энергии участков осветительной сети (включая ответвления с тем же числом проводов в линии, что и данный рассчитываемый участ), кВт·м;

M – сумма моментов нагрузки всех ответвлений, питаемых через данный участок с другим числом проводов, отличным от числа проводов данного участка, кВт·м;

бпр – коэффициент приведения моментов /2 табл.3.17/, зависящий от числа проводов на участке линий и в ответвлении.

С – коэффициент зависящий от системы сети и материала проводника /2 табл. 3.13/.

При нескольких сосредоточённых нагрузках или если участок линии имеет равномерно распределённую по длине нагрузку, что имеет место в осветительной распределительной сети, сумму моментов можно заменить моментом одной нагрузки с длиной линии, равной длине Lприв.

В частности, для нагрузки, равномерно распределённой по длине линии, м,

, (77)



где L0 – расстояние от пункта питания до точки присоединения первой нагрузки, м;

L – длина участка сети с равномерно распределённой нагрузкой, м.

В этом случае момент нагрузки

, (78)



где р – узловая мощность нагрузки.

После выбора сечения кабеля находим действительную потерю напряжения по формуле:

, (79)



Расчет сечения проводов осветительной сети представлен в приложении 7.5.

7.3.5 Проверка выбранного сечения осветительной сети по нагреву Расчётный ток для двухпроводной осветительной сети

, (80)



где Pном – суммарная установленная мощность ИС в групповой линии;

Uф – фазное напряжение осветительной сети;

cos – мощности ИС.

Расчётный ток для четырёхпроводной осветительной сети

, (81)



где Uл – линейное напряжение осветительной сети.

В результате должно соблюдаться условие, длительно допустимый ток кабеля Iд выбранного сечения должен быть больше или равен расчётному току.

Ip ≤ Iд, (82)

### 7.3.6 Выбор сечения проводов осветительной сети по механической прочности

Сечения проводников осветительных сетей выбирают по условию механической прочности: для алюминиевых проводов и кабелей минимальное сечение 2 мм2.

,



Сечения проводников осветительных сетей выбирают по условию механической прочности: для алюминиевых проводов и кабелей минимальное сечение 2 мм2.

Минимальное сечение проводов в осветительной сети 10 мм2, что соответствует условию механической прочности для алюминиевых проводов.

7.4 Выбор сечений проводов и жил кабелей по длительно допустимому току

Выбор сечения проводов и жил кабелей цеховой сети выбирают по нагреву длительным расчетным током:

где - поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей;



т.к. провода и кабели прокладываются в стальных трубах.



Выбор сечений проводников для питания отдельных электроприёмников присоединяемых к распределительному шкафу определяется по номинальной мощности этого ЭП номинальный ток нагрузки Iном находится по формуле /2, с.79/:

, (83)



где Рном – номинальная активная мощность электроприёмника, кВт;

Uном – номинальное линейное напряжение сети, кВ;

cos – номинальный коэффициент мощности нагрузки;

η – номинальный КПД.

Используя расчётный ток распределительных шкафов таблица ?, поправки на температуру окружающей среды и количество параллельно прокладываемых кабелей подбираем сечение и марку кабелей.

Например для КЛ1 соединяющей распределительный шкаф РШ1 с шиной 0,4 кВ трансформатора 1 КТП1 расчёт следующий порядок выбора сечения кабеля следующий:

Расчётная нагрузка КЛ1 по таблице 10 составляет 519 А по справочнику выбираем наименьшее стандартное сечение кабеля удовлетворяющее условию формулы 75. Это одножильный кабель марки АВВГ сечением 4 (1 х 300 мм2) и длительно допустимым током 555 А. 519 А ≤ 555 А.

Выбор остальных кабелей сведём в таблицу 13 и таблицу 14.

Таблица 13 – Выбор питающих кабельных линий по условиям нагрева



Таблица 14 – Выбор проводников к отдельным электроприёмникам



## 7.5 Выбор аппаратов защиты

Для защиты электрических сетей напряжением до 1 кВ применяют плавкие предохранители, автоматические выключатели, тепловые реле магнитных пускателей.

Выбор аппаратов защиты производится с учётом следующих требований:

1) Номинальный ток и напряжение аппарата защиты должны соответствовать расчётному длительному току и напряжению электрической цепи. Номинальные токи расцепителей автоматических выключателей и плавких вставок предохранителей нужно выбирать по возможности меньшими по расчётным токам защищаемых участков сети или по номинальным токам отдельных ЭП в зависимости от места установки аппарата защиты с округлением до ближайшего большего стандартного значения.

2) Время действия аппаратов защиты должно быть по возможности меньшим и должна быть обеспечена селективность действия защиты соответствующим подбором надлежащей конструкции защитного аппарата и его защитной характеристики.

3) Аппараты защиты не должны отключать установку при перегрузках, возникающих в условиях нормальной эксплуатации, например при включении асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором, при рабочих пиках технологических нагрузок и т.п.

4) Аппараты защиты должны обеспечивать надёжное отключение в конце защищаемого участка двух- и трёхфазных КЗ при всех видах режима работы нейтралей сетей, а также однофазных КЗ в сетях с глухозаземлённой нейтралью

Выбор аппарата защиты питающей сети на РУНН.

Номинальный ток расцепителя должен быть не меньше расчётного тока нагрузки, длительно протекающего по защищаемому элементу /5 с.289/:

Iном.рас ≥ Iр (84)

где Iном.рас – номинальный ток расцепителя;

Iр – расчётный ток нагрузки.

При допустимых кратковременных перегрузках защищаемого элемента автоматический выключатель не должен срабатывать; это достигается выбором уставки мгновенного действия по условию

Iном.расц.мг ≥ 1,25 ⋅Iпик (85)

где Iпик – пиковый ток, А, который для групп ЭП определяется по формуле 62 .

Расцепители выключателей с уставками, выбранными по условию избирательности, должны удовлетворять требованиям чувствительности, которые сводятся к следующему: минимальный ток КЗ (обычно рассматривают однофазное КЗ) в самой удалённой точке защищаемой линии должен быть больше номинального тока расцепителя замедленного действия не менее чем в 3 раза, а для выключателей, имеющих только расцепители мгновенного действия, минимальный ток КЗ в самой удалённой точке линии должен превышать ток установки мгновенного действия не менее чем в 1,4 раза для выключателей с номинальным током до 100 А и в 1,25 раза для всех других выключателей.

Для защиты РУНН устанавливаем автоматический выключатель ВА75, у которого Iном.расц = 2500 А.

Расчетная нагрузка на шинах

РУНН Т1 КТП-1 Iр.рунн = 1769 А.

Проверяем Iном.расц = 2500 А > Iр.рунн = 1769 А.

Пиковый ток на РУНН

Номинальный ток электродвигателя с наибольшим пусковым током по таблице 11 Iном.max = 465 А.

Кратность пускового тока АД привода насоса λпуск = 4

Ки.ном.max = 0,75



Проверяем

>



Для защиты распределительных кабельных линий устанавливаем автоматические выключатели типа А3794, выбор выключателя осуществим на примере КЛ2 питающей распределительный шкаф РШ2.

Расчетная нагрузка РШ2 по таблице 11:

Iр.рш2 = 206 А.

Номинальное значение рабочего тока полупроводникового расцепителя

Iном.расц.рш2 = 250 А.

Проверка Iном.расц.рш2 = 250 А > Iр.рш2 = 206 А.

Пиковый ток на РШ2.

Номинальный ток электродвигателя с наибольшим пусковым током по таблице 11:

Iном.max.рш2 = 60 А.

Кратность пускового тока АД привода импеллера:

λпуск.рш2 = 4

Ки.ном.max.рш2 = 0,8



Проверяем

>



Для защиты одиночных ЭП небольшой мощности, присоединяемых к распределительным шкафам, устанавливаем автоматические выключатели типа АП-50, выбор выключателя осуществим на примере защиты АД привода пеноснимателя.

Номинальный ток ЭП по таблице 11:

Iном.эп = 1 А.

Номинальное значение рабочего тока максимального расцепителя:

Iном.max.расц = 2,5 А.

Проверяем:

Iном.max.расц = 2,5 А. > Iном.эп = 1 А.

Пиковый ток ЭП.

Кратность пускового тока для АД привода пеноснимателя:

λпуск.эп = 4



Проверяем:

>



## Проверка сечения проводников по допустимой потере напряжения

Выбранные по длительно допустимому току и согласованные с током защиты аппаратов сечения проводников внутрицеховых сетей должны быть проверены на потерю напряжения. При эксплуатации электрических сетей, зная уровень напряжения на выводах у наиболее удалённого ЭП и рассчитав потерю напряжения, можно определить напряжение на вторичной стороне питающего трансформатора и выбрать устройства для регулирования напряжения на питающем конце линии. Для нормальной работы ЭП напряжение на его выводах должно быть по возможности ближе к номинальному значению.

Номинальное напряжение на вторичной обмотке трансформатора согласно ГОСТ принято на +5 % выше номинального напряжения сети. Допустимое нормальное отклонение напряжения у наиболее удалённого ЭП должно быть не ниже –5%. Таким образом общее снижение напряжения в сети от источника питания до наиболее удалённого ЭП равно 10 % номинального значения.

Для сети трёхфазного переменного тока с несколькими распределёнными нагрузками потеря напряжения определяется по формуле:

, (86)



где P – расчётная или номинальная (для одиночного ЭП) мощность нагрузки, кВт;

L – расстояние до нагрузки, км;

r0, x0 – активное и реактивное удельное сопротивление материала проводника;

tg – коэффициент мощности нагрузки.

Для нахождения наибольшей потери напряжения в сети участка флотации необходимо:

1. Найти максимальную потерю напряжения в распределительной сети у наиболее удалённого ЭП.
2. Найти максимальную потерю напряжения в питающей сети
3. Сумма максимальных потерь напряжения в распределительной и питающей сети не должна превышать 10 % от номинального напряжения.

Найдём наибольшую потерю напряжения в распределительной сети и результаты сведём в таблицу 15.

Таблица 15 – Потеря напряжения в распределительной сети



Найдём наибольшую потерю напряжения в питающих кабелях и результаты сведём в таблицу 16. Сумма потери напряжения в питающей и распределительной сети, не должна превышать 5%. Результаты в таблице 17.

Насос привода подачи флотошлама

Сечение кабеля или провода Fнасос = 240 мм2.

Удельное активное сопротивление провода или кабеля выбранного сечения

r0.насос = 0,129 Ом/км

Удельное реактивное сопротивление 1 км кабеля выбранного сечения при напряжении 380 В по /7, табл.7.28/.

х0.насос = 0,06 Ом/км

Uном.эп = 380 В

Коэффициент мощности ЭП:

tgнасос = 0,6.

Активная мощность ЭП:

Рнасос = 250 кВт.

Длина проводника:

Lнасос = 0,1 км.



Найдём наибольшую потерю напряжения в питающих кабелях.

Потеря напряжения в кабельной линии КЛ2 от РУНН до РШ2.

Сечение кабеля:

Fкл2 = 150 мм2.

Удельное сопротивление материала проводника:

ал = 0,0324 км/(Ом⋅мм2).

Удельное активное сопротивление кабеля выбранного сечения:





Средневзвешенный коэффициент мощности ЭП РШ2:

tgрш2с = 0,685.

Расчётная мощность ЭП РШ2:

Pр.рш2 = 121 кВт.

Длина кабеля:

Lкл2 = 0,04 км.



Таблица 16 – Потеря напряжения в питающих кабелях



Таблица 17 – Наибольшая суммарная потеря напряжения



## 7.5 Расчёт токов короткого замыкания

При расчёте токов короткого замыкания в электроустановках переменного тока напряжением до 1 кВ допускается:

1. Использовать упрощенные методы расчётов, если их погрешность не превышает 10%;
2. Максимально упрощать и эквивалентировать всю внешнюю сеть по отношению к месту КЗ и индивидуально учитывать только автономные источники электроэнергии и электродвигатели, непосредственно примыкающие к месту КЗ;
3. Не учитывать насыщение магнитных систем электрических машин;
4. Не учитывать ток намагничивания трансформаторов;
5. Принимать коэффициенты трансформации трансформаторов равными отношению средних номинальных напряжений тех ступеней напряжения сетей, которые связывают трансформаторы;
6. Не учитывать влияние синхронных и асинхронных электродвигателей или комплексной нагрузки, если их суммарный номинальный ток не превышает 1% начального значения периодической составляющей тока в месте КЗ, рассчитанного без учёта электродвигателей или комплексной нагрузки.

### 7.5.1Расчёт начального значения периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания

При расчёте токов КЗ в электроустановках, получающих питание непосредственно от сети энергосистемы, допускается считать, что понижающие трансформаторы подключены к источнику неизменного по амплитуде напряжения через эквивалентное индуктивное сопротивление.

Значение этого сопротивления Хс, мОм, приведённое к ступени низшего напряжения сети, следует рассчитывать по формуле

, (87)



где Uср.НН – среднее номинальное напряжение сети, подключенной к обмотке низшего напряжения трансформатора, В;

Uср.ВН – среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора, В;

Iк.ВН = Iп0.ВН – действующее значение периодической составляющей тока при трёхфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора, кА;

Sк – условная мощность короткого замыкания у выводов обмотки высшего напряжения, МВА.

В случае, когда понижающий трансформатор подключен к сети энергосистемы через реактор, воздушную или кабельную линию (длиной более 1 км), необходимо учитывать не только индуктивные, но и активные сопротивления этих элементов.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного КЗ (Iп0) в килоамперах без учёта подпитки от электродвигателей следует рассчитывать по формуле:

, (88)



где Uср.НН – среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло замыкание, В;

R1, X1 – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

R1= Rт + Rр RтА Rкв + Rш Rк R1кб + Rвл Rд

X1= Xc + Xт + Xр XтА Xкв + XшX1кб + Xвл ,

где Xс – эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведённое к ступени низшего напряжения;

Rт, Xт – активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведённые к ступени низшего напряжения сети, их рассчитывают по формулам;

, (89)



, (90)



где Sт.ном – номинальная мощность трансформатора, кВА;

Pк.ном – потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт;

UНН.ном – номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ;

uк – напряжение короткого замыкания трансформатора, %;

RтА и XтА – активное и индуктивное сопротивление первичных обмоток трансформатора тока, мОм;

Rр и Xр – активное и индуктивное сопротивление реактора, мОм;

Rкв и Xкв – активное и индуктивное сопротивления токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм;

Rш и Xш – активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, мОм;

Rк – суммарное активное сопротивление различных контактов и контактных соединений, мОм. При приближённом учёте сопротивлений контактов следует принимать: Rк = 0,1 мОм – для контактных соединений кабелей; Rк = 0,01 мОм – для шинопроводов; Rк = 1,0 мОм – для коммутационных аппаратов;

R1кб и X1кб – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности кабелей, мОм;

R1вл и X1вл – активное и индуктивное сопротивления прямой последовательности воздушных линий ил проводов, проложенных открыто на изоляторах, мОм;

Rд – активное сопротивление дуги в месте КЗ, мОм;

### Учёт асинхронных электродвигателей при расчёте токов КЗ

Если электроснабжение электроустановки осуществляется от энергосистем через понижающий трансформатор и вблизи места КЗ имеются асинхронные электродвигатели, то начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ с учётом подпитки от электродвигателей следует определить как сумму токов от энергосистемы и от электродвигателей.

При расчётах начального значения периодической составляющей тока КЗ от асинхронных электродвигателей последние следует вводить в схему замещения сверхпереходным индуктивным сопротивлением. При необходимости проведения уточнённых расчётов следует также учитывать активное сопротивление асинхронного электродвигателя.

Сверхпереходное индуктивное сопротивление асинхронного электродвигателя в мОм равно

, (91)



где Uф.ном – номинальное фазное напряжение электродвигателя, В;

Iп – кратность пускового тока электродвигателя по отношению к его номинальному;

Iном – номинальный ток электродвигателя, А;

RАД – суммарное активное сопротивление, характеризующее асинхронный электродвигатель в начальный момент КЗ, мОм.

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ от асинхронного электродвигателя в килоамперах рассчитывают по формуле

, (92)



где R1, X1 – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности цепи, включенной между электродвигателем и расчётной точкой КЗ, мОм;

– сверхпереходная ЭДС асинхронного электродвигателя.



(93)



где Uф|0|, I|0|, cos|0| – фазное напряжение, ток статора и коэффициент мощности в момент, предшествующий КЗ.

### Методы расчёта несимметричных коротких замыканий

Расчёт токов несимметричных КЗ выполняют с использованием метода симметричных составляющих. При этом предварительно следует составить схему замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей.

В схему замещения прямой последовательности должны быть введены все элементы исходной расчётной схемы, причём при расчёте начального значения периодической составляющей тока несимметричного КЗ асинхронные электродвигатели должны быть учтены сверхпереходными ЭДС и сверхпереходными сопротивлениями.

Схема замещения обратной последовательности также должна включать все элементы исходной расчётной схемы, кроме источников ЭДС. Сопротивления обратной последовательности для асинхронных машин следует принимать равными сверхпереходным сопротивлениям.

Начальное значение периодической составляющей тока однофазного КЗ в килоамперах определяют по формуле

, (94)



где R1, X1 – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления прямой последовательности расчётной схемы относительно точки КЗ, мОм;

R0, X0 – соответственно суммарное активное и суммарное индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчётной схемы относительно точки КЗ, мОм. Эти сопротивления равны:

R0= R0т + Rр RтА Rкв + Rш Rк R1кб + Rвл Rд

X0= X0т + Xр XтА Xкв + XшX1кб + Xвл ,

где R0т, X0т – активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора. Для трансформаторов, обмотки которых соединены по схеме /Y0, при расчёте КЗ в сети низшего напряжения эти сопротивления следует принимать равными соответственно активным и индуктивным сопротивлениям прямой последовательности.

### Расчёта токов КЗ в сети 0,4 кВ



Рис. 12. Расчётная схема.

1. Проведём расчёт токов КЗ в цепи РУНН – КЛ1 – РШ – АД(скрубер) по расчётной схеме рис. 12.



Рис. 13. Схема замещения.

Составим схему замещения с учётом подпитки от асинхронных электродвигателей показанную на рис 13.



Рис. 14. Эквивалентированная схема прямой последовательности

4. Находим эквивалентную ЭДС источников (фазную)

, (95)



5. Находим эквивалентное сопротивление прямой последовательности расчётной схемы относительно точки КЗ.

1. Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей тока трёхфазного короткого замыкания с учётом асинхронных двигателей.
2. Находим активное и индуктивное сопротивление нулевой последовательности относительно точки КЗ.
3. Рассчитаем начальное действующее значение периодической составляющей тока однофазного КЗ.
4. Определяем величину ударного тока КЗ.

10. Величину периодической составляющей и ударного тока КЗ в разных точках электрической сети сводим в таблицу 18.

Расчет токов короткого замыкания приводится в приложении 7.6.

Таблица 18 – Величина тока КЗ в различных точках электрической сети 0,4 кВ



## 7.6 Проверка выбранных проводников и аппаратов на действие токов КЗ

Проверку автоматических выключателей следует производить по условиям:

Iоткл.ном ≥ Iп0; (96)

iвкл ≥ iуд; (97)

Проверка проводников по условию соответствия выбранному защитному устройству

, (98)



где - коэффициент защиты по /[[3]](#endnote-3) табл. 7.6/, представляющий собой отношение длительного тока для провода или жил кабеля к параметру защитного устройства;



– параметр защитного устройства (ток срабатывания, номинальный ток).



Проверим выключатель QF1 типа ВА75:

Iоткл.ном = 45 кА,

Iп0.к1 = 17,97 кА,

Iном.откл. ≥ Iп0.к1 ,

45 кА ≥ 17,97 кА.

iвкл = 75 кА,

iуд.к1 = 37,24 кА,

iвкл ≥ iуд.к2,

75 кА ≥ 37,24.

# 8. Расчет релейной защиты кабельных линий 6 кВ

В распределительных сетях 6 кВ, имеющих одностороннее питание, предусматривают устройства релейной защиты от междуфазных замыканий и однофазных замыканий на землю. Наиболее распространенным видом защиты от междуфазных замыканий является максимальная токовая защита (МТЗ) и токовая отсечка (ТО)

### Расчёт уставок максимальной токовой защиты

Максимальный рабочий ток линии рассчитывается по максимальной суммарной мощности силовых трансформаторов, которые могут питаться по защищаемой линии в нормальном, ремонтном или послеаварийном режимах.

, (99)



А,



Ток срабатывания защиты

, (100)



где kн – коэффициент надёжности, учитывающий погрешность реле и необходимый запас, в зависимости от типа реле /12/;

kсзп – коэффициент самозапуска, значение которого зависит от вида нагрузки и её параметров;

kв – коэффициент возврата реле, в зависимости от типа реле.

А.



Ток срабатывания реле

(101)



где kсх – коэффициент схемы, равен 1 при соединении ТТ в неполную звезду /12, стр. 20/; k1 – коэффициент трансформации трансформаторов тока.

Для установленных на отходящих КЛ 6 кВ РУ-1 установлены трансформаторы тока типа ТОЛ-10 У3 с Iном. = 300 А



Выбираем реле типа РТВ-I имеющее уставку тока 5 А.

Коэффициенты чувствительности защиты в основной зоне:



(102)



где - минимальное значение двухфазного тока.



Что удовлетворяет условию чувствительности в основной зоне.

Коэффициент чувствительности в зоне резервирования , т. е. при КЗ на шинах низшего напряжения трансформатора должен удовлетворять условию ≥1,2. При КЗ на шинах 0,4 кВ значение двухфазного тока КЗ, приведенного к стороне ВН :



Что удовлетворяет условию чувствительности в зоне резервирования.

Замыкание на землю одной фазы в сетях с изолированной нейтралью не является КЗ. Поэтому защиту выполняют действующей на сигнал. Защита выполняется установкой трансформаторов тока нулевой последовательности с действием на устройство сигнализации заземления УСЗ-3М.

## Проверка на 10% погрешность трансформаторов тока

Расчет произведем для ТТ типа ТОЛ-10, установленных в РУ-1 на отходящих КЛ 6кВ.

Предельная краткость (k10) расчетного тока (Iрасч) по отношению к первичному номинальному току (Iном.) ТТ:

(103)



Величина тока Iрасч выбирается для МТЗ с зависимой характеристикой

Iрасч = 1,1⋅ Iсогл., (104)

где Iсогл. – ток, который соответствует току КЗ, при котором производится согласование по времени последующей и предыдущей защит и определяется ступень селективности.

По карте селективности определим Iсогл. = 700 А.



По кривой предельных кратностей сердечника класса Р трансформатора тока типа ТОЛ-10 /15, рис. П-6/ для k10 = 3,85 соответствует допустимая погрешность вторичная нагрузка Zн. доп. = 2,00 Ом.

Наибольшая фактическая нагрузка ТТ для двухфазной двухрелейной схемы /15, табл. 1-5/:

Zн. расч. = 2rпр. + Zp + rпер., (105)

где rпр. – сопротивление проводов; Zp – сопротивление реле; rпер – сопротивление контактов.

Сопротивление реле РТВ-I при втянутом якоре при установке Iср = 12,5А подсчитывается по выражению:

, (106)



где S – потребляемая мощность; I – ток, при котором задана потребляемая мощность.

По техническим данным привода ПП-67 /15, табл. П-6/ S = 114 В⋅А.

.



Сопротивление проводов не учитываем, так как реле РТВ установлены в непосредственной близости от ТТ

Zн. расч. = 0,73+0,1 = 0,83 (Ом).

Погрешность ТТ не превышает 10%, если соблюдается условие

Zн. расч. < Zн. доп..

В нашем случае

0,83 < 2,0.

Следовательно, погрешность ТТ, установленных в ТП РТП-1 на распределительных КЛ-10кВ, не превышает 10%.



Проверка остальных ТТ на 10% погрешность производится аналогично на основании выше приведенных расчетов.

# 9. ОРГАНИЗАЦИЯ РАБОТЫ ПО ЭКОНОМИИ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ НА ПРОМЫШЛЕННОМ ПРЕДПРИЯТИИ

Переход к рыночным отношениям в российской экономике потребовал пересмотра многих положений в развитии энергетики. Претерпела изменения общая концепция постоянного наращивания энергетических мощностей без серьезного анализа того, как эти мощности и вся масса ежегодно производимых энергоресурсов расходуется в народном хозяйстве страны, насколько рационально энергия используется потребителями. Современный подход к энергетическому развитию России ставит эту проблему «с головы на ноги» — в первую очередь предлагается навести порядок в энергохозяйстве потребителей, прежде всего в промышленности, где расходуется более половины всех вырабатываемых энергоресурсов, разработать и внедрить широкий комплекс энергосберегающих мер, максимально использовать вторичные энергоресурсы, а уж затем, определив истинные потребности, развивать на современной технической основе энергетические мощности и коммуникации в стране. Действительно, в нашей энергетике складывалась парадоксальная ситуация: на электростанциях с большим трудом и затратами экономится каждый грамм топлива на производимый киловатт-час, каждый килограмм на гигакалорию, а у потребителей эта энергия, также как тонны непосредственно сжигаемого натурального топлива в буквальном смысле «летят в трубу».

Бережное расходование природных богатств России, главными из которых являются уникальные запасы органического топлива — нефти, газа, разнообразных сортов угля, позволит сэкономленные энергоносители поставить на мировой энергетический рынок, и эти «нефтедоллары» помогут стране скорее выйти из экономического кризиса.

Очень велика роль промышленный энергетики в решении этих глобальных задач, хотя, не являясь единой отраслью, она не может централизованно проводить единую энергосберегающую политику. Здесь, вероятно, потребуется разработка и осуществление национальной комплексной программы с ресурсным обеспечением, как это сделано почти во всех развитых странах. Там результаты энергосбережения превзошли все ожидания: энергоемкость национального дохода была снижена на 15—25 %.

Рыночная экономика по своей природе стимулирует рациональное энергоиспользование, поскольку при высоких ценах очень сильно выросли затраты на энергию в себестоимости промышленной продукции. Так на обогатительной фабрике «Нерюнгринская» они составляли 1 % и менее, а сейчас измеряются десятками (до 30 %). Очевидно, что энергосбережение в промышленности становится важнейшей и первоочередной экономической задачей, решение которой не только повысит конкурентоспособность предприятия на рынке при стабилизации российской экономики, но может помочь предприятию выйти из нынешней непростой ситуации.

Несмотря на прежнее централизованное управление энергоэкономические мероприятия на предприятии носили случайный и разрозненный характер, рапорты об экономии энергоресурсов, как правило, не соответствовали действительности, планы энергосберегающих мероприятий не выполнялись, что было трудно проверить при плохой организации внутризаводского энергетического учета. По-видимому, сегодня такое положение невыгодно самому предприятию и должно исправляться на базе современных технических и организационно-экономических разработок отечественной и зарубежной науки.

Наиболее эффективно энергосбережение на предприятии при комплексном решении технических, технико-экономических и организационных вопросов, относящихся ко всей энергетике предприятия — к системам энергоснабжения и энергоиспользования — и к управлению энергетическим хозяйством. Технико-экономические и организационные проблемы заключены в совершенствовании выполнения функций управления.

Основные технические проблемы промышленной энергетики и пути их  
решения на предприятии заключены в следующих направлениях:

1. замена оборудования (техническое перевооружение), используемых материалов наиболее выгодными, имеющими лучшие технические, энергетические и техно-экономические показатели;
2. модернизация промышленного оборудования, особенно технологических аппаратов, с повышением полезного использования энергии в них и сокращением потерь, прежде всего энергетических;
3. интенсификация производственных процессов с повышением загрузки технологического оборудования и, соответственно, снижением удельных энергозатрат на единицу продукции, на работу или операцию;
4. введение дополнительных устройств — дооборудование технологических энергоиспользующнх установок и процессов при улучшенном оснащении, установке дополнительного, в том числе вспомогательного оборудования, приборов и автоматики для оптимизации производства и сокращения удельных энергозатрат;
5. изменение рабочих параметров оборудования и энергии в целях улучшения технико-экономических показателей производственных процессов;
6. улучшение использования энергии внутри технологических энергоиспользующих установок, сокращение прямых потерь и соответственное повышение КПИ;
7. улучшение использования ВЭР;
8. повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования в целях предотвращения аварийных остановов и простоев, связанных с материальными и энергетическими потерями.

Эти направления относятся к конкретным элементам энергетики промышленного предприятия в системах энергоснабжения и энергоиспользования, где в энергетическое хозяйство предприятия входит все энергоснабжение и частично энергоиспользование — энергоприемники технологических установок, обслуживаемые энергетиками.

Вся область проведения энергосберегающих мероприятий, классифицированная по их направлениям и элементам заводской энергетики, показана в табл. 19 где каждая клетка со знаком «+» означает группу мероприятий, например «Модернизация заводских источников энергии» или «Повышение надежности энергоприемников» и т. д. Если сочетание направления и элемента не имеет смысла (например, «Дополнительные устройства» и «Обрабатываемый материал»), в клетке стоит знак «-».

Матрица табл. 19 представляет собой трафарет, с помощью которого может быть намечен достаточно полный перечень энергосберегающих мероприятий, исходя из технического состояния и сегодняшних характеристик экономичности по каждой единице энергооборудования, в каждом элементе промышленной энергетики на перерабатывающей фабрике.

Технико-экономические расчеты, которые могут проводиться по методическим положениям, приведенным ниже, позволят определить экономический эффект каждого мероприятия. По этому эффекту, а также по различным экономико-технологическим соображениям (наличию средств, оборудования, возможности остановки производства и другим) следует ранжировать намеченные мероприятия по очередности и срокам их выполнения, т. е. составить перспективный план энергосбережения.

Наиболее эффективна замена старого оборудования на новое, прогрессивное и экономичное, т. е. техническое перевооружение, затрагивающее основное производство и энергетику предприятия и требующее солидных инвестиций. Другие направления энергосбережения, хотя в большинстве случаев менее эффективны, но и менее капиталоемкие, и могут реализовываться собственными силами. Об этом свидетельствуют данные Мировой энергетической конференции (МИРЭК): 5—10 % экономии энергоресурсов можно получить сравнительно просто; следующие 5—10 % потребуют до вольно значительных затрат; а получение дальнейшей экономии в 20 % уже связано с большими капиталовложениями.

Таблица 19 – Основные направления энергосбережения на промышленном предприятии

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Системы энергетики предприятия | Элементы систем энергоснабжения и знергоиспользования | | Замена | Модернизация | Интенсификация | Дополнительные устройства | Изменение параметров | Улучшение использования энергоресурсов | | Повышение надежности |
| внутри агрегатов | вне агрегатов (ВЭР) |
| Система энергоснабжения | Энергохозяйство предприятия | Заводские источники энергии | + | + | + | + | + | + | + | + |
| Заводские преобразователи энергии | + | + | + | + | — | + | — | + |
| Заводские энергетические коммуникации | + | + | — | + | + | + | + | + |
| Энергия, подводимая к технологической энергоиспользующей установке | + | — | + | — | + | + | + | + |
| Система энергоиспользования | Энергоприемник технологической энергоиспольэующей установки | + | + | + | + | — | + | — | + |
| Устройство передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат | | + | + | — | + | + | + | — | + |
| Промежуточный внутриагрегатный энергоноситель | | + | — | + | + | + | + | + | + |
| Технологический аппарат | | + | + | + | + | + | + | + | + |
| Обрабатываемый материал | | + | — | — | — | — | + | + | — |

Экономическая сущность технического перевооружения — компенсация физического и морального износа оборудования. Замена изношенного оборудования не требует обоснования, поскольку оно снижает надежность работы, требует повышенных затрат на ремонтное обслуживание и имеет низкие эксплуатационные характеристики.

Оценка морального износа значительно сложнее, и замена оборудования по этому показателю требует экономического обоснования. В общем виде степень морального износа Ми,%, вычисляется так:

, (107)



где Ид — ежегодные издержки на действующем оборудовании (без учета амортизационных отчислений), руб/год;

Иср — среднеотраслевые издержки по данной группе оборудования, руб/год;

Кср — среднеотраслевые капитальные затраты на воспроизводство данного оборудования, руб;

Ен — нормативный коэффициент экономической эффективности, равен банковской процентной ставке, (руб/год)/руб.

Применительно к энергетической оценке морального износа Мн э, %, формула (1) может быть трансформирована:

, (108)



где bд — удельный расход энергии (в условном топливе) на данном оборудовании, т у.т/ед. продукции;

bср — то же среднеотраслевой;

П — годовой выпуск продукции на данном оборудовании, ед. продукции/год;

Цт —тариф на используемую энергию, пересчитанный на 1 т у.т., для данного региона, руб/т у.т.;

Ко6 — капиталовложения в оборудование, руб.

Числитель дроби в формуле (2) — это превышение энергетической составляющей издержек по сравнению со среднеотраслевой величиной. Так по формуле можно определить сравнительную степень морального износа оборудования и наметить очередность технического перевооружения по этому показателю. Замене могут подлежать также: способ передачи энергии из энергоприемника в технологический аппарат (например, замена редуктора, регулирующего частоту вращения, на тиристорный электропривод); вид и качество материала в целях снижения энергозатрат на его обработку (например, повышение концентрации растворов, дробление или агломерирование материалов и др.).

Модернизация энергетического и технологического оборудования также компенсирует моральный износ, ее эффективность иногда выше, чем перевооружение, за счет существенно меньших капитальных затрат и при осуществлении своими силами. Ее эффективность Э, руб/год, может рассчитываться по значению экономии энергоресурсов, а также при снижении других эксплуатационных затрат:

, (109)



где bб и bм — удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) на базовом и модернизированном оборудовании, т/ед. продукции;

dИм — снижение эксплуатационных расходов (кроме энергетических затрат) после модернизации, руб/год;

dИa = аКм — рост амортизационных отчислений при увеличившейся балансовой стоимости модернизированного оборудования (а — норма амортизации), руб/год;

Км — капитальные затраты на модернизацию, руб.

Интенсификация производственных процессов должна выражаться в увеличении производительности установок без существенных изменений конструкции, за счет либо ускорения технологических и других производственных процессов, либо за счет их лучшей организации. Как правило, интенсификация процессов должна вести к повышенному, ускоренному физическому износу оборудования, что оправдано, если уравниваются сроки физического и морального износа, но может привести к быстрому выходу оборудования из строя, если интенсификация не сопровождается усиленной профилактикой и повышенным ремонтным обслуживанием. Экономическим выражением ее эффекта должно быть снижение себестоимости выпускаемой продукции, руб/год, за счет уменьшения условно-постоянных расходов:

, (110)



где s(n)6 и s(n)и — условно-постоянные расходы в себестоимости продукции в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования, руб/ед. продукции;

Пи — годовая производительность после интенсификации, ед. продукции/год;

dИa — увеличение амортизационных отчислений после интенсификации при повышении нормы амортизации, руб/год,

, (111)



где аи и аб — нормы амортизации в базовом и интенсифицированном режимах работы оборудования;

К6 — балансовая стоимость оборудования, руб;

Ки — капитальные затраты на интенсификацию режима, руб.

Если выделить энергетическую составляющую в себестоимости промышленной продукции, формула (5) примет вид:

, (112)



где bб и bи — удельные расходы энергоресурсов (в условном топливе) в базовом и интенсифицированном режимах работы, т у.т/ед. продукции;

s(пбэ)6 и s(пбэ)и — условно-постоянная составляющая себестоимости без энергетической части в базовом и интенсифицированном режимах работы, руб/ед. продукции.

Введение дополнительных устройств в целях повышения производительности или улучшения режимов связано с совершенствованием производственных процессов при таких вариантах его реализации:

1) установка дополнительного оборудования (основного или вспомогательного) для упорядочения производственного процесса, так называемая «расшивка узких мест», лимитировавших общую производительность участка, цеха, предприятия;

2) установка дополнительного энергетического оборудования и устройств для улучшения энергообеспечения потребителей, в том числе для повышения качества (надежности) энергоснабжения — местная, локальная реконструкция энергохозяйства;

3) установка устройств, управляющих процессами основного и энергетического производства, в том числе при выработке, передаче и потреблении энергоресурсов, оптимизирующих их и сокращающих потери и затраты энергии — автоматизация процессов, улучшение приборного учета, введение устройств местного или централизованного контроля и регулирования и т.п.

В первом и втором вариантах энергоэкономическая оценка может производиться так же, как при модернизации оборудования, в третьем — как для интенсификации производственных процессов.

Изменение параметров оборудования, как правило, должно привести к интенсификации производства, и экономическая оценка проводится по тем же показателям. Для основного технологического оборудования это возможно как по интенсивности (увеличение загрузки, заполнения аппаратов, повышение скорости процессов), так и по экстенсивности — для периодических процессов (увеличение времени работы, снижение простоев, в том числе под загрузкой и выгрузкой, сокращение холостых ходов и т.п.). Изменение параметров в энергетике предприятия связано либо с увеличением загрузки энергооборудования, например двигателей; либо с повышением параметров энергии, в частности, давно предлагаемый перевод внутризаводского электроснабжения на напряжение 660 В; либо с изменением схем преобразования энергии — тиристорные преобразователи частоты тока взамен мотор-генераторов.

Повышение полезного использования энергии в технологических установках достигается и при техническом перевооружении, и при модернизации, и при интенсификации процессов. Однако возможно улучшение внутриагрегатного использования энергии на действующем оборудовании при осуществлении сравнительно простых мер. Примером может служить нормализация энергозатрат по результатам энергоэкономического анализа с сокращением эксплуатационных и режимных потерь и соответствующим повышением КПД и КПИ. Это достигается почти исключительно организационными мерами, при жестком соблюдении технологической и энергетической дисциплины, редко требует капитальных затрат. Такие затраты могут понадобиться на следующей ступени энергоэкономического совершенствования – при рационализации энергоиспользования.

Экономический эффект, руб/год, подобных мероприятий может быть подсчитан так:

, (113)



где Цэ — цена (тариф) энергии, руб/т у.т., руб/кВт- ч, руб/Г кал, руб/Г Дж;

b(до) и b(по) — удельные расходы энергии до и после нормализации (или рационализации) энергоиспользования, кВт • ч на единицу продукции;

П(по) — объем производства после нормализации процесса, ед. продукции/ год;

dИрег— возможные дополнительные годовые издержки по оптимальному регулированию процесса, руб/год;

Кн— возможные единовременные (капитальные) затраты на мероприятие, руб.

Меры по рационализации энергоиспользования в технологии разнообразны и принципиально возможны на любом оборудовании, в любом процессе. Однако необходимо учитывать технологические требования в сочетании с энергетическими, и потому такие мероприятия разрабатываются и осуществляются в тесном сотрудничестве технологов и энергетиков при обязательной технико-экономической оценке технологических, энергетических и других последствий.

Использование ВЭР практически не изменяет общий расход энергии в агрегате-источнике ВЭР, а экономия энергии достигается в замещаемых энергетических установках.

Повышение надежности энергоснабжения и работы энергооборудования должно предотвратить экономический ущерб от аварийных остановок производства, сопровождающихся также значительными энергетическими потерями из-за:

продукции, пошедшей в брак, на изготовление которой уже затрачена энергия;

порчи оборудования, на ремонт которого должны быть затрачены материалы, труд и энергия;

прямых потерь энергоносителей, например при аварийном сливе конденсата;

энергозатрат на пуск оборудования после аварийного простоя, причем при этих пусках какое-то, иногда довольно продолжительное время идет работа на холостом ходу и др.

Экономический эффект от повышения надежности энергоснабжения и энергооборудования Эн, руб/год, определяется сопоставлением дополнительных капиталовложений, требующихся для этого Кн, руб, дополнительных расходов при эксплуатации устройств, повышающих надежность Ин, руб/год, с величиной предотвращаемого среднего экономического ущерба от перерывов энергопитания Y0 , руб/год, помноженного на параметр потока отказов в системе энергоснабжения ω:

, (114)



Итак, экономические оценки эффективности энергосберегающих мероприятий могут проводиться по формулам (1)—(7). В большинстве случаев здесь вычисляется эффект в денежном выражении, причем он относится не к энергохозяйству, а ко всему промышленному предприятию. Это еще раз доказывает экономическое и технологическое единство основного промышленного производства и промышленной энергетики.

Энергосберегающая политика может и должна стать экономическим рычагом для успешной, конкурентоспособной деятельности предприятия на рынке, где с ее помощью можно получить дополнительную прибыль. Наиболее эффективно эта политика проводится при организации внутрипроизводственного коммерческого расчета и системы экономических претензий энергослужбы в отношениях с заводскими потребителями энергии и энергетических услуг.

Таким образом, энергосбережение на обогатительной фабрике «Нерюнгринская»:

является составной частью общегосударственной национальной энергосберегающей политики, которая, по-видимому, в ближайшие годы будет проводиться на основе целевой комплексной программы с ресурсным обеспечением;

независимо от общегосударственных задач должно принести экономике предприятия существенную пользу в виде дополнительной прибыли при снижении энергетической составляющей издержек промышленного производства;

может осуществляться при техническом перевооружении, модернизации оборудования, интенсификации процессов, введении дополнительных устройств, изменении параметров, повышении КПД и КПИ установок за счет сокращения энергетических потерь, использовании ВЭР и при повышении надежности энергоснабжения и работы энергооборудования;

конкретные мероприятия могут выявляться при осуществлении этих направлений в каждом элементе систем энергоснабжения и энергоиспользования, во всем энергетическом и энергоиспользующем комплексе (в энергетике) промышленного предприятия;

экономическая эффективность каждого энергосберегающего мероприятия должна быть определена технико-экономическими расчетами, в результате чего, а также по некоторым экономико-технологическим соображениям, можно составить перспективный план таких мероприятий с ресурсным обеспечением, ранжированный по срокам их осуществления.

# 10. БЕЗОПАСНОСТЬ И ЭКОЛОГИЧНОСТЬ

## Техника безопасности при работе на коммутационных аппаратах и в комплектных распределительных устройствах.

Перед допуском к работе на коммутационных аппаратах с дистанционным управлением должны быть:

* отключены вспомогательные цепи (управления, сигнализации, подогрева и прочие) и силовые цепи привода;
* закрыты задвижки на трубопроводе подачи воздуха и бак выключателей или на пневматические приводы и выпущен в атмосферу имеющийся в них воздух, при этом спускные пробки (клапаны) оставляются в открытом положении;
* приведены в нерабочее положение выключающий груз или выключающие пружины;
* вывешены плакаты «Не включать! Работают люди» на ключах дистанционного управления и «Не открывать! Работают люди» на закрытых задвижках.

Для пробных включений и отключений коммутационного аппарата при его наладке и регулировке допускается временное включение вспомогательных цепей и силовых цепей привода, а также подача воздуха и на привод и на выключатель. При этом должны быть сняты плакаты «Не включать! Работают люди» и «Не открывать! Работают люди».

С разрешения дежурного работник, ведущий наладку и регулировку, может дистанционно включать и отключать коммутационный аппарат для опробования. В электроустановках без местного дежурного персонала такого разрешения не требуется.

При работе в отсеке шкафов КРУ тележку с оборудованием необходимо выкатить, шторку отсека, в котором токоведущие части остались под напряжением, запереть на замок и вывесить плакат «Стой! Напряжение»; в отсеке, где предстоит работать, вывесить плакат «Работать здесь».

При работах вне КРУ на подключенном к ним оборудовании или на отходящих ВЛ или КЛ тележку с выключателем необходимо выкатить из шкафа, шторку или дверцы запереть на замок и на них вывесить плакат «Не включать! Работают люди» или «Не включать! Работа на линии».

При этом допускается:

* устанавливать тележку в контрольное положение при наличии блокировки между заземляющими ножами и тележкой с выключателем после включения этих ножей;
* при отсутствии такой блокировки или заземляющих ножей в шкафах КРУ устанавливать тележку в промежуточное положение между контрольным и выкаченным при условии запирания ее на замок. Тележка может быть установлена в промежуточное положение независимо от наличия заземления на присоединении.

Устанавливать в контрольное положение тележку с выключателем для опробования и работы в целях управления и защиты разрешается в тех случаях, когда работы вне КРУ на отходящих ВЛ и КЛ или на подключенном к ним оборудовании, включая механизмы, соединенные с электродвигателями, не проводятся или выполнено заземление в шкафу КРУ./1/

## Меры безопасности при монтаже кабельных линий.

Рытье траншеи для прокладки кабелей разрешается только после получения руководителем работ письменного разрешения от организации, эксплуатирующей подземные коммуникации (кабели, газопроводы и тому подобное), находящиеся в районе прохождения трассы вновь прокладываемого кабеля. На чертеже трассы кабеля точно указывают все пересекаемые подземные коммуникации, места пересечений должны быть обозначены и указаны производителем работ на местности.

Пересекаемые подземные коммуникации разрешается вскрывать при рытье траншеи только в присутствии производителя работ или мастера. Вскрытие пересекаемых действующих кабельных линий допускается выполнять только в присутствии наблюдающего от организации, эксплуатирующей действующую линию. Наблюдающий обязан прекратить работу, если он сочтет ее выполнение опасным для работающих.

В непосредственной близости от действующих подземных коммуникаций грунт разрабатывают вручную лопатами без резких ударов. При этом запрещается применять ударные инструменты (ломы, кирки, клинья и пневматические инструменты).

При рытье траншей учитывают допустимые откосы для соответствующих грунтов и в необходимых случаях надежно раскрепляют стенки траншей и котлованов от обрушения. Грунт, вынимаемый из траншеи, размещают не ближе 0,5 м от бровки траншеи или котлована по одну сторону. По другую сторону размещают материал дорожного покрытия.

Механизмы, лебедки, кабельные барабаны и другие грузы разрешается размещать только за пределами призмы естественного обрушения грунта, при этом расстояние от края траншеи до грузов должно быть не менее глубины траншеи. Если этого выполнить нельзя, то стенки должны быть раскреплены.

Не допускается пользоваться креплением стенок траншеи для спуска в нее. При глубине траншеи более 1 м для спускав траншею должны быть установлены лестницы или стремянки. В тех местах, где происходит движение людей и транспорта, траншея должна быть ограждена или должны быть вывешены предупредительные плакаты, а в темное время суток в этих местах должны быть установлены предупредительные огни.

Разгрузку и перекатывание барабанов с кабелем, а также разматывание кабеля с барабанов и его прокладку необходимо производить в брезентовых рукавицах. Перед началом перекатывания барабана или размотки кабеля необходимо удалить из щек барабана торчащие гвозди и принять меры по предотвращению захватывания одежды рабочих выступающими частями барабана. Необходимо также перед началом перекатки прочно закрепить конец кабеля.

Размотку кабеля разрешается производить только при наличии приспособления для притормаживания барабана. Допускается для этой цели применять доску.

Кабельный барабан с раскаточным валом (осью) должен быть установлен на домкратах или специальной тележке.

При необходимости прогрева кабеля перед прокладкой допускается применять напряжение не выше 250 В. При напряжении выше 42 В броня и оболочка кабеля, а также все металлические корпуса аппаратов, применяемых при прогреве, должны быть заземлены.

При размотке кабеля лебедкой по роликам, а также при раскатке вручную на поворотах трассы устанавливают угловые ролики. Поддерживать кабель на поворотах трассы вручную запрещается. Не разрешается также при раскатке кабеля ставить рабочих внутри углов поворота трассы. При прокладке кабеля по сложной трассе с промежуточными колодцами или поэтажными камерами для рабочих, находящихся в колодце и в камерах, должна быть обеспечена подача команд через связных.

При механизированной протяжке кабеля особое внимание следует обращать на зачаливание конца кабеля к тросу лебедки или тянущего механизма – оно должно быть надежным и не должно допускать срыва кабеля во время тяжения. При этом с помощью динамометра контролируют усилие тяжения, которое не должно превышать допустимого.

В конце размотки барабана, когда на нем остается несколько витков, необходимо притормозить барабан во избежание удара концом кабеля. Запрещается производить раскатку и протяжку кабеля с приставных лестниц и стремянок.

При протяжке кабеля внутри помещений через проем в стене рабочие должны быть поставлены по обе стороны проема. При протяжке кабеля в трубе следует соблюдать предосторожность против затягивания в трубу руки или одежды рабочего вместе с кабелем. Поддерживать кабель перед проемом или трубой следует не ближе чем за 1 м.

Прокладку кабеля на высоте следует производить с лесов, подмостей или вышек с перилами высотой не менее 1 м, имеющих бортовые доски высотой не менее 150 мм.

При работе в кабельных колодцах, туннелях и коллекторах необходимо соблюдать особые меры предосторожности:

* перед началом работы должно быть проверено отсутствие горючих и удушливых газов, при этом проверка огнем запрещается;
* открытый люк колодца ограждают или устанавливают возле него предупредительный знак;
* запрещается разогревать в колодце мастику, припой или разжигать паяльную лампу – все эти операции следует делать только снаружи;
* расплавленный припой и разогретую мастику следует опускать в колодец в закрытых кастрюлях или ковшах, прикрепляемых к стальному тросу на карабине.

Если у открытого люка колодца дежурит монтер из состава бригады, то в колодце разрешается работать одному человеку, если он имеет квалификацию не ниже III группы.

В туннелях и коллекторах после проверки отсутствия газов разрешается при соблюдении мер пожарной безопасности разжигать паяльные лампы и жаровни, разогревать припой. Разогрев кабельной мастики следует производить вне помещения. Во время работы должны быть открыты два люка или две двери так, чтобы работающие находились между ними. Для освещения места работы в колодцах, а также в туннелях и коллекторах при недостаточности постоянного освещения применяют переносные лампы 12 В или аккумуляторные фонари.

При монтаже кабельных заделок с применением лаков и эпоксидного компаунда следует руководствоваться инструкцией, предусматривающей меры защиты против токсичности этих материалов.

При монтаже кабельных заделок с применением мастики разогрев ее производят в специальных кастрюлях с крышкой и носиком для слива. Температуру мастики при разогреве контролируют по термометру. Температуру должен определить и указать руководитель работ (прораб, мастер). Мастику нельзя доводить до кипения. Запрещается производить разогрев мастики в закрытой банке. Летом банку с мастикой слегка подогревают, предварительно сняв крышку, до текучего состояния и переливают осторожно в кастрюлю.

При подогреве кабельной мастики и припоя в холодное время года перемешивание производят предварительно подогретым стальным прутком или ложкой во избежание попадания сырости, способной вызвать разбрызгивание припоя или мастики.

Кастрюлю с подогретой мастикой запрещается передавать из рук в руки. При передаче кастрюлю следует ставить на землю и брать только с земли. Работать с разогретой мастикой или припоем следует в рукавицах и предохранительных очках.

При работе с эпоксидным компаундом и отвердителями следует избегать их соприкосновения с кожей до полного затвердения. Необходимо при работе пользоваться спецодеждой и предохранительными средствами: халатом, хлопчатобумажной шапочкой, очками и медицинскими резиновыми перчатками.

Попавший на кожу эпоксидный компаунд или отвердитель смывают горячей водой с мылом, после чего это место кожи смазывают жирной мазью на основе ланолина, вазелина или касторового масла. Разрешается очищать кожу ацетоном. Применять бензол, толуол, четыреххлористый углерод и другие токсичные растворители запрещается. Очистку инструмента производят ацетоном. Вблизи работ с эпоксидным компаундом запрещается хранить и принимать пищу, а также курить.

## 10.1 Экологичность

Возгорание масла.

Особенности данной станции и характер сооружений требуют при проектировании принятия мер по защите оборудования при пожаре.

Это относится к силовым трансформаторам, к масляным выключателям, складам масла и т.д. При пожаре может возникнуть утечка масла, что негативно сказывается на окружающей среде. Поэтому под силовыми трансформаторами предусматриваются маслостоки и маслоприемники, которые должны содержаться в исправном состоянии для исключения при аварии растекания масла и попадания его в кабельные каналы и другие сооружения.

В пределах бортовых сооружений маслоприемника гравийная засыпка должна содержаться в чистом состоянии. Бортовые ограждения маслоприемных устройств должны выполнятся по всему периметру гравийной засыпки. В местах выкатки трансформаторов ограждение должно предотвращать растекание масла и выполняться из материала, легко убираемого при ремонтах с последующим восстановлением его целостности.

Вводы кабельных линий в шкафах управления, защиты и автоматики должны быть тщательно уплотнены водостойким несгораемым материалом.

При обнаружении свежих капель масла на гравийной засыпке или маслоприемнике немедленно должны быть приняты меры по выявлению источников их появления и предотвращению новых поступлений с соблюдением мер безопасности на работающем маслонаполненном оборудовании.

При пожаре на трансформаторе запрещается сливать масло из корпуса, т.к. это может привести к распространению огня /3/.

## 10.2 Экономия ресурсов

При длительном воздействии токов к.з. на выключатели, происходит “слипание“ и выгорание контактов, что приводит к масштабной аварии дорогостоящего силового электрооборудования, а также к существенному загрязнению окружающей среды.

При протекании по кабелю тока, превышающего длительно допустимый, происходит перегрев кабеля, что ведет к выгоранию изоляции. Выделяющиеся при этом газы не только загрязняют атмосферу, но и опасно влияют на жизни людей.

При длительном протекании тока к.з. через силовой трансформатор происходит перегрев масляной изоляции, что может привести к вытеканию масла, а затем и к пожару. Утечка трансформаторного масла может существенно повлиять на окружающую среду, а горение нефтепродуктов приводит к загрязнению атмосферы. Меры, применяемые для предупреждения растекания масла, а также для предупреждения выбросов в атмосферу продуктов его горения рассмотрены далее.

Несвоевременное отключение тока к.з. приводит к выводу из строя силового оборудования. Следовательно, более надежное и своевременное отключение ведет к экономии земли, металла, электроэнергии и т.д., которые будут затрачены на производство нового оборудования, взамен вышедшего из строя поврежденного оборудования.

Согласно /4/, при работе энергоустановок должны быть приняты меры для предупреждения воздействия на ОС выбросов загрязняющих веществ в атмосферу и сбросов сточных вод в водоемы, а также для ограничения шума в близлежащих районах. Основным источником шума являются трансформаторы. Для защиты прилегающих объектов от шума трансформаторов предусматривается установка шумозащитных экранов.

## 10.3 Пожарная безопасность

Общие положения.

В состав главного корпуса, подлежащего противопожарной защите, входят:

* электропомещения с электрооборудованием, кабельными коридорами.
* трансформаторных площадок.

- мастерскими и примыкающим к нему центральным пультом управления с подпультовым помещением.

* производственно-технологический корпус непосредственно примыкающий к СТО.
* кабельный туннель, состоящий из двух кабельных и одного общестанционного отсеков и вертикальная кабельная шахта, соединяющая здание главного корпуса с внутри цеховыми распределительными устройствами;

На указанных объектах предусмотрено наружное и внутреннее пожаротушение через гидранты и пожарные краны.

Кроме этого, предусмотрены установка автоматического пожаротушения, распыленной водой для основного электротехнического оборудования и кабельных помещений (кабельные коридоры, тоннели и шахты, подпультовое помещение ОФФ.

Во всех зданиях электростанции должен соблюдаться установленный противопожарный режим для обеспечения нормальных и безопасных условий труда персонала в соответствии с требованиями настоящих “Правил пожарной безопасности“ .

В зданиях предусматриваются эвакуационные выхода, что соответствует требованиям СНиП 2.01.02-85 и СНиП 2.09.02-85. На путях эвакуации должно поддерживаться в исправном состоянии рабочее и аварийное освещение, должны быть установлены указатели для выхода персонала. Двери на путях эвакуации открываются по направлению выхода из здания.

Заполнение резервуаров водой производится от хозяйственно-питьевого водопровода.

Запуск насосов при возникновении пожара производится дистанционно от пусковых кнопок, расположенных у пожарных кранов. Вода при тушении пожара в помещениях здания отводится в общестанционную дренажную систему.

Открытый склад масла выполнен в виде металлических баков на бетонных фундаментах. Склады масла огорожены несгораемым ограждением высотой 2м Согласно “Норм технологического проектирования” для предотвращения растекания масла и распространения пожара при аварии выполняются маслоприемники, молниеотводы, маслосборник. Бортовые ограждения маслоприемников выполняются по всему периметру гравийной засыпки без разрывов высотой 150 мм над землей.

Для организации пожарной службы предусмотрено два пождепо. Одно из них на 4 автохода расположено на территории коммунальной зоны, и обслуживает сооружения в радиусе 2 км. Пождепо на два автохода расположено в специально оборудованном помещении возле ОФ «Нерюнгринская».

### Порядок организации тушения пожаров на оборудовании энергетических объектов под напряжением 0,4 кВ.

Необходимость тушения пожара на элементах оборудования, находящегося под напряжением до 0,4 кВ, определяется невозможностью снять напряжение переменного и постоянного тока с цепей вторичной коммутации из-за недопустимости потери управления оборудованием, что может привести к тяжелым последствиям для технологии энергетического производства и режима работы энергосистемы.

При возникновении пожара начальником смены станции выдается письменный допуск на тушение энергетического оборудования под напряжением до 0,4 кВ, которое рекомендуется оформлять заранее с учетом требований оперативных карточек пожаротушения и хранить на щите управления.

Оборудование, не защищенное автоматическими установками пожаротушения, допускается тушить с использованием имеющихся в наличии огнетушащих средств и принятием необходимых мер безопасности лицами, принимающими участие в тушении.

Оборудование электростанции, находящееся под напряжением выше 0,4 кВ перед допуском к тушению пожара, должно быть обесточено.

На каждом энергетическом предприятии распоряжением главного инженера (технического руководителя) определяется конкретное оборудование, которое по условиям технологии не может быть обесточено в случае возникновения пожара.

Для помещений (сооружений) с энергетическим оборудованием напряжением до 0,4 кВ, которое не может быть обесточено при пожаре, корректируются или разрабатываются вновь оперативные карточки действий при пожаре. В них указывается:

* расположение не обесточенного оборудования;
* необходимые операции по отключению энергетического оборудования, находящегося в зоне пожара;
* места размещения заземляющих устройств, защитных средств и средств пожаротушения;
* возможные маршруты движения боевых расчетов к месту пожара.

### Требования безопасности при выполнении работ по тушению пожара.

Пожары на оборудовании, находящимся под напряжением до 0,4 кВ, допускается тушить распыленными струями воды, подаваемой из ручных пожарных стволов с расстояния не менее 5 метров. Тушение компактными струями воды не допускается.

При тушении пожара воздушно-механической пеной с объемным заполнением помещения (тоннеля) необходимо осуществить заземление пеногенераторов и насосов пожарных автомобилей. Водитель пожарного автомобиля должен работать в диэлектрических перчатках и ботах.

При тушении пожара огнетушителями, необходимо соблюдать безопасные расстояния, указанные в таблице 20. Допускается использование других видов огнетушителей, имеющих сертификаты и соответствующих техническим условиям заводов-изготовителей. Тушение пенными огнетушителями не допускается.

Таблица 20 - Виды огнетушителей, применяемые для тушения оборудования, находящегося под напряжением.

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Напряжение, кВ | Безопасное расстояние до электроустановки | Вид огнетушителей |
| до 10 кВ  до 1 кВ  до 0,4 кВ | не менее 1 метра  не менее 1 метра  не менее 1 метра | углекислотные  порошковые  хладоновые |

При тушении электроустановок распыленными струями воды личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персонал энергопредприятий обязан выполнять следующие требования:

* работать со средствами пожаротушения в диэлектрических перчатках и ботах, а при задымлении – в средствах индивидуальной защиты органов дыхания;
* находится на безопасном расстоянии до электроустановок;
* заземлить пожарный ствол и насос пожарного автомобиля.

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы МВД России, ведомственной пожарной охраны и персоналу запрещается:

* самостоятельно производить какие-либо отключения и прочие операции с электрооборудованием;
* осуществлять тушение пожара в сильно задымленных помещениях с видимостью менее 5 метров;
* использовать в качестве огнетушащего вещества морскую воду, а также воду с добавлением пенообразователей, смачивателей и солей.

Необходимое количество электрозащитных средств на объекте для подразделений пожарной охраны, привлекаемых к тушению пожаров, определяется при разработке планов пожаротушения (оперативных карточек).

Личный состав подразделений Государственной противопожарной службы должен не реже одного раза в год проходить инструктаж и участвовать в противопожарных тренировках на специальных полигонах (тренажерах) для изучения и отработки действий по ликвидации пожаров на электроустановках, находящихся под напряжением.

Боевые позиции пожарных, с учетом безопасных расстояний до конкретных электроустановок, определяются и уточняются в ходе проведения пожарно-тактических занятий, а затем заносятся в план пожаротушения (оперативные карточки).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате выполнения дипломного проекта на тему «Развитие системы электроснабжение горно-обогатительной фабрики «Нерюнгринская» были выполнены основные задачи, поставленные в задании на проектирование, устранены имеющиеся недостатки существующего в настоящее время варианта и достигнуты следующие положительные результаты.

Данный дипломный проект разработан на основе применения утвержденных типов конструкций и оборудования серийного заводского изготовления с соблюдением всех требований нормативно-технической документации.

Выбранные при этом схемы распредустройств обеспечивают надежную передачу потоков мощности через трансформаторы на сторону низшего напряжений и дает возможность обеспечить бесперебойное электроснабжение потребителей при выводе в ремонт любого из элементов, и вместе с тем отличаются относительной простотой и экономичностью.

Согласно расчетам, произведенным в проекте, оборудование ПС, КТП и РУ устойчиво к действию токов КЗ, выбрано с учетом требований в части климатического исполнения и категорий размещения и способно выполнять свои функции в нормальных и аварийных режимах работы.

Кроме того, были выбраны устройства релейной защиты и автоматики на РУ, что обеспечивает надежность и безопасность эксплуатации оборудования, а также сводит к минимуму возможные перерывы электроснабжения.

Произведен анализ безопасности и экологичности СЭС, из результатов которого следует, что при соблюдении правил технической эксплуатации, а также требований техники безопасности и пожаробезопасности, эксплуатация СЭС по данному проекту безопасна.

Из результатов расчетов, произведенных в проекте, следует, что развитие СЭС горно-обогатительной фабрики «Нерюнгринская» необходима и выгодна.

# Список использованных источников

1. Указания по расчёту электрических нагрузок (технический циркуляр ВНИПИ Тяжпромэлектропроект № 358-90 от 1 августа 1990 г.)
2. Справочник по проектированию электроснабжения: Электроустановки промышленных предприятий/Под общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др. –М.: Энергоатомиздат, 1990 г. 576 с
3. А.А. Фёдоров, В.В. Каменева. Основы электроснабжения промышленных предприятий: Учебник для вузов. –4-е изд., перераб. и доп. –М.:Энергоатомиздат, 1984 г. 472 с.
4. Л.Л. Коновалова, Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов. –М.: Энергоатомиздат, 1989 г. 528 с.
5. А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению проомышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. –М.: Энергоатомиздат, 1987 г. 368 с.
6. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования. РД-153-34.0-20.527-98. Москва, «Издательство НЦ ЭНАС», 2001г., с.151
7. Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. –М.: Энергоатомиздат, 1989 г. 608 с.
8. В.И. Идельчик Электрические системы и сети. М.: Энергоатомиздат, 1989 г. 592 с.
9. Электротехнический справочник: В 4 т. Т.2. Электротехнические изделия и устройства / Под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. (гл. ред. И.Н. Орлов) – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Издательство МЭИ, 2001 г. 518 с.
10. Рожкова Л.Д. Козулин В.С. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987 г. 648 с.
11. Правила устройства электроустановок. – СПб.: Издательство ДЕАН, 2001 г. 928 с.
12. Шабад М.А. Расчёты релейной защиты и автоматики распределительных сетей. Изд. 2-е, перераб и доп. -­ Л.: "Энергия", 1976 г. 288 с.
13. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии. - 2-е изд., перераб. и доп. – Благовещенск, 1987. – 147с.
14. Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592с.: ил.
15. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.
16. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Министерство энергетики и электрификации СССР, Управление по технике безопасности и промышленной санитарии. - 2-е изд., перераб. и доп. – Благовещенск, 1987. – 147с.
17. Соколов Б.А., Соколова Н.Б. Монтаж электрических установок. - 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592с.: ил.
18. Руководящий документ «Правила пожарной безопасности для энергетических предприятий» РД-153.-34.0-03.301-00. – М.:ЗАО «Энергетические технологии», 2000.-116 с.

1. [↑](#endnote-ref-1)
2. . Л.Л. Коновалова, Рожкова Л.Д. Электроснабжение промышленных предприятий и установок: Учеб. пособие для техникумов. –М.: Энергоатомиздат, 1989 г. 528 с. [↑](#endnote-ref-2)
3. . А.А. Фёдоров, Л.Е. Старкова. Учебное пособие для курсового и дипломного проектирования по электроснабжению промышленных предприятий: Учеб. пособие для вузов. –М.: Энергоатомиздат, 1987 г. [↑](#endnote-ref-3)