Аннотация

В данном дипломном проекте рассматривается задача проектирования системы электроснабжения автомобильного завода. Завод является предприятием автомобилестроения. При проектировании решаются задачи, которые заключаются в определении расчётных электрических нагрузок, в правильном выборе напряжения распределения по заводу, выборе числа и мощности трансформаторов, конструкции промышленных сетей. Для выбора элементов системы производится расчёт токов короткого замыкания, рассматриваются вопросы , касающиеся релейной защиты и автоматики трансформаторов ГПП, а также заземляющего устройства пункта приёма электроэнергии.

Введение

Темой данного проекта является проектирование системы электроснабжения автомобильного завода. Ускорение научно-технического процесса диктует необходимость совершенствования промышленной электроники, создание современных надёжных систем электроснабжения промышленных предприятий, освещения, автоматизированных систем управления электрооборудованием и технологическим процессом. По этому при проектировании уделено большое внимание вопросам надёжности, обеспечение качества электроэнергии и электромагнитной совместимости, быстродействия и селективности релейной защиты и оперативной автоматики. Произведён выбор, компоновка и размещение подстанций, в соответствии с ПУЭ.

Основные задачи, решаемые при проектировании системы электроснабжения, заключается в оптимизации параметров этих систем путём правильного выбора напряжений, определении электрических нагрузок, высоких требований к бесперебойности электроснабжения, рационального выбора числа и мощности трансформаторов, конструкций промышленных сетей, средств регулирования напряжения, средств симметрирования нагрузки, подавление высших гармонических составляющих в сетях путём правильного построения схемы электроснабжения, соответствующей оптимальному уровню надёжности. В проекте произведён расчёт токов короткого замыкания и выбор комплектующей аппаратуры, вопросы по релейной защите, а также заземление ГПП освещены в соответствующих разделах.

**Описание технологического процесса**

Эффективность работы автомобильного транспорта в значительной степени зависит от технической готовности подвижного состава, которая обеспечивается своевременным и качественным выполнением технических обслуживаний и ремонтов.

Из всех видов транспорта автомобильный является самым трудоёмким и фондоёмким, то есть необходимо дальнейшее развитие производственно-технической базы автотранспорта предусматривающее строительство новых, расширение, перевооружение и реконструкцию действующих автотранспортных предприятий.

Для успешного решения таких многосторонних задач инженерно-технические работники автомобильного транспорта должны в совершенстве знать теорию, методику и практику проектирования, и технологический процесс производства автомобильного транспорта.

*Технологический процесс*

 В литейном цехе серого чугуна производится отливка деталей и листовой стали для дверей, крыш, крыльев и т. д. Эти заготовки поступают в прессово-кузовной и моторный цеха. В прессово – кузовном цехе производится штамповка кузовных деталей. В цехе топливной аппаратуры производится сборка и регулировка топливной системы. Гидросистемы тормозов поступают на завод с другого предприятия – изготовителя и хранятся на складе. В литейном цехе ковкого чугуна и цветных металлов отливаются блоки и головки цилиндров. В моторном цехе производится сборка силовых агрегатов, которые поставляются на склад. В сборочном цехе происходит установка передних и задних крыльев и буферов, антикоррозийная обработка кузова, сухая шлифовка, нанесение мастик, изолирование кузова, вторичная окраска кузова грунтом, покрытие эмалью, мокрое шлифование и окончательная окраска кузова металлизированными эмалями и сушка.

Окончательно изготовленный кузов проходит контроль по качеству окраски, затем он транспортируется на сборку.

Общая сборка автомобилей осуществляется на главных конвейерах, поэтому технологический процесс сборки максимально дифференцирован, механизирован и автоматизирован.

Сборку осуществляют на главном конвейере по следующей технологии:

1 Монтаж гидросистемы тормозов и коллектора на кузове, закрепление топливо провода по днищу кузова.

2 Установка задних амортизаторов.

3 Установка и закрепление маятникого рычага на правом лонжероне.

4 Монтаж механизма управления коробки передач.

5 Установка на днище кузова регулятора давления задних тормозов.

6 Сборка кузова и шасси автомобиля. Выполнение данной операции выпо­­­­­лняют с помощью спаренных конвейеров сборки: кузов транспортируется главным подвесным конвейером сборки: кузов транспортируется верхним подвесным главным конвейером сборки, а нижним расположенным под ним и параллельным ему, транспортируется шасси автомобиля. Согласованное переме­щение кузова и шасси обеспечивает в определённый момент подъём шасси гидроподъёмником напольного конвейера до совмещения с кузовом. Так происхо­дит предварительная установка шасси на кузов. Сборка кузова и шасси начинается с регулирования положения кузова на шасси, а дальнейшее соединение и крепление шасси с кузовом выполняется на операциях общей сборки автомобиля.

На втором напольном конвейере производится сборка шасси. Он расположен параллельно напольному конвейеру подачи готового шасси на главный сборочный конвейер автомобиля. К напольному конвейеру сборки шасси по подвижным конвейерам подаются следующие сборочные единицы: моторный агрегат, задний мост, собранный карданный вал, глушитель выпуска дополнительной первой ступени, штанга стабилизатора поперечной устойчиво­сти. Здесь выполняются операции общей сборки шасси автомобиля, монтаж глушителя выпуска дополнительной первой ступени, монтаж штанги стабилизатора поперечной устойчивости со стойками, сборка карданного вала с задним мостом.

10 Установка и закрепление поперечины передней подвески.

11 Монтаж задней опоры двигателя .

12 Прикрепление верхних опор рессор к кузову.

13 Установка гибких рукавов гидротормозов.

14 Крепление верхнего рычага передней подвески.

15 Монтаж пальца шарового шарнира с кронштейном передней подвески.

16 Монтаж рулевой трапеции.

17 Монтаж трубок гидросистемы.

18 Прикрепление задних амортизаторов к заднему мосту.

19 Монтаж основного глушителя в сборе с выпускной трубой.

20 Установка угла поворота передних колёс.

21 Установка гибкого вала спидометра и гибкого троса стояночного тормоза.

22 Прокачка тормозов.

23 Монтаж топливного бака и датчика уровня бензина в баке.

24 Установка и закрепление водяного радиатора.

25 Монтаж пола и обивка багажника.

26 Установка и закрепление аккумуляторной батареи.

27 Монтаж и регулировка тяг карбюратора.

28 Установка, присоединение и закрепление выключателя зажигания.

29 Установка и закрепление колонки рулевого управления.

30 Монтаж расширительного бака к водяному радиатору.

31 Установка козырька фонаря на заднем буфере.

32 Монтаж колёс на тормозных барабанах.

33 Установка воздушного фильтра и рукава вентиляции картера двигателя.

34 Закрепление брызговиков двигателя к поперечному лонжерону.

35 Монтаж водяных рукавов на двигателе и радиаторе, заправка системы охлаждения двигателя.

36 Заправка бака автомобиля, карбюратора и топливного насоса бензином.

37 Установка рулевого колеса.

38 Подключение аккумуляторной батареи, регулировка света фар.

39 Установка облицовки радиатора и монтаж системы очистки фар.

40 Пуск двигателя, проверка приборов автомобиля, проверка включения передач.

В дальнейшем собранные и проверенные автомобили отправляются на склад готовой продукции.

**Технологическая схема**

# ***Определение расчетных нагрузок***

Моторный

 цех

Цех главного конвейера

(основная сборка)

блоки

силовых

агрегатов

ковкий чугун

чугун

железо

Цветной

металл

Скрапоразделочная

Кузовной
цех

Склад №7

Цех
топливной
аппарату-
ры

Кузнечный
цех

Литейный
цех №11

Литейный
цех №10

металлолом

# Ведомость электрических нагрузок завода.

таблица№1

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | Наименование цеха | Кс | Cosϕ | δ,ВВт/м2 | Pуст, кВт |
| 1 | Цех шасси и главный конвейер | 0,85 | 0,75 | 16 | 1600 |
| Цех шасси и главный конвейер (6кВ 4X315) | 0,85 | -0,9 |  | 1260 |
| 2 | Моторный цех | 0,7 | 0,65 | 16 | 1600 |
| 3 | Прессово-кузовной цех | 0,4 | 0,65 | 14 | 1900 |
| Прессово-кузовной цех (6кВ 2X500) | 0,4 | 0,85 |  | 1000 |
| 4 | Инструментальный цех | 0,5 | 0,6 | 14 | 950 |
| 5 | Ремонтно-механический цех | 0,7 | 0,7 | 14 | 500 |
| 6 | Конструкторско-эксперементальный цех | 0,5 | 0,75 | 20 | 160 |
| 7 | Экспедиция и склад | 0,4 | 0,8 | 10 | 120 |
| 8 | Деревообрабатывающий цех | 0,5 | 0,75 | 12 | 210 |
| 9 | Модельный цех | 0,5 | 0,8 | 16 | 300 |
| 10 | Литейный цех серого чугуна | 0,6 | 0,65 | 12 | 1200 |
| Литейный цех серого чугуна (6кВ 2X600) | 0,65 | 0,9 |  | 1200 |
| 11 | Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов | 0,6 | 0,65 | 12 | 1200 |
| Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (6кВ 2X600) | 0,65 | 0,9 |  | 1200 |
| 12 | Кузнечный цех | 0,5 | 0,65 | 12 | 500 |
| 13 | Арматурно-агрегатный цех | 0,6 | 0,7 | 14 | 850 |
| 14 | Склад масел и химикатов | 0,4 | 0,8 | 10 | 80 |
| 15 | Гараж | 0,4 | 0,8 | 20 | 150 |
| 16 | Заводоуправления | 0,5 | 0,8 | 20 | 120 |
| 17 | Проходная | 0,4 | 0,85 | 16 | 20 |
| 18 | Лаборатория | 0,5 | 0,85 | 20 | 170 |
| 19 | Скрапоразделочная | 0,5 | 0,75 | 14 | 620 |
| 20 | Цех топливной аппаратуры | 0,6 | 0,7 | 14 | 540 |
| 21 | Открытый склад лесоматериалов | 0,3 | 0,85 | 10 | 110 |
| 22 | Компрессорная (6кВ 4X800) | 0,8 | 0,9 | 10 | 3200 |

Генеральный план завода.

* 1. Метод коэффициента спроса.

Расчетный максимум, необходимый для выбора почти всех элементов системы электроснабжения:

Сечения проводников, трансформаторов ППЭ, отключающей аппаратуры, измерительных приборов и так

далее, определяемый сначала для отдельных цехов, а затем и для всего завода в целом, находится по коэффициенту спроса по выражению:

  (2.1.1)

где:  расчётный максимум соответствующего цеха без учёта освещения, кВт.

коэффициент спроса соответствующего цеха;

Расчёт силовой нагрузки для цеха №1 состоящей из нагрузки выше 1000В и ниже 1000В :

 кВт;

 кВт;

 кВт;

квар.

Для остальных цехов расчёт представлен в таблице№

Кроме того , необходимо учесть нагрузку искусственного освещения цехов и территории завода.

Эта нагрузка определяется по удельной мощности освещения, по выражению:

 

где : F– освещаемая площадь, ;

δ– удельная плотность осветительной нагрузки, Вт/м2

## КСО– коэффициент спроса осветительной нагрузки;

## tgφ– коэффициент мощности осветительной нагрузки.

Для освещения складов, гаража, заводоуправления, проходной и лаборатории используем люминесцентные лампы с cosφ=0.9 (tgφ=0.48), для остальных цехов и территории предприятия используются лампы накаливания с cosφ=1 (tgφ=0) и дугоразрядные лампы (ДРЛ) с cosφ=0.5 и (tgφ=1,73).

# Расчет освещения для цеха№1.

кВт

При использовании ламп накаливания потребление реактивной мощности равно нулю.

 

## Для остальных цехов расчёт приведён в таблице№2

Полная нагрузка цеха напряжением до 1000В представляет собой сумму силовой и осветительной нагрузки:

 

Для цеха №1 кВт,

 квар.

Дальнейший расчёт нагрузок по цехам приведён таблице№ 2

Таблица№2

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № | НаименованиеЦехов | Рн | cosφtgφ | Кс | РмкВт | Qмквар | F,м2 |  δ, Вт/м2 | Ксо | РокВт | Qоквар | РмкВт | Qмквар | SмкВА |
| 1 | Цех шасси и … | 1600 | 0,750,88 | 0,85 | 1360 | 1196,8 | 28500 | 16 | 0,8 | 364,8 | 0 | 1724,8 | 1196,8 | 2099 |
|  | Цех шасси и…(6 кВ) | 1260 | -0,9-0,48 | 0,85 | 1071 | -514,08 | ------ | ----- | --- | ---- | --- | 1071 | -514,08 | 1188 |
| 2 | Моторный цех | 1600 | 0,651,16 | 0,7 | 1120 | 1299,2 | 19200 | 16 | 0,8 | 245,8 | 0 | 1365,8 | 1299,2 | 1885 |
| 3 | Прессово-кузовной цех | 1900 | 0,651,16 | 0,4 | 760 | 881,6 | 9052 | 14 | 0,8 | 101,4 | 0 | 861,4 | 881,4 | 1232,6 |
|  | Прессово‑кузовной цех (6 кВ) | 1000 | 0,850,61 | 0,4 | 400 | 248 | ------- | ----- | --- | ----- | --- | 400 | 248 | 470 |
| 4 | Инструментальный цех | 950 | 0,61,33 | 0,5 | 475 | 633,6 | 7626 | 14 | 0,8 | 85,4 | 0 | 560,4 | 633,6 | 845,8 |
| 5 | РМЦ | 500 | 0,71,02 | 0,7 | 350 | 375 | 4968 | 14 | 0,8 | 55,6 | 0 | 405,6 | 375 | 552,3 |
| 6 | Конструкторско-эксперементальный цех | 160 | 0,750,88 | 0,5 | 80 | 70,5 | 4278 | 20 | 0,8 | 68,6 | 118,6 | 148,6 | 189,1 | 240 |
| 7 | Экспедиция и склад | 120 | 0,80,75 | 0,4 | 48 | 36 | 690 | 10 | 0,6 | 4,1 | 2 | 52,1 | 38 | 64,4 |
| 8 | Деревообрабатывающий цех | 210 | 0,750,88 | 0,5 | 105 | 92,4 | 1748 | 12 | 0,8 | 16,8 | 0 | 121,8 | 92,4 | 152,8 |
| 9 | Модельный цех | 300 | 0,80,75 | 0,5 | 150 | 112,5 | 2070 | 16 | 0,8 | 26,5 | 45,8 | 176,5 | 158,3 | 237 |
| 10 | Литейный цех серого чугуна | 1200 | 0,651,16 | 0,6 | 720 | 835,2 | 6762 | 12 | 0,8 | 65 | 112,5 | 785 | 947,7 | 1230,6 |
|  | Литейный цехсерого чугуна (6 кВ) | 1200 | 0,91,16 | 0,65 | 780 | 374,4 | ----- | ----- | --- | ---- | --- | 780 | 374,4 | 865,2 |
| 11 | Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов | 1200 | 0,651,16 | 0,6 | 720 | 835,2 | 10174 | 12 | 0,8 | 97,7 | 169 | 817,7 | 1004,2 | 1295 |
|  | Литейный цех ковкого чугуна и цветных металлов (6кВ) | 1200 | 0,90,48 | 0,65 | 780 | 374,4 | ----- | ---- | --- | ---- | --- | 780 | 374,4 | 865,2 |
| 12 | Кузнечный цех | 500 | 0,651,16 | 0,5 | 250 | 290 | 5975 | 12 | 0,8 | 57,2 | 99 | 307,2 | 389 | 459,7 |
| 13 | Арматурно-агрегатный цех | 850 | 0,71,02 | 0,6 | 510 | 520,2 | 2500 | 14 | 0,8 | 28 | 48,4 | 538 | 568,6 | 782,8 |
| 14 | Склад масел и химикатов | 80 | 0,80,75 | 0,4 | 32 | 24 | 460 | 10 | 0,6 | 2,8 | 1,3 | 34,8 | 25,3 | 43 |
| 15 | Гараж | 150 | 0,80,75 | 0,4 | 60 | 45 | 345 | 14 | 0,6 | 2,9 | 1,4 | 62,9 | 46,4 | 78 |
| 16 | Заводоуправления | 120 | 0,850,75 | 0,5 | 60 | 45 | 930 | 20 | 0,75 | 14 | 6,7 | 74 | 51,7 | 90,2 |
| 17 | Проходная | 20 | 0,850,61 | 0,4 | 8 | 5 | 150 | 16 | 0,75 | 1,8 | 0,9 | 9,8 | 5,9 | 11,4 |
|  18 |  Лаборатория |  170 |  0,850,61 |  0,5 |  85 |  52,7 |  930 |  20 |  0,75 |  14 |  6,7 |  99 |  59,4 |  115,5 |
| 19 | Скрапоразделоч ная | 620 | 0,750,88 | 0,5 | 310 | 273,3 | 345 | 14 | 0,8 | 3,9 | 1,9 | 313,9 | 275,2 | 417,5 |
| 20 | Цех топливной аппаратуры | 540 | 0,71,02 | 0,6 | 324 | 330,5 | 1150 | 14 | 0,8 | 12,9 | 22,3 | 336,9 | 352,8 | 487,8 |
| 21 | Открытый склад лесоматериалов | 110 | 0,850,61 | 0,3 | 33 | 20,1 | 2916 | 10 | 0,6 | 17,5 | 30,2 | 50,5 | 50,3 | 71,3 |
| 22 | Компрессорная(6кВ) | 3200 | -0,9-0,48 | 0,8 | 2560 | -1240 | 874 | 10 | 0,75 | 6,6 | 0 | 2560 | -1240 | 2850,4 |

*Примечание:* в цехах имеющих металлообрабатывающие станки и оборудование применяются лампы накаливания, чтобы исключить стробоскопический эффект. В остальных цехах и на освещение открытых складов и территории предприятия используются люминесцентные и дугоразрядные лампы типа-ДРЛ.

Осветительная нагрузка территории

Площадь территории Fтер=232825м2,

удельная плотность освещения δтер=1 Вт/м2,

коэффициент спроса осветительной нагрузки Ксо тер=1[3]



Активная суммарная нагрузка напряжением до 1000В



Суммарная реактивная нагрузка напряжением до 1000В



Полная суммарная мощность напряжением до1000В



При определении суммарной нагрузки по заводу в целом необходимо учесть коэффициент разновремённости максимумов Крм, значение которого для машиностроительной отрасли равно 0,95,а также потери в силовых трансформаторах, которые еще не выбраны, по этому эти потери учитываются приближенно по ниже следующим выражениям.

Приближенные потери в трансформаторах цеховых подстанций:



Суммарная активная нагрузка напряжением выше 1000В:



Суммарная реактивная нагрузка напряжением выше 1000В:



Активная мощность предприятия:



Реактивная мощность предприятия без учёта компенсации:



Экономически обоснованная мощность, получаемая предприятием в часы максимальных нагрузок:



где 0,3-нормативный tgφэк для Западной Сибири и U=110кВ

Мощность компенсирующих устройств, которую необходимо установить в системе электроснабжения предприятия:



Полная мощность предприятия, подведённая к шинам пункта приёма электроэнергии(ППЭ):



* 1. *Статистический метод*

Принимая, что при расчётах нагрузок можно пользоваться нормальным законом распределения, расчётная нагрузка может быть определена как:

 (2.2.1)

где: Рср–среднее значение нагрузки за интервал времени, кВт;

β–принятая кратность меры рассеяния;

δ–среднеквадратичное отклонение, кВт;

Согласно исходных данных β=2,5.

Среднеквадратичное отклонение определяем по выражению:

 (2.2.2)

где: Dp–дисперсия.

Дисперсия находится по формуле:

Dp=Рср.кв2 –Рср2 , (2.2.3)

где: Рср–среднее значение мощности за интервал времени, определяемое по формуле:

 (2.2.4)

где: Δt–интервал времени;

 Рi–значение мощности на этом интервале;

Рср.кв–среднеквадратичная мощность, определяемая по выражению:

  (2.2.5)

Рср  и Рср.кв определяются с помощью графиков нагрузок.



РСР,КВ=11053 кВт.

Тогда дисперсия Dp=РСР.КВ2 – РСР2=122171177,2–97032 =28022968,18 кВт,

а среднеквадратичное отклонение 5293,7 кВт.

Расчетная мощность:

 кВт,

0,3∙22937,25=6881,2 квар,

23981,7 кВА.

 В качестве расчётной нагрузки по заводу принимается наименьшая. В данном случае это нагрузка, определённая по методу коэффициента спроса.

Таблица 3. Суточный график электрических нагрузок.

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| t.ч | Рзим, % | Рлетн,% | Рmax.раб,кВт | Рраб, зим. КВт | Рр.летн,кВт | Рвых,кВт |
| 0 | 35 | 32 | 14199,5 | 4969,8 | 4543,8 | 4260 |
| 1 | 35 | 32 | 4969,8 | 4543,8 | 4260 |
| 2 | 33 | 30 | 4685,8 | 4259,8 | 4260 |
| 3 | 35 | 32 | 4969,8 | 4543,8 | 4260 |
| 4 | 35 | 32 | 4969,8 | 4543,8 | 4260 |
| 5 | 32 | 27 | 5343,8 | 3833,8 | 4260 |
| 6 | 27 | 23 | 3833,8 | 3265,8 | 4260 |
| 7 | 50 | 41 | 7099,8 | 5821,8 | 4260 |
| 8 | 92 | 82 | 13063,5 | 11643,6 | 4260 |
| 9 | 100 | 92 | 14199,5 | 13063,5 | 2982 |
| 10 | 100 | 92 | 14199,5 | 13063,5 | 2982 |
| 11 | 93 | 92 | 13205,,5 | 13063,5 | 2982 |
| 12 | 88 | 85 | 12495,6 | 12069 | 2982 |
| 13 | 97 | 92 | 13773,5 | 13063,5 | 2982 |
| 14 | 93 | 88 | 13205,5 | 12495,6 | 2982 |
| 15 | 90 | 84 |  | 12779,6 | 11927,6 | 2982 |
| 16 | 85 | 78 | 12069,6 | 11075,6 | 2982 |
| 17 | 90 | 81 | 12779,6 | 11501,6 | 2982 |
| 18 | 90 | 82 | 12779,6 | 11243,6 | 3550 |
| 19 | 88 | 80 | 12495,6 | 11359,6 | 3550 |
| 20 | 93 | 88 | 13205,5 | 12495,6 | 3550 |
| 21 | 93 | 90 | 13205,5 | 12779,6 | 4260 |
| 22 | 86 | 83 | 12211,6 | 11785,6 | 4260 |
| 23 | 70 | 67 |  | 9939,7 | 9513,7 | 4260 |

### Построение графиков электрических нагрузок

По данным таблицы 3 построен суточный график нагрузки для рабочего дня, который представлен на рисунке 3. График нагрузки выходного дня также приведён на рисунке 3.

Годовой график электрических нагрузок

Для построения годового графика используется суточный график для рабочих и выходных дней Принимаем что в году 127 зимних,127 летних и 111 выходных дней.

 Число часов использования максимальной нагрузки определяется по выражению:

 , (3.1)

TMAX=4790 ч.

*4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК*

Для построения картограммы нагрузок как наглядной картины территориального рас­положения мощностей цехов необходимы центры электрических нагрузок (ЦЭН) этих цехов. В данной работе предполагается, что ЦЭН каждого цеха находится в центре тяжести фигуры плана цеха, так как данных о расположении нагрузок в цехах нет. Нагрузки цехов представля­ются в виде кругов, площадь которых равна нагрузке этих цехов, а радиус определяется по вы­ражению:

  (4,1)

где m — выбранный масштаб, кВт/мм.

Выбираем масштаб m=1,7 кВт/мм. Расчёт радиусов сведён в таблицу 5.

Осветительная нагрузка на картограмме представлена в виде секторов кругов, площадь которых соотносится с площадью всего круга как мощность освещения ко всей мощности цеха до 1000 В. Углы секторов определяются по выражению

 (4.2)

Расчёт этих углов представлен в таблице 5.

Окружности без закрашенных секторов обозначают нагрузку напряжением выше 1000 В.

Координаты центра электрических нагрузок завода в целом определяются по выражению.

   (4.3)

где pm  i— активная нагрузка i-того цеха;

Xi, Yi — координаты ЦЭН i-того цеха;

n — число цехов предприятия.

Для определения ЦЭН цехов, конфигурация которых на плане отлична от прямоуголь­ной, используется следующий алгоритм:

1. цех i разбивается на j таких частей, что каждая из них является прямоугольником;

2. по генплану определяются ЦЭН этих частей Xi.j, Yi.j и их площади Fi . j;

1. находится активная мощность, приходящаяся на единицу площади этого цеха

 

4. определяется активная мощность, размещенная в каждой из прямоугольных частей рас­сматриваемого цеха Рм i.j;

5. с использованием выражения (4.3) находятся координаты ЦЭН цеха в целом. Согласно генерального плана предприятия по вышеизложенной методике определяются ЦЭН цеха №10 (литейный цех), цеха №11 (литейный цех), цеха №12 (кузнечный цех) . Рассмотрим расчёт для цеха №10: 1 . разбиваем цех на четыре прямоугольные части;

2. их координаты ЦЭН равны соответственно: X10.1=3,8; Y10.1=4,6; X10.2=3,1; Y10.2=4; X10.3=3,6; Y10.3=4; X10.4=4,1; Y10.4=4; F10.1=2484 м2; F10.2=1426 м2; F10.3=1426 м2; F10.4=1426 м2;

3. удельная активная мощность цеха №10: 

4. Pм10.1=Рм10уд ·F10.1=231,4·2484=754,798 кВт; РМ10.2=231,4·1426=329,976 кВт; РM10.3=231,4· 1462=329,976 кВт; Р10,4=231,4·1462=329б976 кВт;

5. 

 

Для цехов №10, 11 и 12 расчёт приведён в таблице 4.

Таблица 4. Расчёт *ЦЭН* для непрямоугольных цехов

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха | Xi.j, мм | Yi.j  мм | Fi.j, М2 | F.i,м2 | Pмi,кВт | ,Вт/м2 | Рмi,j,кВт | Xi, мм | Y,, мм |
| 10 | 3,8 | 4,6 | 2484 | 6762 | 1565 | 231,4 | 574,797 | 3,6 | 4,3 |
| 3,1 | 4 | 1426 | 329,976 |
| 3,6 | 4 | 1426 | 329,976 |
| 4,1 | 4 | 1426 | 329,976 |
| 11 | 5,7 | 4,6 | 4774 | 10174 | 1597,7 | 157 | 749,518 | 5,7 | 4,3 |
| 4,9 | 4,1 | 1674 | 262,818 |
| 5,7 | 4,11 | 2052 | 332,164 |
| 6,5 | 4,1 | 1674 | 262,818 |
| 12 | 7,5 | 4,1 | 1955 | 5975 | 307,2 | 51,4 | 100,487 | 7,8 | 4,2 |
| 8,1 | 4,6 | 1380 | 70,932 |
| 8,1 | 4,2 | 1587 | 81,571 |
| 8,1 | 3,8 | 1035 | 53,199 |

Координаты ЦЭН других цехов определены непосредственно при помощи генплана и сведены в таблицу 5.

Таблица 5. Картограмма электрических нагрузок

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха | Xi, мм | Yi, мм | Рм, кВт | Ri,мм | Ро, кВт | аi, град. |
| 1 | 9,4 | 5,6 | 1724 | 19 | 364,8 | 76 |
| --- | --- | 1071 | 15 | -- |  |
| 2 | 16,8 | 5,6 | 1365,8 | 17 | 245,8 | 64 |
| 3 | 11,4 | 3,8 | 461,4 | 14 | 101,4 | 42 |
| --- | --- | 400 | 9 | ---- |  |
| 4 | 15,4 | 3,8 | 560,4 | 11 | 85,4 | 55 |
| 5 | 19,2 | 2,6 | 405,6 | 9 | 55,6 | 49 |
| 6 | 7,2 | 8,4 | 184,6 | 6 | 68,6 | 134 |
| 7 | 8,4 | 1,2 | 52,1 | 3 | 4,6 | 32 |
| 8 | 3,8 | 5 | 121,8 | 5 | 16,8 | 50 |
| 9 | 4,2 | 7,8 | 176,5 | 6 | 26,5 | 54 |
| 10 | 7,2 | 8,4 | 785 | 13 | 65 | 29,8 |
| --- | --- | 780 | 12,8 | ---- |  |
| 11 | 11,4 | 8,6 | 817,7 | 13 | 97,7 | 43 |
| --- | ---- | 780 | 12,8 | ---- |  |
| 12 | 15,6 | 8,4 | 307,2 | 8 | 57,2 | 67 |
| 13 | 18,8 | 7,8 | 538 | 11 | 28 | 19 |
| 14 | 20 | 5,6 | 34,8 | 3 | 2,8 | 30 |
| 15 | 20 | 4,4 | 62,9 | 4 | 2,9 | 17 |
| 16 | 12,6 | 1,2 | 66,7 | 4 | 14 | 76 |
| 17 | 13,8 | 1,2 | 9,8 | 1,5 | 1,8 | 66 |
| 18 | 15 | 1,2 | 99 | 5 | 14 | 51 |
| 19 | 2 | 7,6 | 313,9 | 8 | 3,9 | 4,5 |
| 20 | 18,6 | 9,2 | 336,9 | 8,5 | 12,9 | 14 |
| 21 | 2 | 5,4 | 50,5 | 3 | 17,5 | 125 |
| 22 | 20,2 | 9 | 6,6 | 1,2 | 6,6 |  |

Координаты центра электрических нагрузок завода в целом, определённые на основе данных таблицы 5 с помощью выражения (4.3):



 

Рисунок 5. Картограмма электрических нагрузок

 *5. ВЫБОР СИCТЕМЫ ПИТАНИЯ*

В систему питания входят питающие линии электропередачи и ППЭ. Канализация элек­трической энергии от источника питания до ППЭ осуществляется двухцепными воздушными линиями напряжением 110кВ. В качестве ППЭ используем унифицированную комплектную подстанцию блочного исполнения типа КТПБ-110/6-104.

5.7. *Выбор устройства высшего напряжения ППЭ*

Вследствие малого расстояния от подстанции энергосистемы до завода (3 км) рассмат­риваем следующих два вида устройства высшего напряжения (УВН):

1. блок «линия—трансформатор»;

2. выключатель.

В первом варианте УВН состоит только из разъединителя наружной установки. Отклю­чающий импульс от защит трансформатора (дифференциальной или газовой) подаётся на вы­ключатель системы, называемый головным выключателем, по контрольному кабелю.

Во втором варианте УВН состоит из выключателя наружной установки. Отключающий импульс от защит трансформатора подаётся на выключатель, который и отключает повреждён­ный трансформатор.

Выбор вида УВН осуществляется на основании технико-экономического расчёта (ТЭР). Критерием оптимальности решения являются меньшие расчётные затраты, определяемые по выражению

Зi=Ен·Кi+Иi+Уi, (5.1.1)
где Ен=0,12 — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений, р/год;

К — капитальные вложения, руб.;

И — годовые издержки производства (годовые эксплуатационные расходы), руб./год;

У — ущерб, руб./год.

 *Первый вариант.*

Капиталовложения:

разъединитель РНДЗ.2-110/1000 У1 Краз=4600 руб. согласно [8];

стоимость монтажа и материалов 1 км контрольного кабеля в траншее с алюминиевыми жила­ми сечением 10x2,5 мм2 Kкк=11300 руб.

Суммарные капиталовложения: К1= Краз+Ккк= 4600+4,8·11300=58840руб.

 Амортизационные отчисления согласно [8]:

 ;

где а — норма амортизационных отчислений, %.

Для силового электротехнического оборудования и распределительных устройств до 150 кВ согласно [8] а=9,4%.



Ущерб определяем в следующей последовательности.

1. Учтём параметр потока отказов ввода для данного варианта:

 λа=λВС+λЛЭП+λРАЗ+λКК+λТР;

λа=λВС+λЛЭП+λРАЗ+λКК+λТР0,6+0,033+0,008+0,01=0,345 1/год

где λвс=0,06 — параметр потока отказов выключателя системы в соответствии с [3], 1/год;

 λлэп=0,033 — параметр потока отказов воздушной линии напряжением 110 кВ длиной 4,8 км с учётом данных из [3], 1/год;

λраз=0,008 — параметр потока отказов разъединителя в соответствии с [3], 1/год;

λкк=0,234 — параметр потока отказов контрольного кабеля в траншее длиной 4,8 км в со­ответствии с [3], 1/год;

λтр=0,01 — параметр потока отказов трансформатора ГПП напряжением 110 кВ в соот­ветствии с [3], 1/год.

1. Среднее время восстановления после отказа одной линии:

 , (5.1.4)

где λi — параметр потока отказов одного элемента системы электроснабжения, 1/год;

Твi; — среднее время восстановления элемента после отказа, лет.

Согласно данным [3] Тв.вс=2,3·10 -3 лет, TB,ЛЭП=0,027·10-3 лет, ТВ,РАЗ=1,7·10-3 лет, Тв.кк=30·10-3 лет, ТВТР=45·10'3лет, тогда:

лет.

1. Коэффициент планового простоя одной линии:

 КП=1,2·КПi.max, (5.1.5)
где КПi.max — максимальный коэффициент планового простоя, о.е.,
 Кп=1,2·7,7·10-3=9,24·10-3 о.е.

4. Коэффициент аварийного простоя одной линии:

Ка=λа·Тв (5.1.6)
Ка=0,345·22,094·10-3=7,622·10-3 о.е.

5. Коэффициент аварийного простоя, когда первая линия отключена для планового ремонта и в это время вторая отключается из-за повреждения:

 К2а,1п=0,5·λ2а·(К1п)2, при К1п≤Т2в; (5.1.7)

 К2а,1п=К2а·(К1п-0,5·Т1в), при К1п≥Т2в; (5.1.8)

 К2а,1п=0,5·0,345·(9,24·10-3)2 =1,473·10-5  о.е.

6. Коэффициент аварийного простоя двух линий:

Ка(2) = Ка2 + 2·Ка, п, (5.1.9)
Ка(2) =(7,622·10-3 )2 +2·1,473·10 -5=8,756·10 -5 о.е.

7. Среднегодовое время перерыва электроснабжения:

Та=Ка(2) · 8760 (5.1.10)
Та=8,756·10 –5·8760=0,767 ч/год.

8. Ущерб от перерыва электроснабжения:

У=У'·Δw', (5.1.11)

где У'=7 — удельная составляющая ущерба от аварийного недоотпуска электроэнергии в соответствии с [3], руб./кВт-ч; Δw',— среднегодовая аварийно недоопущенная электроэнергия, кВт-ч/год;

  (5.1.12)

 кВт·ч/год

 У=7·5955=41685 руб./год.

Общие затраты:

31=0,12·58840+5530+41685=54275,8 руб./год.

*Второй вариант.*

Капиталовложения:

выключатель ВМТ-110Б-20/1000 УХЛ1 Кв=90000 руб. согласно [8];

разъединитель РНДЗ. 2-1 10/1000 У1 Краз=4600 руб. согласно [8].

Суммарные капиталовложения: К2=Кв+2·Кр=90000+2·4600=99200 руб.

Амортизационные затраты: И2=руб.

Дальнейший расчёт аналогичен предыдущему и проведён с использованием формул (5.1.1)-(5.1.12).

λa=λвс+λлэп+2·λраз+λв+λтр=0,06+0,03+2·0,008+0,06+0,01=0,179 1/год;

Тв=лет;

Kn=l,2·7,7·10 -3=9,24·10 -3 o.e.;

Ка=0,179·4,15·10-3 =7,43·10-4 о.е.;

так как K1 n > Т2В, то

К2а,1п= K 2а·(K1n - 0,5·Т1в)=7,43·10 –4·(9,24·10 -3 - 0,5·4,15·10 -3)=5,323·10 -6 о.е.;

Ка(2)=(7,43·10-4)2+2·5,323·10-6=1,12·10-5 о,е.

Та=1,12-10-5 ·8760=0,098 ч/год;

кВт·ч/год;

У=7·761=5326 руб./год. Общие затраты:

32=0,12-99200+9324,8+5326=26554,8 руб./год. Результаты ТЭР сведены в таблицу 6.

**Таблшв 6. Результаты технико-экономического расчёта в системе шггания**

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Вариант | К;, руб. | Иi, руб./год | Уi,руб/год руб./ГОД | 3i, руб./год |
| *Первый* | 58840 | 5530 | 41685 | 54275,8 |
| *Второй* | 99200 | 9324,8 | 5326 | 26554,8 |

Выбираем УВН второго варианта (выключатель). Сравниваемые варианты представлены на рисунке 6.

Блок «линия-трансформатор» Выключатель

**Рисунок 6. Варианты УВН**

*5.2. Выбор трансформаторов ППЭ*

Выбор трансформаторов ППЭ осуществляется согласно ГОСТ 14209-85. Поскольку на проектируемом предприятии есть потребители I и П категории, то на ГПП устанавливаем два трансформатора. Мощность трансформаторов должна обеспечить потребную мощность пред­приятия в режиме работы после отключения повреждённого трансформатора, при чём нагрузка трансформаторов не должна снижать естественного их срока службы.

Так как среднеквадратичная мощность Рср.кв=11053 кВт (согласно пункту 2.2.), то намечаем к установке трансформаторы типа ТДН-10000/110.

На эксплуатационную перегрузку трансформатор проверять не будем, так как Sср.кв<2·Sтр. Проверим их на послеаварийную перегрузку:

коэффициент максимума: Кmax=

средневзвешенный cos φ: cosφср.вз=-

коэффициент послеаварийной перегрузки: (5.2.1)

где P.j — мощность, превышающая мощность Ртр,кВт;

 Δtj — время перегрузки, ч.

 =1,36

 Рисунок 7. Выбор трансформаторов ППЭ

Так как К'2=1,36>0,9·Ктах=0,9·1,48=1,33, то тогда коэффициент перегрузки К2=К'2=1,36. Для системы охлаждения «Д» и времени перегрузки 15 часов и среднегодовой температуры региона +8,4°С из [8] К2доп=1,4.

К2доп=1,4 > К2=1,36, следовательно, трансформаторы ТДН-2\10000 удовлетворяют условиям выбора.

*5.3. Выбор ВЛЭП*

Так как в исходных данных не оговорены особые условия системы питания, то согласно [6] питание завода осуществляется по двухцепной воздушной НЭП. При этом выбираются мар­ка проводов и площадь их сечения.

В данном случае в качестве питающей линии примем провода марки АС, что допустимо по условиям окружающей среды.

 Выбор сечений проводов для напряжений 35 кВ и выше согласно [2], производится по нагреву расчётным током. Затем выбранные провода проверяются по экономической плотно­сти тока и по условиям короны. Принимается большее из полученных значений. При этом про­водники любых назначений согласно [2] должны удовлетворять условиям выбора по нагреву как в нормальных, так и в послеаварийных режимах, а также в период ремонта и возможных неравномерностей распределения токов между линиями (например, когда одна из линий от­ключена).

Кроме указанных условий выбора существуют так называемые «условия проверки», та­кие, как термическая и электродинамическая стойкость к коротким замыканиям, потери о от­клонения напряжения на границе балансовой принадлежности (ГБП) сетей, механическая прочность.

В тех случаях, если сечение проводника, выбранное по первым трём условиям, оказа­лось меньше, чем по другим, то принимается большее сечение, полученное по условиям про­верки.

Для воздушных ЛЭП напряжением выше 1 кВ и при ударном токе КЗ 50 кА и более для предупреждения схлёстывания проводов делается проверка на динамическое действие токов КЗ. Если ЛЭП оборудована быстродействующим автоматическим выключателем, то делается проверка проводов на термическую стойкость к токам КЗ [2]. Расчётный ток послеаварийного режима:

 А (5.3.1)

Принимаем провод сечением F=10 мм2 с допустимым током Iдоп=84 А.

 Экономическое сечение провода:

  (5.3.2)

где Iр — расчётный ток послеаварийного режима, А;

jЭ — экономическая плотность тока, А/мм2.

Экономическая плотность тока jЭ для неизолированных алюминиевых проводов при числе часов использования максимума нагрузки в год от 3000 до 5000 (Тmax=4790 ч) согласно [2] равна 1,1.



Принимаем провод сечением 70 мм2 с допустимым током IДОП=265А

Согласно [2] проверка проводов по образованию короны определяется в зависимости от среднегодовых значений плотности и температуры воздуха на высоте (над уровнем моря) дан­ной местности, по которой будет проложена ЛЭП, а также приведённого радиуса (диаметра) и коэффициента негладкости проводника. В данном проекте будем пользоваться для этой цели упрощённой эмпирической формулой определения критического напряжения, при котором возникает общая корона при хорошей погоде:

 (5.3.3)

где d — расчётный диаметр витого провода, см;

Dср — среднегеометрическое расстояние между фазными проводами, см. Если Uкр > UH, то сечение провода выбрано верно, в противном случае необходимо принять большее сечение и сделать перерасчёт.

Для принятого ранее сечения 70 мм2 согласно [7] d=11,4 мм=1,14 см; Dcp=5 м=500 см для ЛЭП 110 кВ, тогда по выражению (5.3.3) получим:



Uкр= 127 кВ > UH=110 кВ, следовательно, окончательно принимаем провод марки АС сечени­ем Fp=70 мм2.

«23

Проверку выбранных проводов ЛЭП на термическую стойкость не производим, так как в задании нет данных об устройствах быстродействующих АПВ линий.

Необходимость проверки на электродинамическую стойкость определяется после расчё­та токов короткого замыкания.

Согласно ГОСТ 13109-87 на границе раздела (ГБП) трансформаторных подстанций 110/10-6 кВ, питающих цеховые КТП, освещение, асинхронные и синхронные электродвигате­ли напряжением до и выше 1000 В, нижняя граница отклонений напряжения Vн 110=-5% от но­минального, верхняя граница Vв 110 =+12%. Тогда расчётный диапазон отклонений напряжения на зажимах 110 кВ УВН ППЭ в любом режиме нагрузки d 110=VB 110 - VH 110=12%-(-5%)=17%. Проверим потерю напряжения в ЛЭП

 (5.3.4)

где Р, Q — расчётные нагрузки на провода, "МВт, Мвар;

г, х — активное и индуктивное сопротивления проводов на 1 км длины, Ом/км;

1 — длина проводов, *км*;

ΔU% — расчётные потери напряжения, %.



Таким образом, выбранные провода ВЛЭП-110 сечением 70 мм2 с допустимым током
1ДОП=265 А удовлетворяют и условиям нижней границы отклонений напряжения на ГБП в ре­
жиме наибольших (послеаварийных) нагрузок.

 *6. ВЫБОР СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ*

В систему распределения СЭС предприятий входят РУНН пунктов приём электроэнер­гии (ПГВ), комплектные трансформаторные (цеховые) подстанции (КТП), распределительные пункты (РП) напряжением 6-10 кВ и линии электропередачи (кабели, токопроводы), связы­вающие их с ПГВ [2].

*6.1. Выбор рационального напряжения системы распределения*

Согласно методических указаний [5] для дипломного (учебного) лраектирования, если нагрузка ЭП напряжением 6 кВ составляет от суммарной мощности предприятия менее 15%, то можно принять без технико-экономического расчёта (ТЭР) рациональное напряжение системы распределения 10 кВ. Когда нагрузка 6 кВ составляет 40% и более от суммарной мощности, можно без ТЭР принять Uрац=6 кВ. В интервале 15-40% технико-экономическое сравнение ва­риантов системы с 6 или 10 кВ обязательно.

Процентное содержание нагрузки 6 кВ в общей нагрузке предприятия:

  (6.1.1)

где SM — полная мощность предприятия согласно пункту 2.1, кВА;

— полная нагрузка напряжением выше 1000 В, кВА. С использованием данных пункта 2.1 получим, что

 5642 кВА 

Тогда=40%

Таким образом, окончательно без ТЭР принимаем Upau=6 кВ.

*6.2. Выбор числа РП, ТП и мест их расположения*

Прежде чем определять место расположения и число РП и ТП, произведём расчёт сред­них нагрузок цехов за наиболее загруженную смену на напряжении до 1000 В по формулам:

  (6.2.1)

  (6.2.2)

  (6.2.3)

  (6.2.4)

Пример расчёта для цеха №1:

коэффициент максимума: Км = 

средняя активная нагрузка за наиболее загруженную смену: кВт;

средняя реактивная нагрузка за наиболее загруженную смену: 989 кВт;

средняя полная нагрузка этого цеха: 1735 кВА

Расчёт для остальных цехов сведён в таблицу 7,

Таблица 7 средние нагрузки цехов за наиболее загруженную смену

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
|  1 |  2 |  3 |  4 |  5 |  6 |  7 |  8 |  9 |
| № цеха | РН,кВт | QН,квар |  КС |  КИ |  КМ | РСР,кВт | QCР,квар | SСР,кВА |
| 1 | 1724,8 | 1196,8 | 0,85 | 0,7 | 1,21 | 1425,5 | 989 | 1735 |
| 6 кВ | 1071 | -514,08 | 0,85 | 0,7 | 1,21 | 885 | -424,9 | 981,7 |
| 2 | 1365,8 | 1299,2 | 0,7 | 0,7 | 1 | 1365,8 | 1299,2 | 1885 |
| 3 | 861,4 | 881,6 | 0,4 | 0,3 | 1,33 | 647,7 | 662,9 | 922,8 |
| 6 кВ | 400 | 248 | 0,4 | 0,3 | 1,33 | 300,8 | 186,5 | 353,9 |
| 4 | 560,4 | 633,6 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 448,3 | 506,9 | 676,7 |
| 5 | 405,6 | 375 | 0,7 | 0,7 | 1 | 405,6 | 375 | 552,4 |
| 6 | 148,6 | 189,1 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 118,9 | 151,3 | 552,4 |
| продолжение таблицы№7 |
|  1 |  2 |  3 |  4 |  5 |  6 |  7 |  8 |  9 |
| 7 | 52,1 | 38 | 0,4 | 0,3 | 1,33 | 39,2 | 28,6 | 48,5 |
| 8 | 121,8 | 92,4 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 97,4 | 73,9 | 122,3 |
| 9 | 176,5 | 158,3 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 141,2 | 126,6 | 189,7 |
| 10 | 785 | 947,7 | 0,6 | 0,5 | 1,2 | 654 | 789,8 | 1025,4 |
| 6 кВ | 780 | 374,4 | 0,65 | 0,6 | 1,08 | 722,2 | 346,7 | 801 |
| 11 | 817,7 | 1004,2 | 0,6 | 0,5 | 1,2 | 654 | 789,6 | 1025,4 |
| 6кВ | 780 | 374,4 | 0,65 | 0,6 | 1,08 | 722,2 | 346,7 | 801 |
| 12 | 307,2 | 389 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 245,8 | 311,2 | 396,6 |
| 13 | 538 | 568,8 | 0,6 | 0,5 | 1,2 | 448,3 | 473,8 | 652,3 |
| 14 | 34,8 | 25,3 | 0,4 | 0,3 | 1,33 | 26,2 | 19 | 32,4 |
| 15 | 62,9 | 46,4 | 0,4 | 0,3 | 1,33 | 47,3 | 34,8 | 58,7 |
| 16 | 74 | 51,7 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 59,2 | 41,46 | 72,2 |
| 17 | 9,8 | 5,9 | 0,4 | 0,3 | 1,33 | 7,4 | 4,4 | 8,6 |
| 18 | 99 | 59,4 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 79,2 | 47,5 | 92,4 |
| 19 | 313,9 | 275,2 | 0,5 | 0,4 | 1,25 | 251,1 | 220,2 | 334 |
| 20 | 336,9 | 352,8 | 0,6 | 0,5 | 1,2 | 280,8 | 294 | 406,6 |
| 21 | 50,5 | 50,3 | 0,3 | 0,2 | 1,5 | 33,7 | 33,5 | 47,5 |
| 22 | 2560 | -1240 | 0,8 | 0,7 | 1,14 | 2245,6 | -1087,7 | 2495,2 |

*б.З. Размещение БСК в электрической сети предприятия*

Согласно [5] для компенсации реактивной мощность используются только низковольт­ные БСК (напряжением до 1000 В) при выполнении следующего условия:

 ;

где QЭ— реактивная мощность, предаваемая из энергосистемы в сеть

 потребителя, квар;

Qсд — реактивная мощность, выдаваемая в электрическую сеть синхронными двигате­лями, квар;

Qa — мощность потребителей реактивной мощности на шинах 6 кВ, квар.

QЭ+QСД=4259,8+1754,08=6049,88квар>QА=2750,88квар.

Следовательно, будем использовать БСК только на 0,4 кВ. Размещение БСК будем произво­дить пропорционально реактивной мощности узлов нагрузки. БСК не следует устанавливать на силовых пунктах, на подстанциях, где мощность нагрузки менее 150 квар (это экономически нецелесообразно). Веилчина мощности БСК в i-том узле нагрузки определяется по выражению:

 ; (6.3.2)

 где QMI–мощность реактивной нагрузки итого узла, квар;

 QMΣ–сумма реактивных нагрузок всех узлов, квар.

QКУ=4893,7 квар; QMΣ=8285,92 квар.

Затем полученные расчётным путём qh округляются до ближайших стандартных значений БСК Qe; станд, взятых :из [З]. Результаты представлены *в* таблице 8. Типы используемых стандартных БСК приведены в таблицу 9. В заключении делаем следующую проверку:

  (6.3.3)

 Условие (6.3.3) выполняется.

*6.4. Выбор числа и мощности трансформаторов цеховых ТП*

Выбор проводится в следующей последовательности;

1. Определяется тип КТП. Для цехов I и II категории применяются двухтрансформаторные КТП. Если в цехе имеются ЭП только ΙΙΙ категории и общая мощность цеха не превышает 1000 кВА, то применяются однотрансформаторные КТП.

2. Определяются средние .нагрузки цехов за наиболее нагруженную смену с учётом БСК



3. Задаёмся максимальной мощностью трансформаторов. Если Scpi<1500 кВА, то Smax,тр =2500 кВА. Если Scpi>1500 кВА, то рассчитывается плотность нагрузки:  кВА/м2. Если 0,3>ρi>0,2 кВА/м2, то SMAX.ТР=1600 кВА,если же pi>0,3 кВА/м2, то Smax.TР=2500 кВА.

4. Определяется предварительная мощность трансформаторов ST при условии, что в цехе установлена одна КТП: Sтi =  , где β=0,7 при N=2 и β =0,95 при N=1.

5. Определяется число КТП N ктп и стандартные мощности их тpaнcфopмaтpoв .ST CT- Если STi<Smax трi, то Nктп=1, Sт ст≥STi, иначе Nктп=, а 

6. Определяются коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном режиме КЗНР и в послеаварийном режиме КЗ. При этом К3тр не должен превышать 1,5;

Рассмотрим расчет для цеха №1:

1. цех первой категории, следовательно, устанавливается двухтрансформаторная КТП;

2. 1453,5 кВА

3. 1038,2 кВА;

4. так как Sт1=1038,2 кВА< Smax тр1=1600 кВА, то Nктп=1, Sт1≥Smax т, Sт.ст=1000кВА

5. ; 1,453.

Расчёт для остальных цехов представлен в таблице 8.

Таблица 8. Выбор числа и мощности БСК и КТП

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха | Рср,кВт | QСР,квар. | QМ,квар. | Qкi,квар. | Qбi станд,квар. | Sср i.кВА. | ρ,кВА/м2 | Число КТП,число и мощность трансформаторов | Кзнр | Кзпар |
| 1 | 1424,5 | 989 | 1196,8 | 706,8 | 700 | 1453,5 | ---- | 1КТП21000 | 0,76 | 1,45 |
| 2 | 1365,5 | 1299,2 | 1299,2 | 767,3 | 750 | 1472 | ----- | 1КТП21000 | 0,75 | 1,5 |
| 3 | 647,7 | 662,9 | 881,6 | 520,7 | 500 | 667,8 | ----- | 1КТП2630 | 0,52 | 1,05 |
| 4 | 448,3 | 506,9 | 248 | 146,5 | 150 | 516,7 | ----- | 1КТП2400 | 0,64 | 1,29 |
| 5 | 405,6 | 375 | 375 | 221,5 | 200 | 441,7 | ---- | 1КТП2400 | 0,55 | 1,10 |
| 6 | 118,9 | 151,3 | 189,1 | 111,7 | 100 | 129,5 | ---- | 1КТП1x250 | 0,708 | --- |
| 7 | 39,2 | 28,6 | 38 | 22,4 | 0 | 45,1 | ---- | ----- | --- | --- |
| 8 | 97,4 | 73,9 | 92,4 | 54,6 | 0 | 134,2 | ---- | ---- | --- | --- |
| 9 | 141,2 | 126,6 | 158,3 | 93,5 | 0 | 189,6 | ---- | ---- | --- | --- |
| 10 | 654 | 789,8 | 947,7 | 559,7 | 550 | 696,5 | ---- | 1КТП2630 | 0,55 | 1,10 |
| 11 | 681,4 | 836,8 | 1004,2 | 593 | 600 | 721,4 | ---- | 1КТП2630 | 0,57 | 1,14 |
| 12 | 245,8 | 311,2389 | 389 | 229,7 | 240 | 256 | ---- | 1КТП2250 | 0,51 | 1,02 |
| 13 | 448,3 | 473,8 | 568,6 | 335,8 | 350 | 465 | ---- | 1КТП2400 | 0,65 | 1,4 |
| 14 | 26,2 | 19 | 25,3 | 15 | 0 | 32,4 | ---- | ---- | ---- | ---- |
| 15 | 47,3 | 34,8 | 46,4 | 27,4 | 0 | 58,7 | ---- | ---- | ---- | ---- |
| 16 | 52,9 | 41,46 | 51,7 | 30,5 | 0 | 72,3 | ---- | ---- | ---- | ---- |
| 17 | 7,4 | 4,4 | 5,9 | 3,5 | 0 | 9 | ---- | ---- | ---- | ---- |
| 18 | 79,2 | 47,5 | 59,4 | 35 | 0 | 92,4 | ---- | ---- | ---- | ---- |
| 19 | 251,1 | 220,2 | 275,2 | 165,5 | 150 | 260,7 | ---- | 1КТП2400 | 0,7 | 1,4 |
| 20 | 280,8 | 294 | 406,6 | 240 | 240 | 286 | ---- | 1КТП2250 | 0,57 | 1,14 |
| 21 | 33,7 | 33,5 | 50,3 | 29,7 | 0 | 47,5 | ---- | ---- | ---- | ---- |

*Примечание 1.* Для обеспечения наилучшей в данных условиях взаимозаменяемости будем применять только четыре типоразмера трансформаторов КТП.

Таблица 9. Стандартные БСК

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| № цеха | QБi СТАНД,квар | Тип БСК 3 |
| 1 | 1450 | УК2-0,38-50У3 |
| 2 | 1075 | УК3-0,38-75У3 |
| 3 | 2250 | УКМ-0,4-250-50У3 |
| 4 | 275 | УК3-0,38-75У3 |
| 5 | 2100 | УК4-0,38-100УЗ |
| 6 | 250 | УК2-0,38-50УЗ |
| 7 | ----- | ----- |
| 8 | ----- | ----- |
| 9 | ----- | ----- |
| 10 | 4150 | УКБ-0,38-150УЗ |
| 11 | 4150 | УКБ-0,38-150УЗ |
| 12. | 1240 | УКБ-0,415-240ТЗ |
| 13 | 660 | УКЗ-0,415-60ТЗ |
| 14 | ------ | ------- |
| 15 | ------ | ------- |
| 16 | ------ | ------- |
| 17 | ------ | ------- |
| 18 | ------ | ------- |
| 19 | 275 | УКЗ-0,38-75УЗ |
| 20 | 1240 | УКБ-0,415-240УЗ |
| 21 | ------ | ------- |

*6.5. Расчёт потерь в трансформаторах цеховых КТП*

Для данного расчёта необходимы каталожные данные трансформаторов КТП. Они взя­ты из [3] и представлены в таблицу 10.

Таблица 10. Каталожные данные трансформаторов KТП

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Тип трансформатора | uk,% | ΔРХ, кВт | ΔРK, кВт | Iх, % | ΔQX, квар |
| ТМЗ-250 | 4,5 | 0,74 | 3,7 | 2,3 | 5,7 |
| ТМЗ-400 | 4,5 | 0,95 | 5,5 | 2,1 | 8,35 |
| ТМЗ-630 | 5,5 | **1,31** | 7,6 | 1,8 | 11,26 |
| ТМЗ-1000 | 5,5 | 2,45 | 11 | 1,4 | 13,78 |

Расчёт проводится в следующей последовательности: определяются реактивные потери холостого хода:

  (6.5.1)

где Ix — ток холостого хода, %;

sном— номинальная мощность трансформатора, кВА;

ΔРХ — активные потери холостого хода, кВт;

рассчитываются активные потери мощности в трансформаторах:

  (6.5.2)

где n — число параллельно работающих трансформаторов, шт.; ΔРК — активные потери короткого замыкания, кВт;

SM— мощность, проходящая через трансформатор, кВА;

находятся реактивные потери мощности в трансформаторах:

  (6.5.3)

где uk% — напряжение короткого замыкания, %.

 Расчёт для КТП цеха №1: QM реальн. - Qбiстанд=1196,8-700=496,8 квар;

1794,9 Ква;

31,8 кВт;

квар;

квар.

Результаты расчёта для остальных КТП представлены в таблицу 11.

Таблица 11. Потери в трансформаторах цеховых КТП

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха | nSтр | Рм,кВт | Qм реальн,квар | SM, кВА | ΔРто,кВт | ΔQтр, квар | Рmax,кВт | Qmax, квар | Smax, кВА |
| 1 | 21000 | 1724,8 | 496,8 | 1794,9 | 31,8 | 116,15 | 1756,6 | 612,95 | 1860,7 |
| 2 | 21000 | 1365,8 | 549,2 | 1472 | 16,8 | 87,14 | 1382,6 | 636,34 | 1522 |
| 3 | 2630 | 861,4 | 381,6 | 942,1 | 11,1 | 61,98 | 872,5 | 443,5 | 978,7 |
| 4 | 2400 | 560,4 | 92 | 568,9 | 7,46 | 34,9 | 567,86 | 126,9 | 581,8 |
| 5 | 2400 | 405,6 | 175 | 441,7 | 5,25 | 27,6 | 410,85 | 202,7 | 458,1 |
| 6 | 2400 | 148,6 | 89 | 173,2 | 2,4 | 18,4 | 151 | 107,4 | 185,2 |
| 7 | - | 52,1 | 38 | 64,5 | - | - | - | - | - |
| 8 | - | 121,8 | 92,4 | 152,8 | - | - | - | - | - |
| 9 | - | 176,5 | 158,3 | 237- | - | - | - | - | - |
| 10 | 2630 | 785 | 397,4 | 879,8 | 10 | 56,3 | 795 | 453,7 | 915,3 |
| 11 | 2630 | 817 | 404,2 | 911,5 | 10,6 | 58,8 | 827,6 | 463 | 948,3 |
| 12 | 2250 | 307,2 | 149 | 341,4 | 5,3 | 21,9 | 312,5 | 170,9 | 365 |
| 13 | 2400 | 538 | 218,6 | 580,7 | 7,7 | 35,6 | 545,7 | 254,2 | 602 |
| 14 | - | 34,8 | 25,3 | 43 | - | - | - | - | - |
| 15 | - | 62,9 | 46,4 | 78,1 | - | - | - | - | - |
| 16 | - | 66,7 | 51,7 | 84,4 | - | - | - | - | - |
| 17 | - | 9,8 | 5,9 | 11,4 | - | - | - | - | - |
| 18 | - | 99 | 59,4 | 115,4 | - | - | - | - | - |
| 19 | 2400 | 313,9 | 125,2 | 337,9 | 4,85 | 21,6 | 318,75 | 146,8 | 350 |
| 20 | 2250 | 336,9 | 166,6 | 375,8 | 5,66 | 24,1 | 342,56 | 191,2 | 392,3 |
| 21 | - | 50,5 | 50,3 | 71,3 | - | - | - | - | - |
| 22 | - |  | - | - | - | - | - | - | - |

*Примечание 1.* В вышеприведённой таблице Qм реальн=Qм-Qбi станд.

*6.6. Выбор способа канализации электроэнергии*

Так как передаваемые в одном направлении мощности незначительны, то для канализа­ции электроэнергии будем применять КЛЭП.

Выбор сечения КЛЭП производится в соответствии с требованиями [2] с учётом нор­мальных и послеаварийных режимов работы электросети и перегрузочной способности КЛЭП различной конструкции. Кабели будем прокладывать в земле, время перегрузки принимаем равным 5 часам. Допускаемая в течение 5 суток на время ликвидации аварии перегрузка для КЛЭП с бумажной изоляцией составляет 30% [2]. План канализации электроэнергии был наме­чен ранее и представлен на рисунке 7.

Кабель выбирается по следующим условиям:

1) по номинальному напряжению;

2) по току номинального режима;

3) по экономическому сечению.

Кабель проверяется по следующим условиям:

1) по току послеаварийного режима;

2) по потерям напряжения;

3) на термическую стойкость к токам короткого замыкания. Выберем кабель от ГПП до ТП 6.

Максимальная активная мощность: Рm=PТП6+РСП7=151+52,1=203,1 кВт,

Максимальная реактивная мощность: QM=QТП6 +QСП7 =107.4+38=145.4 квар,

Полная мощность:SM=кВА.

Расчётный ток кабеля в нормальном режиме определяется по выражению:

 

Расчётный ток послеаварийного режима: 1рпар=2-1рнр=2·11,5=23 А.

 Экономическое сечение: 

где экономическая плотность тока jЭ для.кабелей с бумажной изоляцией с алюминиевыми жи­лами при числе часов использования'максимума нагрузки в год от 3000 до 5000 (Тmах =4790 ч) согласно [2] равна 1,4 А/мм2.

Предварительно принимаем кабель марки ААШв сечением 10 мм2 с допустимым током **Iдоп** =60А. Допустимый ток при прокладке кабеля в земле определяется по выражению:

 IДОП РЕАЛ=К1·К2·К3·IДОП

где

К1 — поправочный коэффициент для кабеля, учитывающий фактическое тепловое со­противление земли, для нормальной почвы и песка влажностью 7-9%, для песчано-глинистой почвы влажностью 12-14% согласно [2] Ki=l,0;

К2 — поправочный коэффициент, учитывающий количество параллельно проложенных кабелей в одной траншее из [2];

К3 — поправочный коэффициент, учитывающий допустимую перегрузку кабелей на пе­риод ликвидации послеаварийного режима, для кабелей напряжением до 10 кВ с бумаж­ной изоляцией при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6 и длительности макси­мума перегрузки 5 часов согласно [2] кз=1,3.

**.** IДОП РЕАЛ=К1·К2·К3·IДОП=1·1·1,3·60=78А.

Проверку на термическую стойкость и по потерям напряжения проводить не будем, так как не известны ток короткого замыкания и допустимые потери напряжения. Выбор остальных кабелей сведён в таблицу 12.

Таблица 12. Выбор КЛЭП U=6 кВ

|  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| НаименованиеКЛЭП | Smax,кВА. | Iрнр,А | Iрпар,А | FЭК,мм2 | К1 | К2 | К3 | Iднр,А | Iдпар,А | Количество, марка и сечение кабеля |
| ГПП-ТП1 | 1997,5 | 96 | 192,2 | 68 | 1 | 0,87 | 1,3 | 225 | 254 | 2 ААШв-6-395 |
| ТП1-СП8 | 152,8 | 220 | ----- | --- | 1 | 1 | 1.3 | 240 |  | ААШв-0,4-395+135 |
| ГПП-ТП2 | 1522 | 73,3 | 146,6 | 52,3 | 1 | 0,92 | 1,3 | 155 | 185,4 | 2ААШв-6-350 |
| ГПП-ТП3 | 1160,5 | 55,9 | 111,8 | 40 | 1 | 0,87 | 1,3 | 125 | 141,4 | 2ААШв-6-325 |
| ТП3-СП16 | 210,9 | 152 | 304,7 | 108,8 | 1 | 1 | 1,3 | 305 | -- | ААШв-0,4-3150+170 |
| СП16-СП17 | 126,9 | 91,7 | -- | --- | 1 | 1 | ----- | 200 |  | ААШв-0,4-370+125 |
| СП17-СП18 | 115,5 | 83,4 | --- | ---- | 1 | 1 | --- | 200 | - | ААШв-0,4-370+125 |
| ГПП-ТП4 | 1032,7 | 49,6 | --- | --- | 1 | 1 | -- | 105 | -- | 2ААШв-6-325 |
| ТП4-ТП5 | 458,1 | 22 | 44 | 15,7 | 1 | 0,92 | 1,3 | 60 | 71,8 | 2ААШв-6-310 |
| ГПП-ТП | 247,2 | 11,5 | 23 | 8,6 | 1 | 1 | 1,3 | 60 | 78 | ААШв-6-310 |
| ТП6-СП7 | 64 | 93 |  |  | 1 | 1 |  | 115 |  | ААШв-0,4-325+110 |
| ГПП-РП1 | 4240 | 204 | 408 | 145 | 1 | 1 | 1,3 | 225 | 295 | 22ААШв-6-395 |
| РП1-ТП7 | 915,4 | 44 | 88 | 31,5 | 1 | 0,87 | 1,3 | 105 | 118 | 2ААШв-6-325 |
| РП1-ТП8 | 947 | 45 | 91 | 32,5 | 1 | 0,92 | 1,3 | 105 | 125,6 | 2ААШв-6-325 |
| РП1-ТП11 | 651 | 31,3 | 62 | 22 | 1 | 1 | 1,3 | 80 | 104 | 2ААШв-6-316 |
| ТП11-СП9 | 237 | 342 |  |  | 1 | 1 |  | 345 |  | ААШв-0,4-3185+195 |
| ТП11-СП21 | 71,3 | 103 |  |  | 1 | 1 |  | 115 |  | ААШв-0,4-325+110 |
| ГПП-РП2 | 3900 | 187,8 | 375 | 134 | 1 | 0,92 | 1,3 | 390 | 466,4 | 2ААШв-6-3240 |
| РП2-ТП9 | 356 | 17,2 | 34,3 | 12,6 | 1 | 1 | 1,3 | 60 | 78 | 2ААШв-6-310 |
| РП2-ТП10 | 717,2 | 34,5 | 69 | 24,7 | 1 | 0,87 | 1,3 | 80 | 90,48 | 2ААШв-6-316 |
| ТП10-СП14 | 121,2 | 175 |  |  | 1 | 1 |  | 206 |  | ААШв-0,4-370+125 |
| СП14-СП15 | 78,2 | 112,9 |  |  | 1 | 1 |  | 115 |  | ААШв-04-325+110 |
| РП2-ТП12 | 392,3 | 18,9 | 37,8 | 13,5 | 1 | 1 | 1,3 | 60 | 78 | 2ААШв-6-310 |
| ГПП-цех№1 | 385 | 42 |  |  | 1 | 1 |  | 60 |  | 2ААШв-6-310 |
| ГПП-цех№3 | 500 | 60 |  |  | 1 | 1 |  | 60 |  | 2ААШв-6-310 |
| РП1-цех№10 | 600 | 64,2 |  |  | 1 | 1 |  | 80 |  | 2ААШв-6-316 |
| РП1-цех№11 | 600 | 64,2 |  |  | 1 | 1 |  | 80 |  | 2ААШв-6-316 |
| РП2-цех№22 | 935 | 90 |  |  | 1 | 1 |  | 105 |  | 2ААШв-6-325 |

*Примечание 1.* Согласно [2] сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при числе часов использования максимума нагрузки 4000—5000 проверке по экономи­ческой плотности тока не подлежат.

Выбор кабелей для потребителей напряжением 6кВ.

Из [8] выбираем стандартный ЭД: СДН2-17-26У3, со следующими параметрами Р„=315 кВт, SH=385 кВА, UH=6 кВ, η=91%, cosφ=-0,9. Для остальных цехов выбранные стандартные ЭД пред­ставлены в таблице 13.

Расчётный ток нормального режима: 

Экономическое сечение: 

Выбираем кабель марки ААШв сечением 25 мм2 с IДОП=105 А.

 Расчётный ток нормального режима для АД цеха№3 определяется по выражению:

 

Экономическое сечение: 

Выбираем кабель марки ААШв сечением 50мм2, с током Iдоп=155А.

Для литейных цехов (цех №10 и №11) расчётный ток нор­мального режима для потребителей 6 кВ будет равен:



 Для цеха №22 выбираем стандартный ЭД : СТД -800 -23УХЛ4, со сведущими параметрами: PНОМ=800 кВт, SНОМ=935кВА, η=96%, UH=6кВ, cos. -0,9.

Расчётнй ток нормального режима равен: 

Экономическое сечение: 

Выбираем кабель марки ААШв сечением 25мм2.

Таблица 13 Каталожные данные ЭД 6кВ.

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| № цеха | тип двигателя | SH, кВА | Рн,кВт | COS ф | η, % |
| 1 | СДН2-17-26УЗ | 385 | 315 | -0,9 | 91 |
| 3 | ДАЗО4-450Х-6У1 |  | 500 | 0,85 | 94,4 |

7. *РАСЧЁТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ*

Токи КЗ рассчитываются на линейных вводах высшего напряжения трансформатора ППЭ (К-1), на секциях шин 6 кВ ППЭ (К-2), на шинах 0,4 кВ ТП4 (К-3). Исходная схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 9, а схемы замещения — на рисунке 10 для расчёта токов КЗ выше 1000 В, на рисунке 11 для расчёта токов КЗ ниже 1000 В.

Расчёт токов КЗ в точке К-1- К-4 проводим в относительных единицах. Для точки К-5 расчёт будем проводить в именованных единицах без учёта системы, так как система большой мощности, и её можно считать источником питания с неизменной эдс, и нулевым внутренним сопротивлением. Для точки К-2, К-3 и К-4 будем учитывать подпитку от электродвигателей.

**7.1. Расчёт тока КЗ в точке К-1**

**За базисную мощность примем мощность системы: Sб= Sc=1500 MBA. Базисное напряжение: Uб1=115 кВ.**

**Базисный ток: **

**Параметры схемы замещения:**

 **Хс=0,6 о.е. согласно исходных данных;**

****

**где Хо=0,444 — удельное сопротивление ВЛЭП, Ом/км;**

**L — длина ВЛЭП, км.**

**Сопротивление петли КЗ в точке К-1:**

**XK-1=XС+XВЛ=0,6+0,241=0,841 о.е**

**Периодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в точке К-1:**

****

Периодическая составляющая тока двухфазного КЗ в точке К-1:

****

Постоянная времени цепи КЗ Та=0,05 с, ударный коэффициент куд=1,8 [3]

Ударный ток в точке К-1:



 *7. 2. Расчёт тока КЗ в точке К-2*

Базисное напряжение: Uб2=6,3 кВ.

Базисный ток: 

Сопротивление трансформатора ТРДН-10000/1 10:



Сопротивление петли КЗ в точке К-2:

XK-2=XK-1+XT=0,841+15,75=16,59 о.е.

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-2:



Учтём подпитку от двигателей.

Сопротивление СД, расположенного в цехе №1:



где Х"d=0,2 — сверхпереходное сопротивление двигателя согласно [3], о.е. Сопротивление КЛЭП, питающей СД цеха №1:

****

****

Cуммарное сопротивление СД и КЛЭП:

.

Ток подпитки от двигателя:



Сопротивление от двигателя расположенного в цехе №3:

 



Сопративление КЛЭП питающего АД:

****

****



Ток подпитки от двигателя:



Сопротивление СД цеха №22:

 

Суммарное сопротивление КЛЭП питающего СД :

Сопротивление КЛЭП питающего РП-2, сечением F=240 мм2:

 ****

****

сопротивление КЛЭП питающего СД , сечением F=25 мм 2 :

****

****

**Суммарное сопротивление КЛЭП и СД:**


Ток подпитки от СД:



Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-2 с учётом подпитки от ЭД:

 ;

двух фазный ток КЗ в точке К-2:

**;**

Постоянная времени цепи КЗ Та=0,12с, ударный коэффициент куд=1,92 [3].

Ударный ток в точке К-2:

.

 *7.3. Расчёт тока КЗ в точке К-3*

Расчёт тока КЗ в точке К-3 с учётом подпитки от электродвигателей.

Сопротивление КЛЭП ГПП-РП1:

**,**

**,**

суммарное спротивление до точки К-3:



Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-3

 .

Периодическая составляющая тока КЗв точке К-3 с учётом подпитки от ЭД :



**Двухфазный ток КЗ в точке К-3:**

.

Ударный ток в точке К-3: 

# Расчёт токов КЗ в точке К-4 с учётом подпитки от ЭД.

**Сопротивление КЛЭП ГПП-РП2 : Х=2,8 о.е, r=5,2 о.е.**

**Суммарное сопротивление до точки К-4:**



**Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-4:**

;

Периодическая составляющая тока КЗ в точке К-4 с учётом подпитки от ЭД:

.

**Двухфазный ток КЗ в точке К-4:** .

Ударный ток КЗ в точке К-4: .

#### Расчёт тока КЗ в точке К-5

Расчёт тока КЗ в точке К-5 проведём в именованных еденицах.

Определим параметры схемы замещения.

Сопротивление трансформатора ТМЗ-400: Rт=5,5Ом; Xт=17,1Ом.

Расчётный ток :

 

где : Кзпар–загрузка трансформатора в послеаврийном режиме.

 .

Выбираем трансформаторы тока типа ТШЛП –10 У3 с nт=1000/5.

Сопротивление трансформаторов тока: Rта=0,05 мОм; Xта=0,07 мОм [3].

По условиям выбора Uн≥Uн сети.=0,38кВ, Iн≥Iр.max=.

Выбираем автомат типа АВМ 10Н, Uн=0,38Кв, Iн=1000А, Iн.откл=20кА.

Сопротивление автомата RА=0,25мОм, XА=0,1мОм [3].

Переходное сопротивление автомата Rк=0,08мОм [3].

Сопротивления алюминиевых шин 60х6 с Iдоп=870А, l=3м, аср=60мм,

Rш=R0·l=0,034·3=0,102мОм, Xш=X0·l=0.016·3=0.048 мОм.

R'Σ=RT+RTA+RA+RK+RШ=5,5+0,25+0,05+0,08+0,102=5,982 мОм;

XΣ=XТ+XТА+XА+XШ=17,1+0,07+0,1+0,048=17,31мОм.

Сопротивление цепи КЗ без учёта сопротивления дуги:

;

Сопротивление дуги Rд в месте КЗ принимается равным: 

где Uд=Eд·lд

где Ед– напряжённость в стволе дуги , В/мм;

 lд– длина дуги, мм;

 Iк0–ток КЗ в месте повреждения, рассчитанный без учёта дуги, кА.

При Iк0>1000А Ед=1,6 В/м.

Длина дуги определяется в зависимости от расстояния ’а’ между фазами проводников в месте КЗ.

 

Из [3] для КТП с трансформаторами мощностью 400 кВА а=60 мм.

 >1000А, следовательно ЕД=1,6 В/мм.

Тогда сопротивление дуги 

Суммарное активное сопротивление будет равно:

;

Полное сопротивление цепи КЗ: 

Переодическая составляющая тока трёхфазного КЗ в точке К-5:

;

; 

Ударный ток в точке К-5 равен: .

Результаты рассчётов токов КЗ сведены в таблицу 14

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Точка КЗ | IK-i(3), кА | IK-i(2), кА | Та, с | Куд. | Iуд К-i, кА |
| K-1 | 8,91 | 7,71 | 0,05 | 1,8 | 22,68 |
| K-2 | 9,91 | 8,58 | 0,12 | 1,92 | 26,9 |
| K-3 | 9,15 | 7,92 | 0,12 | 1,92 | 24,77 |
| K-4 | 8,55 | 7,4 | 0,12 | 1,92 | 23,21 |
| K-5 | 9,85 | – | 0,0039 | 1,079 | 15,03 |

*8. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ*

*8.1. Выбор аппаратов напряжением 11О кВ*

 Выберем выключатель 110 кВ.

Условия его выбора:

1. по номинальному напряжению;

2. по номинальному длительному току. Условия проверки выбранного выключателя:

1. проверка на электродинамическую стойкость:

1.1. по предельному периодическому току;

1.2. по ударному току КЗ;

2. проверка на включающую способность:

2.1. по предельному периодическому току;

2.2. по ударному току КЗ;

3. проверка на отключающую способность:

3.1. номинальному периодическому току отключения;

3.2. номинальному апериодическому току отключения;

4. проверка на термическую стойкость.

*Расчётные данные сети:*

расчётный ток послеаварийного режима IР=78А был найден в пункте 5.3. по формуле(5.3.1);

расчётное время:

τ=tрз+tсв, (8.1.1)
где tрз — время срабатывания релейной защиты (обычно берётся минимальное значение); вданном случае для первой ступени селективности tp3=0,01, с;

tсв — собственное время отключения выключателя (в данный момент пока неизвестно); действующее значение периодической составляющей начального тока короткого замыкания 1по=8,91 кА было рассчитано в пункте 7.1.;

периодическая составляющая тока короткого замыкания в момент расхождения контактов вы­ключателя Iпτ вследствие неизменности во времени тока КЗ принимается равной периодиче­ской составляющей начального тока З: Iпτ=Iп0=8,91 кА;

апериодическая составляющая полного тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя определяется по выражению:

iаτ= (8.1.2)

и будет определено позже;

расчётное выражение для проверки выбранного выключателя по апериодической составляю­щей полного тока КЗ:

  (8.1.3)

расчётный импульс квадратичного тока КЗ:

 (8.1.4)

будет также определён позже.

Согласно условиям выбора из [8] выбираем выключатель ВМТ-110Б-20/1000УХЛ1 со следующими каталожными данными: Uном=110 кВ; IHOM=1000 A; Iн откл= 20 кА; β=25%; i пр скв=52 кА; Iпр скв=20 кА; iн вкл= 52 кА; Iн вкл=20 кА; IТ=20 кА; tT=3 с; tCB=0,05 с. Определим оставшиеся характеристики сети: Расчётное время по формуле (8.1.1): τ=tp3 + tCB=0,01+0,05=0,06 с;

Апериодическая составляющая полного тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя по формуле (8.1.2): iаτ=

Расчётное выражение согласно формуле (8.1.3): ;

Расчётный импульс квадратичного тока КЗ по формуле (8.1.4): 

*Расчётные данные выбранного выключателя:*

проверка выбранного выключателя по апериодической составляющей полного тока КЗ:  (8.1.5)

проверка по термической стойкости:

BK=IT2·tT (8.1.6)
Вк=202·3=1200 кА2·с.
Выбор и проверка выключателя представлены в таблице 15.

Выберем разъединитель 110 кВ.

Условия его выбора:

1. по номинальному напряжению;

2. по номинальному длительному току.

Условия проверки выбранного разъединителя:

1. проверка на электродинамическую стойкость;

2. проверка на термическую стойкость.

Для комплектной трансформаторной подстанции блочного типа КТПБ-110/6-104 тип разъединителя согласно [8] — РНДЗ.2-110/1000 или РНДЗ-16-110/1000.

Согласно условиям выбора с учётом вышесказанного из [8] выбираем разъединитель РНДЗ.2-110/1000 У1 со следующими каталожными данными: ином=110 кВ; 1НОМ=1000 А; 1,1рскв= =80 кА; 1Т=31,5 кА; tT=4 с.

*Расчётные данные выбранного разъединителя:* термическая стойкость: BK=IT2·tT=31,52·4=3969 кА2·с.

 Выбор и проверка разъединителя представлены в таблице 15.

Таблица 15. Выбор аппаратов напряжением 110 кВ

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Условия выбора (проверки) | Данные сети | Выключатель | Разъединитель |
| Uсети≤Uном | 110 | 110 | 110 |
| Iр≤Iном | 78 | 1000 | 1000 |
| Iпо≤Iпр скв | 8,91 | 20кА | – |
| Iуд≤iпр скв | 22.68 | 52 | – |
| Iп0≤Iн.вкл | 8,91 | 52 | – |
| iуд≤iн.вкл | 22,68 | 52 | 80 |
| Iпτ≤Iн.откл | 8,91 | 20 | – |
| ≤ | 16,34 | 35,25 | – |
| Вк < IT2'·tT | 8.73 кА2·с | 1200 кА2·с | 3969 кА2·с |

*8.2. Выбор аппаратов напряжением 6 кВ*

Выберем ячейки распределительного устройства 6 кВ.

Так как РУНН принято внутреннего исполнения, будем устанавливать перспективные малога­баритные ячейки серии «К» с выкатными тележками.

Расчётный ток вторичной обмотки трансформаторов ППЭ:


Выбираем малогабаритные ячейки серии К-104 с параметрами: UHOM=6 кВ, Iном=1600 А, Iн.откл =31,5 кА, iпр.скв=81 кА; тип выключателя ВК-10.

 Выберем вводные выключатели 6 кВ.

*Расчётные данные сети:*

расчетный ток послеаварийного режима 1Р= 1360,18 А;

расчётное время τ=tp3 + tCB=0,0 1+0,05=0,06 с;

действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ Iп0=9,91кА было рассчитано в пункте 7.2.;

периодическая составляющая тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя Iпτ=Iп0=9,91кА

апериодическая составляющая полного тока КЗ в момент расхождения контактов выключателя: iаτ=

расчётное выражение для проверки выбранного выключателя по апериодической составляю-

щей полного тока КЗ: кА;

расчётный импульс квадратичного тока КЗ: 

Выбираем выключатель ВК-10-1600-20У2 со следующими каталожными данными: Uном=10кВ; Iном=1600А; Iн.откл=31,5кА;β=25%; iпр.скв=80кА; Iпр.скв=31,5кА; iн.вкл=80кА; Iн.вкл=31,5кА; IТ=31,5кА; tт=4с;tсв=0,05с.

*Расчётные данные выбранного выключателя:*

проверка выбранного выключателя по апериодической составляющей полного тока КЗ:

кА;

проверка по термической стойкости: BK=IT2·tT=31,52·4=3969 кА2 ·с.

 Выбор и проверка выключателя представлены в таблице 16.

Выберем выключатель на отходящей линии 6 кВ.

*Расчётные данные сети:*

расчетный ток послеаварийного режима: 

расчётное время τ=tрз+tсв= 0,3 1+0,05=0,36 с;

остальные величины имеют те же значения, что и для выключателя ввода.

Выбираем выключатель ВК-10-630-20У2 со следующими каталожными данными: Uном=10 кВ; Iном =630 А; Iн.откл =20 кА; β=20%; inp.скв=52 кА; Iпр.скв=20 кА; iн вкл=52 кА; Iн вкл =20 кА; IТ=20 кА; tT=4 с; tCB=0,05 с.

*Расчётные данные выбранного выключателя:*

кА;

BK=IT2·tT=202·4=1600 кА2·с.

Выбор и проверка выключателя представлены в таблице 16.

Таблица 16. Выбор выключателей 6 кВ.

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Условия выбора(проверки) | Данные сетидля ввода | Выключатель ввода | Данные сети для отходящей линии | Выключатель отходящей линии |
| Uсети≤Uном | 6кВ | 10кВ | 6кВ | 10кВ |
| Iр≤Iном | 1360А | 1600А | 94,6А | 630А |
| Iпо≤Iпр скв | 9,91кА | 31,5кА | 9,91кА | 20кА |
| iуд≤iпр скв | 26,9кА | 80кА | 26,9кА | 52кА |
| Iп0≤Iн.вкл | 9,91кА | 31,5кА | 9,91кА | 20кА |
| Iуд≤iн.вкл | 26,9кА | 80кА | 26,9кА | 52кА |
| Iпτ≤Iн.откл | 9,91кА | 31,5кА | 9,91кА | 20кА |
| ≤ | 22,5кА | 53,46кА | 22,5кА | 33,94кА |
| Вк < IT2'·tT | 17,67кА2·с | 3969 кА2·с | 17,67 кА2·с | 1600 кА2·с |

Выберем трансформаторы тока. Условия их выбора:

1. по номинальному напряжению;

2. по номинальному длительному току. Условия проверки выбранных трансформаторов:

1. проверка на электродинамическую стойкость (если требуется);

2. проверка на термическую стойкость;

3. проверка по нагрузке вторичных цепей.

*Расчётные данные сети:*

расчётный ток 1Р= 1360 А;

ударный ток КЗ iуд=26,9 кА;

расчётный импульс квадратичного тока КЗ Вк=17,67 кА2-с.

Согласно условиям выбора из [8] выбираем трансформаторы тока типа ТПШЛ-10 со следующими каталожными данными: UHOM=10 кВ; IHOM=1500 A; Z2H=1,2 Ом; 1Т=35 кА; tT=3 с.

*Расчётные данные выбранного трансформатора тока:*

так как выбран шинный трансформатор тока, то проверка на электродинамическую стойкость не требуется; проверка по термической стойкости: BK=IT2·tT=352·3=3675 кА2·с.

Рисунок 12. Схема соединения приборов

Трансформаторы тока (ТТ) включены в сеть по схеме неполной звезды на разность токов двух фаз. Чтобы трансформатор тока не вышел за пределы заданного класса точности, необходимо, чтобы мощность нагрузки вторичной цепи не превышала номинальной: z2н.>z2 . Перечень при­боров во вторичной цепи ТТ приведён в таблице 17, схема их соединения — на рисунке 12.

Таблица 17. Приборы вторичной цепи ТТ

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Наименование | Количество | Мощность фаз, ВА |
| А | В | С |
| Амперметр Э335 | 1 | 0,5 | — | — |
| Ваттметр ДЗ 35 | 1 | 0,5 | — | 0,5 |
| Варметр Д335 | 1 | 0,5 | — | 0,5. |
| Счётчик активной мощности СА4У-И672М | 1 | 2,5 | — | 2,5 |
| Счетчик реактивной мощности СР4У-И673М | 2 | 2,5 | — | 2,5 |
| Итого: | 6 | 9 | — | 8,5 |

Наиболее нагруженной является фаза А. Общее проводов сопротивление приборов:

  (8.2.1)

где Sприб — мощность приборов, ВА;

I2ном — вторичный ток трансформатора тока, А.

  Ом

Допустимое сопротивление:

rпров=z2н-rпиб -rконт=1,2-0,36-0,1=0,74Ом.

Минимальное сечение проводов: 

р=О,0286 — удельное сопротивление проводов согласно [3], Ом/м;

lрасч=50 — расчётная длина проводов согласно [3], м.

мм2.

Принимаем контрольный кабель АКРВГ с жилами сечением 2,5 мм , тогда

Ом.

Полное расчётное сопротивление:

r2расч =rприб + rпров + rконт=0,36 + 0,57 + 0,1 = 1,03 ОМ.

Выбор и проверка ТТ представлены в таблице 18.

 Таблица 18. Выбор трансформаторов тока

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Условие выбора (проверки) | Расчётные данные | Каталожные данные |
| U сети — U ном | 6кВ | 10 кВ |
| Ip<IHOM | 1360А | 1500 А |
| iуд <iдин | 24,08кА | не проверяется |
| Вк < IT2'tT | 14,16кА2·с | 3675 |
| Z2н<Z2расч | 1,03 Ом | 1,2 Ом |

Выберем трансформаторы напряжения. Условия их выбора: 1. по номинальному напряжению. Условия проверки выбранных трансформаторов: 1. проверка по нагрузке вторичных цепей.

Согласно условиям выбора из [8] выбираем трансформаторы напряжения типа НАМИ-6-66УЗ со следующими каталожными данными: Uном =6 кВ; S2н =150 BA. Схема со­единения приборов приведена на рисунке 13, перечень приборов — в таблице 19.



Рисунок 13. Схема соединения приборов

Таблица 19. Приборы вторичной цепи ТН

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование | Количество | Мощность катушки | Число катушек | Полная мощность |
| Вольтметр Э335 | 4 | 2 | 1 | 8 |
| Ваттметр Д335 | 1 | 1,5 | 2 | 3 |
| Варметр Д335 | 1 | 1,5 | 2 | 3 |
| Частотомер Э337 | 1 | 3 | 1 | 3 |
| Счётчик активной мощности СА4У-И672М | 6 | 8 | 2 | 96 |
| Счётчик реактивной мощности СР4У-И673М | 2 | 8 | 2 | 32 |

Номинальная мощность трансформатора напряжения НАМИ-6 S2н =150 В А. Расчётная мощ­ность вторичной цепи S2 =145 В А.

 ТН будет работать в выбранном классе точности 1.

Выберем шины на ПГВ. Условия их выбора:

1. по номинальному длительному току;

2. по экономическому сечению. Условия проверки выбранных шин:

1. проверка на термическую стойкость;

2. проверка на электродинамическую стойкость. Расчётный ток 1Р= 1360 А был определён ранее.

Так как это сборные шины, то согласно [2] по экономической плотности тока они не проверяются. Выбираем алюминиевые шины прямоугольного сечения 80x10 с допустимым то­ком 1ДОП=1480 А.

Проверка на термическую стойкость: Вк=17,67кА2·с;

минимальное сечение шин:

 

с=95 - термический коэффициент для алюминиевых шин 6 кВ согласно [3], А·с2/мм2.

 

так как Fmin=44,2 мм2 < F=800 мм2, то шины термически стойкие.

 Проверим шины на механическую стойкость.

Для этого определим длину максимального пролёта между изоляторами при условии, что час­тота собственных колебаний будет больше 200 Гц, так как при меньшей частоте может возник­нуть механический резонанс:

  (8.2.4)

где W — момент сопротивления поперечного сечения шины относительно оси, перпенди­кулярной направлению силы F, м3;

fД(3) — сила взаимодействия между фазами на 1 м длины при трёхфазном КЗ с учётом механического резонанса, Н/м;

 σ доп=70-106— допустимое напряжение в материале для

 алюминиевых шин [2], Па;

 ξ — коэффициент, равный 10 для крайних пролётов и 12 для остальных пролётов.

Согласно [3] сила взаимодействия между фазами на 1 м длины при трёхфазном КЗ с учётом механического резонанса определяется по формуле:

 

где а=60-10-3 — расстояние между осями шин смежных фаз для напряжения 6 кВ [3], м;

 iуд — ударный ток трёхфазного КЗ, А.

**По выражению (8.2.5)** Н/м

**Момент сопротивления поперечного сечения шины при расположении их плашмя определяет­ся по выражению:  (8.2.7)**

где b=10·10-3 — высота шин, м;

h=80·10 -3 — ширина шин, м.

Длина пролета по формуле (8.2.4)  м

Вследствие того, что ширина шкафа КРУ 750 мм, и опорные изоляторы имеются в каждом из них, принимаем длину пролёта 1=0,75 м.

Максимальное расчётное напряжение в материале шин, расположенных в одной плоскости, параллельных друг другу, с одинаковыми расстояниями между фазами:

  (8.2.8)

 МПа

 Так как σф =7 МПа < σдоп=70 МПа, то шины механически стойкие.

Выберем опорные изоляторы на ГПП.

Опорные изоляторы выбираются по номинальному напряжению и проверяются на механиче­скую прочность.

Допустимая нагрузка на головку изолятора:

Fдоп=0,6·Fразр, (8.2.9)

где Fразр — разрушающее усилие на изгиб,Н.
Расчётное усилие на изгиб:

, (8.2.10)

где Кh — коэффициент, учитывающий расположение шин на изоляторе. При расположении шин плашмя Кh=1 [3].

 Н

Из [8] выбираем опорные изоляторы ИО-6-3,75 УЗ со следующими каталожными данными: UHOM=6 кВ; Fразр =3750 Н.

Допустимая нагрузка: Fдоп=0,6·Fразр=0,6-3750=2250 Н. Так как Fдоп=2250 Н > Fрасч=1193,9 Н, то изоляторы проходят по допустимой нагрузке.

Выберем проходные изоляторы на ПГВ.

Проходные изоляторы выбираются по номинальному напряжению, номинальному току и про­веряются на механическую прочность.

Расчётный ток 1Р= 1360 А. был определён ранее в пункте 8.2.

Расчётное усилие на изгиб:

  (8.2.11)

 Н.

Из [8] выбираем проходные изоляторы, ИП-ДО/1600-1250УХЛ1 со следующими каталожными данными: UHOM=10 кВ; Iном=1600 A; Fpaзp=1250 H.

Допустимая нагрузка: Fдоп=0,6·Fразр=0,6-1250=750 Н.

Так как Fдоп=750 Н > Fрасч=596,9 Н, то изоляторы проходят по допустимой нагрузке.

Выберем выключатель нагрузки. Условия его выбора:

1. по номинальному напряжению;

2. по номинальному длительному току.

Условия проверки выбранного выключателя нагрузки:

1. проверка на отключающую способность;

2. проверка на электродинамическую стойкость:

2.1. по предельному периодическому току;

2.2. по ударному току КЗ;

3. проверка на термическую стойкость (если требуется).

Согласно [2] по режиму КЗ при напряжении выше 1000 В не проверяются:

1. аппараты и проводники, защищённые плавкими предохранителями с вставками на номи­нальный ток до 60 А — по электродинамической стойкости;

2. аппараты и проводники, защищённые плавкими предохранителями независимо от их номи­нального тока и типа, — по термической стойкости.

Проверку на включающую способность делать нет необходимости, так как имеется последовательно включенный предохранитель.

 *Расчётные данные сети:*

Расчётный ток послеаварийного режима IР= 94,6 А был определён ранее при выборе выключателя на отходящей линии;

Действующее значение периодической составляющей начального тока КЗ 1по=9,91 кА было рассчитано ранее в пункте 7.2.;

Для КТП-400 тип коммутационного аппарата на стороне 6(10) кВ согласно [8] — выключатель нагрузки типа ВН-11.

Согласно условиям выбора с учётом вышесказанного из [8] выбираем выключатель на­грузки ВВЭ-10-20-630-УЗ со следующими параметрами: Uном=10кВ; Iном=630 А; Iн,откл =20 кА, inр.скв =52кА; Iпр.скв=20кА; IТ=20кА; tT=3с. 1п0=9,91 кА < I пр.скв=20 кА;

iyд=26,6 кА < iпр скв =52 кА;

Iр =94,6А<Iн.откл =630А.

Выберем предохранитель.

Условия его выбора:

1. по номинальному напряжению;

2. по номинальному длительному току.

Условия проверки выбранного предохранителя: 1. проверка на отключающую способность.

Расчётный ток IР=94,6 А был определён ранее.

Согласно условиям выбора из [8] выбираем предохранитель ПКТ103-6-100-31,5УЗ со сле­дующими каталожными данными: Uном=6 кВ; Iном=100 А, Iн.откл =31,5 кА, Iп0 =9,91 кА < Iн.откл =31,5 кА, предохранитель по отключающей способности проходит.

*8.3. Выбор аппаратов напряжением 0,4 кВ*

Выберем автоматический выключатель.

Условия его выбора:

1. по номинальному напряжению;
2. по номинальному длительному току.

Условия проверки выбранного выключателя:

1. проверка на отключающую способность.

Ранее в пункте 7.3. был выбран автомат типа АВМ10Н с UH=0,38кВ; IН=1500А; Iн.откл =20 кА.

Проверка на отключающую способность:

Iпτ=15,03кА < Iн.откл =20 кА.

Выбранный автомат проходит по условию проверки.

*9. ПРОВЕРКА КЛЭП НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ*

Согласно [2] выбранные ранее кабели необходимо проверить на термическую стойкость при КЗ в начале кабеля. Проверять будем кабели, отходящие от ГПП, так как для остальных КЛЭП неизвестны токи КЗ. Проверка производится по условию:

  (9.1)

с=92 — термический коэффициент .для кабелей с алюминиевыми однопроволочными жилами и бумажной изоляцией согласно [8], А·с2/мм2;

tотк — время отключения КЗ, с;

τа — постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ, с;

 F — сечение КЛЭП, мм2.

Рассмотрим расчёт на примере КЛЭП ГПП-РП1.

 кА≥9,91кА;

Расчёт минимального сечения КЛЭП:

  (9.2)

 мм2;

Увеличиваем сечение КЛЭП до стандартного, равного 120мм2.

Результаты проверки кабелей на термическую стойкость представлены в таблице 20.

 Таблица 20. Результаты проверки КЛЭП на термическую стойкость

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Наименование КЛЭП | F,мм2 | Iтер, кА | Iкз,кА |
| ГПП-ТП1 | 70 | 7,2 | 9,91 |
| ГПП-ТП2 | 50 | 5,14 | 9,91 |
| ГПП-ТП3 | 25 | 2,57 | 9,91 |
| ГПП-ТП4 | 25 | 2,57 | 9,91 |
| ГПП-ТП5 | 10 | 1,02 | 9,91 |
| ГПП-ТП6 | 10 | 1,02 | 9,91 |
| ГПП-РП1 | 95 | 9,77 | 9,91 |
| РП1-ТП7 | 25 | 2,57 | 9,91 |
| РП1-ТП8 | 25 | 2,57 | 9,91 |
|  РП1-ТП11 | 10 | 1,02 | 9,91 |
| ГПП-РП2 | 240 | 24,68 | 9,91 |
| РП2-ТП9 | 10 | 1,02 | 9,91 |
| РП2-ТП10 | 16 | 1,64 | 9,91 |
| РП2-ТП12 | 10 | 1,02 | 9,91 |
|  |

Из таблицы видно, что кабель идущий от ГПП до РП2 термически стойкий. Остальные КЛЭП увеличиваем до 120 мм2.

*10. РАСЧЁТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ*

Распределительные сети 6-220 кВ промышленных предприятий обычно имеют простую конфигурацию и выполняются, как правило, радиальными или магистральными. Силовые трансформаторы подстанций на стороне низшего напряжения обычно работают раздельно. По этому промышленные электросети и электроустановки для своей защиты от повреждений и анормальных режимов в большинстве случаев не требуют сложных устройств релейной защиты. Вместе с тем особенности технологических процессов и связанные с ними условия работы и электрические режимы электроприёмников и распределительных сетей могут предъявлять повышенные требования к быстродействию, чувствительности и селективности устройств релейной защиты, к их взаимодействию с сетевой автоматикой: автоматическим включением резервного питания (АВР), автоматическим повторным включением (АПВ), автоматической частотной разгрузкой (АЧР).

Исходными данными определено произвести расчёт релейной защиты трансформаторов ПГВ.

Согласно [3] для трансформаторов, устанавливаемых в сетях напряжением 6 кВ и выше, должны предусматриваться устройства релейной защиты от многофазных коротких замыканий в обмотках и на выводах, однофазных коротких замыканий в обмотке и на выводах, присоединённых к сети с глухозаземлённой нейтралью, витковых замыканий в обмотках, токов в обмотках при внешних КЗ и перегрузках, понижений уровня масла в маслонаполненных трансформаторах и в маслонаполненных вводах трансформаторов.

*10.1. Защита от повреждений внутри кожуха и от понижений уровня масла*

Тип защиты — газовая, реагирующая на образование газов, сопровождающих повреждение внутри кожуха трансформатора, в отсеке переключателя отпаек устройства регулирования коэффициента трансформации (в отсеке РПН), а также действующая при чрезмерном понижении уровня масла. В качестве реле защиты в основном используются газовые реле. При наличии двух контактов газового реле защита действует в зависимости от интенсивности газообразования на сигнал или на отключение.

Типовыми схемами защиты предусматривается в соответствии с требованиями ПУЭ возможность перевода действия отключающего контакта газового реле (кроме реле отсека РПН) на сигнал и выполнения раздельной сигнализации от сигнального и отключающего кон­тактов реле. Газовое реле отсека РПН должно действовать только на отключение.

При выполнении газовой защиты с действием на отключение принимаются меры для обеспечения надёжного отключения выключателей трансформатора при кратковременном замыкании соответствующего контакта газового реле.

Газовая защита установлена на трансформаторах ГПП и на внутрицеховых трансформаторах мощностью 630 кВА и более. Применяем реле типа РГУЗ-66.

Защита от повреждений внутри кожуха трансформатора, сопровождающихся выделени­ем газа, может быть выполнена и с помощью реле давления, а защита от понижения уровня масла — реле уровня в расширителе трансформатора.

*10.2. Защита от повреждений на выводах и от внутренних повреждений трансформатора*

Для этой цели будем использовать продольную дифференциальную токовую защиту, действующую без выдержки времени на отключение повреждённого трансформатора от неповреждённой части электрической системы с помощью выключателя. Данная защита осуществляется с применением реле тока, обладающих улучшенной отстройкой от бросков намагничивающего тока, переходных и установившихся токов небаланса. Согласно рекомендациям [3] будем использовать реле с торможением типа ДЗТ-11. Рассматриваемая защита с реле ДЗТ-11 выполняется так, чтобы при внутренних повреждениях трансформатора торможение было ми­нимальным или совсем отсутствовало. Поэтому тормозная обмотка реле обычно подключается к трансформаторам тока, установленным на стороне низшего напряжения трансформатора.

Произведём расчёт продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПГВ, выполненной с реле типа ДЗТ-11.

Для этого сначала определим первичные токи для всех сторон защищаемого трансформатора, соответствующие его номинальной мощности:

  (10.2.1)

где Shom — номинальная мощность защищаемого трансформатора, кВА;

uhom.cp — номинальное напряжение соответствующей стороны, кВ. Ток для высшей стороны напряжения: 

для низшей стороны напряжения: 

Применяем трансформаторы тока с nтвн=50/5 и nтнн=1000/5. Схемы соединения трансформа­торов тока следующие: на высшей стороне Δ, на низшей стороне — Y.

 Определим соответствующие вторичные токи в плечах защиты:

  (10.2.2)

где Ксх — коэффициент схемы включения реле защиты, который согласно [3] для ВН равен  , для НН - 1 .

Тогда с использованием выражения (10.2.2): 



Выберем сторону, к трансформаторам тока которой целесообразно присоединить тормозную обмотку реле. В соответствии с [9]на трансформаторах с расщеплённой обмоткой тормозная обмотка включается на сумму токов трансформаторов тока, установленных в цепи каждой из расщеплённой обмоток.

Первичный минимальный ток срабатывания защиты определяется из условия отстройки от броска тока намагничивания:

  (10.2.3)

где Котс-1,5 — коэффициент отстройки.

 Iс.3=1,5·50,2=75,3 А.

Расчётный ток срабатывания реле, приведённый к стороне ВН:



Расчётное число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны ВН: (10.2.4)

где Fcp=100 — магнитодвижущая сила срабатывания реле, А.

 

Согласно условию Wbh ≤ WBHpacn принимаем число витков WBH =8, что соответствует минимальному току срабатывания защиты :



Расчётное число витков рабочей обмотки реле, включаемых в плечо защиты со стороны НН: 

Принимаем ближайшее к WHHpacч целое число, то есть WHH=13.

Определим расчётное число витков тормозной обмотки, включаемых в плечо защиты со стороны НН:

  (10.2.6)

где ε=0,1 — относительное значение полной погрешности трансформатора тока;

Δu— относительная погрешность, обусловленная РПН, принимается равной половине суммарного диапазона регулирования напряжения;

α — угол наклона касательной к тормозной характеристике реле типа ДЗТ-11, tg a=0,75. Для ТДН-10000/110 Δu=0,16



Согласно стандартного ряда, приведённого в [3], принятое число витков тормозной обмотки для реле ДЗТ-11 wT=7.

Определим чувствительность защиты при металлическом КЗ в защищаемой зоне, когда тор­можение отсутствует. Для этого определим ток КЗ между двумя фазами на стороне НН трансформатора:

  

 Коэффициент чувствительности:

  (10.2.7)

> 2, что удовлетворяет условиям.

Определим чувствительность защиты при КЗ в защищаемой зоне, когда имеется торможение. Вторичный ток, подводимый к рабочей обмотке реле:

  (10,2,8)



Вторичный ток, подводимый к тормозной обмотке:



Рабочая МДС реле:

  (10.2.9)

Fраб=70.5·7=493.5А. Тормозная МДС рле:

 FТОР=IТОР·WТОР, (10.2.10)

FТОР=2,1·7=14,7 A.

По характеристике срабатывания реле, приведённой в [10], графически определяем рабочую МДС срабатывания реле: Fc.p=100 A. Тогда коэффициент чувствительности:

  (10.2.11)

 >1,5;что удовлетворяет условиям.

*10. 3. Защита от токов внешних многофазных КЗ*

Защита предназначена для отключения внешних многофазных КЗ при отказе защиты или выключателя смежного повреждённого элемента, а также для выполнения функций ближнего резервирования по отношению к основным защитам трансформатора (дифференциальной и газовой). В качестве защиты трансформатора от токов внешних КЗ используются: 1 токовые защиты шин секций распределительных устройств низшего и среднего напряже-

ний, подключенных к соответствующим выводам трансформатора;

2. максимальная токовая защита с пуском напряжения, устанавливаемая на стороне высшего напряжения защищаемого трансформатора.

Защита, установленная на стороне ВН, выполняется на двухобмоточных трансформаторах с двумя, а на трёхобмоточных с тремя реле тока. Реле присоединяются ко вторичным обмоткам ТТ, соединённым, как правило, в треугольник.

Непосредственное включение реле защиты от токов внешних КЗ в токовые цепи дифференциальной защиты не допускается.

Расчёт МТЗ.

Ток срабатывания защиты МТЗ-1 на стороне НН.

  (10.3.1)

 где Ко =1,2—коэффициент отстройки реле;

 Кв=0,85—коэффициент возврата реле РТ-40;

 Ксз=2,3—коэффициент самозапуска секции шин потерявшей питание;



Ток срабатывания защиты МТЗ-2 на стороне ВН:

  (10.3.2)

 

 Ток срабатывания реле на стороне ВН:

  (10.3.4)



Коэффициент чувствительности МТЗ-2

 (10.3.5)



Ток срабатывания реле МТЗ на стороне НН:

  (10.3.6)

 

Коэффициент чувствительности защиты в основной зоне:

  (10.3.7)

 

Условие чувствительности выполняется.

Коэффициент чувствительности защиты в резервной зоне:

 ,



чувствительности защиты в резервной зоне обепечивается.

*10.4. Защита от токов внешних замыканий на землю на стороне ВН*

Защита предусматривается для трансформаторов с глухим заземлением нейтрали обмотки высшего напряжения при наличии присоединений синхронных электродвигателей в целях резервирования отключения замыканий на землю на шинах питающей подстанции и для ускорения отключения однофазного КЗ в питающей линии выключателями низшего напряжения трансформатора. Реле максимального тока защиты подключается к трансформатору тока, встроенному в нулевой вывод обмотки ВН трансформатора.

*10.5. Защита от токов перегрузки*

Согласно [3] на трансформаторах 400 кВА и более, подверженных перегрузкам, преду­сматривается максимальная токовая защита от токов перегрузки с действием на сигнал с вы­держкой времени. Устанавливается на каждой части расщеплённой обмотки. Продолжитель­ность срабатывания такой защиты должна быть выбрана примерно на 30% больше продолжи­тельности пуска или самозапуска электродвигателей, получающих питание от защищаемого трансформатора, если эти процессы приводят к его перегрузке.

Расчёт тока срабатывания от перегрузки.

ток срабатывания от перегрузки равен:

 (10.5.1)

где kотс=1,05, для реле РТ-40.

 Kв=0,85, коэффициент возврата реле РТ-40



ток срабатывания реле равен:

 (10.5.2)



*11. РАСЧЁТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА*

Защитное заземление необходимо для обеспечения безопасности персонала при обслуживании электроустановок. К защитному заземлению относятся заземления частей установки, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под ним при повреждении изоляции. Заземле­ние позволяет снизить напряжение прикосновения до безопасного значения.

Произведём расчёт заземляющего устройства подстанции ГПП.

Установим необходимое допустимое сопротивление заземляющего устройства. В дан­ном случае заземляющее устройство используется одновременно для установок выше 1000 В с заземлённой нейтралью и изолированной нейтралью. Согласно [12] сопротивление растекания R3 для установок выше 1000 В с заземлённой нейтралью R3 < 0,5 Ом, а для установок выше 1000 В с изолированной нейтралью R3<, но не более 10 Ом. Из двух сопротивлений выбираем наименьшее, то есть R, < 0,5 Ом.

Определим необходимое сопротивление искусственного заземлителя Rи. Так как данных о естественных заземлителях нет, то Rи=Rз=0,5 Ом.

Выберем форму и размеры электродов, из которых будет сооружаться групповой заземлитель. В качестве вертикальных электродов выбираем прутки диной 5 м диаметром 14 мм. Эти заземлители наиболее устойчивы к коррозии и долговечны. Кроме того, их применение приводит к экономии металла. Прутки погружаем в грунт на глубину 0,7 м с помощью электрозаглубителей. В качестве горизонтальных электродов применяем полосовую сталь сечением 4x40 мм. Во избежание нарушения контакта при возможных усадках грунта укладываем её на ребро. Соединение горизонтальных и вертикальных электродов осуществляем сваркой.

Размеры подстанции 37x28 метров. Тогда периметр контурного заземлителя равен р=2·(37-4+28-4)=114 м, а среднее значение расстояния между электродами:

  (11.1)

где nв=60 — предварительное число вертикальных электродов.

Отношение а/1= 1,9/5=0,38, тогда из [12] коэффициент использования вертикальных электродов Ки верт=0,29.

Определим расчётное удельное сопротивление грунта отдельно для горизонтальных и вертикальных электродов с учётом повышающих коэффициентов Кс, учитывающих высыхание грунта летом и промерзание его зимой.

 Расчётное удельное сопротивление грунта для вертикальных электродов:

ρрасч.верт=Кс.в·ρо  (11.2)

где Кс.в=1,3 — коэффициент сезонности для вертикальных электродов и климатической зо­ны 2 согласно [12];

 ρо=40 — удельное сопротивление грунта для глины, Ом-м.

Расчётное удельное сопротивление грунта для горизонтальных электродов:

  ρрасч.гор=Кс.в·ρо  **(**11.3)

где Кс.г=3 — коэффициент сезонности для горизонтальных электродов и климатической зоны 2 согласно [12];

ρрасч.верт=1,3·40=52 Ом·м; ρрасч.гор=3·40=:120 Ом·м.

Определим сопротивление растеканию тока одного вертикального электрода:

 (11.4)

где 1=5 — длина вертикального электрода, м;

d=14-10-3 —диаметр электрода, м;

t=3,2 — расстояние от поверхности грунта до середины электрода, м;



Определим примерное число вертикальных электродов п„ при предварительно принятом коэффициенте использования вертикальных электродов Ки.верт=0,29:

,принимаем nв=80.

Определим сопротивление растеканию тока горизонтального электрода:

  (11.6)

где l=114 — длина горизонтального электрода, м;

 t=3,2 — глубина заложения , м;

 d3 — эквивалентный диаметр электрода, м; d3=0,5·b=0,5·0,04=0,02 м;



Уточнённые значения коэффициентов использования: Ки.верт=0,276;

Ки.гор =0,161, тогда уточнённое число вертикальных электродов с учётом проводимости горизонтального электрода:

, (11.7)

, принимаем nву=81.

100%= 1,25 %, отличие меньше 10%, следовательно, окончательное число вертикальных электродов — 81.

Для выравнивания потенциала на поверхности земли с целью снижения напряжения прикосновения и шагового напряжения на глубине 0,7 м укладываем выравнивающую сетку с размером ячейки 6,6x6 метров. План подстанции с контурным заземлителем представлен на рисунке



Рисунок 21. Заземление ПГВ

*68*

 Охрана труда

Раздел 1

1 Повышенное значение тока и напряжения в электрической цепи

Для персонала электрохозяйств важнейшим вопросом охраны труда является электробезопасность представляющая собой систему организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества (ГОСТ 12.1.009-76 ССБТ).

К числу опасных и вредных факторов ГОСТ 12.01.003-74 ССБТ относятся повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, повышенный уровень статического электричества, электромагнитных излучений, повышенную напряжённость электрического и магнитного полей. Электрический ток и электрическая дуга могут вызвать повреждение организма-электротравму.

Возникновение электрической цепи через тело человека возможно в случаях:

а) однофазного прикосновения неизолированного от земли человека к одной фазе электроустановки, находящейся под напряжением;

б) двухфазного прикосновения человека к двум фазам электроустановки, находящейся под напряжением;

в) приближение на опасное расстояние человека к неизолированным токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением, в результате искрового разряда через человека;

г) прикосновение человека неизолированного от земли к металлическим корпусам электрооборудования оказавшегося под напряжением;

д.) включение человека, находящегося в зоне растекания тока замыкания на землю, на “Напряжение шага’’.

е.) воздействие атмосферного электричества при грозовых разрядах.

ж.) прикосновения к накопителям электрической энергии отключенным от питающей сети (БСК, кабельные или воздушные линии, дугогасящие катушки.

Электрический ток в теле человека обуславливает преобразование поглощённой организмом электрической энергии в другие виды и производит термическое, электролитическое, механическое и биологическое дейсвие.

Наиболее опасным видом электротравмы является электрический удар–поражение организма, при котором наблюдаются явления паралича мышц опорно-двигатетельного аппарата, мышц грудной клетки, мышц желудочков сердца.

Различают три ступени воздействия тока при прохождении через организм человека : ощутимый ток –вызывающий ощутимые раздражения; неотпускающий ток–вызывающий непреодолимые судорожные сокращения мышцруки в которой зажат проводник; фибриляционный ток –вызывающий фибриляцию сердца.

Их наименьшие значения называются пороговыми. Так на пример переменный ток промышленной частоты 50Гц имеет пороговые значения: 2мА –ощутимый, 10–15мА –неотпускающий; 100мА– фибриляционный. Ток более 5А вызывает паралич сердца, удушье и тяжёлый ожёг. Основными критериями электробезопасности в промышленных установках являются:

1. допустимый ток Iчел.доп в зависимости от времени воздействия t,с Iчел.доп;
2. допустимый ток Iчел.доп, равный или меньший 6мА при времени воздействия больше 1с, Iчел.доп ;
3. допустимый ток Iчел.доп, равный или меньший 0,3мА при времени воздействия не более 10минут в сутки, при нормальном режиме работы электроустановки нормируется также напряжение прикосновения В, напряжение между двумя точками цепи тока которых одновременно касается человек:

  при t≤1c; Uпр.доп≤36 В при t≥1с.

2. Повышенный уровень электромагнитных излучений

В технологии ряда производств используют высокочастотные электромагнитные поля (ЭМП), в частности для быстрого разогрева различных материалов при их термической обработке.

В процессе эксплуатации промышленных термических ВЧ установок не исключены частичные утечки электромагнитной энергии в ближайшее пространство, а следовательно, есть опасность воздействия на людей.

Воздействие на живую ткань организма, ЭМП вызывает переменную поляризацию молекул и атомов, составляющих клетки, в результате чего происходит опасный их нагрев. Избыточная теплота может нанести вред отдельным органам и всему организму человека. Особенно вреден перегрев таких органов как глаза, мозг, почки и т.д. Возможны также нарушение функций сердечно-сосудистой и нервной системы. Электромагнитные излучения в зависимости от частоты колебаний подразделяются на несколько диапазонов. К диапазону низких частот относятся ЭМП промышленной частоты (50 Гц), которые заметно проявляются в электроустановках сверхвысоких напряжений, более 400кВ–на линиях электропередач, в распределительных устройствах электростанций. Их воздействие оценивается значением электрической составляющей, оказывающей влияние главным образом на нервную систему человека.

Область распространения ЭМП от источника его излучения условно разделяют на три зоны. Ближняя (зона индукции) имеет радиус от излучателя, равного примерно 1/6 длины волны. Дальняя зона начинается с расстояния от излучателя равного примерно шести длинам волны, между ними находится промежуточная зона. В ближней и промежуточной зоне волна ещё не сформировалась, по этому интенсивность поля оценивается по электрической напряжённости поля (В/м) и магнитной составляющей (А/м).

В дальней волновой зоне поле оценивается не по напряжённостям, а по плотности потока энергии.

Степень вредного действия ЭМП зависит от диапазона его частоты, интенсивности поля, продолжительности облучения, характера излучения (непрерывное или модулированное), режима облучения, размеров облучаемой поверхности тела и индивидуальных особенностей человека.

 Нормируемыми параметрами ЭМП в диапазоне частот от 60кГц до 300МГц согласно ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ являются напряжённости Е и Н, поскольку практически человек находится в зоне индукции в которой преобладает электрическая и магнитная составляющие поля в зависимости от вида излучателя.

Предельно допустимая напряжённость ЭМП на рабочем месте не должна превышать в течении рабочего дня следующих значений (табл. 1):

|  |  |
| --- | --- |
| По электрической составляющей | По магнитной составляющей |
| f,МГц 0,06-3 3-30 30-50 50-300  | f,МГц 0,06-15 30-50 |
| Е,В/м 50 20 10 5 | Н,А/м 5 0,3  |

В диапазоне более высоких частот от 300МГц до 300ГГц предельно допустимая плотность потока энергии (ППЭ) с учётом времени работы не должна превышать 200мкВт∙ч/см2.

Для электроустановок промышленной частоты сверхвысокого напряжения (400кВ и выше) облучение электрическим полем регламентируется ГОСТ 12.1.002–84 ССБТ. По значению напряжённости электрического поля Е и продолжительности пребывания в нём человека в течении суток.

 3 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Шум представляет собой беспорядочное сочетание звуков различной частоты и интенсивности неблагоприятно действующих на организм человека. Источниками производственного шума могут быть различные механизмы, машины и транспортные средства (механический шум), электрические машины и аппараты (электромагнитный шум), вентиляционные системы и двигатели внутреннего сгорания (аэродинамический шум). Длительное воздействие шума неблагоприятно для человека, так как снижается острота зрения и слуха, повышается кровяное давление, снижается внимание. Особенно вредно шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы.

Степень воздействия шума на слуховой аппарат человека зависит не только от интенсивности и звукового давления, но и от частоты и характера изменения звука во времени. Диапазон слышимых звуков очень большой–от минимальных значений едва различимых слуховым аппаратом (порог слышимости), до максимальных, вызывающих болевое ощущение (болевой порог). При измерениях и оценке шума на рабочих местах оперируют уровнями звукового давления, поскольку орган слуха чувствителен не к интенсивности звука, а к среднеквадратичному значению звукового давления. Шум на рабочих местах различных металлообрабатывающих станков достигает звукового давления около 2∙10-1Па, и, следовательно, его уровень составляет 80дБ.

Субъективное ощущение человеком воздействия шума зависит не только от уровня звукового давления, но и от частоты.

Нормирование и контроль шума необходимо осуществлять с учётом его частотной характеристики.

При нормировании звукового давления на рабочих местах частотный спектр шума разбивают на девять частотных полос.

Нормируемой характеристикой постоянного шума являются уровни звуковых давлений в октавных полосах (табл. 2)

|  |  |
| --- | --- |
| Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со .среднегеометрическими частотами, Гц  | Уровни звука и эквивалентные уровни звука дБ∙А без частотного анализа |
| 31,5 | 63 | 125 | 250 | 500 | 1000 | 2000 | 4000 | 8000 |  –––– |
| 107 | 95 | 87 | 82 | 75 | 73 | 71 | 69 |  |  80 |

Согласно ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ по характеру частотного спектра шумы следует разделять на широкополосные и тональные. Широкополосный шум характеризуется непрерывным частотным спектром состоящим из отдельных тонов (шум от нагруженного трансформатора) шириной более одной октавы.

Тональный шум характеризуется наличием в спектре ярко выраженных слышимых отдельных тонов (шум от работающей дисковой пилы или характерный звук асинхронного двигателя работающего в режиме обрыва одной фазы в цепи питания).

Измерение уровня шума производят шумом ерами. Широко применяются отечественные шумом еры типа ИШВ–1, с помощью которых можно измерять уровни звуковых давлений от30 до 130дБ при частотах от 10 до 12500Гц.

Раздел 2

1.Защита от повышенного уровня электромагнитных полей

На практике основной коллективной мерой защиты от воздействия ЭМП служат различные металлические экраны отражающие электромагнитные волны или поглощающие энергию ЭМП.

В качестве индивидуальных средств защиты работающих применяют комбинезоны, халаты из металлизированной ткани, которые действуют как экраны. Для защиты глаз служат специальные очки марки ЗП5-90, стёкла этих очков покрыты окисью олова, слой которого значительно ослабляет электромагнитное поле.

2.Борьба с повышенным уровнем шума

Снижение шума в условиях производства осуществляется главным образом применением малошумного оборудования. Согласно ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ средства и методы защиты от шума могут быть коллективные и индивидуальные. Коллективными методами снижается шум в самом источнике его возникновения и на пути его распространения.

В качестве средств индивидуальной защиты от шума рекомендуется использовать специальные наушники, вкладыши в ушную раковину и противошумные каски.

 Раздел 3

Расчёт заземления ГПП представлен в пояснительной записке ранее.

Раздел 4

Противопожарные меры при эксплуатации электроустановок

Основными причинами возникновения пожаров на объектах электрохозяйств является нарушение инструкций и ПТЭ электроустановок потребителей, а именно недопустимые перегревы обмоток и магнитопроводов электрических машин и трансформаторов в следствии их длительных перегрузок, которые могут привести к загоранию изоляции, перегрузки проводов и кабелей электрических сетей.

Учитывая факторы пожарной опасности электроустановок ПУЭ и ПТЭ рекомендуют допустимые температуры нагрева частей электрических машин и аппаратов, проводников и контактов, масла в маслонаполненных аппаратах и других частей ЭО. Например для волокнистых материалов не пропитанных маслом и не погруженных в масло предельная допустимая температура нагрева не должна превышать 90° С а эти же материалы погруженные в жидкий изоляционный материал допускают температуру нагрева 105° С.

Для контроля температуры открытых токоведущих жил используют специальные термоплёнки, которые при нагревании изменяют цвет. Температуру масла в силовых трансформаторах контролируют термометром опущенном в футляре в верхней части бака. Согласно ПТЭ температура масла в баке не должна превышать 95° С и не должна превышать температуру окружающей среды более чем на 60° С.

Маслонаполненные силовые трансформаторы содержащие большое количество горючего минерального масла представляют собой большую пожарную опасность в случае разрыва бака и вытекания горящего масла. При аварии чтобы уменьшить опасность распространения пожара при такой аварии, при монтаже трансформатора сооружается под ним масло приёмная бетонированная яма, в которую спускают горящее масло. Яма покрывается стальной решёткой, по верх которой насыпают слой гравия.

Мощные масляные трансформаторы оборудуются специальным газовым реле, которое срабатывает в случаях утечки из бака трансформатора масла и недопустимого понижения его уровня, а также в случае когда в результате межвитковых замыканий в обмотке в следствии разложения масла выделяются газы заполняющие резервуар реле, от чего оно срабатывает на сигнал или на отключение.

Помещение комплектной трансформаторной подстанции по категории производства и степени огнестойкости является В-II по НПБ–105-95.

 *Заключение*

Спроектированная система электроснабжения автомобильного завода имеет сле­дующую структуру. Предприятие получает питание от энергосистемы по двухцепной воздуш­ной линии электропередач длиной 4,8 км напряжением 110 кВ. В качестве пункта приёма элек­троэнергии используется двухтрансформаторная ГПП с трансформато­рами мощностью 10000 кВА. Вся электроэнергия распределяется на напряжении 6 кВ по ка­бельным линиям.

В результате проделанной работы были определены следующие параметры электро­снабжения. Расчётные нагрузки цехов определены по методу коэффициента спроса и статисти­ческим методом. В качестве расчётной нагрузки по заводу в целом приняли нагрузку, опреде­лённую методом коэффициента спроса SM=14824,7 кВА. Была построена картограмма электри­ческих нагрузок, по которой было определено место расположения пункта приёма электро­энергии. ГПП был сдвинут к источнику питания. На основании технико-экономического расчёта было выбрано устройство высокого напряжения типа «выключатель». Были выбраны силовые трансформаторы типа ТДН-10000/110. Питающие линии марки АС-70, которые проклады­ваются на железобетонных опорах. Вследствие большого процентного содержания нагрузки 6 кВ в общей нагрузке предприятия, без ТЭР было выбрано рациональное напряжения распреде­ления электроэнергии 6 кВ. На территории завода расположены 18 КТП с расстановкой БСК. Питание цехов осуществляется кабельными линиями, проложенными в земле. Для выбора эле­ментов схемы электроснабжения был проведён расчёт токов короткого замыкания в трёх точ­ках. На основании этих данных были выбраны аппараты на сторонах 110 кВ, 6 кВ и 0,4 кВ, а также проведена проверка КЛЭП на термическую стойкость. Был произведён расчёт продольной дифференциальной токовой защиты трансформаторов ПГВ. Был рассмотрен расчёт заземляющего устройства ПГВ.

В целом предложенная схема электроснабжения отвечает требованиям безопасности, надёжности, экономичности.

ВВЕДЕНИЕ

ОПИСАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА

1.1. Исходные данные на проектирование

1.2. Технологический процесс

2. ОПРЕДЕЛЕНИЕРАСЧЕТНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

2.1. Метод коэффициента спроса

2.2. Статистический метод

3. ПОСТРОЕНИЕ ГРАФИКОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

4. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦЕНТРА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

5. ВЫБОР СИСТЕМЫ ПИТАНИЯ

5.1. Выбор устройства высшего напряжения ППЭ

5.2. Выбор трансформаторов ППЭ

5.3. Выбор ВЛЭП

6. ВЫБОР СИСТЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ

6.1. Выбор рационального напряжения системы распределения

6.2. Выбор числа РП, ТП и мест их расположения

6.3. Размещение БСК в электрической сети предприятия

6.4. Выбор числа и мощности трансформаторных цеховых ТП

6.5. Расчет потерь в трансформаторах цеховых КТП

6.6. Выбор способа канализации электроэнергии

7. РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

7.1. Расчет тока КЗ в точке К-1

7.2. Расчет тока КЗ в точке К-2

7.3. Расчет тока КЗ в точке К-3

7.4. Расчет тока КЗ в точке К-4

7.5. Расчет тока КЗ в точке К-5

8. ВЫБОР ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ

8.1. Выбор аппаратов напряжением 110кВ

8.2. Выбор аппаратов напряжением 6 кВ

8.3. Выбор аппаратов напряжением 0,4кВ

9. ПРОВЕРКА КЛЭП НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СТОЙКОСТЬ

10. РАСЧЕТ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ

10.1. Защита от поврежедний внутри кожуха и от понижения уровня масла

10.2. Защита от повреждений на выводах и от внутренних повреждений трансформатора

10.3. Защита от токов внешних многофазовых КЗ

10.4. Защита от токов перегрузки

11. РАСЧЕТ ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

12. ОХРАНА ТРУДА

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

ЛИТЕРАТУРА