

« - »  
( )

« , »

\_\_\_\_\_  
· · ·  
( )  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 .

– 13.03.02.2018.319.00.00

· · · ,

\_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 .

\_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 .

· · · ,

-475

\_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 .

\_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 .

\_\_\_\_\_  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 .

« - »  
( )

« , »

13.03.02 – « »

\_\_\_\_\_ . . .

«\_\_» \_\_\_\_\_ 20\_\_ .

\_\_\_\_\_ ( , , )

-475

1

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

2

04 2018 . 580 48  
30.05.18

3

\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_  
\_\_\_\_\_

4

-

(

-

)

1

2

3

4

5

-

6

7

8

9

10

11

12

13



|     |          |  |
|-----|----------|--|
| ( ) | ( )      |  |
|     | 15.05.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |
|     | 13.02.18 |  |
|     | 22.02.18 |  |
| ,   | 13.03.18 |  |
| ,   | 22.03.18 |  |
| -   | 03.04.18 |  |
|     | 10.04.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |
|     | 10.05.18 |  |
|     | 10.04.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |
|     | 30.05.18 |  |
|     | 06.05.18 |  |
|     | 30.04.18 |  |

\_\_\_\_\_ ( )

\_\_\_\_\_ . .

\_\_\_\_\_ ( )

\_\_\_\_\_ . .

\_\_\_\_\_ ( )

\_\_\_\_\_ . .

## АННОТАЦИЯ

Соколов И.В. Электроснабжение завода дорожных машин – Челябинск: ЮУрГУ, Э; 2018, 131 с. 28 илл., библиографический список – 32 наименований, 44 табл., 6 листов чертежей формата А1

В данной работе выполнен проект завода дорожных машин, расположенного на Южном Урале.

В ходе проектирования, основываясь на технико-экономическом сравнении нескольких вариантов выбран наиболее экономичный и технически выгодный, обеспечивающий надежное электроснабжение электрометаллургического комбината. В проекте были определены расчетные нагрузки предприятия, рассчитаны токи короткого замыкания, выбрано оборудование и измерительные приборы, произведен расчет компенсации реактивной мощности.

Помимо этого, рассмотрены основные требования к технике безопасности и охране труда, а также произведен расчет по пожарной безопасности.

|                  |             |                    |                |             |   |  |  |             |             |               |          |            |
|------------------|-------------|--------------------|----------------|-------------|---|--|--|-------------|-------------|---------------|----------|------------|
|                  |             |                    |                |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i>                 |  |  |             |             |               |          |            |
| <i>Изм.</i>      | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подпись</i> | <i>Дата</i> |   |  |  | <i>Лит.</i> | <i>Лист</i> | <i>Листов</i> |          |            |
| <i>Разраб.</i>   |             | Соколов            |                |             | <i>Электроснабжение завода<br/>дорожных машин</i> |  |  | <i>В</i>    | <i>К</i>    | <i>Р</i>      | <i>3</i> | <i>131</i> |
| <i>Провер.</i>   |             | Хлопова            |                |             |   |  |  |             |             |               |          |            |
| <i>Реценз.</i>   |             |                    |                |             |   |  |  |             |             |               |          |            |
| <i>Н. Контр.</i> |             | Аверина            |                |             |   |  |  |             |             |               |          |            |
| <i>Утверд.</i>   |             | Киртичникова       |                |             |   |  |  |             |             |               |          |            |
|                  |             |                    |                |             | <i>ФГБОУ ВПО ЮУрГУ (НИУ)<br/>Кафедра ЭССиЭС</i>   |  |  |             |             |               |          |            |

## ОГЛАВЛЕНИЕ

|  |    |
|--|----|
| ВВЕДЕНИЕ.....  | 7  |
| ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА.....   | 8  |
| КРАТКИЕ СВЕДЕНИЯ О ПРЕДПРИЯТИИ.....  | 10 |
| 1 СРАВНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ<br>ТЕХНОЛОГИЙ.....                                  | 12 |
| Выводы по разделу 1.....   | 15 |
| 2 РАСЧЕТ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК  |    |
| 2.1 Расчет нагрузок по ремонтно-механическому цеху.....  | 16 |
| 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....  | 23 |
| 2.3 Расчет электрических нагрузок по предприятию.....  | 23 |
| Выводы по разделу 2.....   | 30 |
| 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ   |    |
| 3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов.....  | 31 |
| 3.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций.....  | 31 |
| Выводы по разделу 3.....   | 34 |
| 4 ВЫБОР НАПРЯЖЕНИЯ И ТРАНСФОРМАТОРОВ ГПП ПРЕДПРИЯТИЯ.....  | 38 |
| Выводы по разделу 4.....   | 40 |
| 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО<br>ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ                     |    |
| 5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.....                                     | 41 |
| 5.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах<br>ГПП.....                          | 41 |
| 5.1.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы доподстанции<br>предприятия.....                          | 43 |
| 5.1.3 Расчет токов короткого замыкания.....  | 44 |
| 5.1.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....   | 46 |
| 5.1.5 Технико-экономические показатели схемы внешнего<br>электроснабжения.....                         | 49 |
| 5.2 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ.....                                      | 51 |
| 5.2.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах<br>ГПП.....                          | 51 |
| 5.2.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы доподстанции<br>предприятия.....                          | 52 |
| 5.2.3 Расчет токов короткого замыкания.....  | 53 |
| 5.2.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры.....   | 54 |
| 5.2.5 Технико-экономические показатели схемы внешнего<br>электроснабжения.....                         | 57 |
| 5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения<br>предприятия.....                    | 58 |
| Выводы по разделу 5.....   | 59 |
| 6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО<br>ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ |    |
| 6.1 Выбор напряжения.....  | 60 |

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                            | 4    |





|        |  |     |
|--------|--|-----|
| 13.1.4 | Проезд на открытом распределительном устройстве .....                        | 113 |
| 13.1.5 | Окраска токоведущих частей .....   | 114 |
| 13.1.6 | Перечень защитных средств .....  | 114 |
| 13.1.7 | Требования к устройству дверей.....  | 115 |
| 13.2   | Электробезопасность .....  | 115 |
| 13.2.1 | Установка заземляющих ножей и система блокировки.....                        | 115 |
| 13.2.2 | Требования прокладки заземления на ОРУ .....                                 | 116 |
| 13.2.3 | Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства..... | 117 |
| 13.3   | Расчет освещения открытого распределительного устройства .....               | 121 |
| 13.4   | Пожарная безопасность.....   | 124 |
| 13.4.1 | Категория пожарной опасности .....   | 124 |
| 13.4.2 | Пожарная безопасность трансформатора .....                                   | 124 |
| 13.4.3 | Расчет молниезащиты подстанции.....  | 126 |
|        | Выводы по разделу 13.....  | 128 |
|        | ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....   | 129 |
|        | БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....   | 130 |

## ВВЕДЕНИЕ

Энергетическая программа России, разработанная на длительную перспективу, предусматривает ускоренное внедрение энергосберегающей техники и технологии.

Ускорение НТП предъявляет высокие требования к базовым отраслям экономики, одной из которых является энергетика. Производство, передача и оптимальное распределение электроэнергии приобретают все большее значение. В целях повышения всемирного технического уровня необходимо как можно быстрее добиться повышения уровня качества ЭЭ, повышения надежности электроснабжения. Это является определяющим фактором для решения задач проектирования и эксплуатации современных систем ЭС ПП.

Большое значение имеет проблема оптимизации режимов потребления промышленными предприятиями. Она усложняется в связи с непрерывно возрастающими требованиями к качеству электроэнергии, особенно для энергоемких промышленных предприятий с высокой степенью энерговооруженности и автоматизации.

Главными задачами проектирования и эксплуатации современных систем электроснабжения промышленных предприятий являются: правильное определение электрических нагрузок; рациональная передача и распределение электроэнергии; обеспечение необходимого качества электроэнергии на зажимах промышленных предприятий; экономия электроэнергии и других материальных ресурсов.

|             |             |                    |              |             |                                   |             |
|-------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 7           |

## ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАСПОРТ ПРОЕКТА

Основные характеристики потребителей и системы электроснабжения завода дорожных машин.

1) Общая установленная мощность электроприемников предприятия напряжением ниже 1000 В: 12525 кВт.

2) Общая установленная мощность электроприемников предприятия напряжением выше 1000 В: 1280 кВт (4хСД по 400 кВт, 2хДСП по 2000 кВт, 2хИЧТ по 2500 кВт,).

3) По надежности электроснабжения потребители предприятия относятся к второй и третьей категориям.

К потребителям второй категории относятся:

- Компрессорная
- Блок цехов 1 основного производства
- Котельная
- Блок цехов 2 основного производства
- Малярный цех
- Обрубной цех
- Блок цехов 3 основного производства
- Кислородная станция
- Чугуно-литейный цех
- Блок цехов 4 основного производства
- Центральная заводская лаборатория
- Инженерный корпус
- Вентиляторная градирня

К потребителям третьей категории относятся:

- Склад запасных частей
- Склад горюче-смазочных материалов
- Склад
- Склад леса
- Электроремонтный цех
- Бытовые
- Склад оборудования
- Заводоуправление
- Столовая

4) Полная расчетная мощность на шинах ГПП: 19098,8 кВА.

5) Коэффициенты реактивной мощности:

- заданный энергосистемой  $\text{tg}\varphi\Delta=0,31$ ;
- расчетный  $\text{tg}\varphi\Delta=0,33$ ;

6) Напряжение внешнего электроснабжения: 110 кВ.

|     |      |             |       |      |                                   |      |
|-----|------|-------------|-------|------|-----------------------------------|------|
|     |      |             |       |      | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                                   | 8    |

7) Мощность короткого замыкания в точке присоединения к энергосистеме питающих предприятие линий: 3500 МВА.

8) Расстояние от предприятия до питающей подстанции энергосистемы 4 км; питающая воздушная линия выполнена проводом марки АС-70/11.

9) На ГПП установлены два трансформатора типа ТДН-16000/110.

10) Напряжение внутреннего электроснабжения предприятия: 10 кВ.

11) Тип принятых ячеек распределительного устройства ГПП: СЭЦ-61 М.

12) Для питания потребителей напряжением ниже 1000 В устанавливается 12 цеховых трансформаторных подстанций с трансформаторами типа ТМЗ мощностью 250, 400, 630, 1000, 1250 и 2500кВА.

13) Тип и сечение кабельных линий: ААП2ЛУ(3×35), ААП2ЛУ (3×95), ААП2ЛУ (3×150).

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 9           |



13) Склад

14) Склад леса

15) Электроремонтный цех

Здесь производится текущий ремонт и замена частей и агрегатов электроустановок. Всё оборудование цеха относится к III категории.

16) Бытовые

17) Склад оборудования

18) Заводоуправление

Отделение, где проводятся совещания, собрания, конференции руководства и работников завода.

19) Столовая

Помещение для приготовления и приёма пищи сотрудников данного предприятия. Все электроприемники относятся к III категории по надежности электроснабжения.

Наивысшая температура окружающего воздуха равна 22,2 °С. Наивысшая температура почвы (на глубине 0,7 м) достигает 15,2 °С. Коррозионная активность грунта предприятия – слабая.

Наличие блуждающих токов в грунте.

Есть значительные колебания и растягивающие усилия в грунте.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 11          |



ема масла компенсируются упругой деформацией гофров бака. Контакт масла с окружающей средой полностью отсутствует. Это обстоятельство намного улучшает условия работы масла, исключает возможность его увлажнения, загрязнения или окисления. Трансформаторное масло перед заливкой дегазируется. Именно по этой причине свойства масла практически не меняются на протяжении всего срока службы. Благодаря этому нет необходимости производить забор пробы масла. Достоинства: сокращение массогабаритных характеристик, значительное сокращение эксплуатационных расходов (на 30–40%). Недостаток: низкая стойкость к случайным механическим воздействиям при монтаже, при транспортировке и т.п.

Конструкция бака трансформаторов ТМЗ по толщине такая же, как и у ТМ, но при этом бак выполнен в герметичном исполнении. Выводы ВН и НН расположены на боковых стенках бака, как у трансформатора ТМФ. Защитой масла от окисления, загрязнения, насыщения влагой выступает сухой азот (по принципу азотной подушки между крышкой трансформатора и зеркалом масла). Этот тип трансформаторов сочетает в себе положительные эксплуатационные свойства трансформаторов ТМ и ТМГ.

Трансформаторы типов ТМ, ТМГ, ТМЗ имеют возможность использования 5-тиступенчатой регулировки напряжения, в диапазоне  $\pm 2 \times 2,5\%$  от номинального напряжения по стороне ВН. Регулировка происходит по принципу «Переключения Без Возбуждения» (ПБВ), т.е. в выключенном состоянии [1].

Среди российской нормативной документации имеются два стандарта, которые определяют параметры трансформаторов (таблица 1.1) (потери короткого замыкания и холостого хода, напряжение короткого замыкания и ток холостого хода): ГОСТ 11920-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия» [2] и ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия» [3].

Таблица 1.1 – Параметры отечественных силовых трансформаторов

| Мощность, кВА | Напряжение |       | Схема и группа соединения    | U <sub>к</sub> , % | I <sub>хх</sub> , % | Потери, Вт |           |
|---------------|------------|-------|------------------------------|--------------------|---------------------|------------|-----------|
|               | ВН, кВ     | НН, В |                              |                    |                     | XX         | КЗ        |
| 40            | 6,10       | 400   | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 4,5;4,7            | 3,0                 | 155        | 880,1000  |
| 63            | 6,10       |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 4,5;4,7            | 3,0                 | 220        | 1280,1470 |
| 100           | 6,10       |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 4,5;4,7            | 1,6                 | 270        | 1970      |
| 160           | 6,10       |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 4,5;4,7            | 1,5                 | 410        | 2600      |
| 250           | 6,10,20    |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 4,5                | 1,0                 | 530        | 3700      |
| 400           | 6,10,20    |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 4,5                | 0,8                 | 800        | 5500      |
| 630           | 6,10,20    |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 5,5                | 0,6                 | 1240       | 7600      |
| 1000          | 6,10,20    |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 5,5                | 0,5                 | 1600       | 10800     |
| 1250          | 6,10,20    |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 6,0                | 0,5                 | 1800       | 12400     |
| 1600          | 6,10,20    |       | $\Delta/Y_{H-11}, Y/Y_{H-0}$ | 6,0                | 0,5                 | 2100       | 16500     |

Но в эти стандарты требуют переработки, так как указанные в них параметры не соответствуют нынешним требованиям трансформаторостроения. Так в ГОСТ 11920-85 с целью повышения энергоэффективности трансформаторов следует ужесточить требования по потерям КЗ и XX.





– применение трансформаторов типа DryFormer (фирма ABB Transformatoren), у которых обмотки выполняются из кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена, что позволяет снизить нагрузочные потери за счёт отсутствия дополнительных контактов и возможности устанавливать данные трансформаторы непосредственно у потребителя без применения особых средств пожаротушения.

#### Выводы по разделу 1

При рассмотрении данного вопроса было произведено сравнение параметров трансформаторов отечественного производства и зарубежного, по результатам которого было выяснено, что зарубежные трансформаторы превосходят отечественные. Так же были освещены вопросы в области нормативной документации по данной проблеме и намечены пути повышения качества выпускаемой отечественной продукции.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 15          |







Другие однофазные нагрузки отделения рассчитываются аналогичным образом, результаты расчета сведены в таблицу 2.1.

Для участка 1 механической обработки (ШР-1):

$$n_э = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{номi})^2}{\sum_{i=1}^n (P_{номi})^2}, \quad (2.13)$$

где  $n$  – реальное число электроприемников,

$P_{номi}$  – номинальная активная мощность  $i$ -го электроприемника, кВт.

$$n_э = \frac{202,6^2}{3398} = 12.$$

Определим средневзвешенное значение коэффициента использования:

$$K_{иа} = \frac{\sum_{i=1}^n (K_{иаi} \cdot P_{номi})}{\sum_{i=1}^n P_{номi}}, \quad (2.14)$$

где  $K_{иаi}$  – коэффициент использования  $i$ -го электроприемника.

$$K_{иа} = \frac{27,6}{\frac{1}{2}(11+14,6)+76} = 0,32.$$

При расчете нагрузок по цеху в целом также необходимо определить эффективное число электроприемников, средневзвешенные коэффициенты использования и  $\text{tg}\varphi$  по формулам (2.3) – (2.5) соответственно получаем:

$$n_э = \frac{1777,9^2}{42778,26} = 74;$$

$$K_{иа} = \frac{545,43}{1777,9} = 0,31;$$

$$\text{tg}\varphi = \frac{717,98}{545,43} = 1,32.$$

Расчетные активная и реактивная мощности цеха:

$$P_{р.ц} = K_{ра} \cdot \sum_{i=1}^n K_{иаi} \cdot P_{номi}. \quad (2.16)$$

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

19

Изм  
Лист  
№ документа.  
Подп.  
Дата

Таблица 2.1 – Расчет средних значений активной и реактивной нагрузок фаз узлов СЭС

| Наименование узлов СЭС и ЭП      | P <sub>НОМ</sub> , кВт | P <sub>НОМΣ</sub> , кВт | n | n•P <sub>НОМ</sub> <sup>2</sup> | Установленная мощность ЭП подключенных на линейное напряжение |    |    | Коэффициенты приведения |      |      | Установленные мощности ЭП подключенных на фазное напряжение |     |     | k <sub>иа</sub> | tgφ | Средние мощности за наиболее загруженную смену |    |    |                       |    |    |
|----------------------------------|------------------------|-------------------------|---|---------------------------------|---|----|----|-------------------------|------|------|---|-----|-----|-----------------|-----|--|----|----|-----------------------|----|----|
|                                  |                        |                         |   |                                 | ab  | bc | ca | к фазе                  | k    | q    | a   | b   | c   |                 |     | P <sub>c</sub> , кВт                           |    |    | Q <sub>c</sub> , квар |    |    |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    |                         |      |      |   |     |     |                 |     | a  | b  | c  | a                     | b  | c  |
| 1                                | 2                      | 3                       | 4 | 5                               | 6   | 7  | 8  | 9                       | 10   | 11   | 12  | 13  | 14  | 15              | 16  | 17   | 18 | 19 | 20                    | 21 | 22 |
| <b>Термический участок</b>       |                        |                         |   |                                 |   |    |    |                         |      |      |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| ОЭП подключенные на Ул:          |                        |                         |   |                                 |   |    |    |                         |      |      |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| 44 Печь сопротивления однофазная | 20                     | 20                      | 1 | 400                             | 20  |    |    | A                       | 0,68 | 0,02 | 14  | 6   | 0   | 0,5             | 0,6 | 6  | 3  | 0  | 0                     | 6  | 0  |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    | B                       | 0,32 | 0,60 |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| 46 Печь индукционная однофазная  | 40                     | 40                      | 1 | 1600                            | 40  |    |    | A                       | 1,27 | 1,05 | 51  | -11 | 0   | 0,4             | 2,7 | 18   | -4 | 0  | 15                    | 23 | 0  |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    | B                       | 0,27 | 1,63 |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| 44 Печь сопротивления однофазная | 20                     | 20                      | 1 | 400                             |   | 20 |    | B                       | 0,68 | 0,02 | 0   | 14  | 6   | 0,5             | 0,6 | 0  | 6  | 3  | 0                     | 0  | 6  |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    | C                       | 0,32 | 0,6  |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| 46 Печь индукционная однофазная  | 40                     | 40                      | 1 | 1600                            |   | 40 |    | B                       | 1,27 | 1,05 | 0   | 51  | -11 | 0,4             | 2,7 | 0  | 18 | -4 | 0                     | 15 | 23 |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    | C                       | 0,27 | 1,63 |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| 47 Печь шахтная однофазная       | 25                     | 25                      | 1 | 625                             |   |    | 25 | C                       | 1,27 | 1,05 | -7  | 0   | 32  | 0,5             | 0,6 | -3   | 0  | 15 | 19                    | 0  | 12 |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    | A                       | 0,27 | 1,63 |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| 47 Печь шахтная однофазная       | 25                     | 25                      | 1 | 625                             |   |    | 25 | C                       | 0,68 | 0,02 | 8   | 0   | 17  | 0,5             | 0,6 | 4  | 0  | 8  | 7                     | 0  | 0  |
|                                  |                        |                         |   |                                 |   |    |    | A                       | 0,32 | 0,60 |   |     |     |                 |     |  |    |    |                       |    |    |
| Итого по ОЭП подкл. на Ул        |                        | 170                     | 6 | 5250                            | 60  | 60 | 60 |                         |      |      | 66  | 60  | 44  |                 |     | 25   | 23 | 22 | 41                    | 43 | 41 |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Изм.  
Лист  
№ документа  
Подп.  
Дата

Продолжение таблицы 2.1

| 1  | 2  | 3   | 4 | 5    | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 | 13 | 14 | 15  | 16  | 17 | 18 | 19 | 20  | 21  | 22  |
|--|----|-----|---|------|---|---|---|---|----|----|----|----|----|-----|-----|----|----|----|-----|-----|-----|
| ОЭП подключенные на Уф:                        |    |     |   |      |   |   |   |   |    |    |    |    |    |     |     |    |    |    |     |     |     |
| 43 Электродпечь ванная, однофазная, Уном=220 В | 10 | 10  | 1 | 100  |   |   |   |   |    |    | 10 | 0  | 0  | 0,5 | 0,6 | 5  | 0  | 0  | 3,1 | 0   | 0   |
| 43 Электродпечь ванная, однофазная, Уном=220 В | 10 | 10  | 1 | 100  |   |   |   |   |    |    | 0  | 10 | 0  | 0,5 | 0,6 | 0  | 5  | 0  | 0   | 3,1 | 0   |
| 43 Электродпечь ванная, однофазная, Уном=220 В | 10 | 10  | 1 | 100  |   |   |   |   |    |    | 0  | 0  | 10 | 0,5 | 0,6 | 0  | 0  | 5  | 0   | 0   | 3,1 |
| Итого по ОЭП покл. на Уф:                      |    | 30  | 3 | 300  |   |   |   |   |    |    | 10 | 10 | 10 |     |     | 5  | 5  | 5  | 3,1 | 3,1 | 3,1 |
| Итого по однофазным ЭП                         |    | 200 | 9 | 5550 |   |   |   |   |    |    | 76 | 70 | 54 |     |     | 30 | 28 | 27 | 44  | 46  | 44  |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ



$$Q_{p.ц} = K_{pa} \cdot \sum_{i=1}^n K_{наi} \cdot P_{номi} \cdot \operatorname{tg}\varphi_i, \quad (2.17)$$

где  $K_{pa}$  – коэффициент расчетной нагрузки по активной мощности.

$$P_{p.ц} = 1 \cdot 545,43 = 545,43 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.ц} = 1,02 \cdot 717,92 = 731,9 \text{ квар.}$$

Чтобы получить полную расчетную мощность цеха, необходимо учесть осветительную нагрузку. Расчетная нагрузка осветительных электроприемников определяется по удельной осветительной нагрузке на единицу производственной поверхности пола с учетом коэффициента спроса:

$$P_{p.осв} = k_{с.осв} \cdot P_{у.осв} \cdot F_{ц}, \quad (2.18)$$

где  $k_{с.осв}$  – коэффициент спроса по активной мощности осветительной нагрузки;  
 $P_{у.осв}$  – удельная осветительная нагрузка на 1 м<sup>2</sup> производственной поверхности пола цеха, Вт/м<sup>2</sup>;  
 $F_{ц}$  – поверхность пола цеха, м<sup>2</sup>.

Расчетная реактивная мощность осветительной нагрузки

$$Q_{p.осв} = P_{p.осв} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{осв}, \quad (2.19)$$

где  $\operatorname{tg}\varphi_{осв}$  – коэффициент реактивной мощности осветительной нагрузки.

Для рассматриваемого цеха получаем

$$P_{p.осв} = 0,9 \cdot 0,015 \cdot 1750 = 23,625 \text{ кВт};$$

$$Q_{p.осв} = 23,625 \cdot 0,3 = 7,08 \text{ квар.}$$

Полная расчетная низковольтная нагрузка цеха

$$S_{p.ц} = \sqrt{(P_{p.ц} + P_{p.осв})^2 + (Q_{p.ц} + Q_{p.осв})^2}, \quad (2.20)$$

$$S_{p.ц} = \sqrt{(545,43 + 23,625)^2 + (731,9 + 7,08)^2} = 932,7 \text{ кВА.}$$

На этом расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху заканчивается, все результаты расчета, полученные из выражений (2.1) – (2.20) приведены в таблице 2.2.

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                            | 22   |

## 2.2 Расчет электрических нагрузок по предприятию

Расчет на I – III уровнях системы электроснабжения предприятия рассмотрен в пункте 1.1. Особенностью расчета электрических нагрузок на III уровне и выше коэффициент расчетной нагрузки по реактивной мощности принимается равным коэффициенту расчетной нагрузки по активной мощности  $K_{pp}=K_{pa}$ . Значения коэффициентов расчетной нагрузки  $K_{pa}$  находятся из [6].

Следует отметить, что при  $k_{наи} \cdot p_{номи} \leq 100$  кВт значения коэффициентов расчетной нагрузки целесообразно определять так же, как и для второго уровня. Это объясняется тем, что сечения проводников, питающих такие узлы, будут иметь значения, не превышающие 50–70 мм<sup>2</sup>, а, следовательно, и незначительные постоянные времени нагрева.

При определении расчетной нагрузки высоковольтных электроприемников мы учитываем, что коэффициент расчетной нагрузки  $K_{pa}=1$ , тогда расчетные активная и реактивная мощности будут равны соответственно средним активной и реактивной мощностям.

Результаты расчёта электрических нагрузок по предприятию представим в таблице 2.3.

## 2.3 Расчет картограммы электрических нагрузок

Картограмма электрических нагрузок представляет собой размещенные на генеральном плане предприятия окружности, центры которых совпадают с центрами нагрузок цехов, а площади кругов пропорциональны активным нагрузкам. Каждый круг делится на секторы, площади которых пропорциональны расчетным активным нагрузкам электроприемников напряжением до 1000 В, электроприемников напряжением выше 1000 В и электрического освещения.

Радиус окружности и углы секторов для каждого цеха соответственно определяются по формулам:

$$R_i = \sqrt{\frac{P_{pi}}{\pi \cdot m}}, \quad (2.21)$$

$$\alpha_{н/вi} = 360 \frac{P_{р.н/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.22)$$

$$\alpha_{в/вi} = 360 \frac{P_{р.в/вi}}{P_{pi}}, \quad (2.23)$$

Таблица 2.2 - Расчет нагрузок по отделениям

| Наименование узлов СЭС и электроприемников     | n  | Уст мощ-ть             |                        | K <sub>ИА</sub> | cosφ | tgφ  | P <sub>с</sub> , кВт | Q <sub>с</sub> , кВт | n•P <sub>НОМ</sub> <sup>2</sup> | nЭ | K <sub>РА</sub> | K <sub>РР</sub> | P <sub>Р</sub> , кВт | Q <sub>Р</sub> , квар | S <sub>Р</sub> , кВА | I <sub>Р</sub> , А |
|--|----|------------------------|------------------------|-----------------|------|------|----------------------|----------------------|---------------------------------|----|-----------------|-----------------|----------------------|-----------------------|----------------------|--------------------|
|  |    | P <sub>НОМ</sub> , кВт | P <sub>СУМ</sub> , кВт |                 |      |      |                      |                      |                                 |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 1  | 2  | 3                      | 4                      | 5               | 6    | 7    | 8                    | 9                    | 10                              | 11 | 12              | 13              | 14                   | 15                    | 16                   | 17                 |
| <b>Участок 1 механической обработки (ШР-1)</b> |    |                        |                        |                 |      |      |                      |                      |                                 |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 1 Тепловая завеса                              | 2  | 30,0                   | 60,0                   | 0,35            | 0,8  | 0,75 | 21,0                 | 15,8                 | 1800,0                          |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 2 Станок долбежный                             | 3  | 6,7                    | 20,1                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 3,8                  | 4,5                  | 134,7                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 3 Станок поперечно-строгательный               | 4  | 14,0                   | 56,0                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 10,6                 | 12,4                 | 784,0                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 4 Станок заточный                              | 4  | 0,8                    | 3,0                    | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 0,6                  | 0,7                  | 2,3                             |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 5 Станок токарный                              | 5  | 11,0                   | 55,0                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 10,5                 | 12,2                 | 605,0                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 6 Кран-балка                                   | 1  | 8,5                    | 8,5                    | 0,25            | 0,5  | 1,73 | 2,1                  | 3,7                  | 72,3                            |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| Итого силовой нагрузки по ШР-1                 | 19 |                        | 202,6                  | 0,24            | 0,7  | 1,01 | 48,6                 | 49,2                 | 3398,2                          | 12 | 1,17            | 1,05            | 56,9                 | 51,6                  | 76,8                 | 116,7              |
| <b>Участок 2 механической обработки (ШР-2)</b> |    |                        |                        |                 |      |      |                      |                      |                                 |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 7 Станок зубонарезной                          | 3  | 11,7                   | 35,1                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 6,7                  | 7,8                  | 410,7                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 8 Станок вертикальный фрезерный                | 4  | 13,0                   | 52,0                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 9,9                  | 11,6                 | 676,0                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 9 Станок шлифовальный                          | 3  | 14,0                   | 42,0                   | 0,35            | 0,50 | 1,17 | 14,7                 | 33,7                 | 588,0                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 10 Станок токарный                             | 4  | 16,0                   | 64,0                   | 0,19            | 0,80 | 1,17 | 12,2                 | 14,2                 | 1024,0                          |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 11 Станок горизонтально-расточной              | 3  | 29,0                   | 87,0                   | 0,19            | 0,50 | 1,17 | 16,5                 | 19,3                 | 2523,0                          |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 12 Станок радиально-сверлильный                | 3  | 6,9                    | 20,7                   | 0,19            | 0,60 | 1,17 | 3,9                  | 4,6                  | 142,8                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 13 Пила дисковая                               | 4  | 8,9                    | 35,6                   | 0,16            | 0,50 | 1,73 | 5,7                  | 9,9                  | 316,8                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 14 Пила ножовочная                             | 6  | 1,7                    | 10,2                   | 0,16            | 0,50 | 1,73 | 1,6                  | 2,8                  | 17,3                            |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 15 Тележка вспомогательная                     | 2  | 1,4                    | 2,8                    | 0,15            | 0,61 | 1,73 | 0,4                  | 0,73                 | 3,9                             |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 16 Тепловая завеса                             | 1  | 1,4                    | 1,4                    | 0,35            | 0,58 | 0,75 | 0,5                  | 0,37                 | 2,0                             |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| Итого силовой нагрузки по ШР-2                 | 33 |                        | 350,8                  | 0,21            | 0,57 | 1,46 | 72,1                 | 105                  | 5705,0                          | 22 | 1               | 1,04            | 72,1                 | 108,7                 | 130,5                | 198,2              |
| <b>Участок 3 механической обработки (ШР-3)</b> |    |                        |                        |                 |      |      |                      |                      |                                 |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 17 Станок универсально-заточной                | 5  | 4,5                    | 22,5                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 4,3                  | 5,0                  | 101,3                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 18 Станок карусельный                          | 3  | 50,0                   | 150                    | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 28,5                 | 33,3                 | 7500,0                          |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 19 Станок радиально-сверлильный                | 5  | 6,9                    | 34,5                   | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 6,6                  | 7,7                  | 238,1                           |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |
| 20 Станок центровальный                        | 4  | 1,7                    | 6,8                    | 0,19            | 0,65 | 1,17 | 1,3                  | 1,5                  | 11,6                            |    |                 |                 |                      |                       |                      |                    |

Изм.  
Лист  
№ документа  
Подпись  
Дата

Продолжение таблицы 2.2

| 1   | 2  | 3    | 4     | 5    | 6    | 7    | 8    | 9    | 10     | 11   | 12   | 13   | 14    | 15   | 16    | 17    |
|---|----|------|-------|------|------|------|------|------|--------|------|------|------|-------|------|-------|-------|
| 21 Машина наплавочная                         | 3  | 11,7 | 35,1  | 0,35 | 0,60 | 1,33 | 12,3 | 16,4 | 410,7  |      |      |      |       |      |       |       |
| 22 Пресс гидравлический                       | 4  | 2,8  | 11,2  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 2,1  | 2,5  | 31,4   |      |      |      |       |      |       |       |
| 23 Станок токарно-винторезный                 | 3  | 15,0 | 45,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 8,6  | 10,0 | 675,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 24 Ножницы гильтинные                         | 4  | 7,0  | 28,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 5,3  | 6,2  | 196,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| Итого силовой нагрузки по ШР-3                | 31 |      | 333,1 | 0,21 | 0,64 | 1,20 | 68,9 | 82,6 | 9163,9 | 12   | 1,05 | 1,05 | 72,4  | 86,5 | 112,8 | 171,4 |
| <b>Участок по ремонту оборудования (ШР-4)</b> |    |      |       |      |      |      |      |      |        |      |      |      |       |      |       |       |
| 25 Станок токарно-винторезный                 | 4  | 7,5  | 30,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 5,7  | 6,7  | 225,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 26 Станок универсально-фрезерный              | 5  | 3,0  | 15,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 2,9  | 3,3  | 45,0   |      |      |      |       |      |       |       |
| 27 Станок точильный                           | 3  | 1,0  | 3,0   | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 0,6  | 0,7  | 3,0    |      |      |      |       |      |       |       |
| 28 Станок сверлильный                         | 2  | 10,0 | 20,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 3,8  | 4,4  | 200,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 29 Станок долбежный                           | 1  | 6,8  | 6,8   | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 1,3  | 1,5  | 46,2   |      |      |      |       |      |       |       |
| Итого силовой нагрузки по ШР-4                | 15 |      | 74,8  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 14,2 | 16,6 | 519,3  | 10,8 | 1,25 | 1,05 | 17,8  | 17,5 | 24,9  | 37,8  |
| <b>Заготовительное отделение (ШР-5)</b>       |    |      |       |      |      |      |      |      |        |      |      |      |       |      |       |       |
| 30 Пресс ножницы                              | 3  | 9,5  | 28,5  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 5,4  | 6,3  | 270,8  |      |      |      |       |      |       |       |
| 31 Вальцы                                     | 1  | 9,0  | 9,0   | 0,20 | 0,6  | 1,33 | 1,8  | 2,4  | 81,0   |      |      |      |       |      |       |       |
| 32 Станок вертикально-сверлильный             | 4  | 9,6  | 38,4  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 7,3  | 8,5  | 368,6  |      |      |      |       |      |       |       |
| 33 Ножницы гильотинные                        | 3  | 9,0  | 27,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 5,1  | 6,0  | 243,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 34 Преобразователь сварочный                  | 2  | 14,0 | 28,0  | 0,20 | 0,50 | 1,73 | 5,6  | 9,7  | 392,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 35 Трансформатор сварочный                    | 3  | 15,0 | 45,0  | 0,40 | 0,50 | 1,73 | 18,0 | 31,2 | 675,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 36 Кран-балка                                 | 2  | 16,5 | 33,0  | 0,25 | 0,50 | 1,73 | 8,3  | 14,3 | 544,5  |      |      |      |       |      |       |       |
| Итого силовой нагрузки по ШР-5                | 18 |      | 208,9 | 0,25 | 0,55 | 1,50 | 51,5 | 78,4 | 2574,9 | 17   | 1,20 | 1,04 | 59,2  | 81,6 | 100,8 | 153,2 |
| <b>Кузнечное отделение (ШР-6)</b>             |    |      |       |      |      |      |      |      |        |      |      |      |       |      |       |       |
| 37 Печь термическая                           | 1  | 90   | 90,0  | 0,60 | 0,95 | 0,33 | 54,0 | 17,8 | 8100,0 |      |      |      |       |      |       |       |
| 38 Молот                                      | 2  | 35   | 70,0  | 0,24 | 0,65 | 1,17 | 16,8 | 19,6 | 2450,0 |      |      |      |       |      |       |       |
| 39 Станок гибочный                            | 3  | 1,7  | 5,1   | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 1,0  | 1,1  | 8,7    |      |      |      |       |      |       |       |
| 40 Станок продольно-строгательный             | 1  | 46   | 46,0  | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 8,7  | 10,2 | 2116,0 |      |      |      |       |      |       |       |
| 41 Установка термообработки колес             | 1  | 25   | 25,0  | 0,70 | 0,95 | 0,33 | 17,5 | 5,8  | 625,0  |      |      |      |       |      |       |       |
| 42 Кран-укосина (ПВ=25%)                      | 3  | 1,0  | 3,0   | 0,25 | 0,50 | 1,73 | 0,8  | 1,3  | 3,0    |      |      |      |       |      |       |       |
| Итого силовой нагрузки по ШР-6                | 11 |      | 239,1 | 0,41 | 0,87 | 0,56 | 98,8 | 55,8 | 13303  | 4    | 1,06 | 1,08 | 104,7 | 60,3 | 120,8 | 183,5 |

13.03.02.2018.281.00.00 ПЗ

Изм.  
Лист  
№ документа  
Подпись  
Дата

Конец таблицы 2.2

| 1   | 2   | 3    | 4      | 5    | 6    | 7    | 8     | 9     | 10     | 11 | 12   | 13   | 14    | 15    | 16    |        |
|---|-----|------|--------|------|------|------|-------|-------|--------|----|------|------|-------|-------|-------|--------|
| <b>Термический участок (ШР-7)</b>             |     |      |        |      |      |      |       |       |        |    |      |      |       |       |       |        |
| 43 Электропечь ванная, однофазная, Uном=220 В | 3   | 10,0 | 30,0   | 0,61 | 0,46 | 1,93 | 18,3  | 35,3  | 300,0  |    |      |      |       |       |       |        |
| 44 Печь сопротивления однофазная, Uном=380 В  | 2   | 20,0 | 40,0   | 0,61 | 0,46 | 1,93 | 24,4  | 47,1  | 800,0  |    |      |      |       |       |       |        |
| 45 Тельфер (ПВ=25%)                           | 3   | 2,0  | 6,0    | 0,05 | 0,50 | 1,73 | 0,3   | 0,52  | 12,0   |    |      |      |       |       |       |        |
| 46 Печь индукционная однофазная, Uном=380 В   | 2   | 40,0 | 80,0   | 0,70 | 0,35 | 2,68 | 56,0  | 149,9 | 3200,0 |    |      |      |       |       |       |        |
| 47 Печь шахтная однофазная, Uном=380 В        | 2   | 25,0 | 50,0   | 0,61 | 0,46 | 1,93 | 30,5  | 58,9  | 1250,0 |    |      |      |       |       |       |        |
| 48 Печь термическая                           | 2   | 30,0 | 60,0   | 0,6  | 0,95 | 0,33 | 36,0  | 11,8  | 1800,0 |    |      |      |       |       |       |        |
| 49 Вентилятор                                 | 2   | 7,0  | 14,0   | 0,70 | 0,80 | 0,75 | 9,8   | 7,4   | 98,0   |    |      |      |       |       |       |        |
| Итого силовой нагрузки по ШР-7                | 16  |      | 280    | 0,63 | 0,49 | 1,77 | 175,3 | 310,9 | 7460,0 | 11 | 1,00 | 1,05 | 175,3 | 326,9 | 370,9 | 563,5  |
| <b>Слесарный участок (ШР-8)</b>               |     |      |        |      |      |      |       |       |        |    |      |      |       |       |       |        |
| 50 Станок универсально-заточной               | 5   | 1,0  | 5,0    | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 1,0   | 1,1   | 5      |    |      |      |       |       |       |        |
| 51 Станок вертикально-фрезерный               | 2   | 5,6  | 11,2   | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 2,1   | 2,5   | 62,7   |    |      |      |       |       |       |        |
| 52 Наждак                                     | 2   | 2,8  | 5,6    | 0,12 | 0,50 | 1,73 | 0,7   | 1,2   | 15,7   |    |      |      |       |       |       |        |
| 53 Станок сверлильный                         | 4   | 1,0  | 4,0    | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 0,8   | 0,9   | 4      |    |      |      |       |       |       |        |
| 54 Станок токарно-винторезный                 | 2   | 11,0 | 22,0   | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 4,2   | 4,9   | 242    |    |      |      |       |       |       |        |
| 55 Станок горизонтально-фрезерный             | 4   | 8,8  | 35,2   | 0,19 | 0,65 | 1,17 | 6,7   | 7,8   | 310    |    |      |      |       |       |       |        |
| 56 Наждак                                     | 2   | 2,8  | 5,6    | 0,12 | 0,50 | 1,73 | 0,7   | 1,2   | 15,7   |    |      |      |       |       |       |        |
| Итого силовой нагрузки по ШР-8                | 21  |      | 88,6   | 0,18 | 0,64 | 1,22 | 16,1  | 19,5  | 654,8  | 12 | 1,15 | 1,05 | 18,5  | 20,5  | 27,6  | 41,9   |
| Итого по цеху                                 | 164 |      | 1777,9 | 0,31 | 0,60 | 1,32 | 545,4 | 718,0 | 42778  | 74 | 1,00 | 1,02 | 545,4 | 731,9 | 912,8 | 1387,0 |
| Итого по цеху с учетом освещения              | 164 |      | 1802,0 | 0,31 | 0,60 | 1,32 | 545,4 | 718,0 | 42778  | 74 | -    | -    | 569,0 | 739,0 | 932,0 | 1416,0 |

13.03.02.2018.281.00.00 ПЗ

13.03.02.2018.281.00.00 ПЗ

Таблица 2.3 - Расчет нагрузок по предприятию

| Наименование цехов и узлов СЭС         | $P_{ном}$ , кВт | $\eta$ | $P_{\Sigma}$ , кВт | $K_{ИЛ}$ | $\cos\phi$ | $tg\phi$ | $P_C$ , кВт | $Q_C$ , квар | $K_{РА}$ | $P_P$ , кВт | $Q_P$ , квар | $F_{Ц}$ , м <sup>2</sup> | $P_{уд}$ , кВт/м <sup>2</sup> | $tg\phi_0$ | $K_{CO}$ | $P_{PO}$ , кВт | $Q_{PO}$ , квар | $P_{P+PO}$ , кВт | $Q_{P+Q_{PO}}$ , квар | $S$ , кВА |
|--|-----------------|--------|--------------------|----------|------------|----------|-------------|--------------|----------|-------------|--------------|--------------------------|-------------------------------|------------|----------|----------------|-----------------|------------------|-----------------------|-----------|
| 1                                      | 2               | 3      | 4                  | 5        | 6          | 7        | 8           | 9            | 10       | 11          | 12           | 13                       | 14                            | 15         | 16       | 17             | 18              | 19               | 20                    | 21        |
| Низковольтная нагрузка                 |                 |        |                    |          |            |          |             |              |          |             |              |                          |                               |            |          |                |                 |                  |                       |           |
| 1 Склад запасных частей                | 3,9             | 10     | 39                 | 0,25     | 0,55       | 1,52     | 10          | 15           | 0,90     | 8           | 13           | 900                      | 0,010                         | 0,3        | 0,60     | 5,4            | 1,6             | 14               | 14,9                  | 20,6      |
| 2 Склад горюче-смазочных материалов    | 4,5             | 20     | 90                 | 0,30     | 0,60       | 1,33     | 27          | 36           | 0,85     | 23          | 31           | 704                      | 0,010                         | 0,3        | 0,60     | 4,2            | 1,3             | 27               | 31,9                  | 41,9      |
| 3 Склад                                | 3,0             | 5      | 15                 | 0,25     | 0,55       | 1,52     | 4           | 6            | 1,00     | 4           | 6            | 1240                     | 0,010                         | 0,3        | 0,60     | 7,4            | 2,2             | 11               | 8                     | 14        |
| 4 Блок цехов 1 основного производства  | 26,7            | 142    | 3790               | 0,55     | 0,75       | 0,88     | 2085        | 1838         | 0,80     | 1668        | 1471         | 8700                     | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 118            | 35,2            | 1785             | 1506                  | 2335      |
| 5 Склад леса                           | 1,7             | 15     | 25                 | 0,25     | 0,55       | 1,52     | 6           | 10           | 0,80     | 5           | 8            | 1000                     | 0,010                         | 0,3        | 0,60     | 6              | 1,8             | 11               | 9                     | 15        |
| 6 Электроремонтный цех                 | 10,8            | 164    | 1778               | 0,31     | 0,60       | 1,32     | 545         | 718          | 1,00     | 545         | 732          | 1750                     | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 23,6           | 7,1             | 569              | 739                   | 933       |
| 7 Котельная                            | 11,1            | 45     | 500                | 0,80     | 0,85       | 0,62     | 400         | 248          | 0,85     | 340         | 211          | 1100                     | 0,010                         | 0,3        | 0,90     | 9,9            | 3,0             | 350              | 214                   | 410       |
| 8 Бытовые                              | 3,0             | 10     | 30                 | 0,50     | 0,70       | 1,02     | 15          | 15           | 0,90     | 14          | 14           | 990                      | 0,020                         | 0,3        | 0,85     | 16,8           | 5,1             | 30               | 19                    | 36        |
| 9 Блок цехов 2 основного производства  | 25,5            | 165    | 4205               | 0,60     | 0,80       | 0,75     | 2523        | 1892         | 0,80     | 2018        | 1514         | 6000                     | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 81,0           | 24,3            | 2099             | 1538                  | 2603      |
| 10 Малярный цех                        | 14,5            | 86     | 1245               | 0,75     | 0,85       | 0,62     | 934         | 579          | 0,80     | 747         | 463          | 1250                     | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 16,9           | 5,1             | 764              | 468                   | 896       |
| 11 Вентиляторная градирня              | 8,5             | 10     | 85                 | 0,80     | 0,85       | 0,62     | 68          | 42           | 0,90     | 61          | 38           | 630                      | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 8,5            | 2,6             | 68               | 41                    | 81        |
| 12 Обрубной цех                        | 38,3            | 33     | 1265               | 0,75     | 0,80       | 0,75     | 949         | 712          | 0,85     | 806         | 605          | 1300                     | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 175,0          | 5,3             | 824              | 610                   | 1025      |
| 13 Блок цехов 3 основного производства | 33,3            | 183    | 6100               | 0,60     | 0,85       | 0,62     | 3660        | 2268         | 0,80     | 2928        | 1815         | 11500                    | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 155,0          | 46,6            | 3083             | 1861                  | 3601      |
| 14 Компрессорная                       | 1,6             | 92     | 148                | 0,80     | 0,85       | 0,62     | 118         | 73           | 0,80     | 95          | 59           | 875                      | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 11,8           | 3,5             | 107              | 62                    | 123       |
| 15 Кислородная станция                 | 7,0             | 40     | 280                | 0,75     | 0,80       | 0,75     | 210         | 158          | 0,85     | 179         | 134          | 1000                     | 0,017                         | 0,3        | 0,95     | 16,2           | 4,9             | 195              | 139                   | 239       |
| 16 Чугуно-литейный цех                 | 28,2            | 98     | 2765               | 0,75     | 0,85       | 0,62     | 2074        | 1285         | 0,80     | 1659        | 1028         | 3750                     | 0,015                         | 0,3        | 0,90     | 50,6           | 15,2            | 1710             | 1043                  | 2003      |

Изм. Лист № документа Подпись Дата

Продолжение таблицы 2.3

| 1   | 2     | 3    | 4     | 5    | 6    | 7    | 8     | 9     | 10   | 11    | 12   | 13     | 14    | 15  | 16   | 17   | 18   | 19    | 20   | 21    |
|---|-------|------|-------|------|------|------|-------|-------|------|-------|------|--------|-------|-----|------|------|------|-------|------|-------|
| 17 Блок цехов 4<br>основного<br>производства                        | 31,3  | 72   | 2255  | 0,55 | 0,75 | 0,88 | 1240  | 1094  | 0,80 | 992   | 875  | 6750   | 0,015 | 0,3 | 0,90 | 91,1 | 27,3 | 1083  | 902  | 1410  |
| 18 Склад<br>оборудования  | 2,1   | 12   | 25    | 0,25 | 0,55 | 1,52 | 6     | 10    | 0,80 | 5     | 8    | 630    | 0,010 | 0,3 | 0,60 | 3,8  | 1,1  | 9     | 9    | 12    |
| 19 Центральная<br>заводская лаборатория                             | 21,3  | 31   | 660   | 0,45 | 0,70 | 1,02 | 297   | 303   | 0,80 | 238   | 242  | 760    | 0,020 | 0,3 | 0,75 | 11,4 | 3,4  | 249   | 246  | 350   |
| 20 Инженерный<br>корпус   | 6,0   | 20   | 120   | 0,45 | 0,70 | 1,02 | 54    | 55    | 0,85 | 46    | 47   | 700    | 0,020 | 0,3 | 0,85 | 11,9 | 3,6  | 58    | 50   | 77    |
| 21 Заводоуправление   | 1,4   | 21   | 30    | 0,55 | 0,75 | 0,88 | 17    | 15    | 0,85 | 14    | 12   | 260    | 0,020 | 0,3 | 0,85 | 4,4  | 1,3  | 19    | 14   | 23    |
| 22 Столовая   | 15,0  | 12   | 180   | 0,80 | 0,85 | 0,62 | 144   | 89    | 0,90 | 130   | 80   | 440    | 0,020 | 0,3 | 0,85 | 7,5  | 2,2  | 137   | 83   | 160   |
| Освещение территории  |       |      |       |      |      |      |       |       |      |       |      | 164125 | 0,001 | 0,3 | 1,00 | 164  | 49,2 | 164   | 49   | 171   |
| Итого по нагрузке<br>0,4кВ  |       | 1286 | 25630 | 0,35 | 0,80 | 0,74 | 15385 | 11460 | 0,80 | 12525 | 9403 |        |       |     |      | 843  | 253  | 13368 | 9657 | 16491 |
| Нагрузка 10 кВ  |       |      |       |      |      |      |       |       |      |       |      |        |       |     |      |      |      |       |      |       |
| 14 Компрессорная  |       |      |       |      |      |      |       |       |      |       |      |        |       |     |      |      |      |       |      |       |
| Синхронные<br>электродвигатели                                      | 400,0 | 4    | 1600  | 0,80 | 0,85 | 0,62 | 1280  | -793  |      |       |      |        |       |     |      |      |      | 1280  | -793 | 1506  |
| 16 Чугунно-литейный цех   |       |      |       |      |      |      |       |       |      |       |      |        |       |     |      |      |      |       |      |       |
| Дуговые<br>сталеплавильные печи                                     | 2000  | 2    | 4000  | 0,75 | 0,85 | 0,62 | 3000  | 1859  |      |       |      |        |       |     |      |      |      | 3000  | 1859 | 3529  |
| Индукционные печи<br>типа ИЧТ (с<br>симметрирующими<br>устройствами | 2500  | 2    | 5000  | 0,70 | 0,85 | 0,62 | 3500  | 2169  |      |       |      |        |       |     |      |      |      | 3500  | 2169 | 4117  |
| Итого по нагрузке 10<br>кВ  |       | 8    | 10600 |      |      |      | 7780  | 3235  |      |       |      |        |       |     |      |      |      | 7780  | 3235 | 8426  |

13.03.02.2018.281.00.00 ПЗ

$$\alpha_{\text{осв/в/и}} = 360 \frac{P_{\text{р.осв/и}}}{P_{\text{р/и}}}, \quad (2.24)$$

где  $P_{\text{р/и}}$ ,  $P_{\text{р.н/в/и}}$ ,  $P_{\text{р.в/в/и}}$ ,  $P_{\text{р.осв/и}}$  - расчетные активные нагрузки соответственно всего цеха, электроприемников напряжением до 1 кВ, электроприемников напряжением выше 1 кВ и электрического освещения, кВт;  
 $m$  - масштаб площадей картограммы нагрузок, кВт/мм<sup>2</sup>.

$$m = \frac{P_{\text{р/мин}}}{\pi \cdot R_{\text{мин}}^2},$$

$$m = \frac{8,78}{3,14 \cdot 3^2} = 0,310 \text{ кВт/мм}^2.$$

Центр электрических нагрузок предприятия является символическим центром потребления электрической энергии (активной мощности) предприятия, координаты которого находятся по выражениям [7]:

$$x_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}} \cdot x_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}}}, \quad (2.25)$$

$$y_{\text{ц}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}} \cdot y_i}{\sum_{i=1}^n P_{\text{р/и}}}, \quad (2.26)$$

где  $x_i, y_i$  - координаты центра  $i$ -го цеха на плане предприятия, м.

Результаты расчета по формулам (2.21) – (2.26) представим в таблице 2.4.

Таблица 2.4 – Расчёт картограммы электрических нагрузок

| Наименование цеха                     | $P_{\text{р/и}}$ ,<br>кВт | $P_{\text{р.н/в/и}}$ ,<br>кВт | $P_{\text{р.осв/и}}$ ,<br>кВт | $P_{\text{р.в/в/и}}$ ,<br>кВт | $x_i$ ,<br>м | $y_i$ ,<br>м | $R_i$ ,<br>мм | $\alpha_{\text{н/в/и}}$ ,<br>град | $\alpha_{\text{осв/в/и}}$ ,<br>град | $\alpha_{\text{в/в/и}}$ ,<br>град |
|---------------------------------------|---------------------------|-------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|--------------|---------------|-----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|
| 1                                     | 2                         | 3                             | 4                             | 5                             | 6            | 7            | 8             | 9                                 | 10                                  | 11                                |
| 1 Склад запасных частей               | 14                        | 9                             | 5                             |                               | 22           | 84           | 4             | 223                               | 137                                 | 0                                 |
| 2 Склад горюче-смазочных материалов   | 27                        | 23                            | 4                             |                               | 7            | 142          | 5             | 304                               | 56                                  | 0                                 |
| 3 Склад                               | 11                        | 4                             | 7                             |                               | 24           | 238          | 3             | 121                               | 239                                 | 0                                 |
| 4 Блок цехов 1 основного производства | 1785                      | 1668                          | 117                           |                               | 107          | 124          | 43            | 336                               | 24                                  | 0                                 |



Продолжение таблицы 2.4

| 1                                      | 2     | 3     | 4   | 5    | 6   | 7   | 8  | 9   | 10  | 11  |
|--|-------|-------|-----|------|-----|-----|----|-----|-----|-----|
| 5 Склад леса                           | 11    | 5     | 6   |      | 118 | 22  | 3  | 164 | 196 | 0   |
| 6 Электроремонтный цех                 | 569   | 545   | 24  |      | 189 | 107 | 24 | 345 | 15  | 0   |
| 7 Котельная                            | 350   | 340   | 10  |      | 189 | 184 | 19 | 350 | 10  | 0   |
| 8 Бытовые                              | 30    | 14    | 17  |      | 242 | 271 | 6  | 160 | 200 | 0   |
| 9 Блок цехов 2 основного производства  | 2099  | 2018  | 81  |      | 260 | 120 | 46 | 346 | 14  | 0   |
| 10 Малярный цех                        | 764   | 747   | 17  |      | 264 | 38  | 28 | 352 | 8   | 0   |
| 11 Вентиляторная градирня              | 70    | 61    | 9   |      | 286 | 224 | 8  | 316 | 44  | 0   |
| 12 Обрубной цех                        | 824   | 806   | 18  |      | 324 | 22  | 29 | 352 | 8   | 0   |
| 13 Блок цехов 3 основного производства | 3083  | 2928  | 155 |      | 391 | 131 | 56 | 342 | 18  | 0   |
| 14 Компрессорная                       | 1386  | 95    | 12  | 1280 | 369 | 233 | 38 | 25  | 3   | 332 |
| 15 Кислородная станция                 | 195   | 179   | 16  |      | 375 | 291 | 14 | 330 | 30  | 0   |
| 16 Чугунно-литейный цех                | 8210  | 1659  | 51  | 6500 | 400 | 27  | 92 | 73  | 2   | 285 |
| 17 Блок цехов 4 основного производства | 1083  | 992   | 91  |      | 455 | 249 | 33 | 330 | 30  | 0   |
| 18 Склад оборудования                  | 9     | 5     | 4   |      | 440 | 315 | 3  | 205 | 155 | 0   |
| 19 Центральная заводская лаборатория   | 249   | 238   | 11  |      | 466 | 133 | 16 | 344 | 16  | 0   |
| 20 Инженерный корпус                   | 61    | 46    | 15  |      | 493 | 91  | 8  | 270 | 90  | 0   |
| 21 Заводоуправление                    | 18    | 14    | 4   |      | 497 | 115 | 4  | 274 | 86  | 0   |
| 22 Столовая                            | 137   | 139   | 7   |      | 497 | 149 | 12 | 340 | 20  | 0   |
| Итого                                  | 20987 | 12525 | 682 | 7780 | 343 | 96  |    |     |     | 0   |

При выборе местоположения главной понизительной подстанции, помимо расположения центра электрических нагрузок были учтены следующие факторы:

- площадь, необходимая для размещения ГПП;
- рельеф местности;
- наличие коридоров для прокладки воздушных и кабельных линии с учетом охранной зоны.

С учетом данных факторов, принимаем координаты размещения главной понизительной подстанции предприятия:  $x_{ГПП} = 343$  м;  $y_{ГПП} = 96$  м.

### Выводы по разделу 2

В данном разделе, используя усовершенствованный метод упорядоченных диаграмм, осуществлен расчет электрических нагрузок по ремонтно-механическому цеху, а также по всему предприятию в целом. Кроме того, выбран символический центр электрических нагрузок, а также определено место расположения главной понизительной подстанции предприятия.

|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |             |       |      | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ |  |  |  |  | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                            |  |  |  |  | 30   |

### 3 ВЫБОР ЧИСЛА И МОЩНОСТИ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Целью выбора трансформаторов третьего уровня системы электроснабжения предприятия является определение типа, количества, единичной мощности каждого и места размещения.

#### 3.1 Выбор типа цеховых трансформаторов

Выбор типа трансформаторов осуществляется в зависимости от требований окружающей среды. Для наружной установки применяют масляные трансформаторы. Для внутренней установки также преимущественно рекомендуется применение масляных трансформаторов, кроме производственных помещений, где по условиям среды, по количеству, значению, мощности и этажности нельзя применять масляные трансформаторы.

В данном проекте применяются трансформаторы типа ТМЗ [8].

#### 3.2 Расчет цеховых трансформаторных подстанций

Число и мощность трансформаторов зависят от распределения нагрузок по площади цеха, наличия места для расположения цеховых подстанций, характера и режима работы электроприемников.

Существует связь между экономически целесообразной мощностью отдельного трансформатора  $S_{т.э}$  цеховой ТП и плотностью  $\sigma$  электрической нагрузки цеха [9], эта связь приведена в таблице 3.1.

Таблица 3.1

|                                 |      |      |      |      |      |
|---------------------------------|------|------|------|------|------|
| $\sigma$ , кВА/м <sup>2</sup> . | 0,05 | 0,08 | 0,15 | 0,25 | 0,35 |
| $S_{т.э}$ , кВА                 | 400  | 630  | 1000 | 1600 | 2500 |

Плотность электрической нагрузки цеха определяется по формуле:

$$\sigma = \frac{S_p}{F_{ц}}, \quad (3.1)$$

где  $S_p$  – расчетная электрическая нагрузка цеха, кВА;

$F_{ц}$  – площадь цеха, м<sup>2</sup>.

Мощность трансформаторной цеховой подстанции корректируется в зависимости от величины нагрузки цеха, а также ее категории, числа типоразмеров трансформаторов на предприятии и ряда других факторов.

Количество трансформаторов всех подстанций цеха определяем по формуле:

$$N_0 = \frac{P_{p.ц}}{k_{з.д} \cdot S_{т.н}}, \quad (3.2)$$

где  $P_{p.ц}$  – расчетная активная нагрузка цеха, Вт;

$S_{т.н}$  – выбранная номинальная мощность трансформаторов цеховых ТП, кВА;

$k_{з.доп}$  – допустимый коэффициент загрузки трансформатора.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{P_{p.ц}}{N_t \cdot k_{з.доп}}, \quad (3.3)$$

где  $N_t = 2$  – число трансформаторов в цехе.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1p} = \sqrt{(N_t \cdot k_{з.доп} \cdot S_{т.н})^2 - P_{p.ц}^2}. \quad (3.4)$$

В общем случае мощности  $Q_{1p}$  и  $Q_{p.ц}$  не равны. Поэтому реальная величина реактивной мощности  $Q_1$ , проходящей через трансформатор определяется из соотношений

$$Q_1 = \begin{cases} Q_{p.ц}, & \text{если } Q_{1p} \geq Q_{p.ц} \\ Q_{1p}, & \text{если } Q_{1p} < Q_{p.ц} \end{cases}. \quad (3.5)$$

Из анализа выражения (3.5) следует:

1 Если наибольшая реактивная мощность  $Q_{1p}$  оказывается больше или равной расчётной реактивной нагрузке цеха  $Q_{p.ц}$ , то это означает, что через трансформатор из сети напряжением 10 кВ в сеть низшего напряжения будет передаваться мощность  $Q_1$ , равная расчётной реактивной нагрузке цеха  $Q_{p.ц}$ .

2 Если оказывается, что мощность  $Q_{1p}$  меньше нагрузки  $Q_{p.ц}$ , то есть трансформаторы ТП не могут пропустить всю расчётную реактивную нагрузку  $Q_{p.ц}$ , то для устранения дефицита реактивной мощности на стороне низшего напряжения ТП необходимо установить низковольтную конденсаторную батарею, мощность которой определяется по формуле

$$Q_{к.н} = Q_{p.ц} - Q_1, \quad (3.6)$$

Для трансформаторов выбранной мощностью определяются фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{N_T \cdot S_{т.н}}, \quad (3.7)$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{P_{р.ц}^2 + Q_1^2}}{(N_T - 1) \cdot S_{н.т.i}}. \quad (3.8)$$

Приведем пример расчета ТП-1 для блока цехов 1 основного производства, согласно выражениям (3.1)–(3.8).

Категория по надёжности электроснабжения вторая, значит, в данном цехе необходимо предусмотреть установку двухтрансформаторной ТП.

При установке в цехе двухтрансформаторной ТП номинальная мощность трансформатора определяется из условия

$$S_{т.н} \geq \frac{1849}{2 \cdot 0,7} = 1320 \text{ кВА}.$$

Поэтому принимаем единичную мощность трансформаторов 2500 кВА.

Величина наибольшей реактивной мощности, которую силовой трансформатор может передать в сеть низшего напряжения из условия допустимой загрузки:

$$Q_{1р} = \sqrt{(2 \cdot 0,7 \cdot 1600)^2 - 1849^2} = 1265 \text{ квар}.$$

Так как

$$Q_{1р} < Q_{р.ц},$$

$$1265 < 1579 \text{ квар}.$$

То есть необходимость на стороне низшего напряжения ТП устанавливать низковольтную конденсаторную батарею.

Фактические коэффициенты загрузки в нормальном и послеаварийном режимах работы ТП

$$K_{з.н} = \frac{\sqrt{1849^2 + 1265^2}}{2 \cdot 1600} = 0,7,$$

$$K_{з.п} = \frac{\sqrt{1849^2 + 1265^2}}{(2 - 1) \cdot 1600} = 1,4.$$

Выбор остальных цеховых трансформаторных подстанций, выполненный по выражениям (3.1) – (3.8), представим в таблице 3.2.

|     |      |             |       |      |                                   |      |
|-----|------|-------------|-------|------|-----------------------------------|------|
|     |      |             |       |      | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                                   | 33   |



Таблица 3.2 – Выбор числа и мощности трансформаторных подстанций

| Наименование цехов и узлов СЭС        | К.Н. | P <sub>р</sub> , кВт | Q <sub>р</sub> , квар | S <sub>р</sub> , кВА | F <sub>ц</sub> , м <sup>2</sup> | σ, кВА/м <sup>2</sup> | S <sub>эгл</sub> , кВА | Номер ТП | S <sub>НОМТР</sub> , кВА | пт | Кол-во ТП | K <sub>з</sub> доп | Q <sub>1р</sub> , квар | Q <sub>1</sub> , квар | Q <sub>ку</sub> , квар | K <sub>з</sub> ТНОРМ | K <sub>з</sub> ТП/АВ | ΔP <sub>ХХ</sub> , кВт | ΔP <sub>кз</sub> , кВт | I <sub>ХХ</sub> , % | U <sub>кз</sub> , % | ΔP <sub>Т</sub> , кВт | ΔQ <sub>Т</sub> , квар | P <sub>р</sub> +ΔP <sub>Т</sub> , кВт | Q <sub>1</sub> +ΔQ <sub>Т</sub> , квар | S <sub>р</sub> , кВА |  |
|---------------------------------------|------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------------------|-----------------------|------------------------|----------|--------------------------|----|-----------|--------------------|------------------------|-----------------------|------------------------|----------------------|----------------------|------------------------|------------------------|---------------------|---------------------|-----------------------|------------------------|---------------------------------------|--|----------------------|--|
| 1                                     | 2    | 3                    | 4                     | 5                    | 6                               | 7                     | 8                      | 9        | 10                       | 11 | 12        | 13                 | 14                     | 15                    | 16                     | 17                   | 18                   | 19                     | 20                     | 21                  | 22                  | 23                    | 24                     | 25                                    | 26                                     | 27                   |  |
| 4 Блок цехов 1 основного производства | 2    | 1785                 | 1506                  | 2335                 | 8700                            | 0,27                  |                        |          |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| 1 Склад запасных частей               | 3    | 14                   | 15                    | 21                   | 900                             | 0,02                  |                        | НРП3     |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| 2 Склад горюче-смазочных материалов   | 3    | 27                   | 32                    | 42                   | 704                             | 0,06                  |                        | НРП2     |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| 3 Склад                               | 3    | 11                   | 8                     | 14                   | 1240                            | 0,01                  |                        | НРП1     |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| 5 Склад леса                          | 3    | 11                   | 9                     | 15                   | 1000                            | 0,01                  |                        | НРП4     |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| Итого:                                |      | 1849                 | 1570                  | 2426                 |                                 | 0,27                  | 2000                   | ТП1      | 1600                     | 2  | 1         | 0,7                | 1265                   | 1265                  | 305                    | 0,70                 | 1,4                  | 2,7                    | 16,5                   | 1,0                 | 6,0                 | 22                    | 126                    | 1870                                  | 1696                                   | 2525                 |  |
| 7 Котельная                           | 2    | 350                  | 214                   | 410                  | 1100                            | 0,37                  | 2500                   |          |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| Итого:                                |      | 350                  | 214                   | 410                  | 1100                            | 0,37                  | 2500                   | ТП3      | 250                      | 2  | 1         | 0,7                | 8                      | 8                     | 205                    | 0,70                 | 1,4                  | 0,7                    | 3,7                    | 2,3                 | 4,5                 | 5                     | 23                     | 355                                   | 236                                    | 426                  |  |
| 6 Электроремонтный цех                | 2    | 569                  | 739                   | 933                  |                                 | 0,53                  | 2500                   |          |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| Итого:                                |      | 569                  | 739                   | 933                  |                                 | 0,53                  | 2500                   | ТП2      | 630                      | 2  | 1         | 0,7                | 408                    | 408                   | 331                    | 0,70                 | 1,4                  | 1,3                    | 7,6                    | 1,8                 | 5,5                 | 8                     | 45                     | 577                                   | 784                                    | 973                  |  |
| 9 Блок цехов 2 основного производства | 2    | 2099                 | 1538                  | 2603                 | 6000                            | 0,43                  |                        |          |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| 8 Бытовые                             | 3    | 30                   | 19                    | 36                   | 990                             | 0,04                  |                        | 6-7      |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| 11 Вентиляторная градирня             | 3    | 70                   | 40,5                  | 80,6                 | 630                             | 0,13                  |                        | НРП5     |                          |    |           |                    |                        |                       |                        |                      |                      |                        |                        |                     |                     |                       |                        |                                       |  |                      |  |
| Итого:                                | 2    | 2199                 | 1597                  | 2719                 |                                 | 0,43                  | 2500                   | ТП4      | 1600                     | 2  | 1         | 0,7                | 424                    | 424                   | 1173                   | 0,70                 | 1,4                  | 3,8                    | 24                     | 0,8                 | 6,0                 | 31                    | 120                    | 2231                                  | 1717                                   | 2815                 |  |

Продолжение таблицы 3.2

| 1                                      | 2 | 3    | 4    | 5    | 6     | 7    | 8    | 9     | 10   | 11 | 12 | 13  | 14   | 15   | 16  | 17  | 18  | 19  | 20  | 21  | 22  | 23 | 24  | 25   | 26   | 27   |
|--|---|------|------|------|-------|------|------|-------|------|----|----|-----|------|------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|-----|------|------|------|
| 10 Малярный цех                        | 2 | 764  | 468  | 896  | 1250  | 0,72 | 2500 |       |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| Итого:                                 |   | 764  | 468  | 896  | 1250  | 0,72 | 2500 | ТП5   | 630  | 2  | 1  | 0,7 | 441  | 441  | 27  | 0,7 | 1,4 | 1,3 | 7,6 | 1,8 | 5,5 | 10 | 57  | 774  | 525  | 935  |
| 12 Обрубной цех                        | 2 | 824  | 610  | 1025 | 1300  | 0,79 | 2500 |       |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| Итого:                                 |   | 824  | 610  | 1025 | 1300  | 0,79 | 2500 | ТП6   | 630  | 2  | 1  | 0,7 | 315  | 315  | 296 | 0,7 | 1,4 | 1,3 | 7,6 | 1,8 | 5,5 | 10 | 57  | 834  | 667  | 1068 |
| 16 Чугуно-литейный цех                 | 2 | 1710 | 1043 | 2003 | 3750  | 0,53 | 2500 |       |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| Итого:                                 |   | 1710 | 1043 | 2003 | 3750  | 0,53 | 2500 | ТП7   | 1250 | 2  | 1  | 0,7 | 374  | 374  | 670 | 0,7 | 1,4 | 3,8 | 17  | 1   | 4,8 | 24 | 84  | 1733 | 1127 | 2068 |
| 13 Блок цехов 3 основного производства | 2 | 3083 | 1861 | 3601 | 11500 | 0,31 | 2000 |       |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| Итого:                                 |   | 3083 | 1861 | 3601 | 11500 | 0,31 | 2000 | ТП9   | 2500 | 2  | 1  | 0,7 | 1656 | 1656 | 205 | 0,7 | 1,4 | 3,8 | 24  | 0,8 | 6,0 | 31 | 187 | 3114 | 2048 | 3727 |
| 17 Блок цехов 4 основного производства | 2 | 1083 | 902  | 1410 | 6750  | 0,21 |      |       |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| 14 Компрессорная                       | 2 | 107  | 62   | 123  | 875   | 0,14 |      | НРП11 |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| 15 Кислородная станция                 | 2 | 195  | 139  | 239  | 1000  | 0,24 |      | НРП12 |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| 18 Склад оборудования                  | 3 | 9    | 8    | 12   | 630   | 0,02 |      | НРП13 |      |    |    |     |      |      |     |     |     |     |     |     |     |    |     |      |      |      |
| Итого:                                 |   | 1393 | 1112 | 1785 |       | 0,24 | 1600 | ТП10  | 1000 | 2  | 1  | 0,7 | 137  | 137  | 975 | 0,7 | 1,4 | 1,9 | 11  | 1,2 | 5,5 | 14 | 78  | 1408 | 1190 | 1843 |

Изм. Лист № документа Подпись Дата

13.03.02.2018.281.00.00 ПЗ

Изм. Лист № документа Подпись Дата

Конец таблицы 3.2

| 1                                    | 2 | 3    | 4    | 5   | 6   | 7    | 8    | 9     | 10  | 11 | 12 | 13  | 14  | 15  | 16 | 17  | 18  | 19  | 20  | 21  | 22  | 23 | 24 | 25  | 26  | 27  |
|--------------------------------------|---|------|------|-----|-----|------|------|-------|-----|----|----|-----|-----|-----|----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|----|----|-----|-----|-----|
| 19 Центральная заводская лаборатория | 2 | 249  | 246  | 350 | 760 | 0,46 |      |       |     |    |    |     |     |     |    |     |     |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
| 20 Инженерный корпус                 | 3 | 57,8 | 50,4 | 77  | 700 | 0,11 |      | НРП8  |     |    |    |     |     |     |    |     |     |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
| 21 Заводоуправление                  | 3 | 18,5 | 13,7 | 23  | 260 | 0,09 |      | НРП9  |     |    |    |     |     |     |    |     |     |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
| 22 Столовая                          | 3 | 137  | 82,6 | 160 | 440 | 0,36 |      | НРП10 |     |    |    |     |     |     |    |     |     |     |     |     |     |    |    |     |     |     |
| Итого                                |   | 462  | 393  | 610 |     | 0,46 | 2500 | ТП8   | 400 | 2  | 1  | 0,7 | 316 | 316 | 77 | 0,7 | 1,4 | 0,9 | 5,5 | 2,1 | 4,5 | 7  | 34 | 470 | 427 | 635 |

13.03.02.2018.281.00.00 ПЗ







Номинальная мощность каждого трансформатора определяется из соотношений:

$$S_{\text{т.ном}} \geq \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot k_{\text{з.н.}}},$$

где  $n = 2$  – число трансформаторов ГПП;

$k_{\text{з.н.}} = 0,7$  – коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме.

$$S_{\text{т.ном.110}} \geq \frac{19995}{2 \cdot 0,7} = 14282 \text{ кВА.}$$

Из стандартного ряда мощностей трансформаторов принимаем  $S_{\text{т.ном.}} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Коэффициент загрузки выбранных трансформаторов

$$k_{\text{з.н.}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}},$$

$$k_{\text{з.п.}} = \frac{S_{\text{р.п.}}}{n \cdot S_{\text{н.т.}}}.$$

$$k_{\text{з.н.110}} = \frac{19995}{2 \cdot 16000} = 0,48,$$

$$k_{\text{з.н.35}} = \frac{19783}{2 \cdot 16000} = 0,62,$$

$$k_{\text{з.п.110}} = \frac{19995}{16000} = 1,25,$$

$$k_{\text{з.п.35}} = \frac{19783}{16000} = 1,24.$$

#### Выводы по разделу 4

В данном разделе определено оптимальное напряжение питания предприятия, а также номинальная мощность трансформаторов, устанавливаемых на главной понизительной подстанции предприятия.

|     |      |             |       |      |                                   |      |
|-----|------|-------------|-------|------|-----------------------------------|------|
|     |      |             |       |      | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                                   | 40   |

## 5 ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ СХЕМЫ ВНЕШНЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

### 5.1 Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 5.1.

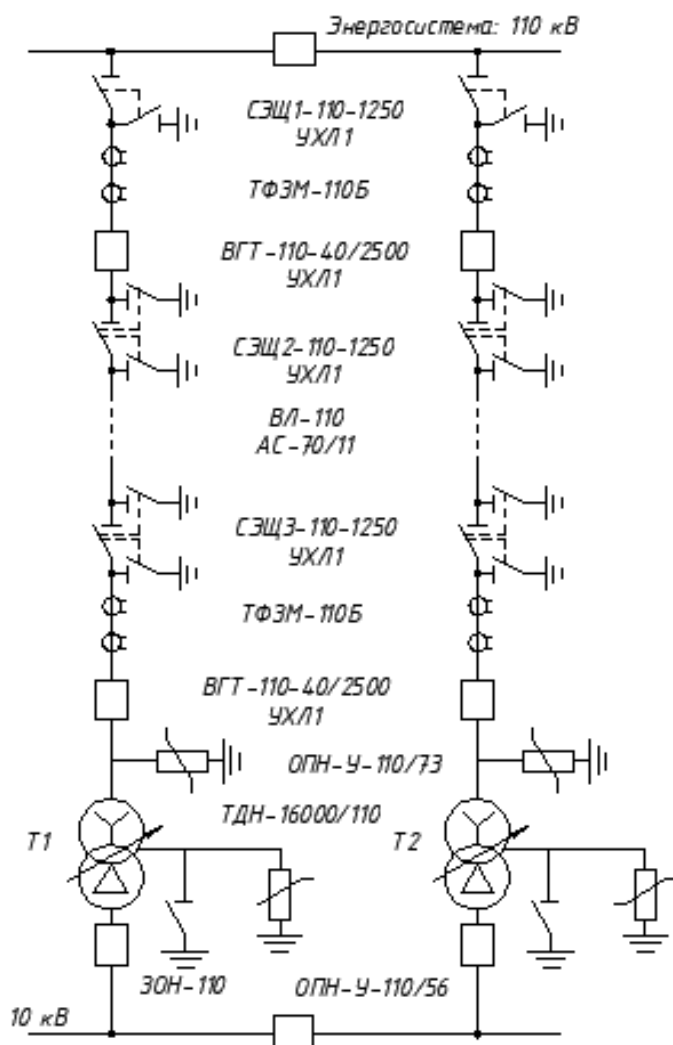


Рисунок 5.1 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 110 кВ

#### 5.1.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Так как наше предприятие осуществляет транзит электроэнергии, то выбираем схему РУ ВН ГПП одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1). В качестве трансформатора ГПП выбираем ТДН-16000/110. [5].

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДН-16000/110 приведены в таблице 5.1.

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

41

Таблица 5.1 – Параметры трансформаторов

| $\Delta P_{xx}$ , кВт | $\Delta P_{кз}$ , кВт | $I_{xx}$ , % | $U_{кз}$ , % |
|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| 18                    | 85                    | 0,7          | 10,5         |

Потери активной мощности в трансформаторах:

$$\Delta P_T = n \cdot (\Delta P_{xx} + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз}), \quad (5.1)$$

где  $n$  - число трансформаторов ГПП;

$\Delta P_{xx}$  - потери холостого хода, кВт;

$\Delta P_{кз}$  - потери короткого замыкания, кВт.

$$\Delta P_{T.110} = 2 \cdot (18 + 0,625^2 \cdot 85) = 102,4 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах:

$$\Delta Q_T = n \left( \frac{I_{xx}}{100} S_{н.т} + k_{з.н.}^2 \cdot \frac{U_{к}}{100} S_{н.т} \right), \quad (5.2)$$

где  $I_{xx}$  - ток холостого хода трансформатора, %;

$U_{к}$  - напряжение короткого замыкания, %.

$$\Delta Q_{T.110} = 2 \cdot \left( \frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,625^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1535,9 \text{ квар.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = n (\Delta P_{xx} \cdot T_T + k_{з.н.}^2 \cdot \Delta P_{кз} \cdot \tau), \quad (5.3)$$

где  $\tau$  - годовое число часов максимальных потерь, ч/год;

Годовое число часов максимальных потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_M}{10^4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (5.4)$$

где  $T_M$  - годовое число часов использования получасового максимума активной нагрузки, ч/год;

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{3770}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2198,8 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят

$$\Delta A_{T.110} = 2 \cdot (18 \cdot 8760 + 0,625^2 \cdot 85 \cdot 2198,8) = 461,3 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схемы на напряжение 110 кВ, найденные по формулам (5.2)–(5.5), представим в таблице 5.2.

Таблица 5.2 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

| $U_{\text{ном}}$ , кВ | $\Delta P_T$ , кВт | $\Delta Q_T$ , кВт | $T_m$ , ч/год | $\tau$ , ч/год | $\Delta A_T$ , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
|-----------------------|--------------------|--------------------|---------------|----------------|---|
| 110                   | 102,4              | 1535,8             | 3770,0        | 2198,8         | 461,3   |

### 5.1.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии

$$S_{\text{р.л.}} = \sqrt{(P_{\text{р.л.}} + \Delta P_T)^2 + Q_{\text{эс}}^2}, \quad (5.5)$$

$$S_{\text{р.л.110}} = \sqrt{(19098,8 + 102,4)^2 + 5920,6^2} = 20093,2 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии

$$I_{\text{р.л.}} = \frac{S_{\text{р.л.}}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.6)$$

$$I_{\text{р.л.110}} = \frac{20093,2}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 110} = 52,7 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии):

$$I_{\text{п}} = 2 \cdot I_{\text{р.л.}}, \quad (5.7)$$

$$I_{\text{п.110}} = 2 \cdot 52,7 = 105,4 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока

$$F_{\text{э}} = \frac{I_{\text{р.л.}}}{j_{\text{э}}}, \quad (5.8)$$

где  $j_{\text{э}}$  – экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup> [10].

$$F_{\text{э}} = \frac{52,7}{1,1} = 47,9 \text{ мм}^2.$$

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 110 кВ составляет 70 мм<sup>2</sup>. Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением 70 мм<sup>2</sup>.

Потери активной энергии в проводах линии за год:

$$\Delta A_{л} = n \cdot (3 \cdot I_{р.л.}^2 \cdot r_0 \cdot L \cdot \tau), \quad (5.9)$$

где  $r_0$  – удельное активное сопротивление воздушной линии, Ом/км;

$L$  - расстояние от подстанции энергосистемы до ГПП, км.

$$\Delta A_{л.110} = 2 \cdot (3 \cdot 52,7^2 \cdot 0,428 \cdot 4 \cdot 2198,8) = 62,8 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схеме на напряжение 110 кВ, определенные по формулам (5.5) – (5.9), представим в таблице 5.3.

Таблица 5.3 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

| $U_{ном},$<br>кВ | $S_{р.л.},$<br>кВА | $I_{р.л.},$<br>А | $I_{п.},$<br>А | $F_3,$<br>мм <sup>2</sup> | $F_{ст.},$<br>мм <sup>2</sup> | $I_{д.доп.},$<br>Ом/км | $r_0,$<br>Ом/км | $L,$<br>км | $\frac{\Delta A_{л.},}{\text{МВт} \cdot \text{ч}}$<br>$\frac{\text{год}}$ |
|------------------|--------------------|------------------|----------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------|-----------------|------------|---|
| 110              | 20093,2            | 52,7             | 105,4          | 47,9                      | 70                            | 265                    | 0,43            | 4,0        | 62,8  |

### 5.1.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.3.

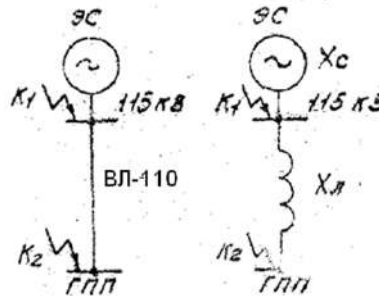


Рисунок 5.3 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_k}, \quad (5.10)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВА;

$S_k$  – мощность короткого замыкания, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$ :

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot x_1}, \quad (5.11)$$

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot 0,29} = 17,6 \text{ кА.}$$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_k, \quad (5.12)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент [5].

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 17,6 = 42,7 \text{ кА.}$$

Сопротивление воздушной линии:

$$x_2 = \frac{x_0 \cdot L \cdot S_6}{U_6^2}, \quad (5.13)$$

где  $x_0$  – удельное реактивное сопротивление воздушной линии, Ом/км;  
 $U_6$  – базисное напряжение, В.

$$x_2 = \frac{0,444 \cdot 4 \cdot 1000}{115^2} = 0,134.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$ :

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6 \cdot (x_1 + x_2)}, \quad (5.14)$$

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115 \cdot (0,29 + 0,134)} = 11,95 \text{ кА,}$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 11,95 = 30,43 \text{ кА,}$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схемы на напряжение 110 кВ, произведенного по формулам (5.10) – (5.14), представим в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Расчет токов короткого замыкания

| $U_{ном}$ ,<br>кВ | $S_6$ ,<br>МВА | $U_6$ ,<br>кВ | $S_k$ ,<br>МВА | $x_1$ ,<br>о.е. | $x_2$ ,<br>о.е. | $I_{k1}$ ,<br>кА | $I_{k2}$ ,<br>кА | $i_{уд1}$ ,<br>кА | $i_{уд2}$ ,<br>кА |
|-------------------|----------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| 110               | 1000           | 115           | 3500           | 0,29            | 0,134           | 17,6             | 11,95            | 42,7              | 30,43             |



#### 5.1.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [5]:

– по номинальному напряжению

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}} ; \quad (5.15)$$

– по номинальному току

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{max}} ; \quad (5.16)$$

где  $I_{\text{max}}$  – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} ; \quad (5.17)$$

– по отключающей способности, которая характеризуется номинальным током отключения в виде действующего значения периодической составляющей отключающего тока

$$I_{\text{п,т}} \leq I_{\text{отк.ном}} ; \quad (5.18)$$

– по электродинамической стойкости

$$I_{\text{п,0}} < I_{\text{пр.скв.}} = I_{\text{дин.}} , \quad (5.19)$$

$$i_{\text{у}} \leq i_{\text{пр.скв.}} = i_{\text{дин.}} ; \quad (5.20)$$

где  $I_{\text{пр.скв.}}$ ,  $i_{\text{пр.скв.}}$  – действующее и амплитудное значения предельного сквозного тока КЗ, А;

– по возможности отключения аperiodической составляющей тока КЗ  $i_{\text{а,т}}$  в момент  $\tau$  расхождения контактов по условию

$$i_{\text{а,т}} \leq i_{\text{а,ном}} ; \quad (5.21)$$

Апериодическая составляющая тока КЗ вычисляется по формуле:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (5.22)$$

где  $\tau$  – время от начала КЗ до прекращения соприкосновения контактов, с;  
 $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей КЗ, [5].

Расчетное время:

$$\tau = t_{р.з.min} + t_{с.в}, \quad (5.23)$$

где  $t_{р.з.min}$  – минимальное время действия релейной защиты, с;  
 $t_{с.в}$  – собственное время отключения выключателя, с.

Завод-изготовитель [11] гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a,ном} = \sqrt{2} \cdot \beta_H \cdot I_{отк,ном}. \quad (5.24)$$

– по термической стойкости к тепловому импульсу тока КЗ:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}, \quad (5.25)$$

где  $B_k$  - полный тепловой импульс КЗ,  $кА^2 \cdot с$ .

Полный тепловой импульс

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.26)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (5.27)$$

где  $t_{р.з.}$  – время действия основной защиты трансформатора, с;  
 $t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [11] выбранных выключателей по выражениям (5.15) – (5.27) представим в таблице 5.5.



Примем к установке трансформаторы тока ТФЗМ 110Б. Для защиты трансформаторов ГПП от перенапряжений в питающей сети устанавливаем ОПН-П1-110/73/10 УХЛ1, в нейтраль силового трансформатора включаем ОПН-У-110/56 УХЛ1, ЗОН-110М-ГУХЛ1. Для измерения напряжения на вводе ГПП устанавливаются трансформаторы напряжения НАМИ-110 УХЛ1.

### 5.1.5 Технико-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Определим годовые приведенные затраты варианта схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ:

$$Z_r = \sum_{i=1}^n E \cdot K + C_3, \quad (5.33)$$

Сумма капитальных затрат на элемент системы электроснабжения находится по формуле:

$$K = K_{\text{справ}} \cdot K_{\text{дефл}} \cdot K_{\text{НДС}}, \quad (5.34)$$

где  $K_{\text{справ}}$  – капитальные затраты на элемент СЭС, приведенные в справочной литературе в базисном уровне цен 2000 г;

$K_{\text{дефл}}$  – коэффициент дефляции, учитывающие отличие текущих цен от базисного уровня цен. Согласно [13] по Уральскому федеральному округу в Челябинской области:  $K_{\text{дефл}} = 4,28$ ;

$K_{\text{НДС}}$  – коэффициент включающий НДС в капитальные затраты на оборудование;  $K_{\text{НДС}} = 1,18$ .

В [14] приведены укрупненные цены на ячейки выключателей и трансформаторов. Для ячейки выключателя учитывается стоимость высоковольтных выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, трансформаторов напряжения, оборудования релейной защиты ячейки выключателя, строительно-монтажных работ и т.п. Для ячеек трансформатора включена стоимость трансформатора, кабельного хозяйства, материалы, строительные монтажные работы и т.п. Следовательно, зная исходные данные [14] произведем расчет капитальных затрат не по каждому элементу схемы внешнего электроснабжения предприятия, а по стоимости ячеек выключателей и трансформаторов. Также нужно учесть стоимость прокладки одноцепной двусторонней ВЛ 110 кВ, соединяющей ГПП предприятия с подстанцией энергосистемы.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 49          |



Таблица 5.7 – Годовые приведенные затраты для схемы 110 кВ

| Наименование оборудования | Единица измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс.руб. | К, тыс.руб. | Е     | Е·К тыс.руб | $\Delta A_r$ , кВт·ч | $C_3$ , тыс.руб. |
|---------------------------|-------------------|--------|-----------------------------|-------------|-------|-------------|----------------------|------------------|
| 1. Ячейка выключателя     | шт.               | 4      | 12467                       | 251853      | 0,213 | 53645       | -                    | -                |
| 2. Ячейка трансформатора  | шт.               | 2      | 16264                       | 164279      | 0,213 | 34992       | 461300               | 2491             |
| 3. ВЛ 110 кВ              | км.               | 4      | 5460                        | 110301      | 0,152 | 16766       | 62800                | 339              |
| Итого                     | -                 | -      | -                           | 526433      | -     | 105402      | 512692               | 2769             |

## 5.2. Схема внешнего электроснабжения с напряжением сети 35 кВ

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 5.4

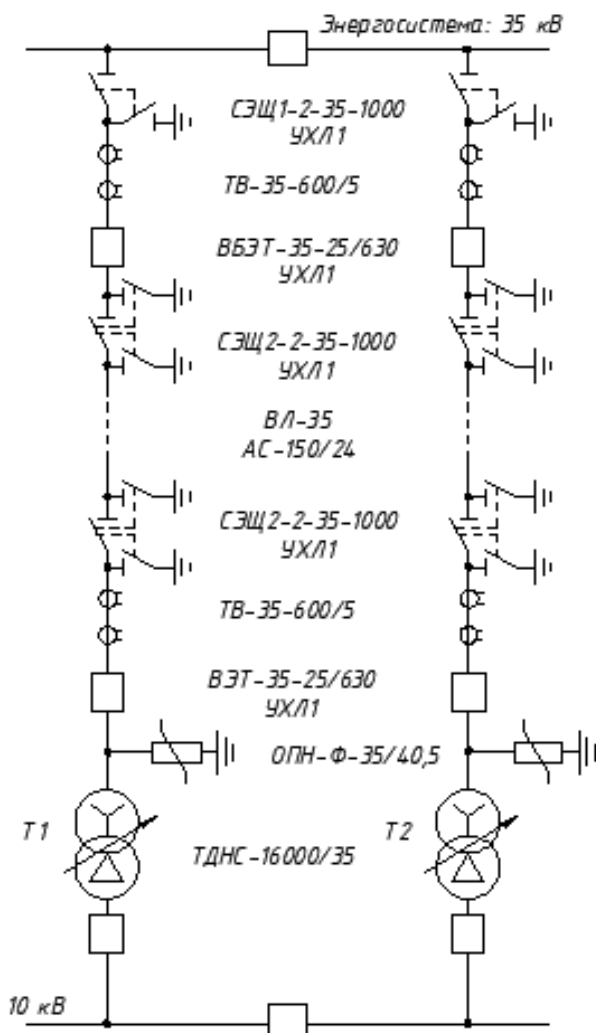


Рисунок 5.4 – Вариант схемы внешнего электроснабжения на напряжение 35 кВ

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

51

### 5.2.1 Определение потерь электроэнергии в силовых трансформаторах ГПП

Так как наше предприятие осуществляет транзит электроэнергии, то выбираем схему РУ ВН ГПП одна секционированная выключателем система шин (10(6)-1). В качестве трансформатора ГПП выбираем ТДН-16000/35. [5].

Определим потери энергии в трансформаторах ГПП. Параметры трансформаторов ТДНС-16000/35 приведены в таблице 5.7.

Таблица 5.7 – Параметры трансформаторов

| $\Delta P_{XX}$ , кВт | $\Delta P_{K3}$ , кВт | $I_{XX}$ , % | $U_{K3}$ , % |
|-----------------------|-----------------------|--------------|--------------|
| 17                    | 85                    | 0,7          | 10           |

Потери активной мощности в трансформаторах по формуле (5.1):

$$\Delta P_{T.35} = 2 \cdot (17 + 0,618^2 \cdot 85) = 98,9 \text{ кВт.}$$

Потери реактивной мощности в трансформаторах по формуле (5.2):

$$\Delta Q_{T.35} = 2 \cdot \left( \frac{0,7}{100} \cdot 16000 + 0,618^2 \cdot \frac{10,5}{100} \cdot 16000 \right) = 1446,9 \text{ квар.}$$

Годовое число часов максимальных потерь по формуле (5.4):

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{3770}{10^4} \right)^2 \cdot 8760 = 2198,8 \frac{\text{ч}}{\text{год}}.$$

Тогда потери электроэнергии в трансформаторах составят по формуле (5.3):

$$\Delta A_{T.35} = 2 \cdot (17 \cdot 8760 + 0,618^2 \cdot 85 \cdot 2198,8) = 440,7 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь электроэнергии в трансформаторах для схемы на напряжение 35 кВ представим в таблице 5.8.

Таблица 5.8 – Определение потерь электроэнергии в трансформаторах ГПП

| $U_{ном}$ , кВ | $\Delta P_T$ , кВт | $\Delta Q_T$ , кВт | $T_M$ , ч/год | $\tau$ , ч/год | $\Delta A_T$ , $\frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}$ |
|----------------|--------------------|--------------------|---------------|----------------|---|
| 35             | 98,9               | 1446,9             | 3770,0        | 2198,8         | 440,7   |

### 5.2.2 Расчет ЛЭП от подстанции энергосистемы до подстанции предприятия

Нагрузка в начале линии по формуле (5.5):

$$S_{p.l.35} = \sqrt{(19098,8 + 98,9)^2 + 5156,7^2} = 19878,2 \text{ кВА.}$$

Расчетный ток одной цепи линии по формуле (5.6):

$$I_{p.l.35} = \frac{19878,2}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 35} = 163,9 \text{ А.}$$

Ток в послеаварийном режиме (в случае питания все нагрузки по одной цепи линии) по формуле (5.7):

$$I_{п.35} = 2 \cdot 163,9 = 327,9 \text{ А.}$$

Сечение проводов находим по экономической плотности тока по формуле (5.8):

$$F_3 = \frac{327,9}{1,1} = 149,1 \text{ мм}^2.$$

Однако по условиям короны минимальное сечение провода ВЛ 35 кВ составляет 150 мм<sup>2</sup>. Поэтому в качестве проводов ВЛ от районной подстанции энергосистемы до ГПП предприятия принимает провода с сечением 150 мм<sup>2</sup>.

Потери активной энергии в проводах линии за год по формуле (5.9):

$$\Delta A_{л.35} = 2 \cdot (3 \cdot 163,9^2 \cdot 0,204 \cdot 4 \cdot 2198,8) = 289,4 \frac{\text{МВт} \cdot \text{ч}}{\text{год}}.$$

Результаты расчета потерь в воздушных линиях в схеме на напряжение 110 кВ представим в таблице 5.9.

Таблица 5.9 – Определение потерь электроэнергии в воздушных линиях

| U <sub>ном</sub> ,<br>кВ | S <sub>р.л.</sub> ,<br>кВА | I <sub>р.л.</sub> ,<br>А | I <sub>п</sub> ,<br>А | F <sub>э</sub> ,<br>мм <sup>2</sup> | F <sub>ст</sub> ,<br>мм <sup>2</sup> | I <sub>д.доп.</sub> ,<br>Ом/км | r <sub>0</sub> ,<br>Ом/км | L,<br>км | $\frac{\Delta A_{л.},}{\text{год}}$<br>МВт·ч |
|--------------------------|----------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------------------|--------------------------------------|--------------------------------|---------------------------|----------|--|
| 35                       | 19878,2                    | 163,9                    | 327,9                 | 149                                 | 150                                  | 450                            | 0,204                     | 4,0      | 289,4  |

### 5.2.3 Расчет токов короткого замыкания

Исходная схема и схема замещения для расчёта токов короткого замыкания представлена на рисунке 5.5.

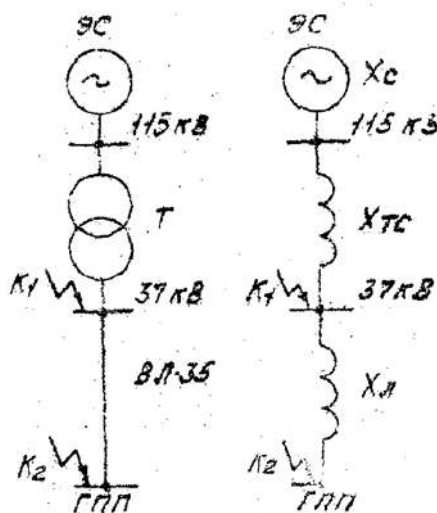


Рисунок 5.5 – Схема для расчёта токов короткого замыкания

Определим сопротивление элементов схемы замещения.



Сопrotивление системы по формуле (5.10):

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{660} = 1,52.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_1$  по формуле (5.11):

$$I_{k1} = I_{пт1} = I_{п01} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot 1,52} = 10,3 \text{ кА}.$$

Ударный ток короткого замыкания по формуле (5.12):

$$i_{уд1} = \sqrt{2} \cdot 1,72 \cdot 10,3 = 25,05 \text{ кА},$$

Сопrotивление воздушной линии по формуле (5.13):

$$x_2 = \frac{0,406 \cdot 4 \cdot 1000}{37^2} = 1,19.$$

Ток короткого замыкания в точке  $K_2$  по формуле (5.14):

$$I_{k2} = I_{пт2} = I_{п02} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37 \cdot (1,52 + 1,19)} = 5,78 \text{ кА},$$

$$i_{уд2} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 5,78 = 14,7 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов короткого замыкания для схемы на напряжение 110 кВ представим в таблице 5.10.

Таблица 5.10 – Расчет токов короткого замыкания

| $U_{ном}$ ,<br>кВ | $S_б$ ,<br>МВА | $U_б$ ,<br>кВ | $S_к$ ,<br>МВА | $x_1$ ,<br>о.е. | $x_2$ ,<br>о.е. | $I_{k1}$ ,<br>кА | $I_{k2}$ ,<br>кА | $i_{уд1}$ ,<br>кА | $i_{уд2}$ ,<br>кА |
|-------------------|----------------|---------------|----------------|-----------------|-----------------|------------------|------------------|-------------------|-------------------|
| 35                | 1000           | 37            | 660            | 1,52            | 1,19            | 10,3             | 5,78             | 25,1              | 14,7              |

#### 5.2.4 Выбор коммутационной и измерительной аппаратуры

Выключатели выбираются по условиям [5]:

– по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.15)$$

– по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (5.16)$$

где  $I_{max}$  – ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

Ток утяжеленного режима цепей питающих линий:

$$I_{max} = \frac{1,4 \cdot S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (5.17)$$



Полный тепловой импульс:

$$B_k = I_{п,0}^2 \cdot (t_{отк} + T_a), \quad (5.26)$$

где  $t_{отк}$  – время от начала короткого замыкания до его отключения, с.

Время от начала короткого замыкания до его отключения

$$t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.}, \quad (5.27)$$

где  $t_{р.з.}$  – время действия основной защиты трансформатора, с;

$t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя, с.

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [15] выбранных выключателей по выражениям (5.15) – (5.27) представим в таблице 5.11.

Таблица 5.11 – Выбор выключателей

| Условия выбора                      | Расчетные данные                          | Каталожные данные ВБЭТ-35-25Ш/630 УХЛ                           |
|-------------------------------------|---|---|
| $U_{ном} \geq U_{уст};$             | $U_{уст} = 35,0 \text{ кВ};$              | $U_{ном} = 35,0 \text{ кВ};$                                    |
| $I_{ном} \geq I_{max};$             | $I_{max} = 369,5 \text{ А};$              | $I_{ном} = 630,0 \text{ А};$                                    |
| $I_{отк.ном} \geq I_{п,т};$         | $I_{п,0} = 10,3 \text{ кА};$              | $I_{отк} = 25,0 \text{ кА};$                                    |
| $i_{а,ном} \geq i_{а,т};$           | $i_{а,т} = 2,8 \text{ кА};$               | $i_{а,ном.} = 25,0 \text{ кА};$                                 |
| $I_{пр.скв.} \geq I_{п,0};$         | $I_{п,0} = 10,3 \text{ кА};$              | $I_{пр.скв.} = 25,0 \text{ кА};$                                |
| $i_{пр.скв.} \geq i_{дин.};$        | $i_y = 25,1 \text{ кА};$                  | $i_{дин.} = 63,0 \text{ кА};$                                   |
| $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_k.$ | $B_k = 230,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 1875,0 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$ |

Разъединители выбираются, согласно условиям [4]:

- по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению

$$U_{уст} \leq U_{ном}; \quad (5.28)$$

- по номинальному току

$$I_{ном} \geq I_{max}; \quad (5.29)$$

- по электродинамической стойкости:

$$I_{п,0} < I_{пр.скв.} = I_{дин.}, \quad (5.30)$$

$$i_y \leq i_{пр.скв.} = i_{дин.}; \quad (5.31)$$

– по термической стойкости:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}; \quad (5.32)$$

Сравнение расчетных величин и каталожных данных [12] выбранных разъединителей по выражениям (5.28) – (5.32) представим в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Выбор разъединителей

| Условия выбора                                    | Расчетные данные                          | Каталожные данные<br>РГПЗ-СЭЩ-2(16)-35/1000УХЛ1                            |
|---|---|--|
| $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}};$             | $U_{\text{уст}} = 35,0 \text{ кВ};$       | $U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ};$  |
| $I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}};$             | $I_{\text{мах}} = 369,5 \text{ А};$       | $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А};$   |
| $i_{\text{пр.скв.}} \geq i_{\text{дин.}};$        | $i_y = 25,1 \text{ кА};$                  | $i_{\text{дин}} = 50 \text{ кА};$  |
| $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} \geq B_k.$ | $B_k = 230,1 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}} = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Для защиты оборудования главной понизительной подстанции предприятия от перенапряжений выбираем по каталогу [14] следующий ограничитель перенапряжения: ОПН-Ф-35/40,5. Установим трансформаторы тока типа ТВ-35-600/5.

#### 5.2.5 Техничко-экономические показатели схемы внешнего электроснабжения

Ячейка выключателя:

Количество ячеек – 4 (2 выключателя на отходящих линиях подстанции энергосистемы и 2 выключателя на вводе ГПП). Стоимость ячейки элегазового выключателя напряжением 35 кВ согласно [14] –  $K_{\text{справ}} = 9495$  тыс.руб.

По формуле (5.34):

$$K = 9495 \cdot 4,28 \cdot 1,18 \cdot 4 = 191814 \text{ тыс.руб.}$$

Согласно [5];  $E = 0,213$

Таким образом годовые затраты выключателя:

$$E \cdot K = 191814 \cdot 0,213 = 40856 \text{ тыс.руб.}$$

Ячейка трансформатора:

Количество – 2 (2 трансформатора на ГПП). Стоимость ячейки трансформатора мощностью 16 МВА и с высшим напряжением 35 кВ согласно [14] –  $K_{\text{справ}} = 13593$  тыс.руб.

По формуле (5.34):

$$K = 13593 \cdot 4,28 \cdot 1,18 \cdot 2 = 137300$$

Таким образом годовые затраты выключателя:

$$E \cdot K = 0,213 \cdot 137300 = 29245$$

По (5.35) для трансформатора:

$$C_s = 440,7 \cdot 6,2 = 2820 \text{ тыс.руб.}$$

Воздушная линия 35 кВ:

Длина одной ВЛ – 4 км. Стоимость Строительства одного километра одно-цепной линии напряжением 35 кВ с использованием стальных опор согласно [14]:  $K_{\text{справ0}} = 5601$  тыс.руб.

По формуле (5.34):

$$K = 5601 \cdot 4,28 \cdot 1,18 \cdot 4 = 113149$$

Согласно [4]:  $E = 0,152$

Таким образом годовые затраты выключателя:

$$E \cdot K = 0,152 \cdot 113149 = 17199$$

По (5.35) для воздушной линии 35 кВ:

$$C_3 = 289,4 \cdot 6,2 = 1852 \text{ тыс.руб.}$$

Сведем результаты расчетов годовых приведенных затрат для варианта схемы внешнего электроснабжения напряжением 35 кВ в таблицу 5.13.

$$Z = (40856 + 29245 + 17199) + (2820 + 1852) = 91973 \text{ тыс.руб.}$$

Таблица 5.13 – Годовые приведенные затраты для схемы 35 кВ

| Наименование оборудования | Единица измерения | Кол-во | Стоимость единицы, тыс.руб. | К, тыс.руб. | Е     | Е·К тыс.руб | ΔА, кВт·ч | С <sub>3</sub> , тыс.руб. |
|---------------------------|-------------------|--------|-----------------------------|-------------|-------|-------------|-----------|---------------------------|
| 1. Ячейка выключателя     | шт.               | 4      | 9495                        | 191814      | 0,213 | 40856       | -         | -                         |
| 2. Ячейка трансформатора  | шт.               | 2      | 13593                       | 137300      | 0,213 | 29245       | 440700    | 2820                      |
| 3. ВЛ 35 кВ               | км.               | 4      | 5601                        | 113149      | 0,152 | 17199       | 289400    | 1852                      |
| Итого                     | -                 | -      | -                           | 442264      | -     | 87300       | 730100    | 4673                      |

### 5.3 Выбор оптимального варианта схемы внешнего электроснабжения предприятия

Сопоставим оба варианта на 35 кВ и на 110 кВ. Приведенные затраты на вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ равняются 108000 тыс.руб. В свою очередь приведенные затраты на вариант с напряжением сети 35 кВ равняются 91973 тыс.руб.

Несмотря на то, что приведенные затраты варианта сети на 110 кВ немного выше, чем на 35, но отличаются незначительно, то обратимся к такому техническому показателю, как величина напряжения питания.

Согласно ПУЭ, следует принимать вариант сети более высокого напряжения даже в том случае, если его экономические показатели на 10 – 15% хуже, чем варианта сети с меньшим номинальным напряжением. В нашем случае экономические показатели варианта на 110 кВ на 15 % хуже, чем сети на 35 кВ. Исходя из этого, к исполнению принимаем вариант схемы внешнего электроснабжения с напряжением сети 110 кВ.

## Выводы по разделу 5

В данном разделе произведен выбор рационального напряжения внешнего электроснабжения. В результате расчета по формуле Стилла выяснилось, что наиболее рациональной является схема внешнего электроснабжения напряжением 110 кВ. Также было выбрано электрооборудование в сети 110 кВ.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 59          |

## 6 ВЫБОР ВЕЛИЧИНЫ НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ ВНУТРЕННЕГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ, РАСЧЕТ ПИТАЮЩИХ ЛИНИЙ

Внутризаводское распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам в зависимости от территориального размещения нагрузок, их величин, требуемой степени надежности питания и других особенностей рассматриваемого промышленного объекта. Для распределения электрической энергии на предприятии используются кабельные линии.

### 6.1 Выбор напряжения

Выбор величины напряжения распределительных сетей предприятия зависит от величины нагрузок на напряжениях 6 и 10 кВ. Критерием выбора являются приведенные затраты, которые рассчитываются как для сети, так и для понижающих подстанций. Согласно [16] распределительную сеть предприятия выполним на напряжении 10 кВ, так как отсутствует нагрузка на напряжение 6 кВ.

### 6.2 Построение схемы внутреннего электроснабжения предприятия

Питание трансформаторных подстанций может выполняться кабельными линиями как по радиальной, так и по магистральной. Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются при нагрузках, расположенных в различных направлениях [16].

Схему строим так, чтобы все её элементы постоянно находились под нагрузкой, а при аварии на одном из них оставшиеся в работе могли перенести на себя его нагрузку путём перераспределения её между собой с учётом допустимой перегрузки. Принципиальная схема внутреннего электроснабжения предприятия представлена на плакате формата А1.

### 6.3 Конструктивное выполнение электрической сети

Согласно исходным данным грунт предприятия обладает средней коррозионной активностью, присутствуют блуждающие токи в грунте, а также колебания и растягивающие усилия. Согласно [17] при применении кабелей с пропитанной бумажной изоляцией для прокладки в траншее при наличии вышеперечисленных условий рекомендуется прокладка кабелей марки ААП2ЛУ- с алюминиевыми жилами и алюминиевой оболочкой, броня из оцинкованных плоских проволок, поверх которых наложен защитный покров, в подушке под броней имеется 2 слоя из пластмассовых лент, усовершенствованная бумажная изоляция. На участках кабельных линий, проходящих по цехам, кабели проложены в лотках.

|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  | Лист |
|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  | 60   |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ |  |  |  |  |      |





Фактический допустимый ток кабеля с учетом условий его прокладки равен

$$I_{\text{доп.ф}} = K_{\text{п}} \cdot K_{\text{т}} \cdot I_{\text{доп}} > \frac{I_{\text{р.к}}}{n_{\text{к}}}; \quad (6.3)$$

где  $K_{\text{п}}$  – поправочный коэффициент на число параллельно прокладываемых кабелей [10];

$K_{\text{т}}$  – поправочный коэффициент на температуру среды, в которой прокладывается кабель [10];

$n_{\text{к}}$  – число запараллеленных кабелей в кабельной линии.

$$I_{\text{доп.ф.1}} = 0,9 \cdot 0,954 \cdot 105 = 90 > \frac{72,9}{1} = 72,9 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Под послеаварийным режимом кабельной линии будем понимать режим, когда выходит из строя одна из двух кабельных линий, питающих потребители 2-й категории, при этом нагрузка на линию удваивается, тогда

$$I_{\text{ав}} = 2 \cdot I_{\text{р.к}}. \quad (6.4)$$

$$I_{\text{ав1}} = 2 \cdot 72,9 = 145,8 \text{ А.}$$

Допустимая перегрузка кабеля в послеаварийном режиме:

$$I'_{\text{ав}} = K_{\text{ав}} \cdot I_{\text{доп.ф}}, \quad (6.5)$$

где  $K_{\text{ав}}$  – коэффициент перегрузки, определяется в зависимости от коэффициента предварительной нагрузки  $K_3$ ;

$$K_3 = \frac{I_{\text{р.к.}}}{I'_{\text{доп}}}, \quad (6.6)$$

$$K_3 = \frac{72,9}{90} = 0,8.$$

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 90 = 112,7 \text{ А.}$$

Осуществим проверку по току перегрузки:

$$I'_{\text{ав}} \geq \frac{I_{\text{ав}}}{n_{\text{к}}}, \quad (6.7)$$

$$112,7 < 72,9 \text{ А.}$$

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                            | 62   |

Значит, выбранный кабель не проходит проверку по току перегрузки, поэтому принимаем решение увеличить сечение кабеля до ААП2ЛУ-10 (3х95) с параметрами: длительно-допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 155$  А, удельные сопротивления:  $r_0 = 0,326$  Ом/км,  $x_0 = 0,078$  Ом/км.

Тогда:

$$I_{\text{доп.ф.1}} = 0,9 \cdot 0,954 \cdot 155 = 133,1 > \frac{72,9}{1} = 72,9 \text{ А.}$$

$$I'_{\text{ав}} = 1,25 \cdot 133,1 = 166,4 > 145,8 \text{ А.}$$

Условие выполнено.

Потеря напряжения в кабельной линии:

$$\Delta U = \frac{P_p \cdot r_0 \cdot L + Q_1 \cdot x_0 \cdot L}{n_k \cdot U_n^2} \cdot 100\% \leq \Delta U_{\text{доп}} = 5\%, \quad (6.8)$$

где  $r_0$  и  $x_0$  – удельные активное и индуктивное сопротивления кабеля, Ом/км;  
 $L$  - длина кабельной линии, км.

$$\Delta U_1 = \frac{1870 \cdot 0,326 \cdot 0,052 + 1696 \cdot 0,078 \cdot 0,052}{1 \cdot 10^5} \cdot 100\% = 0,04 < 5\%$$

На этом предварительный расчет кабельных линий для нормального и аварийного режимов заканчивается. Полученные сечения кабелей используются при расчете токов короткого замыкания, после которого определяется сечение кабеля  $F_T$  по термической стойкости к токам короткого замыкания.

Расчет кабельных линий, произведенный по выражениям (6.1) – (6.8) представлен в таблице 6.1.

### Выводы по разделу 6

Внутризаводская схема электроснабжения выполнена с помощью кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена типа ААП2ЛУ, проложенного в траншеях и в асбоцементных трубах. Так как приведённые затраты в варианте внутреннего электроснабжения с установкой НРП в механическом цехе меньше, чем в варианте с установкой ТП на 80,3 %, то принимаем схему внутреннего электроснабжения с установкой НРП.

Таблица 6.1 – Расчет кабельных линий

| Конечные<br>пункты КЛ | P <sub>р</sub> , кВт | Q <sub>р</sub> , квар | S <sub>р</sub> , кВА | I <sub>рк</sub> , А | F <sub>э</sub> , мм <sup>2</sup> | F <sub>т.с.</sub> , мм <sup>2</sup> | F <sub>ст</sub> , мм <sup>2</sup> | Тип кабеля | Способ<br>прокл. | Нагрузка,<br>А |             | I <sub>доп</sub> , А | К <sub>п</sub> | К <sub>т</sub> | I <sub>доп</sub> , А | К <sub>ав</sub> | I <sub>ав</sub> , А | L, км | r <sub>0</sub> , Ом/км | x <sub>0</sub> , Ом/км | ΔU, % |
|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|---------------------|----------------------------------|-------------------------------------|-----------------------------------|------------|------------------|----------------|-------------|----------------------|----------------|----------------|----------------------|-----------------|---------------------|-------|------------------------|------------------------|-------|
|                       |                      |                       |                      |                     |                                  |                                     |                                   |            |                  | норм<br>реж.   | п/а<br>реж. |                      |                |                |                      |                 |                     |       |                        |                        |       |
| 10 кВ                 |                      |                       |                      |                     |                                  |                                     |                                   |            |                  |                |             |                      |                |                |                      |                 |                     |       |                        |                        |       |
| 1                     | 2                    | 3                     | 4                    | 5                   | 6                                | 7                                   | 8                                 | 9          | 10               | 11             | 12          | 13                   | 14             | 15             | 16                   | 17              | 18                  | 19    | 20                     | 21                     | 22    |
| ГПП - ТП2             | 2447                 | 2480                  | 3484                 | 100,6               | 72                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 101            | 201         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,133 | 0,33                   | 0,08                   | 0,13  |
| ТП2 - ТП1             | 1870                 | 1696                  | 2525                 | 72,9                | 52                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 73             | 146         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,052 | 0,33                   | 0,08                   | 0,04  |
| ГПП - ТП4             | 2586                 | 1953                  | 3241                 | 93,5                | 67                               | 70                                  | 70                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 94             | 187         | 130                  | 0,9            | 0,954          | 112                  | 1,25            | 140                 | 0,13  | 0,44                   | 0,09                   | 0,17  |
| ТП4 - ТП3             | 355                  | 236                   | 426                  | 12,3                | 9                                | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 12             | 25          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,044 | 1,94                   | 0,11                   | 0,03  |
| ГПП - ТП6             | 1608                 | 1192                  | 2002                 | 57,8                | 41                               | 50                                  | 50                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 58             | 116         | 105                  | 0,9            | 0,954          | 90                   | 1,25            | 113                 | 0,052 | 0,62                   | 0,08                   | 0,06  |
| ТП6 - ТП5             | 774                  | 525                   | 935                  | 27,0                | 19                               | 25                                  | 25                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 27             | 54          | 65                   | 0,9            | 0,954          | 56                   | 1,25            | 70                  | 0,065 | 1,24                   | 0,09                   | 0,07  |
| ГПП - ТП7             | 2203                 | 1554                  | 2696                 | 77,8                | 56                               | 70                                  | 70                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 78             | 156         | 130                  | 0,9            | 0,954          | 112                  | 1,25            | 140                 | 0,115 | 0,44                   | 0,09                   | 0,13  |
| ТП7 - ТП8             | 470                  | 427                   | 635                  | 18,3                | 13                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 18             | 37          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,155 | 1,94                   | 0,11                   | 0,15  |
| ГПП - ТП9             | 4522                 | 3238                  | 5562                 | 160,6               | 115                              | 150                                 | 150                               | ААП2ЛУ     | в траншее        | 161            | 321         | 210                  | 0,9            | 0,954          | 180                  | 1,25            | 225                 | 0,057 | 0,21                   | 0,07                   | 0,07  |
| ТП9- ТП10             | 1408                 | 1190                  | 1844                 | 53,2                | 38                               | 50                                  | 50                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 53             | 106         | 105                  | 0,9            | 0,954          | 90                   | 1,25            | 113                 | 0,194 | 0,62                   | 0,08                   | 0,19  |
| ГПП - СД1             | 320                  | -198                  | 376                  | 21,7                | 16                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 22             | 43          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,185 | 1,94                   | 0,11                   | 0,11  |
| ГПП - СД2             | 320                  | -198                  | 376                  | 21,7                | 16                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 22             | 43          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,177 | 1,94                   | 0,11                   | 0,11  |
| ГПП - СД3             | 320                  | -198                  | 376                  | 21,7                | 16                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 22             | 43          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,168 | 1,94                   | 0,11                   | 0,10  |
| ГПП - СД4             | 320                  | -198                  | 376                  | 21,7                | 16                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 22             | 43          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,163 | 1,94                   | 0,11                   | 0,10  |
| ГПП - ДСП1            | 1500                 | 929                   | 1764                 | 101,9               | 73                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 102            | 204         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,09  | 0,33                   | 0,08                   | 0,05  |
| ГПП - ДСП2            | 1500                 | 929                   | 1764                 | 101,9               | 73                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 102            | 204         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,104 | 0,33                   | 0,08                   | 0,06  |
| ГПП - ИЧТ1            | 1750                 | 1084                  | 2059                 | 118,8               | 85                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 119            | 238         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,113 | 0,33                   | 0,08                   | 0,07  |
| ГПП - ИЧТ2            | 1750                 | 1084                  | 2059                 | 118,8               | 85                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 119            | 238         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,09  | 0,33                   | 0,08                   | 0,06  |
| 0,4 кВ                |                      |                       |                      |                     |                                  |                                     |                                   |            |                  |                |             |                      |                |                |                      |                 |                     |       |                        |                        |       |
| ТП1 - НРП1            | 11                   | 8                     | 14                   | 19,8                | 14                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 20             | 40          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,122 | 1,94                   | 0,11                   | 1,72  |
| ТП1 - НРП2            | 27                   | 32                    | 42                   | 60,5                | 43                               | 50                                  | 50                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 61             | 121         | 105                  | 0,9            | 0,954          | 90                   | 1,25            | 113                 | 0,052 | 0,62                   | 0,09                   | 0,64  |
| ТП1 - НРП3            | 14                   | 15                    | 21                   | 29,7                | 21                               | 25                                  | 25                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 30             | 59          | 65                   | 0,9            | 0,954          | 56                   | 1,25            | 70                  | 0,063 | 0,07                   | 1,24                   | 0,76  |
| ТП1 - НРП4            | 11                   | 9                     | 14                   | 20,9                | 15                               | 16                                  | 16                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 21             | 42          | 46                   | 0,9            | 0,954          | 39                   | 1,25            | 49                  | 0,113 | 1,94                   | 0,11                   | 1,58  |
| ТП4 - НРП5            | 70                   | 41                    | 81                   | 116,4               | 83                               | 95                                  | 95                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 116            | 233         | 155                  | 0,9            | 0,954          | 133                  | 1,25            | 166                 | 0,056 | 0,33                   | 0,08                   | 0,91  |
| ТП4 - НРП6            | 15                   | 9                     | 18                   | 25,8                | 18                               | 25                                  | 25                                | ААП2ЛУ     | в траншее        | 26             | 52          | 65                   | 0,9            | 0,954          | 56                   | 1,25            | 70                  | 0,136 | 0,07                   | 1,24                   | 1,07  |

Изм.  
Лист  
№ документа  
Подпись  
Дата

Продолжение таблицы 6.1

| 1              | 2   | 3   | 4   | 5     | 6   | 7   | 8   | 9      | 10        | 11  | 12  | 13  | 14  | 15    | 16  | 17   | 18  | 19    | 20   | 21  | 22   |
|----------------|-----|-----|-----|-------|-----|-----|-----|--------|-----------|-----|-----|-----|-----|-------|-----|------|-----|-------|------|-----|------|
| ТП 4 - НРП 7   | 15  | 9   | 18  | 25,8  | 18  | 25  | 25  | ААП2ЛУ | в траншее | 26  | 52  | 65  | 0,9 | 0,954 | 26  | 1,25 | 70  | 0,105 | 0,07 | 1,2 | 0,83 |
| ТП 8 - НРП 8   | 58  | 50  | 77  | 110,7 | 79  | 95  | 95  | ААП2ЛУ | в траншее | 111 | 221 | 155 | 0,9 | 0,954 | 111 | 1,25 | 166 | 0,05  | 0,33 | 0,1 | 0,71 |
| ТП 8 - НРП 9   | 19  | 14  | 23  | 33,2  | 24  | 25  | 25  | ААП2ЛУ | в траншее | 33  | 66  | 65  | 0,9 | 0,954 | 33  | 1,25 | 70  | 0,046 | 0,07 | 1,2 | 0,52 |
| ТП 8 - НРП 10  | 137 | 83  | 160 | 230,9 | 165 | 185 | 185 | ААП2ЛУ | в траншее | 231 | 462 | 235 | 0,9 | 0,954 | 231 | 1,25 | 252 | 0,026 | 0,17 | 0,1 | 0,48 |
| ТП 10 - НРП 11 | 107 | 62  | 124 | 178,7 | 128 | 150 | 150 | ААП2ЛУ | в траншее | 179 | 357 | 210 | 0,9 | 0,954 | 179 | 1,25 | 225 | 0,033 | 0,21 | 0,1 | 0,55 |
| ТП 10 - НРП 12 | 195 | 139 | 239 | 345,6 | 247 | 240 | 240 | ААП2ЛУ | в траншее | 346 | 691 | 270 | 0,9 | 0,954 | 346 | 1,25 | 290 | 0,046 | 0,13 | 0,1 | 1,01 |
| ТП 10 - НРП 13 | 9   | 9   | 12  | 17,9  | 13  | 16  | 16  | ААП2ЛУ | в траншее | 18  | 36  | 46  | 0,9 | 0,954 | 18  | 1,25 | 49  | 0,058 | 1,94 | 0,1 | 0,65 |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

## 7 РАСЧЕТ ТОКОВ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ

Расчет токов короткого замыкания производится с помощью типовых кривых. Учет апериодической составляющей производится приближенно, допускается, что она имеет максимальное значение в рассматриваемой точке электрической сети. Так как мощность короткого замыкания энергосистемы в месте присоединения питающей предприятие линии значительно превышает мощность, потребляемую предприятием, то допускается периодическую составляющую тока короткого замыкания от энергосистемы принимать неизменной во времени:  $I_k = I_{П0} = I_{Пт}$

Схема для расчёта токов КЗ представлена на рисунке 7.1.

$$I_{к1} = 17,57; i_{уд1} = 42,74.$$

$$I_{к2} = 11,95; i_{уд1} = 30,43.$$

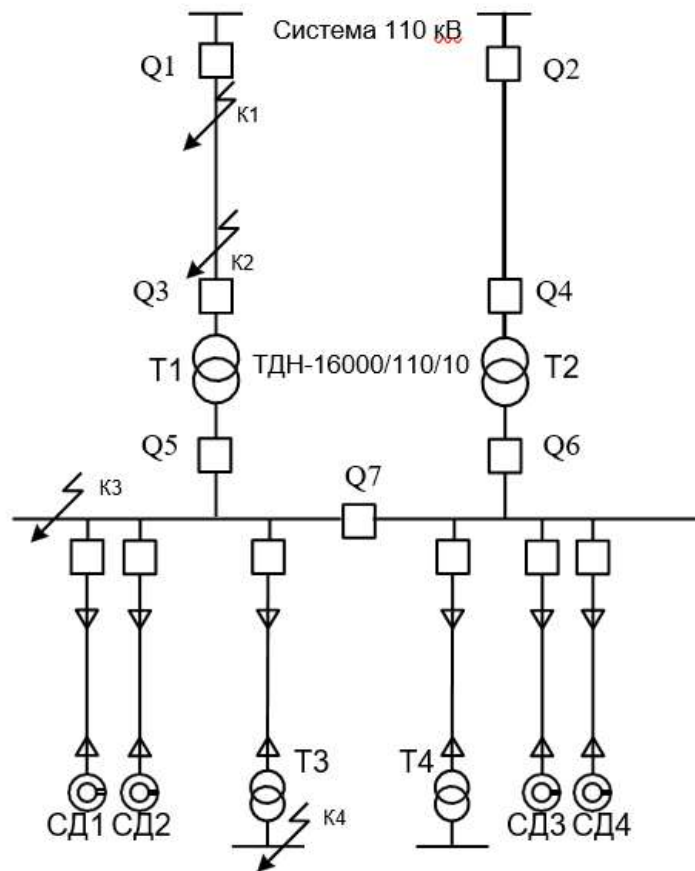


Рисунок 7.1 – Схема для расчетов токов короткого замыкания

При выборе расчетной схемы для определения токов короткого замыкания рассчитывается режим, при котором воздействие токов короткого замыкания на систему электроснабжения является наиболее тяжелым. Это режим, когда один из трансформаторов главной понизительной подстанции отключен для проведения профилактических мероприятий или аварийного ремонта и включен секционный выключатель в распределительном устройстве 10 кВ ГПП, то есть все электроприемники питаются от одного трансформатора.

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

66

Для расчета токов КЗ по схеме электроснабжения предприятия (рисунок 7.1) составляется схема замещения (рисунок 7.2).

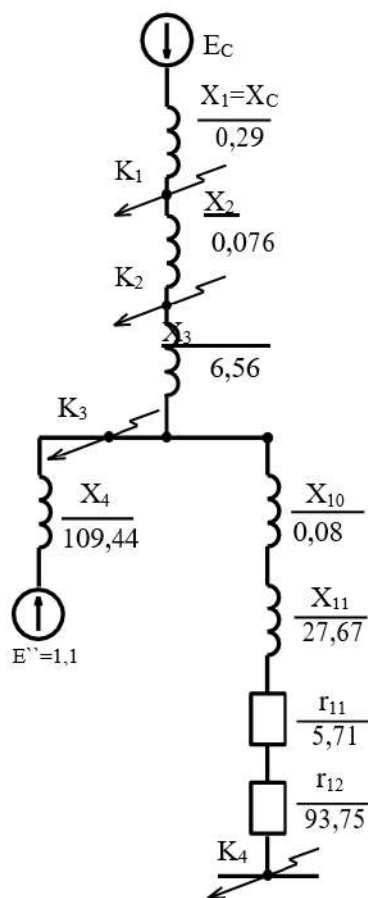


Рисунок 7.2 – Схема замещения для токов КЗ

Найдем параметры схемы замещения в относительных единицах при  $S_6 = 1000$  МВА и, принимая за базисное напряжение той ступени, на которой произошло короткое замыкание.

Сопротивление системы:

$$x_1 = x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (7.1)$$

где  $S_c$  – мощность короткого замыкания на шинах системы, МВА.

$$x_1 = x_c = \frac{1000}{3500} = 0,29.$$

|      |      |             |       |      |
|------|------|-------------|-------|------|
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|------|------|-------------|-------|------|

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

67



$$X_{сд1-4} = \frac{1000 \cdot 10^3 \cdot 0,238}{400 / 0,85} = 437,74.$$

На рисунке 7.3 представлена схема замещения для расчета тока КЗ в т. К<sub>3</sub>.

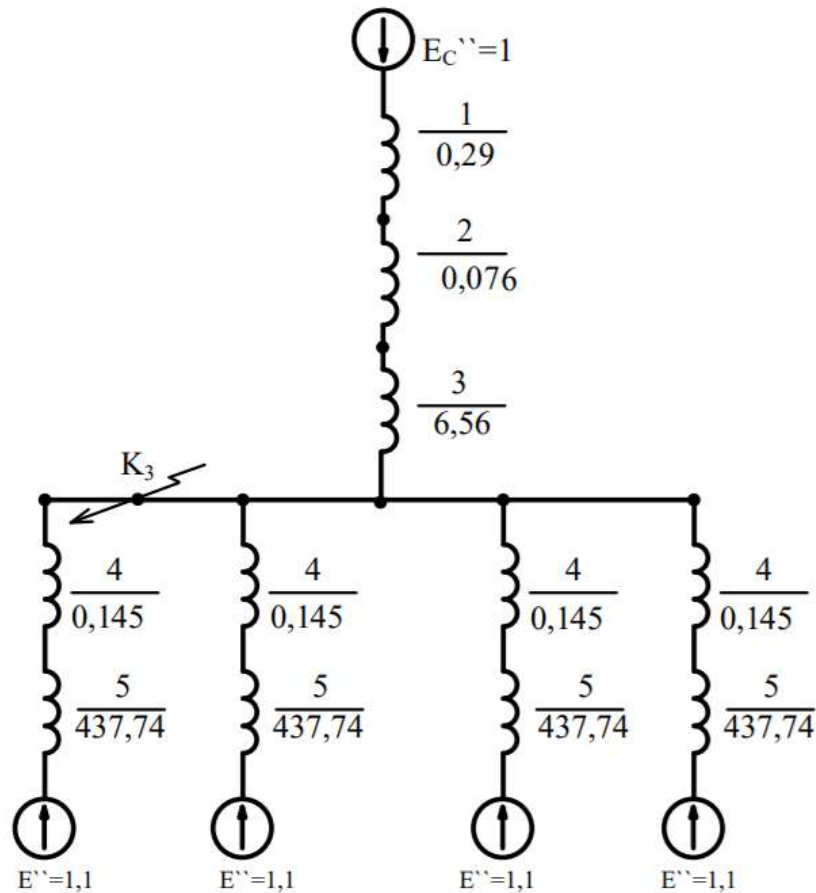


Рисунок 7.3 – Схема замещения для расчета тока КЗ в точке К<sub>3</sub>

На рисунке 6.4 показана преобразованная схема замещения, в которой суммированы все последовательно соединенные сопротивления.

Параллельные ветви б могут быть преобразованы в эквивалентные с помощью формул [6]:

$$E_{\Sigma} = \frac{\frac{E_1}{X_1} + \frac{E_2}{X_2} + \frac{E_3}{X_3} + \frac{E_4}{X_4}}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}. \quad (7.6)$$

$$X_{\Sigma} = \frac{1}{\frac{1}{X_1} + \frac{1}{X_2} + \frac{1}{X_3} + \frac{1}{X_4}}. \quad (7.7)$$

где  $E_1, X_1, E_2, X_2, E_3, X_3, E_4, X_4$ , – соответствующие ЭДС и сопротивления ветвей,

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |



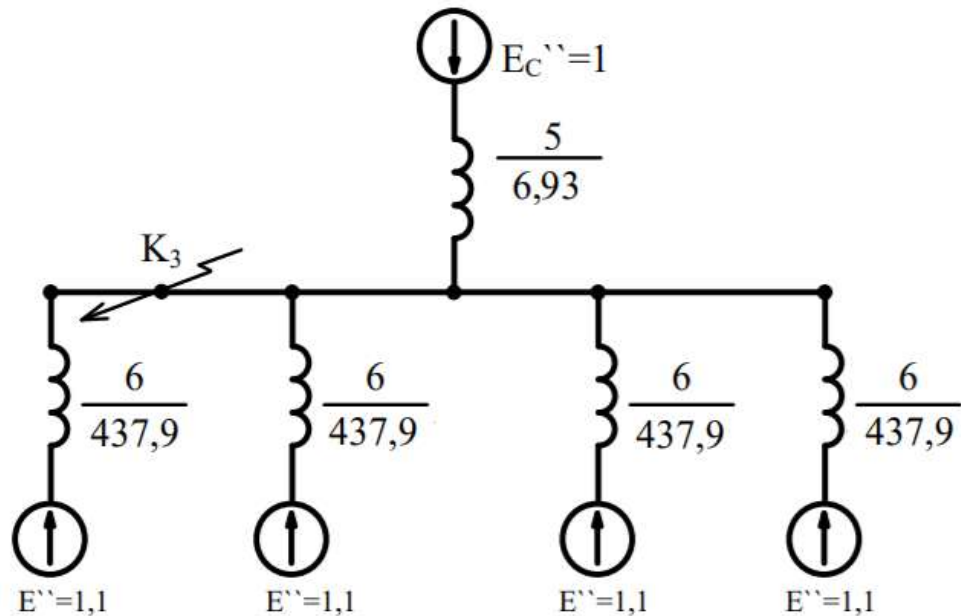


Рисунок 7.4 – Результаты преобразования схемы

По формулам 6.5 и 6.6 для ветвей б:

Суммарное сопротивление кабельных линий КЛ и двигателей СД1-2 и СД3-4:

$$E_{\text{СД}(1)} = \frac{\frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}}} + \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}}}}{\frac{1}{X_{\text{СД}}} + \frac{1}{X_{\text{СД}}}} = \frac{2 \cdot \frac{E_{\text{СД}}}{X_{\text{СД}}}}{2 \cdot \frac{1}{X_{\text{СД}}}} = E_{\text{СД}} = 1,1,$$

$$X_{\text{СД}(1)} = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{СД}}} + \frac{1}{X_{\text{СД}}}} = \frac{X_{\text{СД}}}{2},$$

$$X_{\text{СД}(1)} = \frac{437,74}{2} = 218,87.$$

Суммарное сопротивление равно:

$$X_4 = \frac{1}{\frac{1}{X_{\text{СД}(1)}} + \frac{1}{X_{\text{СД}(1)}}} = \frac{X_{\text{СД}(1)} \cdot X_{\text{СД}(1)}}{X_{\text{СД}(1)} + X_{\text{СД}(1)}},$$

$$X_4 = \frac{218,87 \cdot 218,87}{218,87 + 218,87} = 109,44$$

Соответствующим образом преобразованная схема замещения представлена на рисунке 7.5.

Точку К<sub>4</sub> полагаем расположенной на шинах 0,4 кВ с трансформаторами наибольшей мощности и наименее удаленной от ГПП (печные трансформаторы).

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

70

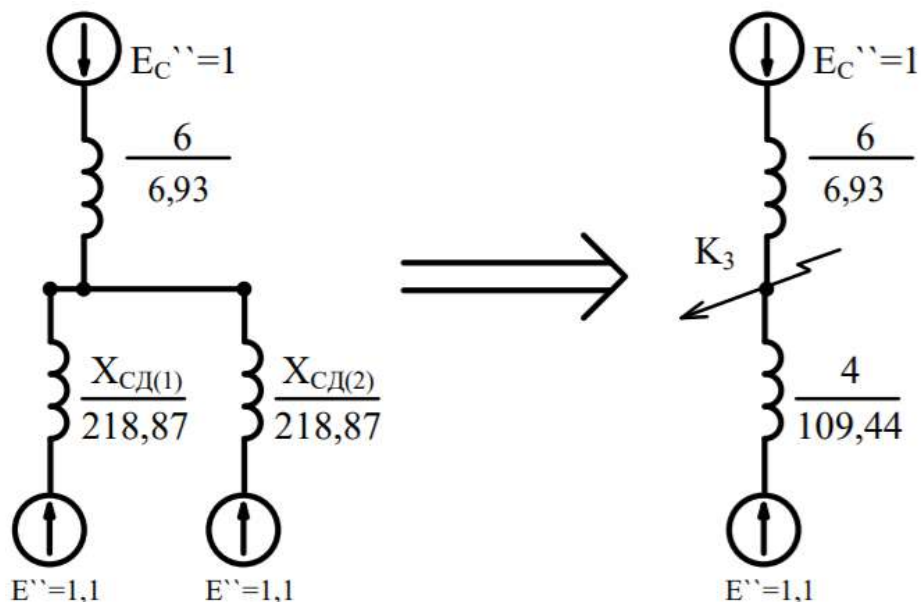


Рисунок 7.5 – Преобразование схемы для расчета тока КЗ в точке К<sub>3</sub>

Сопротивление кабельной линии от ГПП до электрических печей:

$$x = x_0 \cdot L \cdot \frac{S_6}{U_{cp2}^2},$$

$$x_{10} = 0,08 \cdot 0,11 \cdot \frac{1000}{10,5^2} = 0,08.$$

В сети напряжением ниже 1000 В необходимо учитывать и активные сопротивления.

Полное сопротивление печного трансформатора:

$$z_{11} = z_T = \frac{u_{КЗ}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_{HT}},$$

$$z_{11} = \frac{4,8}{100} \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1700} = 28,24.$$

Активное сопротивление трансформатора

$$r_{11} = r_T = \Delta P_3 \cdot \frac{S_B}{S_{HT}^2},$$

$$r_{11} = 16,5 \cdot \frac{1000 \cdot 10^3}{1700^2} = 5,71.$$

## Индуктивное сопротивление трансформатора

$$x_{11} = x_T = \sqrt{z_{10}^2 - r_{10}^2},$$

$$x_{11T} = \sqrt{28,24^2 - 5,71^2} = 27,67,$$

Для распределительных устройств цеховых ТП переходное сопротивление контактов можно принять  $r_K=0,015$  Ом. Это сопротивление в относительных единицах:

$$r_{12} = r_{K*} = \frac{r_K}{r_B} = r_K \cdot \frac{S_6}{U_B^2},$$

$$r_{12} = 0,015 \cdot \frac{1000}{0,4^2} = 93,75.$$

Перейдем к расчету токов короткого замыкания.

Токи КЗ в точках  $K_1$  и  $K_2$  были определены при технико-экономическом обосновании величины напряжения внешнего электроснабжения предприятия (раздел 5.1.3).

Определим ток короткого замыкания в точке  $K_3$ :

$$I_6 = \frac{1000 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 55 \text{ кА.}$$

Сопротивление  $X_6$  на рисунке 7.5:

$$x_6 = x_1 + x_2 + x_3,$$

$$x_6 = 0,29 + 0,076 + 6,56 = 6,93.$$

Начальные значения сверхпереходного тока каждой ветви:

$$I_c = \frac{E_{c*}}{x_6} \cdot I_6,$$

$$I_c = \frac{1}{6,93} \cdot 55 = 7,94 \text{ кА.}$$

$$I_{CD/0/} = \frac{E_{CD*}}{x_4} \cdot I_6,$$

$$I_{CD/0/} = \frac{1,1}{109,44} \cdot 55 = 0,55 \text{ кА.}$$

Начальное значение тока короткого замыкания в точке КЗ:

$$I_{KЗ/0/} = I_{CD/0/} + I_C,$$

$$I_{KЗ/0/} = 7,94 + 0,55 = 8,49 \text{ кА.}$$

Так как подпитку точки КЗ от синхронных двигателей учитываем только в начальный момент, то периодическую составляющую тока КЗ можно считать неизменной:  $I_k = I_{П0} = I_{Пт} = 8,49 \text{ кА.}$

Ударный ток короткого замыкания:

$$i_{удЗ} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{KЗ},$$

где  $K_y = 1,92$  согласно [18]

$$i_{удЗ} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,49 = 23,03.$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{KЗЗ} = \sqrt{3} \cdot U_6 \cdot I_{П0},$$

$$S_{KЗЗ} = \sqrt{3} \cdot 10,5 \cdot 8,49 = 154,4 \text{ МВА.}$$

Определим ток короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>.

Суммарное активное сопротивление

$$r_{\Sigma} = r_{11} + r_{12},$$

$$r_{\Sigma} = 5,71 + 93,75 = 103,46.$$

Суммарное индуктивное сопротивление

$$x_{\Sigma} = x_6 + x_{10} + x_{11},$$

$$x_{\Sigma} = 6,93 + 0,08 + 27,67 = 34,68$$

Полное сопротивление

$$z_4 = \sqrt{r_{\Sigma}^2 + x_{\Sigma}^2},$$

$$z_4 = \sqrt{34,68^2 + 103,46^2} = 109,12.$$

Мощность короткого замыкания в точке К<sub>4</sub>:

$$S_{K34} = \frac{S_6}{z_4},$$

$$S_{K34} = \frac{1000}{109,12} = 9,16 \text{ МВА.}$$

Ток короткого замыкания при базисном напряжении  $U_B=0,4$  кВ найдем по формуле:

$$S_{K34} = \frac{S_6}{z_4},$$

$$I_{K4} = I_{П0} = I_{Пт} = \frac{S_{K34}}{\sqrt{3} \cdot U_B},$$

$$I_{K4} = \frac{9,17 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 13,22 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I_{K4},$$

где  $K_y=1,6$  согласно [18]

$$i_{уд4} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 13,22 = 29,9$$

Результаты расчета токов короткого замыкания, представим в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Результаты расчета токов короткого замыкания

| Расчетная точка | Напряжение $U_{cp}$ расчетной точки, кВ | $I_k$ , кА | $i_{уд}$ , кА | Мощность КЗ ступени, МВА |
|-----------------|---|------------|---------------|--------------------------|
| К <sub>1</sub>  | 115,0                                   | 17,57      | 42,74         | 3500,0                   |
| К <sub>2</sub>  | 115,0                                   | 11,95      | 30,43         | 2950,0                   |
| К <sub>3</sub>  | 10,5                                    | 8,49       | 23,03         | 154,4                    |
| К <sub>4</sub>  | 0,4                                     | 13,22      | 29,90         | 9,2                      |

Выводы по разделу 7

Для осуществления выбора и проверки коммутационной, измерительной аппаратуры на динамическую стойкость, а также проверки кабелей 10 кВ на термическую стойкость осуществлен расчет токов КЗ.





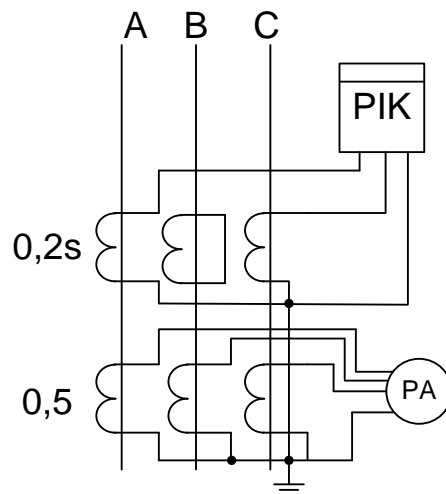


Рисунок 8.1 – Схема включения приборов в неполную звезду

Таблица 8.4 – Перечень измерительных приборов в цепи трансформаторов тока

| Обмотка ТТ | Прибор | Тип прибора | Количество приборов | Потребляемая мощность, ВА |        |        |
|------------|--------|-------------|---------------------|---------------------------|--------|--------|
|            |        |             |                     | фаза А                    | фаза В | фаза С |
| 0,2s       | PIK    | EA02RTX     | 1                   | 0,015                     | 0      | 0,015  |
| 0,5        | РА     | ЦМ120       | 1                   | 0,100                     | 0      | 0,100  |
| Итого      |        |             |                     | 0,115                     | 0      | 0,115  |

Сопротивление приборов

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2},$$

1) Для обмотки 0,2s:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,015}{5^2} = 0,0006 \text{ Ом},$$

2) Для обмотки 0,5s:

$$r_{\text{приб}} = \frac{0,1}{5^2} = 0,004 \text{ Ом},$$

Допустимое сопротивление проводов [17]:

$$r_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}},$$

где  $r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов, Ом;

$Z_{2\text{ном}}$  - вторичная номинальная нагрузка, Ом.

$$r_{\text{пр}} = 0,2 - 0,0006 - 0,05 = 0,1494 \text{ Ом},$$

$$r_{\text{пр}} = 0,4 - 0,004 - 0,05 = 0,346 \text{ Ом}.$$



Сечение соединительных проводов при соединении в неполную звезду:

$$q = \frac{\rho \cdot L_{\text{расч}}}{r_{\text{пр}}},$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,1494} = 1,217 \text{ мм}^2,$$

$$q = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 6}{0,346} = 0,526 \text{ мм}^2.$$

Выбор выключателей и трансформаторов тока, устанавливаемых в ячейках отходящих линий, представлен в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Выбор выключателей и трансформаторов тока

| Кабельные линии (начало – конец) | U <sub>ном</sub> , кВ | I <sub>max</sub> , А | I <sub>п,0</sub> , кА | i <sub>у</sub> , кА | Тип выключателя     | Тип трансформатора тока |
|----------------------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|---------------------|---------------------|-------------------------|
| гпп - тп 2                       | 10,5                  | 201,1                | 8,49                  | 23,03               | ВВУ-СЭЩ-Э-10-20/630 | ТОЛ-СЭЩ-10-11 300/5     |
| тп 2 - тп 1                      | 10,5                  | 145,8                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 150/5     |
| гпп - тп 4                       | 10,5                  | 187,1                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 200/5     |
| тп 4 - тп 3                      | 10,5                  | 24,6                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - тп6                        | 10,5                  | 115,6                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 150/5     |
| тп 6 - тп 5                      | 10,5                  | 54,0                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - тп 7                       | 10,5                  | 155,7                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 200/5     |
| тп 7 - тп 8                      | 10,5                  | 36,7                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - тп 9                       | 10,5                  | 321,1                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 400/5     |
| тп 9 - тп 10                     | 10,5                  | 106,4                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 150/5     |
| гпп - сд1                        | 10,5                  | 43,5                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - сд2                        | 10,5                  | 43,5                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - сд3                        | 10,5                  | 43,5                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - сд4                        | 10,5                  | 43,5                 | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 100/5     |
| гпп - дсп 1                      | 10,5                  | 203,7                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 300/5     |
| гпп - дсп 2                      | 10,5                  | 203,7                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 300/5     |
| гпп - ичт 1                      | 10,5                  | 237,7                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 300/5     |
| гпп - ичт 2                      | 10,5                  | 237,7                | 8,49                  | 23,03               |                     | ТОЛ-СЭЩ-10-11 300/5     |

#### 8.4 Выбор трансформаторов напряжения

Трансформатор напряжения устанавливается один на каждую секцию сборных шин. Во вторичную обмотку трансформатора напряжения включаются катушки напряжения измерительных приборов всех присоединений данной секции и сборных шин.

Трансформаторы напряжения выбирают по следующим условиям:

– по напряжению

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}; \quad (8.3)$$









## Выводы по разделу 8

В данном разделе произведен выбор коммутационной аппаратуры в сети 10 и 0,4 кВ предприятия.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 83          |









Для ТП, питающихся по магистральной линии (рисунок 9.3), например, ТП-1 ТП-2, эквивалентная проводимость точки 2 и 1 схемы определяется по формулам

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{r_{тп2}} + \frac{1}{r_{л1} + r_{тп1}}, \quad (9.9)$$

$$\frac{1}{R_{т1}} = \frac{1}{1,94} + \frac{1}{0,04 + 0,64} = 1,99.$$

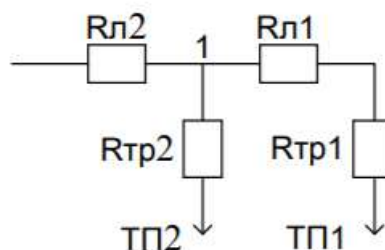


Рисунок 9.3 – Схема замещения магистральных линий

Эквивалентные сопротивления присоединений:

$$R_{э2} = \left( 1 + \frac{r_{л2}}{R_{т1}} \right) r_{тп2}, \quad (9.10)$$

$$R_{э1} = \left( 1 + \frac{r_{л2}}{R_{т1}} \right) \cdot (r_{л1} + r_{тп1}), \quad (9.11)$$

$$R_{э2} = \left( 1 + \frac{0,02}{1,99} \right) \cdot 1,94 = 1,96 \text{ Ом},$$

$$R_{э1} = \left( 1 + \frac{0,02}{1,99} \right) \cdot (0,04 + 0,64) = 0,69 \text{ Ом}.$$

Оптимальные реактивные мощности низковольтных БК, подключенных к ТП, определяем в предположении, что к шинам ГПП подключена высоковольтная БК (при этом коэффициент Лагранжа  $\lambda = 3_{10}$ ):

$$Q_{cl} = Q_{li} + \Delta Q_{ti} + \frac{z}{R_{эi}}, \quad (9.12)$$

$$z = \frac{3_{10} - 3_{Г.КН}}{2 \cdot a \cdot C_0}. \quad (9.13)$$



$$Q''_{эс} = Q_{р.п} - \frac{0,7}{k_{н.р.}} Q_{сд.м},$$

где  $\alpha_1$  – расчетный коэффициент [28];

$k_{н.р.} = 0,85$  – коэффициент несовпадения реактивной мощности.

$$Q'_{эс} = \frac{19099}{2} \cdot 0,31 = 2961 \text{ квар.}$$

Реактивная мощность на шинах ГПП

$$Q_{р.п} = K_{ом} \left( (2 \cdot (\sum Q_{l.i} + \Delta Q_{т\Sigma}) + Q_{р.ВВ}) + Q_{р.о} \right),$$

$$Q_{р.п} = 0,89 \cdot (2 \cdot (2673 + 408) + 3235 + 1535,9) = 9839,6 \text{ квар.}$$

Тогда:

$$Q''_{эс} = \frac{9839}{2} - \frac{0,7}{0,85} \cdot 453,65 = 4545,9 \text{ квар.}$$

Окончательно принимаем:

$$Q_{эс} = Q'_{эс} = 2961 \text{ квар.}$$

Коэффициент реактивной мощности, задаваемый предприятию энергосистемой

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{Q_{эс}}{P_{р.п}},$$

$$\operatorname{tg} \varphi_3 = \frac{2961}{19099} = 0,31.$$

Необходимая мощность ВБК на СШ1

$$Q_0 = \frac{9839,6}{2} - (4475 - 2961) = -2515 \text{ квар.}$$

Установка высоковольтных БК нецелесообразна.

Проверяем баланс реактивных мощностей. Баланс реактивных мощностей на сборных шинах 10 кВ ГПП проверяется как равенство генерируемых  $Q_G$  и потребленных  $Q_p$  реактивных мощностей.

$$Q_{pi} = \frac{Q_{р.п}}{2},$$

$$Q_{p1} = \frac{9839,6}{2} = 4919,8,$$

$$Q_{г1} = Q_{ЭС} + \sum_1^n Q_{ci} + Q_{СД\Sigma} + Q_{БК},$$

$$Q_{г1} = 4425 - 2465 + 2961 = 4921 \text{ квар.}$$

Получили погрешность 0,2 %. Зная величины мощностей конденсаторных компенсирующих устройств, определяем расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе главной понизительной подстанции:

Расчетный коэффициент реактивной мощности на вводе ГПП (без учета мощности, поступающей от энергосистемы):

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{Q_{P1} + \sum_{i=1}^n Q_{кyi} - (\sum_{i=1}^n Q_{ст.ни} + Q_0 + Q_{СД\Sigma})}{P_p},$$

$$\text{tg}\varphi_p = \frac{4919,8 + 4264 - (4475 - 2515)}{19098,5} = 0,33.$$

Резерв реактивной мощности:

$$Q_{рез\%} = \frac{\sum_{i=1}^n (Q_{СД.ми} - Q_{СДi})}{Q_p} \cdot 100\% ,$$

$$Q_{рез\%} = \frac{453,86}{4919} \cdot 100\% = 10\% .$$

Выводы по разделу 9

В данном разделе решены вопросы компенсации реактивной мощности на шинах главной понизительной подстанции. На ГПП обеспечен необходимый резерв реактивной мощности.

|     |      |             |       |      |                                   |      |
|-----|------|-------------|-------|------|-----------------------------------|------|
|     |      |             |       |      | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                                   | 90   |

## 10 КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

### 10.1 Влияние дуговых сталеплавильных печей на показатели качества

В качестве высоковольтной нагрузки на предприятии выступают индукционные печи, синхронные двигатели и дуговые сталеплавильные печи. На предприятии установлены индукционные печи высокой частоты, которые не оказывают влияние на показатели качества электроэнергии. Дуговые сталеплавильные печи вносят существенные искажения в сеть, тем самым ухудшают показатели качества электроэнергии питающей сети. Колебания напряжения возникают в результате резких изменений активной и реактивной мощностей. Толчки мощности приводят к значительным колебаниям токов фаз печи.

Поэтому произведем расчет для определения соответствия качества потребляемой энергии [29].

Для группы однотипных печей:

$$dU_{\max} = \frac{S_{\text{Т.Н.}}}{S_{\text{К}}} \cdot \sqrt[4]{n} \cdot 100\% \leq 1\% \quad (10.1)$$

где  $S_{\text{К}}$  – мощность к.з в точке подключения ДСП,  $S_{\text{КЗ}} = 154,4$  МВА;

$S_{\text{Т.Н.}}$  – мощность одной печи,  $S_{\text{Т.Н.}} = 2000$  кВА;

$n$  – количество ДСП,  $n = 1$ .

$$dU_{\max} = \frac{2}{154,4} \cdot \sqrt[4]{1} \cdot 100\% = 1,29\%$$

Колебания напряжения на нагрузке находятся на недопустимом уровне.

Нелинейные искажения в напряжении питающей сети появляются за счет нелинейности ВАХ дуги. В сеть генерируются гармоники, начиная со второй.

Произведем оценку максимального значения коэффициента несинусоидальности напряжения, исходя из того, что максимальные значения токов эксплуатационных КЗ ограничиваются на уровне  $3,5I_{\text{НОМ}}$ .

$$K = k_c \cdot I, \quad (10.2)$$

где  $k_c$  – коэффициент схемы.

$$k_c = \frac{66,6}{I_k}, \% / \text{А}$$

$$I = 3,5 \cdot I_{\text{Н}} \cdot \sqrt[4]{n}, \quad (10.3)$$

где  $I_{\text{Н}}$  – номинальный ток печного трансформатора:



$$P' = \left(\frac{1}{3} - 0,2 \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot 4000 = 1200 \text{ кВт.}$$

Мощность дикой фазы:

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + \varepsilon_{\text{кв}} \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot \sum_1^2 P_i,$$

$$P'' = \left(\frac{1}{3} + 0,2 \cdot \frac{1}{6}\right) \cdot 4000 = 1466 \text{ кВт.}$$

Пульсирующая мощность по формуле 10.6:

$$S_{\text{п}} = \frac{1}{2 \cdot 0,85} \cdot \sqrt{(2 \cdot 1200 - 1466)^2 + 3 \cdot 1466^2} = 1591,5 \text{ А.}$$

Определим ток обратной последовательности по 10.5:

$$I_2 = \frac{1591,5}{\sqrt{3} \cdot 10} = 91,9 \text{ А.}$$

Напряжение обратной последовательности на I секции (по 10.4):

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot ((x_2 + x_2 + x_2 + x_2) \frac{U_{\text{Б}}^2}{S_{\text{Б}}}),$$

$$U_2 = \sqrt{3} \cdot 91,9 \cdot ((0,29 + 0,076 + 6,56) \frac{10,5^2}{1000}) = 121,5 \text{ А.}$$

Коэффициент обратной последовательности:

$$K_{21} = \frac{U_2}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100\%,$$

$$K_{21} = \frac{121,5}{10000} \cdot 100\% = 1,21\%.$$

$K_{21}$  ниже допустимого значения 2%, следовательно, влияние ДСП на сеть незначительна.

## 10.2 Расчет провала напряжения при пуске двигателей

Активными сопротивлениями элементов СЭС пренебрегаем, поэтому все элементы СЭС представляем своими индуктивными сопротивлениями, приведенными к базисным значениям:

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                            | 93   |



- для линии

$$X_{л} = \frac{X_0 \cdot l \cdot S_6}{U_6^2},$$

где  $X_0$  – удельное реактивное сопротивление линии, Ом/км;

$l$  – длина линии, км;

$S_6$  – базисная мощность, МВА;

$U_6$  – базисное напряжение, кВ,

$$X_{л} = \frac{0,11 \cdot 0,185 \cdot 1000}{10,5^2} = 0,185.$$

- для двигателей, участвующих в пуске

$$X_{д} = \frac{S_6 \cdot U_{ном}^2}{S_{п} \cdot U_6^2}, \quad (10.7)$$

где  $S_{п}$  - расчетная пусковая мощность СД, МВА.

$$S_{п} = \frac{P_{ном} \cdot K_{п}}{\cos\varphi \cdot \eta}, \quad (10.8)$$

где  $P_{ном}$  - номинальная мощность ЭД;

$K_{п}$  - кратность пускового тока;

$\cos\varphi, \eta$  - номинальные параметры ЭД.

По формулам 8.7 и 8.8 для СД-4000

$$S_{п} = \frac{400 \cdot 7}{0,85 \cdot 0,75} = 4,392 \text{ МВА},$$

$$X_{д} = \frac{1000 \cdot 10,5^2}{4,392 \cdot 10,5^2} = 227,68$$

Остаточное напряжение на сборных шинах, к которым подключены ЭД, найдем из выражения

$$U_{д} = U_{с} \cdot \frac{X_{д}}{X_{с} + X_{д}}, \quad (10.9)$$

где  $U_{с}$  - напряжение питающей сети, кВ;

$X_{с}$  - суммарное сопротивление питающей сети до сборных шин, к которым подключен СД.

$$U_{д} = 10,5 \cdot \frac{227,68}{0,83 + 227,68} = 10,46 \geq 0,8 \cdot 10,5 = 8,4 \text{ кВ}.$$

При пуске синхронных двигателей «просадка» напряжения должна быть не более 20% от номинального напряжения сети, как видно данное условие выполняется.

#### Выводы по разделу 10

Так как имеются потребители, ухудшающие качество электрической энергии (дуговые сталеплавильные печи), произведен расчет показателей качества электроэнергии. Они удовлетворяют требованиям ГОСТ 32144-2013.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 95          |





$$U_{2CO} = U_{2BC} + U_{2BO}.$$

Напряжение нейтрали получается в результате векторного сложения трех вторичных напряжений:

$$U_0 = U_{2AB} + U_{2CB} + U_{2BO}.$$

Внешние выводы первичных и вторичных обмоток трансформатора напряжения типа НАМИ совпадают с внешними выводами трансформатора напряжения, показанного на рис. 11.1. Соответственно совпадают по величине первичные и вторичные напряжения.

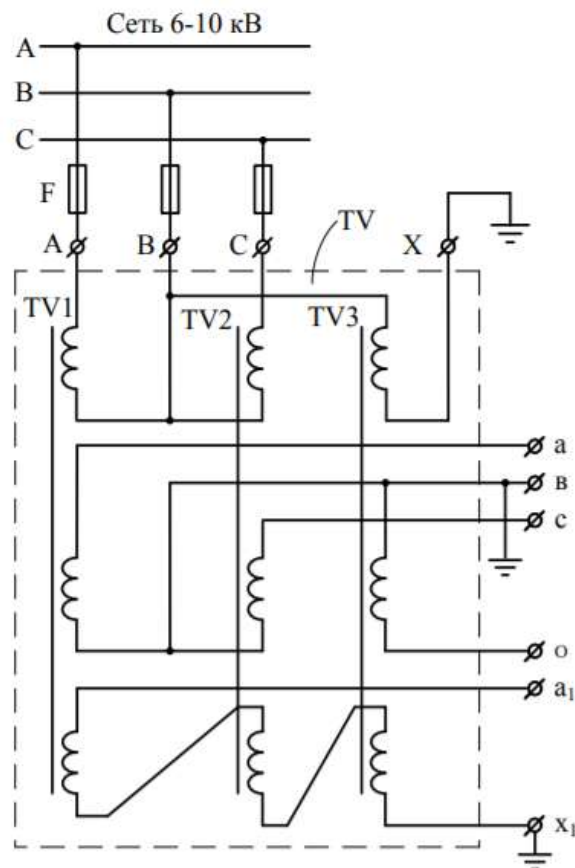


Рисунок 11.2 – Схема трансформатора напряжения типа НАМИ

Структура условного обозначения НАМИ-10 X 2.

Н – трансформатор напряжения; А - антирезонансный;

М – естественная циркуляция воздуха и масла; И - для контроля изоляции и сети;

10 – класс напряжения первичной обмотки, кВ;

X 2 – климатическое исполнение (У, Т, ХЛ) и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Трансформатор НАМИ-10-95 имеет климатическое исполнение “УХЛ”, категории размещения 2 и его необходимо эксплуатировать при следующих условиях:

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

98

- Установку необходимо производить на высоте, не превышающей 1000м над уровнем моря;
- Температура воздуха внутри КРУ от  $-60^{\circ}\text{C}$  до  $+40^{\circ}\text{C}$ ; - Неагрессивная и не взрывоопасная окружающая среда.

Конструктивное исполнение трансформатора показано на рисунке 11.3

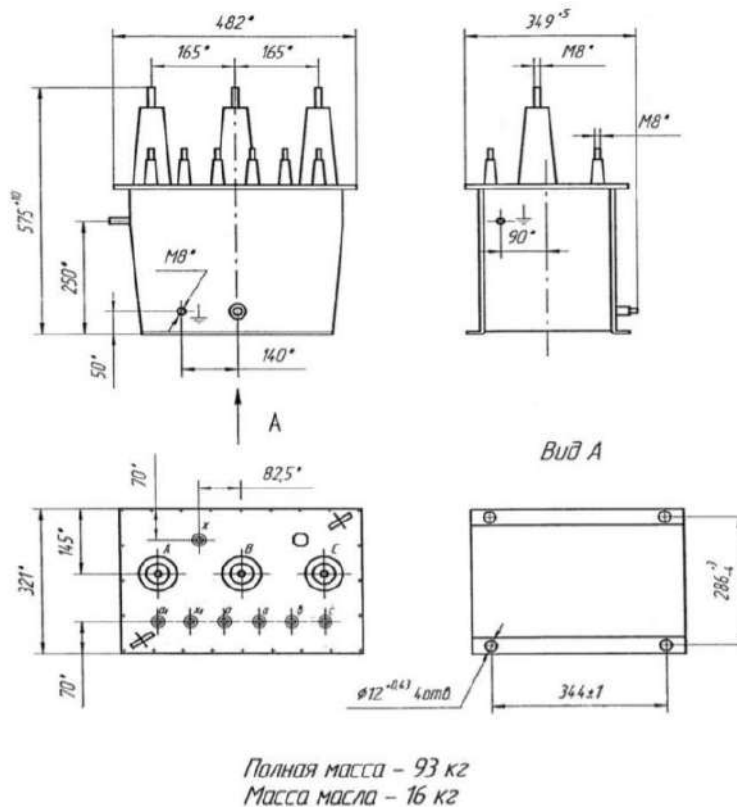


Рисунок 11.3 – конструктивное исполнение трансформатора НАМИ-10

Конструкция трансформатора НАМИ-10 имеет сварной бак. Бак трансформатора сварен из листовой стали. Выводы трансформатора имеют обозначения, аналогичные обозначениям трехфазного трансформатора, за исключением обозначения ввода 0 со стороны ВН, которое заменено на X.

Удобство монтажа обеспечивается благодаря скобам, расположенным на крышке бака трансформатора. В низу бака расположены пробка для взятия пробы и слива масла, а также болт заземления. Пробка для заливки масла находится на крышке бака возле выводов обмоток ВН, НН. Активная часть состоит из магнитопровода изготавливаемого из высококачественной холоднокатаной электротехнической стали, обмоток и выводов ВН, НН. Обмотки трансформатора изготавливают из медных проводов. Выводы обмоток – съемные проходные фарфоровые изоляторы. Обмотки закрепляются на соответствующих стержнях магнитопровода, после выполняются электротехнические соединения и сушка под вакуумом. Проверяются все электротехнические параметры трансформатора, и только после этого активная часть помещается в бак. Сверху крепится крышка и после этого трансформатор наполняют маслом

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

99

### 11.3 Трансформатор НАМИТ

Схема трансформатора показана на рисунке 11.4.

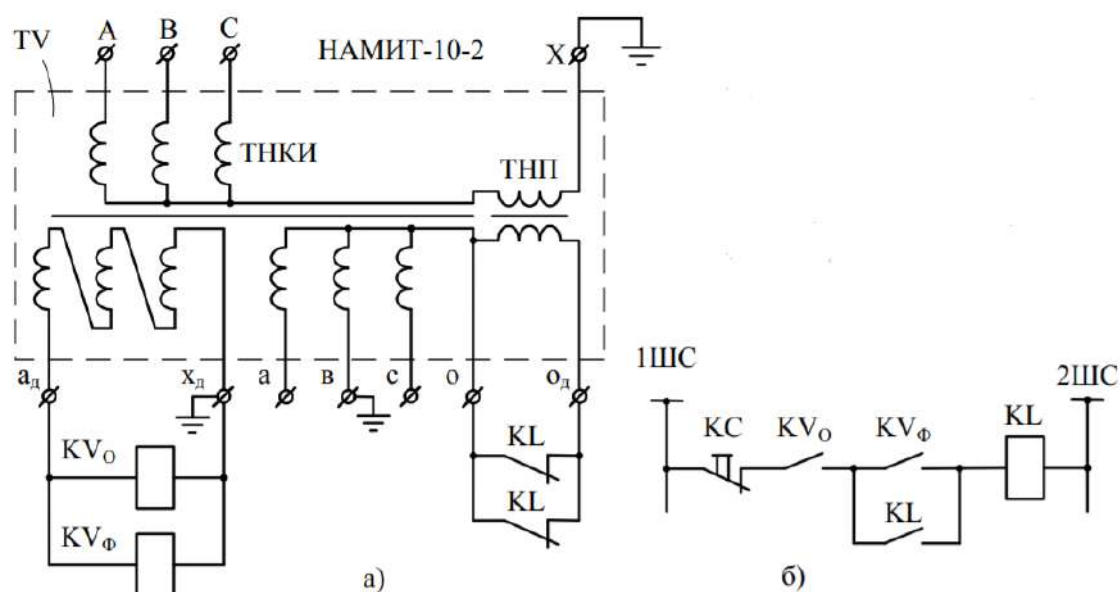


Рисунок 11.4 – Схема трансформатора напряжения типа НАМИТ

Структура условного обозначения схемы трансформатора НАМИТ.

ШС – шины сигнализации

КС – кнопка съёма сигнала

KV<sub>0</sub> – реле напряжения, уставка  $U_{CP,0} = 20-30$  В

KV<sub>Ф</sub> – реле напряжения, уставка  $U_{CP,Ф} = 135-140$  В

KL – реле промежуточное

Трансформатор напряжения НАМИТ, в котором используется защита от феррорезонанса, предназначен для измерения напряжения и контроля изоляции в электрических сетях напряжением 6 и 10 кВ с любым режимом нейтрали.

Трансформатор типа НАМИТ (рис. 11.4, а) состоит из двух трансформаторов напряжения, установленных в одном корпусе:

ТНКИ – трансформатор напряжения контроля изоляции. Предназначен для питания цепей измерительных приборов, учета электрической энергии и контроля изоляции;

ТНП – трансформатор нулевой последовательности, предназначен для защиты трансформатора ТНКИ от повреждений (феррорезонанса) при однофазных замыканиях на землю.

Трансформатор ТНКИ конструктивно представляет трехстержневой, трехобмоточный трансформатор напряжения и позволяет получить те же семь напряжений, что трансформатор, показанный на рис. 9.2.

Трансформатор ТНП представляет однофазный двухобмоточный трансформатор, первичная обмотка которого включена между нейтралью первичной обмотки трансформатора ТНКИ и землей. Автоматическое изменение индуктивного

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

100





Бак трансформатора сварен из листовой стали. Каждый трансформатор имеет пломбу, препятствующую разборке трансформатора, расположенную на одном из болтов, крепящих крышку к раме бака. Пломба подтверждает пригодность трансформатора напряжения к работе в качестве измерительного.

Масса трансформатора не более 110 кг.

#### 11.4 Неселективная сигнализация от однофазных замыканий на землю на ПС

Устройство контроля изоляции (или общая неселективная сигнализация появления ОЗЗ в электрической сети, питаемой от сборных шин подстанции или высоковольтного распределительного пункта) фиксирует факт возникновения ОЗЗ в электрической сети. Устройство подключается к одной из секций сборных шин подстанции, используя информацию о напряжении нулевой последовательности (его ещё называют общей неселективной защитой напряжения нулевой последовательности или 1-й ступенью защиты от ОЗЗ).

Практически все устройства контроля изоляции сети напряжением 6–10–35 кВ выполняются с использованием трансформаторов напряжения TV – трехфазных, либо трех однофазных. На сегодняшний день наиболее надежными являются трансформаторы напряжения типа НАМИ и НАМИТ (трехфазный трансформатор напряжения антирезонансный, измерительный), которые рекомендуется устанавливать на подстанциях и распределительных пунктах электрических сетей напряжением 6–10–35 кВ.

На рис. 11.6 приведена схема включения устройства контроля изоляции, выполненная с использованием трансформатора напряжения типа НАМИ.

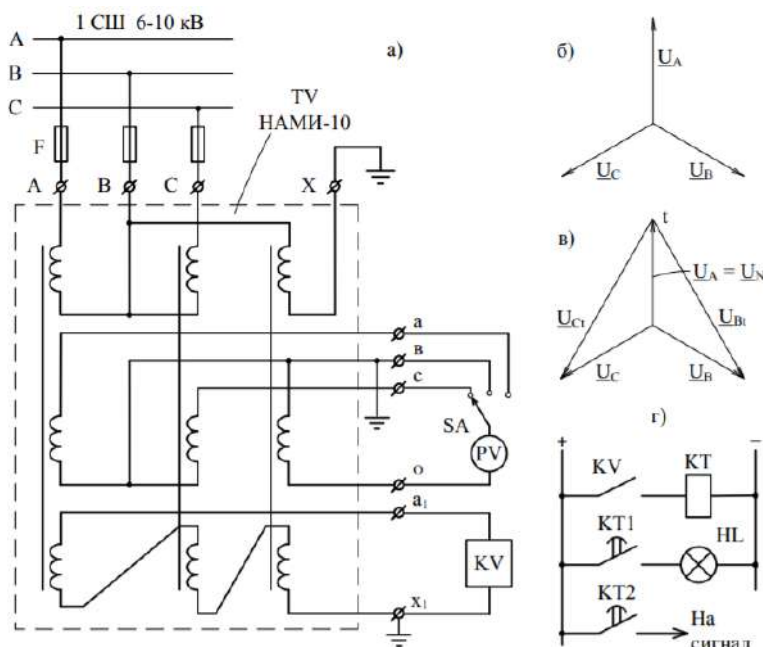


Рисунок 11.6 - Схема включения устройства контроля изоляции (а, г) и векторные диаграммы напряжений до ОЗЗ (б) и при ОЗЗ (в)

|      |      |             |       |      |
|------|------|-------------|-------|------|
|      |      |             |       |      |
| Изм. | Лист | № документа | Подп. | Дата |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

102

Вторичная обмотка TV, соединенная по схеме «разомкнутого треугольника», является фильтром напряжения нулевой последовательности  $3U_0$ . В нормальном режиме работы сети при симметричных напряжениях фаз относительно земли  $U_{At}$ ,  $U_{Bt}$  и  $U_{Ct}$  на выводах этой обмотки напряжение, пропорциональное напряжению нейтрали  $U_N$ , практически отсутствует (имеется только напряжение небаланса, значение которого обычно не превышает 1 В). При возникновении ОЗЗ, например, фазы А напряжение этой фазы относительно земли  $U_{At}$  становится равным нулю (точка «t» перемещается в вершину треугольника А – рис. 9., в). Напряжения неповрежденных фаз В и С относительно земли  $U_{Bt}$  и  $U_{Ct}$  увеличиваются с фазного значения до линейного, а напряжение на нейтрали сети N становится равным значению фазного напряжения источника питания поврежденной фазы  $U_N = U_A$ . При этом на обмотке, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника» напряжение достигает 100 В и защита напряжения нулевой последовательности (для электрической сети с компенсацией ёмкостных токов), имеющая уставку по напряжению  $0,3 \cdot U_{\phi} = 30$  В, с выдержкой времени 0,5–0,7 с срабатывает на сигнал (на рис. 18.3, г обозначено: KV – реле напряжения, KT – реле времени, HL – сигнальная лампа). В электрической сети с изолированной нейтралью уставку по напряжению иногда снижают до уровня  $0,06 \cdot U_{\phi} = 6$  В.

Дополнительно устройство контроля изоляции позволяет контролировать напряжения фаз сети относительно земли с помощью одного вольтметра PV с переключателем SA, подключаемого к фазам вторичной обмотки трансформатора напряжения TV, соединённой по схеме «звезда с нулём» или с помощью трех вольтметров, постоянно подключенных к этой обмотке. В нормальном, симметричном режиме все три напряжения фаз относительно земли на выводах вторичной обмотки TV, соединенной по схеме «звезда с нулём», одинаковы и равны  $100/\sqrt{3} \approx 57,7$  В. При возникновении ОЗЗ показание вольтметра поврежденной фазы понижается до нуля при металлическом замыкании, а показания вольтметров других фаз увеличиваются до линейного значения – 100 В. Таким образом, устройство контроля изоляции позволяет, во-первых, выявить появление ОЗЗ с указанием секции сборных шин с повреждённым присоединением, но, не указывая какое из них повреждено (отсюда название «общая неселективная защита»), во-вторых, показать какая из фаз сети повреждена. После срабатывания защиты на сигнал персонал электрических сетей обязан немедленно приступить к определению присоединения с ОЗЗ.

### 11.5 Действия электротехнического персонала при ОЗЗ

Однофазные замыкания на землю в электрических сетях напряжением 6–10–35 кВ не сопровождаются большими токами, поэтому Правила технической эксплуатации сетевые и потребительские допускают работу сети при ОЗЗ до его устранения. В тоже время работа электрической сети с ОЗЗ является опасным ненормальным режимом электрической сети, который необходимо ликвидировать в возможно короткие сроки. О возникновении ОЗЗ персонал электрических сетей

|     |      |             |       |      |                            |  |  |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|--|--|------|
|     |      |             |       |      |                            |  |  | Лист |
|     |      |             |       |      |                            |  |  | 103  |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ |  |  |      |

(непосредственно на ПС или РП или при дистанционном управлении – по каналам телемеханики) первоначально узнает по срабатыванию неселективной сигнализации, измеряющей напряжение нулевой последовательности, получаемое от вторичной обмотки трёхфазного трансформатора напряжения, соединённой по схеме «разомкнутого треугольника». В нормальном режиме работы электрической сети напряжение на нейтрали может изменяться в пределах 0–15 В, а при возникновении ОЗЗ увеличивается до 100 В. Неселективная сигнализация только указывает, на какой из секций сборных шин ПС или РП произошло ОЗЗ. Определение повреждённого присоединения на ПС или в РП может проходить по двум вариантам:

1. Если на ПС или в РП установлена селективная сигнализация, измеряющая токи, протекающие по ТТНП, установленным в начале каждого присоединения, и выполненная по одному из рассмотренных выше принципам, то данная сигнализация должна указать повреждённое присоединение с однофазным замыканием на землю. 2. Если на ПС или в РП отсутствует селективная сигнализация или она не может определить повреждённое присоединение, то оперативный персонал начинает последовательно отключать по одному присоединению (без нарушения электроснабжения потребителей). При этом возможны ещё два варианта:

– Если после отключения какого-либо присоединения напряжение на нейтрали сохраняется неизменным и равно 100 В, то это говорит о том, что присоединение с ОЗЗ не найдено. Отключенное присоединение подключают к секции сборных шин и переходят к следующему присоединению.

– Если после отключения присоединения напряжение на нейтрали снижается со 100 В практически до 0–15 В, то это является признаком, что отключено присоединение, в котором возникло ОЗЗ.

После определения присоединения с ОЗЗ в электрической сети производят переключения, запитывая потребителя по другим линиям. Повреждённое присоединение выводят из работы, определяют место повреждения, причину возникновения ОЗЗ и устраняют её – например, на кабеле в месте повреждения устанавливают соединительные муфты, или на воздушной линии заменяют повреждённый изолятор, или проводят какие-то другие восстановительные работы.

### Выводы по разделу 11

В данном разделе была рассмотрена неселективная сигнализация однофазных замыканий на землю на подстанции с использованием трансформаторов НАМИТ.

|             |             |                    |              |             |                                   |             |
|-------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|             |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм.</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | <i>104</i>  |

## 12 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

### 12.1 Сравнение двух схем внешнего электроснабжения: с перемычкой на стороне высшего напряжения и без таковой

Схема внешнего электроснабжения представлена на рисунке 12.1.

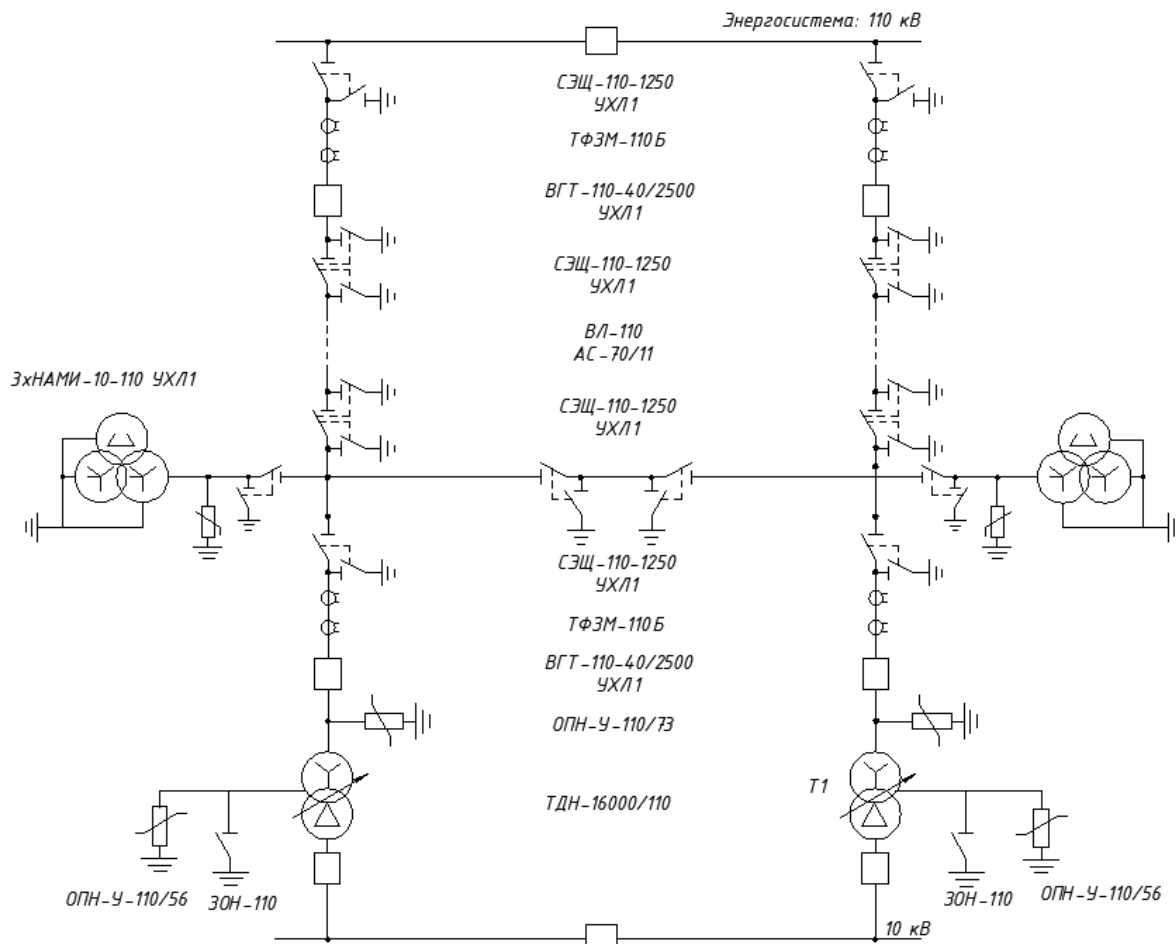


Рисунок 12.1 – Схема внешнего электроснабжения

Если будет выполняться следующее условие, то перемычку будет выгодно применять:

$$Z_{\Gamma} \leq C_o \cdot (\Delta W_{\text{б/пер}} - \Delta W_{\text{с пер}}),$$

где  $\Delta W_{\text{б/пер}}$  - потери электроэнергии в схеме без ремонтной перемычки, кВт·ч;

$\Delta W_{\text{пер}}$  - потери электроэнергии в схеме с ремонтной перемычки, кВт·ч;

$C_o$  - удельная стоимость потерь электроэнергии.

Затраты на установку строительной перемычки:

$$Z_{\Gamma} = K_{\text{разъед}} \cdot 4 \cdot E_{\text{н}\Sigma};$$

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

105

$$З = 0,2 \cdot 50000 \cdot 4 = 40000 \text{ тыс.руб};$$

$$C_o = 1,05 \cdot \left( \frac{14811,5 \cdot 0,88}{2742} + 1,382 \right) = 6,44 \text{ тыс.руб} / \text{кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери в схеме без перемычки:

$$\Delta W_{\text{б/пер}} = \Delta W_{\text{норм}} + \Delta W_{\text{откл цепь}},$$

где  $\Delta W_{\text{норм}}$  - потери электроэнергии в нормальном режиме;

$\Delta W_{\text{откл цепь}}$  - потери электроэнергии при отключенной цепи.

$$\Delta W_{\text{норм}} = 2 \cdot (\Delta W_{\text{норм тр}} + \Delta W_{\text{норм л}})$$

$$\Delta W_{\text{норм тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{норм}} + k_{3T}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{норм}};$$

$$\Delta W_{\text{норм л}} = 3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot \tau_{\text{норм}} \cdot r_0 \cdot l;$$

$$T_{\text{норм}} = T_{\text{г}} - 2 \cdot (T_{\text{вын}} + T_{\text{пл}});$$

$$\tau_{\text{норм}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{норм}},$$

где  $T_{\text{пл}}$  - время планового простоя;

$T_{\text{вын}}$  - время вынужденного простоя;

$$T_{\text{вын}} = \frac{\sum \omega_i \cdot T_{\text{в}i}}{\omega_{\text{экв}}} = \frac{\sum \omega_i \cdot T_{\text{в}i}}{\sum \omega_i};$$

где  $\omega_i$  и  $T_{\text{в}i}$  - параметры потокоотказов, сведены в таблицу 12.1.

Таблица 12.1 – Параметры потокоотказов

| Номер элемента | $\omega$ ,<br>1/год | $T_{\text{в}}$ , ч | $\mu_{\text{пл}}$ ,<br>1/год | $T_{\text{пл}}$ , ч |
|----------------|---------------------|--------------------|------------------------------|---------------------|
| 1, 3, 5, 6     | 0,05                | 15                 | 0,33                         | 30                  |
| 2              | 0,07                | 20                 | 0,33                         | 200                 |
| 4              | 0,08                | 10                 | 0,25                         | 125                 |
| 7              | 0,01                | 20                 | 0,33                         | 200                 |
| 8              | 0,03                | 180                | 0,17                         | 500                 |
| 9, 10          | 0,01                | 10                 | 0,33                         | 70                  |
| 11, 12         | 0,10                | 4                  | 0,17                         | 10                  |

$$T_{\text{вын}} = \frac{4 \cdot 0,05 \cdot 15 + 0,07 \cdot 20 + 0,082 \cdot 10 + 0,01 \cdot 20 + 0,03 \cdot 180}{4 \cdot 0,05 + 0,07 + 0,082 + 0,01 + 0,03} = 27,6 \text{ ч};$$

$$T_{\text{пл}} = 1,2 \cdot \left( \frac{2 \cdot 500}{12} + \frac{2 \cdot 200}{12} + \frac{2 \cdot 125}{12} \right) = 165 \text{ ч};$$

$$T_{\text{норм}} = 8760 - 2 \cdot (27,6 + 165) = 8374,8 \text{ ч};$$

$$\tau_{\text{норм}} = \left( 0,124 + \frac{3775}{10^4} \right)^2 \cdot 8374,8 = 2106 \text{ ч};$$

$$\Delta W_{\text{норм тр}} = 18 \cdot 8374,8 + 0,625^2 \cdot 85 \cdot 2106 = 220672 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{норм л}} = 3 \cdot 52,7^2 \cdot 2106 \cdot 0,428 \cdot 4 = 30040 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{норм}} = 2 \cdot (220672 + 30040) = 501424 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии в цепи без переключки при отключенной линии:

$$\Delta W_{\text{откл цепь}} = 2 \cdot (\Delta W_{\text{прост тр}} + \Delta W_{\text{прост л}});$$

$$\Delta W_{\text{прост тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{прост}} + k_{\text{ЗТ п/а}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{прост}};$$

$$\Delta W_{\text{прост л}} = 3 \cdot I_{\text{пл}}^2 \cdot \tau_{\text{прост}} \cdot r_0 \cdot l;$$

$$T_{\text{прост}} = 2 \cdot (T_{\text{вын}} + T_{\text{пл}});$$

$$T_{\text{прост}} = 2 \cdot (27,6 + 165) = 385,2 \text{ ч};$$

$$\tau_{\text{прост}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{прост}};$$

$$\tau_{\text{прост}} = \left( 0,124 + \frac{3755}{10^4} \right)^2 \cdot 385,2 = 96,88 \text{ ч};$$

$$\Delta W_{\text{прост тр}} = 18 \cdot 385,2 + 1,25^2 \cdot 85 \cdot 96,88 = 19800 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{прост л}} = 3 \cdot 105,4^2 \cdot 96,88 \cdot 0,428 \cdot 4 = 5523 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{прост}} = 2 \cdot (19800 + 5523) = 50646 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{б/пер}} = 501124 + 50646 = 551770 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

107

Потери в схеме с переключкой:

$$\Delta W_{\text{с пер}} = \Delta W_{\text{норм}} + \Delta W_{\text{откл цепь}} + \Delta W_{\text{перем}},$$

где  $\Delta W_{\text{норм}}$  - потери энергии в нормальном режиме;

$\Delta W_{\text{откл цепь}}$  - потери энергии при отключенной линии;

$\Delta W_{\text{перем}}$  - потери энергии при работе с переключкой.

$$\Delta W_{\text{норм}} = 2 \cdot (\Delta W_{\text{норм тр}} + \Delta W_{\text{норм л}});$$

$$\Delta W_{\text{норм тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{норм}} + k_{3\Gamma}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{норм}};$$

$$\Delta W_{\text{норм л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{рл}}^2 \cdot \tau_{\text{норм}} \cdot r_0 \cdot l).$$

Здесь:

$$T_{\text{норм}} = T_{\Gamma} - 2 \cdot (T_{\text{вын}} + T'_{\text{пл}} + T_{\text{перем}});$$

$$\tau_{\text{норм}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{норм}};$$

$$T_{\text{пл}} = T'_{\text{пл}} + T''_{\text{пл}} = 1,2 \cdot \left( \frac{2 \cdot 500}{12} + \frac{2 \cdot 200}{12} \right) + 1,2 \cdot \frac{2 \cdot 125}{12};$$

$$T'_{\text{пл}} = 140 \text{ ч};$$

$$T''_{\text{пл}} = 25 \text{ ч}.$$

$$T_{\text{перем}} = T'_{\text{вын}} + T''_{\text{пл}};$$

$$T_{\text{вын}} = \frac{\sum_9 \omega_i \cdot T_{\text{вi}}}{\omega_{\text{экв}}} = \frac{\sum_5 \omega_i \cdot T_{\text{вi}}}{\omega_{\text{экв}}} + \frac{\sum_9 \omega_i \cdot T_{\text{вi}}}{\omega_{\text{экв}}} = T'_{\text{вын}} + T''_{\text{вын}};$$

$$T'_{\text{вын}} = 11,4 \text{ ч};$$

$$T''_{\text{вын}} = 16,2 \text{ ч};$$

$$T_{\text{перем}} = 11,4 + 25 = 36,4 \text{ ч};$$

$$T_{\text{норм}} = 8760 - 2 \cdot (27,6 + 140 + 36,4) = 8352 \text{ ч};$$

$$\tau_{\text{норм}} = \left( 0,124 + \frac{3775}{10^4} \right)^2 \cdot 8352 = 2100 \text{ ч};$$

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

108

$$\Delta W_{\text{норм тр}} = 22 \cdot 8352 + 0,625^2 \cdot 85 \cdot 2100 = 220062 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{норм л}} = 3 \cdot 52,7^2 \cdot 2100 \cdot 0,428 \cdot 4 = 29954 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{норм}} = 2 \cdot (220062 + 29954) = 500032 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии в цепи с перемычкой при отключенной линии:

$$\Delta W_{\text{откл цепь}} = 2 \cdot (\Delta W_{\text{прост тр}} + \Delta W_{\text{прост л}});$$

$$\Delta W_{\text{прост тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{прост}} + k_{\text{ЗТ п/а}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{прост}};$$

$$\Delta W_{\text{прост л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{пл}}^2 \cdot \tau_{\text{прост}} \cdot r_0 \cdot l);$$

$$T_{\text{прост}} = 2 \cdot (T''_{\text{вын}} + T'_{\text{пл}});$$

$$T_{\text{прост}} = 2 \cdot (16,2 + 140) = 312,4 \text{ ч};$$

$$\tau_{\text{прост}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{прост}};$$

$$\tau_{\text{прост}} = \left( 0,124 + \frac{3775}{10^4} \right)^2 \cdot 312,4 = 78,6 \text{ ч};$$

$$\Delta W_{\text{прост тр}} = 18 \cdot 312,4 + 1,25^2 \cdot 85 \cdot 78,6 = 16062 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{прост л}} = 3 \cdot 105,4^2 \cdot 78,6 \cdot 0,428 \cdot 4 = 4485 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{прост}} = 2 \cdot (16062 + 4485) = 41094 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери энергии в цепи при работе перемычки:

$$\Delta W_{\text{перем}} = 2 \cdot (\Delta W_{\text{перем тр}} + \Delta W_{\text{перем л}});$$

$$\Delta W_{\text{перем тр}} = \Delta P_{\text{хх}} \cdot T_{\text{перем}} + k_{\text{ЗТ}}^2 \cdot \Delta P_{\text{кз}} \cdot \tau_{\text{перем}};$$

$$\Delta W_{\text{перем л}} = N \cdot (3 \cdot I_{\text{пл п/а}}^2 \cdot \tau_{\text{перем}} \cdot r_0 \cdot l).$$

Здесь  $T_{\text{перем}} = 36,4 \text{ ч};$

$$\tau_{\text{перем}} = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{м}}}{10^4} \right)^2 \cdot T_{\text{перем}};$$



$$\tau_{\text{прост}} = \left( 0,124 + \frac{3775}{10^4} \right)^2 \cdot 36,4 = 9,1 \text{ ч};$$

$$\Delta W_{\text{перем тр}} = 18 \cdot 36,4 + 0,625^2 \cdot 85 \cdot 9,1 = 953,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{перем л}} = 3 \cdot 52,7^2 \cdot 9,1 \cdot 0,428 \cdot 4 = 129,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{перем}} = 2 \cdot (953,8 + 129,8) = 2167,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{\text{с пер}} = 500032 + 41094 + 2167 = 543293 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$C_3 = C_0 \cdot (\Delta W_{\delta/\text{пер}} - \Delta W_{\text{с пер}}),$$

$$C_3 = 6,44 \cdot (551770 - 543293) = 54592 \text{ тыс.руб.}$$

Проверяем выполнение условия:

$$40000 \text{ тыс.руб.} < 54592 \text{ тыс.руб.}$$

### Выводы по разделу 12

В данном разделе произведено технико-экономическое сравнение двух вариантов схем. Получается  $3 < C_3$ , из этого следует, что установка строительной перемычки выгодна по технико-экономическим показателям.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 110         |

## 13 БЕЗОПАСНОСТЬ ЖИЗНЕДЕЯТЕЛЬНОСТИ

### 13.1 Территория, компоновка и конструктивная часть подстанции

#### 13.1.1 Обоснование местоположения подстанции

Машиностроительный завод находится на Южном Урале (в Средней полосе Европейской части РФ). Морфоструктура положительная (возвышенность), вовлечённая в поднятие (до 1000 м в абсолютных отметках). Схема внешнего электроснабжения имеет напряжение 110 кВ.

Климат умеренно-континентальный. Расчетные климатические параметры на основании СП 131.13330.2012 «Строительная климатология» с учетом требований технического задания, ПУЭ, 7-е издание, и в соответствии с региональными картами расчетных районов Центральной России по гололеду и ветру из условий повторяемости 1 раз в 25 лет:

- температура воздуха, °С:
- среднегодовая плюс 2;
- наибольшая плюс 40;
- наименьшая минус 39;
- при гололеде минус 5;
- расчетная наиболее холодной пятидневки минус 34;
- толщина стенки эквивалентного гололеда 15 мм (II район);
- скорость ветра – 25 м/с, нормативное ветровое давление  $W_0 = 500$  Па (II район);
- скорость ветра при гололеде – 14 м/с, нормативное ветровое давление  $W_T = 120$  Па;
- средняя высота снежного покрова – 50 см;
- глубина промерзания глинистых и суглинистых грунтов 190см, песчаных грунтов – 210см;
- среднегодовая продолжительность гроз 40 часов;
- сейсмичность района ниже 6 баллов.

Инженерно-геологические условия для строительства и эксплуатации не-сложные.

Подземные воды относятся к типу грунтовых, являются неагрессивными ко всем видам бетона.

Грунтовые воды на проектируемом объекте обнаружены на глубине 3,5-3,8 м. Вода по отношению к бетону неагрессивна и среднеагрессивна к металлу.

Опасных геологических процессов в районе строительства не наблюдается.

#### 13.1.2 Габариты и разрывы на подстанции

Выбираем наименьшее расстояние от токоведущих частей до различных элементов, представлены в таблице 13.1.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | <i>111</i>  |

Таблица 13.1 – Наименьшие расстояния от токоведущих частей до различных элементов

| Наименование расстояния   | Обозначение | Изоляционное расстояние, мм, |       |
|---|-------------|------------------------------|-------|
|   |             | 10 кВ                        | 110кВ |
| От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до заземленных конструкций или постоянных внутренних ограждений высотой не менее 2 м   | А ф-з       | 200                          | 900   |
| Между проводами разных фаз  | А ф-ф       | 220                          | 1000  |
| От токоведущих частей или от элементов оборудования и изоляции, находящихся под напряжением, до постоянных внутренних ограждений высотой 1,6 м, до габаритов транспортируемого оборудования   | Б           | 950                          | 1650  |
| Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях при обслуживаемой нижней цепи и неотключенной верхней   | В           | 960                          | 1650  |
| Отнеогражденных токоведущих частей до земли или до кровли зданий при наибольшем провисании проводов   | Г           | 2900                         | 3600  |
| Между токоведущими частями разных цепей в разных плоскостях, а также между токоведущими частями разных цепей по горизонтали при обслуживании одной цепи и неотключенной другой, от токоведущих частей до верхней кромки внешнего забора, между токоведущими частями и зданиями или сооружениями | Д           | 2200                         | 2900  |
| От контакта и ножа разъединителя в отключенном положении до ошиновки, присоединенной ко второму контакту  | Ж           | 240                          | 1100  |

### 13.1.3 Основные требования при установке трансформаторов и возможность осмотра газовых реле

Выбор параметров трансформаторов производится в соответствии с режимами их работы. При этом учтены как длительные нагрузочные режимы, так и кратковременные и толчковые нагрузки, а также возможные в эксплуатации длительные перегрузки. Это требование относится ко всем обмоткам многообмоточных трансформаторов. Трансформаторы установлены так, чтобы обеспечивались удобные и безопасные условия для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях без снятия напряжения.

Для наблюдения за уровнем масла в маслоуказателях предусмотрено освещение маслоуказателей в темное время суток, если общее освещение недостаточно.

К газовым реле трансформаторов обеспечен безопасный доступ для наблюдения и отбора проб газа без снятия напряжения. Для этого трансформаторы, имеющие высоту от уровня головки рельса до крышки бака 3 м и более, снабжаются стационарной лестницей.

Для трансформаторов, имеющих катки, в фундаментах предусмотрены направляющие. Для закрепления трансформатора на направляющих предусмотрены упоры, устанавливаемые с обеих сторон трансформатора.

Уклон масляного трансформатора, необходимый для обеспечения поступления газа к газовому реле, должен создаваться путем установки подкладок под катки.

В местах изменения направления движения предусмотрены площадки для установки домкратов.

Расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами не менее 1,25 м.

Указанное расстояние принимается до наиболее выступающих частей трансформаторов, расположенных на высоте менее 1,9 м от поверхности земли.

Расположение задвижек охладительных устройств должно обеспечивать удобный доступ к ним, возможность отсоединения трансформатора от системы охлаждения или отдельного охладителя от системы и выкатки трансформатора без слива масла из охладителей.

Системы охлаждения с дутьем и естественной циркуляцией масла (Д) устанавливаются за пределами маслоприемника. Навешивание шкафа управления на бак трансформатора допускается, если шкаф и устанавливаемое в нем оборудование рассчитаны на работу в условиях вибрации, создаваемой трансформатором.

Для шкафов приводов устройств регулирования напряжения под нагрузкой предусмотрен электрический подогрев с автоматическим управлением.

Для демонтажа и монтажа узлов трансформатора и системы охлаждения обеспечен подъезд автокранов соответствующей грузоподъемности и длины стрелы или предусмотрены другие способы механизации монтажных работ на месте установки трансформатора.

#### 13.1.4 Проезд на открытом распределительном устройстве

Транспортное обслуживание проектируемой подстанции обеспечиваем с проектируемых технологических проездов, шириной 4,5 м.

На территории завода предусматривается центральный технологический проезд для доставки трансформаторов и другого оборудования с асфальтобетонным покрытием, другие внутренние проезды подстанций предусматриваются с щебеночным покрытием.

Подъезд пожарных машин обеспечен со всех сторон.

|     |      |             |       |      |  |                            |             |
|-----|------|-------------|-------|------|--|----------------------------|-------------|
|     |      |             |       |      |  | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ | Лист<br>113 |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |  |                            |             |

### 13.1.5 Окраска токоведущих частей

Буквенно-цифровые и цветовые обозначения одноименных шин в каждой электроустановке должны быть одинаковыми.

Шины обозначим при переменном трехфазном токе:

шины фазы А – желтым, фазы В – зеленым, фазы С – красным цветами.

### 13.1.6 Электрозашитные средства

Согласно инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках [30] выберем состав средств защиты подстанций 110/10 кВ, обслуживание которой ведется оперативно-выездной бригадой, представленный в таблице 13.2.

Ответственность за комплектование подстанции защитными средствами несет начальник службы подстанций.

Таблица 13.2 – Комплектование средствами защиты распределительных устройств напряжением выше 1000 В

| Номер | Наименование средства защиты              | Количество     |
|-------|---|----------------|
| 1     | 2   | 3              |
| 1     | Изолирующая штанга (универсальная)        |                |
| 1.1   | 110 кВ                                    | 2 шт.          |
| 1.2   | 10 кВ                                     | 2 шт.          |
| 2     | Указатель напряжения                      |                |
| 2.1   | 110 кВ                                    | 2 шт.          |
| 2.2   | 10 кВ                                     | 2 шт.          |
| 3     | Диэлектрические перчатки                  | 2 пары         |
| 4     | Диэлектрические боты (для ОРУ)            | 1 пара         |
| 5     | Переносные заземления                     |                |
| 5.1   | 110 кВ                                    | Не менее 2 шт. |
| 5.2   | 10 кВ                                     | Не менее 2 шт. |
| 6     | Защитные ограждения (щиты)                | Не менее 2 шт. |
| 7     | Плакаты и знаки безопасности (переносные) | 2 комплекта    |
| 8     | Противогаз изолирующий                    | 2 шт.          |
| 9     | Защитные очки или щитки                   | 2 шт.          |

Средства защиты на подстанции хранятся в условиях, обеспечивающих их исправность и пригодность к применению, они защищены от механических повреждений, загрязнения и увлажнения.

Средства защиты из резины и полимерных материалов, находящиеся в эксплуатации, хранятся в шкафах, отдельно от инструмента и других средств защиты. Они должны быть защищены от воздействия кислот, щелочей, масел, бензина и других разрушающих веществ, а также от прямого воздействия солнечных лучей и теплоизлучения нагревательных приборов. Изолирующие штанги, клещи и указатели напряжения выше 1000 В хранятся в условиях, исключаящих их прогиб и соприкосновение со стенами.

### 13.1.7 Требования к устройству дверей

Выбираем две двери из помещений РУ, открывающиеся наружу с самозапирающимися замками, отпираемые без ключа с внутренней стороны помещения. Ширина дверей 1 м, высота не менее 2 м, согласно.

Двери между отсеками одного РУ или между смежными помещениями двух РУ должны иметь устройство, фиксирующее двери в закрытом положении и не препятствующее открыванию дверей в обоих направлениях.

Двери между помещениями (отсеками) РУ разных напряжений должны открываться в сторону РУ с низшим напряжением. Замки в дверях помещений РУ одного напряжения должны открываться одним и тем же ключом; ключи от входных дверей РУ и других помещений не должны подходить к замкам камер, а также к замкам дверей в ограждениях электрооборудования.

### 13.2 Электробезопасность

Электробезопасность на машиностроительном заводе обеспечивается:

- конструкцией электроустановок;
- техническими способами и средствами защиты;
- организационными и техническими мероприятиями.

Требования (правила и нормы) электробезопасности к конструкции и устройству электроустановок устанавливаются в стандартах Системы стандартов безопасности труда (ССБТ), а также в стандартах и технических условиях на электротехнические изделия.

Организационные мероприятия, обеспечивающие электробезопасность на машиностроительном заводе:

1. оформление работы наряд-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
2. допуск к работе;
3. надзор во время работы;
4. оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

Требования безопасности при эксплуатации электроустановок на производстве устанавливаются нормативно-технической документацией по охране труда, утверждаемой в установленном порядке, т. е. соответствующими правилами, инструкциями, нормами и т. п. Методы контроля выполнения требований электробезопасности предусматриваются соответствующей нормативно-технической документацией.

### 13.2.1 Установка заземляющих ножей и система блокировки

В соответствии с требованиями ПУЭ:

п.4.2.27. Распределительные устройства должны быть оборудованы оперативной блокировкой неправильных действий при переключениях в электрических установках (сокращенно – оперативной блокировкой), предназначенной для предотвращения неправильных действий с разъединителями, заземляющими ножами, отделителями и короткозамыкателями.

Оперативная блокировка должна обеспечивать в схеме с последовательным соединением разъединителя с отделителем включение ненагруженного трансформатора разъединителем, а отключение - отделителем.

На заземлителях линейных разъединителей со стороны линии допускается иметь только механическую блокировку с приводом разъединителя.

п.4.2.28. Распределительные устройства и ПС, как правило, должны быть оборудованы стационарными заземлителями, обеспечивающими в соответствии с требованиями безопасности заземление аппаратов и ошиновки.

Проектом предусматривается установка разъединителей 110 кВ с полимерной опорно-стержневой изоляцией с двигательными приводами на главные ножи и ножи заземления.

Управление разъединителями и заземляющими ножами выполняется из шкафа автоматики разъединителя, находящегося в ОРУ и щита управления в ОПУ. При этом шкафы, в которых располагаются органы местного управления, должны иметь сигнализацию положения разъединителя.

### 13.2.2 Требования прокладки заземления на ОРУ

Все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции, должны надёжно соединяться с землей.

Для защиты оборудования от повреждения ударом молнии применяется молниезащита с помощью ОПН и молниеотводов, которые присоединяются к заземлителям.

В целях выравнивания потенциала и обеспечения присоединения электрооборудования к заземлителю на территории, занятой оборудованием, осуществляют прокладку продольных и поперечных горизонтальных заземлителей, соединенных между собой в заземляющую сетку.

|            |             |                    |              |             |                                   |  |  |  |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|--|--|--|-------------|
|            |             |                    |              |             |                                   |  |  |  | <i>Лист</i> |
|            |             |                    |              |             |                                   |  |  |  |             |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> |  |  |  | <i>116</i>  |

Согласно СТО 56947007-29.130.15.114-2012 расстояние между продольными и поперечными заземлителями не должно превышать 30 м.

Напряжение на заземляющем устройстве при стекании с него тока замыкания на землю не должно превышать 10 кВ. Для вертикальных электродов применяется прутковая сталь круглого сечения 10...12мм и длиной до 5 м. Для горизонтальных электродов используется сталь круглого сечения диаметром не менее 6мм.

### 13.2.3 Защитное заземляющее устройство открытого распределительного устройства

Составим предварительную схему исполнения заземлителя ОРУ подстанции (рисунок 13.1). На ней изобразим размещение основного оборудования, порталов и расположение горизонтальных и вертикальных заземлителей. Вертикальные электроды размещаем по периметру заземлителя.

В соответствии с ПУЭ (п.1.7.90) продольные заземлители должны быть проложены вдоль осей электрооборудования со стороны обслуживания на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли и на расстоянии 0,8-1,0 м от фундаментов или оснований оборудования.

Поперечные заземлители прокладываем в удобных местах между оборудованием на глубине 0,5-0,7 м от поверхности земли. Расстояние между ними рекомендуется принимать увеличивающимся от периферии к центру заземляющей сетки. При этом первое и последующие расстояния, начиная от периферии, не должны превышать соответственно 4,0; 5,0; 6,0; 7,5; 9,0; 11,0; 13,5; 16,0; 20,0 м. Размеры ячеек заземляющей сетки, примыкающих к местам присоединения нейтралей силовых трансформаторов к заземляющему устройству, не должны превышать 6×6 м.

Горизонтальные заземлители прокладываем по краю территории, занимаемой заземляющим устройством так, чтобы они в совокупности образовывали замкнутый контур.

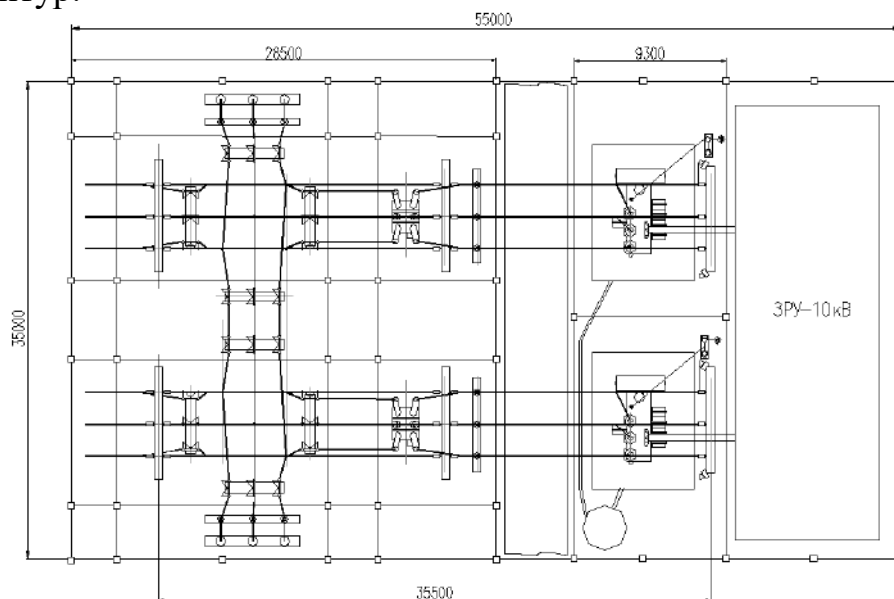


Рисунок 13.1 – Схема исполнения заземлителя ОРУ-110 кВ

| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

117



Рассчитаем заземляющее устройство ГПП подстанции площадью:

$$S_{\text{ГПП}} = 55 \cdot 35 = 1925 \text{ (м}^2\text{)}.$$

Удельное сопротивление верхнего слоя грунта  $\rho_1 = 200$  (Ом/м) (с учетом промерзания), при  $h_1 = 2$  м; удельное сопротивление нижнего слоя грунта  $\rho_2 = 50$  (Ом/м). Расстояние от поверхности земли до заземлителя  $t = 0,7$  м; длина вертикального заземлителя  $l_3 = 5$  м; глубина заложения  $t' = 3,2$  м. Определяем по заданной предварительной схеме заземлителя (рисунок 13.1) суммарную длину горизонтальных электродов

$$L_{\text{Г}} = 55 \cdot 2 + (35 \cdot 8 + 28,5 \cdot 4 + 9,3 \cdot 1) = 503,3 \text{ м};$$

Количество вертикальных электродов  $n = 54$ , длина вертикальных электродов (заземлителей)  $L_{\text{В}} = 5$  м.

Составляем расчетная модель заземляющего устройства на подстанции (рисунок 12.2).

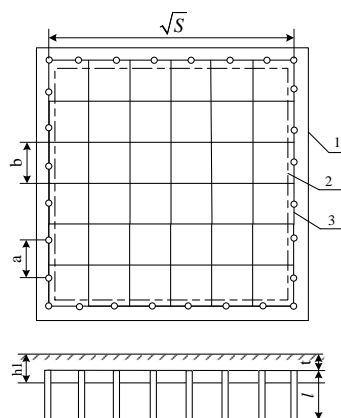


Рисунок 13.2 – Модель заземляющего устройства подстанции

На рисунке: 1 – ограждение подстанции; 2 – площадь, занятая оборудованием; 3 – заземляющий контур;  $l_3$  – длина вертикальных заземлителей;  $t$  – глубина заложения заземлителей;  $h_1$  – толщина верхнего слоя грунта;  $a$  – расстояние между вертикальными заземлителями;  $b$  – расстояние между горизонтальными заземлителями.

Сопротивление заземляющего устройства:

$$R_{\text{з.доп}} \leq 0,5 \text{ Ом}$$

При использовании естественных заземлителей, что дает значительную экономию средств и предписывается ПУЭ, суммарное сопротивление заземлителя:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_e \cdot R_3}{R_e + R_3}, \quad (13.1)$$

где  $R_e$  – сопротивление естественного заземлителя.

В качестве естественного заземлителя предполагается использовать систему трос – опоры двух подходящих к подстанции воздушных линий электропередачи 110 кВ на металлических опорах с длиной пролета  $l = 150$  м; каждая линия имеет один стальной грозозащитный трос сечением  $s = 50$  мм<sup>2</sup>; расчетное (с учетом сезонных колебаний) сопротивление заземления одной опоры  $r_{оп} = 12$  Ом.

Сопротивление естественного заземлителя для двух линий найдем по выражению:

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{r_{оп} \cdot \frac{0,15 \cdot l}{s \cdot n_T}}$$

где  $n_T$  – количество тросов на опоре.

$$R_e = \frac{1}{2} \cdot \sqrt{12 \cdot \frac{0,15 \cdot 150}{50 \cdot 1}} = 1,06 \text{ Ом}$$

Действительный план заземляющего устройства преобразуем в расчетную модель со стороной:

$$\sqrt{S} = \sqrt{1925} = 43,88 \text{ м.}$$

Число ячеек по одной стороне модели:

$$m = \frac{L_T}{2 \cdot \sqrt{S}} - 1,$$

$$m = \frac{503,3}{2 \cdot 43,88} - 1 = 5,74.$$

Примем  $m = 6$ .

Длина полос в расчетной модели:

$$L_T = 2 \cdot \sqrt{S} \cdot (m + 1),$$

$$L_T = 2 \cdot 43,88 \cdot (6 + 1) = 614,3 \text{ м.}$$

Сторона ячейки в модели:

$$b = \frac{\sqrt{S}}{m},$$

$$b = \frac{43,88}{6} = 7,31 \text{ м.}$$

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

119

Расстояние между вертикальными электродами:

$$a = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{n_B},$$

$$a = \frac{43,88 \cdot 4}{47} = 3,73 \text{ м.}$$

Общая длина вертикальных заземлителей:

$$L_B = l_B \cdot n_B,$$

$$L_B = 5 \cdot 47 = 235 \text{ м}$$

Относительная глубина:

$$t_{\text{отн}} = \frac{l_B + t}{\sqrt{S}},$$

$$t_{\text{отн}} = \frac{5 + 3,2}{43,88} = 0,20 \text{ м.}$$

Относительная длина верхней части вертикального электрода:

$$L_{\text{отн}} = \frac{h_1 - t}{l_B},$$

$$L_{\text{отн}} = \frac{2 - 0,50}{5} = 0,3 \text{ м}$$

Располагая значениями  $\rho_1$  и  $\rho_2$  находим эквивалентное удельное сопротивление двухслойной земли  $\rho_3$  по формуле:

$$\rho_3 = \rho_2 \cdot \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^k, \quad (13.2)$$

Поскольку:

$$1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{200}{50} = 4 \leq 10$$

|     |      |             |       |      |                                   |      |
|-----|------|-------------|-------|------|-----------------------------------|------|
|     |      |             |       |      | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                                   | 120  |

То значение  $k$  определяем по уравнению:

$$k = 0,43 \cdot (l_{\text{отн}} + 0,272 \cdot \ln(\frac{a \cdot \sqrt{2}}{l_B}))$$

$$k = 0,43 \cdot (0,30 + 0,272 \cdot \ln(\frac{3 \cdot \sqrt{2}}{5})) = 0,110$$

Тогда по выражению (13.2):

$$\rho_{\text{э}} = 50 \cdot (\frac{200}{50})^{0,110} = 58,24 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

Сопротивление заземлителя находим по выражению:

$$R_{\text{з}} = \frac{A \cdot \rho_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{э}}}{L_{\text{Г}} + L_{\text{В}}}, \quad (13.3)$$

Поскольку:

$$0 \leq t_{\text{отн}} = 0,2 \leq 0,5$$

то значение  $A$  определяем по уравнению:

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot t_{\text{отн}},$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot 0,2 = 0,335.$$

Тогда по выражению (13.3):

$$R = \frac{0,335 \cdot 58,24}{43,88} + \frac{58,24}{614,3 + 235} = 0,5$$

Найдем суммарное сопротивление заземлителя по выражению (13.1):

$$R_{\Sigma} = \frac{1,06 \cdot 0,513}{1,06 + 0,513} = 0,35 \text{ Ом.}$$

Таким образом, общее сопротивление естественного и искусственного заземлителей равняется не более 0,5 Ом, что соответствует допустимому значению.

### 13.3 Расчет освещения открытого распределительного устройства

Технологическое оборудование подстанции работает постоянно, поэтому на подстанции должно быть обеспечено надежное и бесперебойное освещение.

Светильники аварийного освещения отличаются от светильников рабочего освещения знаками или окраской.

Эвакуационное освещение на подстанции обеспечивает в помещениях и проходах освещенность не менее 5 лк на уровне пола.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 121         |

Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме питается от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на подстанции аварийное освещение автоматически переключается на аккумуляторную батарею. Сеть аварийного освещения не имеет штепсельных розеток.

На подстанции машиностроительного завода предусмотрено рабочее и аварийное освещение. Рабочее освещение является основным и выполнено во всех помещениях и на открытых участках территории (ОРУ). Аварийное освещение предусмотрено в помещениях ЗРУ, где должна быть обеспечена безопасная эксплуатация технологического оборудования. На территории ОРУ аварийное освещение не предусмотрено.

Питание наружного освещения выполняется самостоятельными линиями, не связанными с внутренним освещением помещений.

Искусственное освещение ОРУ осуществляется прожекторами. Освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ на возвышениях.

Освещение ОРУ осуществляется прожекторами типа LEADER LED 50 D15 со светодиодной лампой мощностью 56 Вт, питающимися от сети переменного тока напряжением 230 В. Световой поток лампы равен 6500 лм.

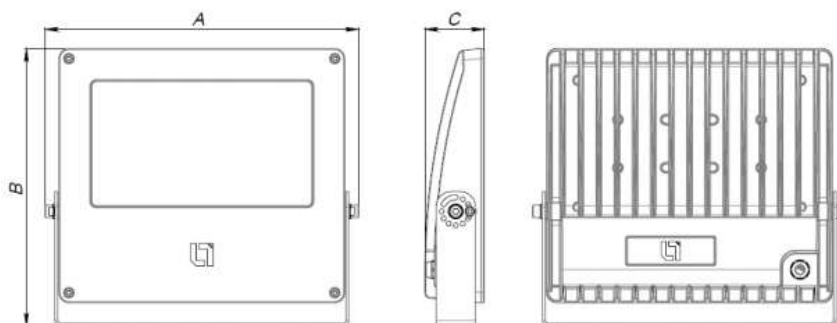


Рисунок 13.3 – Общий вид прожектора серии LEADER LED

Таблица 13.3 – Параметры прожектора LEADER LED 50 D15

| Тип прожектора    | Максимальная сила света, кд, не менее | Углы рассеивания до 0,1 максимальной силы света, град, не менее |                          | КПД %, не менее | Габаритные размеры, мм, не более |     |     |
|-------------------|---------------------------------------|---|--------------------------|-----------------|----------------------------------|-----|-----|
|                   |                                       | в горизонтальной плоскости                                      | в вертикальной плоскости |                 | H                                | B   | L   |
| LEADER LED 50 D15 | 12000                                 | –   | 17                       | 95              | 64                               | 295 | 335 |

Для ликвидации аварийных ситуаций в отсутствие рабочего освещения персонал подстанции обеспечен светильниками с автономным питанием.

В виду громоздкости оборудования, устанавливаемого на ОРУ (трансформаторов, коммутационного оборудования), высоких порталов и опор образуются резкие тени. Для их сокращения и обеспечения нормальной освещенности на рабочих местах освещение осуществляется с двух противоположных сторон ОРУ.

Группы прожекторов располагаются с учетом размещения основного оборудования и отходящих линий электропередачи высокого напряжения.

Рассчитаем освещенность ГПП машиностроительного завода, площадь которого составляет 1435 м<sup>2</sup>.

Суммарный световой поток определим по формуле:

$$\Sigma\Phi = E_n \cdot S \cdot k_3 \cdot k_n,$$

где  $E_n$  – норма освещенности, лк;

$S$  – площадь ОРУ, м<sup>2</sup>;

$k_3$  – коэффициент запаса, учитывающий потери света от загрязнения отражателя, защитного стекла, лампы ( $k_3 = 1,2 \dots 1,8$ );

$k_n$  – коэффициент, учитывающий потери света в зависимости от конфигурации освещенности площади ( $k_n = 1,15 \dots 1,5$ ).

Норма освещенности в проходах между оборудованием, на земле  $E_n = 10$  лк, согласно [31].

$$\Sigma\Phi = 10 \cdot 1435 \cdot 1,7 \cdot 1,4 = 34153 \text{ лм.}$$

Определим требуемое число прожекторов:

$$N = \frac{\Sigma\Phi}{\Phi_l \cdot \eta},$$

где  $\Phi_l$  – световой поток лампы прожектора;

$\eta$  – КПД прожектора.

$$N = \frac{34153}{6500 \cdot 0,95} = 6$$

Высота установки прожектора определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{I_{\max}}{3000}},$$

где  $I_{\max}$  – максимальная (осевая) сила света прожектора.

$$H = \sqrt{\frac{12000}{3000}} = 2 \text{ м.}$$

Исходя из расчета, примем к установке 6 прожекторов типа LEADER LED 50, установленными на высоте 2 м.

|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|--|--|--|--|------|
|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  | Лист |
|     |      |             |       |      |                            |  |  |  |  | 123  |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ |  |  |  |  |      |

## 13.4 Пожарная безопасность

### 13.4.1 Категория пожарной опасности

По [32] определим категории пожарной безопасности имеющиеся помещения. Согласно этому документу закрытые распределительные устройства с элегазовым оборудованием и вакуумными выключателями (горючие вещества в малом количестве) относятся к В4 категории помещения по пожарной опасности.

Таблица 13.4 – Категории пожарной опасности

| Помещение  | Категория      |
|------------|----------------|
| ЗРУ 10 кВ  | В <sub>4</sub> |
| ОРУ 110 кВ | В <sub>н</sub> |

ГПП комплектуется щитом пожарной охраны на класс пожара «Е» в соответствии с правилами противопожарного режима Российской Федерации, приложение 6. Наименования сведены в таблицу 13.4.2

Таблица 13.5 – Комплектация пожарных щитов немеханизированным инструментом и инвентарем

| Наименование первичных средств пожаротушения, немеханизированного инструмента и инвентаря | Единицы измерения | Нормы комплектации в зависимости от типа пожарного щита и класса пожара |
|---|-------------------|---|
|   |                   | ЩП-Е<br>класс Е   |
| Крюк с деревянной рукояткой   | шт.               | 1   |
| Комплект для резки электропроводов: ножницы, диэлектрические боты и коврик                | шт.               | 1   |
| Покрывало для изоляции очага возгорания   | шт.               | 1   |
| Лопата совковая   | шт.               | 1   |
| Ящик с песком 0,5 м <sup>3</sup>  | шт.               | 1   |
| Огнетушитель порошковый ОП-10   | шт.               | 1   |

### 13.4.2 Пожарная безопасность трансформатора

Причиной загорания трансформатора могут быть КЗ в обмотках, возникающие в результате пробоя изоляции при перенапряжениях или при старении изоляции, и пробоя воздушного промежутка между вводами. Возникающая дуга, имеющая температуру порядка 3000...4000°С, вызывает пиролиз изоляционного масла. При значительной продолжительности аварийного режима количество выделившихся газообразных продуктов пиролиза (водорода, метана, этилена и других углеводородов) может быть таким, что внутри бака происходит резкое увеличение давления, следствием которого, как правило, бывает частичная или полная

разгерметизация бака. Продукты пиролиза легко воспламеняются. Источником зажигания может быть и просто открытый огонь, занесенный извне, способный воспламенить газообразные продукты, выделяющиеся из бака в режиме нормальной эксплуатации.

В соответствии с ПУЭ для предотвращения растекания масла и распространения пожара при повреждении маслonaполненных силовых трансформаторов под трансформаторами смонтированы маслоприемники, (рисунок 12.4), т.к. количество масла одного трансформатора превышает 1000 кг (для ТДН–16000/110/10 объем масла составляет 14,6 тонн).

Из маслоприемников масло сбрасывается по сети маслоотводов в закрытый маслосборник вместимостью 25 м<sup>3</sup>.

Маслосборники рассчитаны на прием 100% масла, залитого в трансформатор. А также на задержание 20% расчетного расхода воды. Маслоотводы рассчитаны на отвод 50% масла и полное количество воды не более чем за 0,25 часа.

В период эксплуатации подстанции, при достижении уровня замасленной воды в маслосборнике выше 0,5 м от дна должна производиться откачка и вывоз в установленные места.

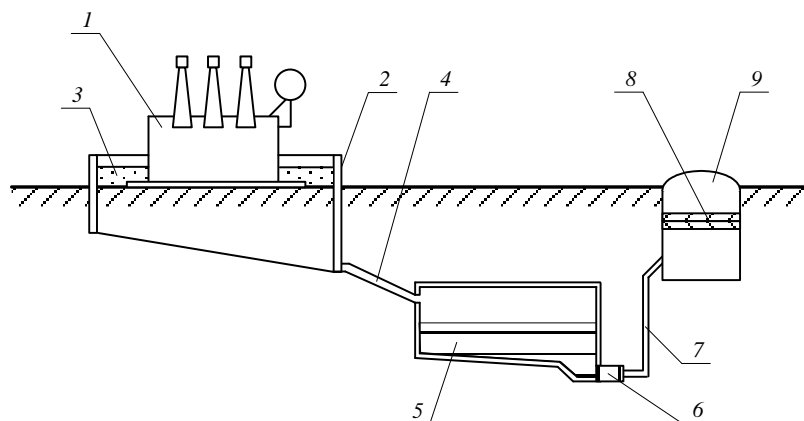


Рисунок 13.4- Технологическая схема отвода и чистки замасленных стоков трансформатора

- На рисунке: 1 – трансформатор;  
 2 – маслоприемник;  
 3 – дренажно-гравийная засыпка;  
 4 – маслоотвод;  
 5 – маслосборник;  
 6 – насос;  
 7 – трубопровод;  
 8 – фильтр;  
 9 – колодец.

Так как единичная мощность трансформаторов менее 63 МВА, то пожарные водопроводы не предусматриваются.



В соответствии с ПУЭ расстояние в свету между открыто установленными трансформаторами, для ТДН – 16000/110/10, должно быть не менее 1,25м.

Отверстие выхлопной трубы масляного трансформатора не должно быть направлено на близко установленное оборудование, для выполнения этого требования допускается установка заградительного щита против отверстия трубы.

### 13.4.3 Расчет молниезащиты подстанции

Защита от прямых ударов молнии обеспечивается молниеотводами. На данной подстанции будем использовать стержневые молниеотводы, которые состоят из четырех конструктивных элементов: молниеприемника 1, несущей конструкции 2, токоотвода 3 и заземлителя 4 (рисунок 13.5).

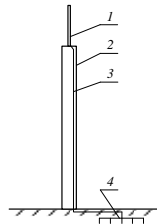


Рисунок 13.5 – Конструкция стержневого молниеотвода

Молниеприемник непосредственно воспринимает прямой удар молнии, поэтому он должен надежно противостоять механическим и тепловым воздействиям тока и высокотемпературного канала молнии. Падение молниеотвода на токоведущие элементы электроустановки может вызвать тяжелую аварию, поэтому несущая конструкция молниеотвода должна иметь высокую механическую прочность, которая исключила бы подобные случаи при эксплуатации оборудования.

Для Урала, где планируется расположение машиностроительного завода, характерное количество грозových часов в году 40...60, поэтому по требованиям ПУЭ необходимо организовать молниезащиту. Установим четыре молниеотвода (рисунок 12.6). Формула для расчетов применена в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [30]. Необходимым условием защиты внутреннего пространства подстанции является:

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x)$$

где  $h$  – высота стержневого молниеотвода, м;  
 $h_x$  – высота точки на границе защищаемой зоны, м;  
 $p$  – коэффициент для разных высот молниеотвода.

$$p = 1, \text{ при } h \leq 30\text{м};$$

$$p = \frac{\sqrt{30}}{h}, \text{ при } h > 30\text{м}.$$

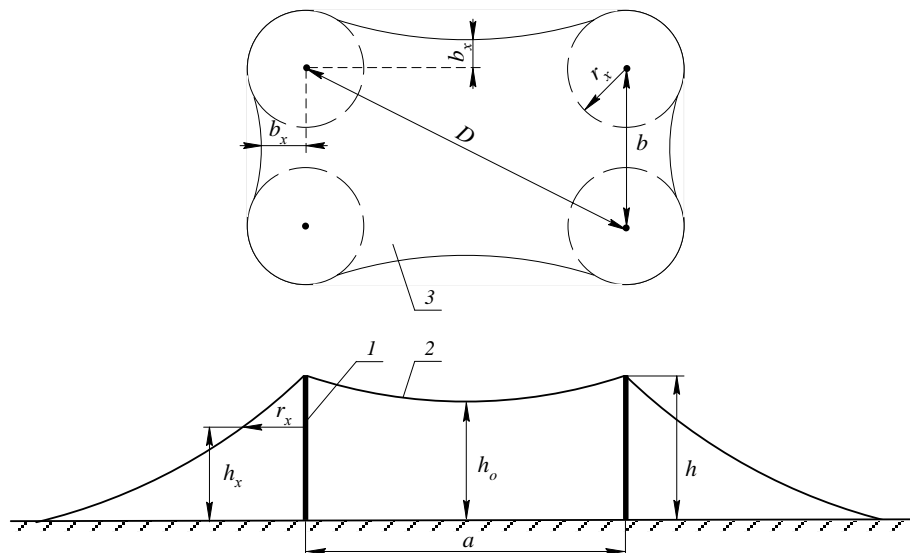


Рисунок – 13.6 Молниезащита подстанции

На рисунке: 1 – стержневой молниеотвод; 2 – зона защиты молниеотвода; 3 – сечение зоны защиты на высоте  $h_x$  от земли.

$$D = \sqrt{a^2 + b^2},$$

$$D = \sqrt{35,5^2 + 19,5^2} = 40,5 \text{ м}$$

где  $a = 42,8 \text{ м}$ ,

$b = 30 \text{ м}$  – расстояния между стержневыми молниеотводами.

Высота защищаемого объекта  $h_x = 19,3 \text{ м}$ .

Примем, что высота молниеотвода  $h < 30 \text{ м}$  ( $p = 1$ ), тогда из формулы выразим:

$$h = \frac{D + 8 \cdot h_x}{8},$$

$$h = \frac{40,5 + 8 \cdot 19,3}{8} = 25,1 \text{ м}$$

Примем высоту молниеотвода  $30 \text{ м}$ .

Проверим молниеотвод на соответствие необходимым условиям

$$D \leq 8 \cdot p \cdot (h - h_x),$$

$$40,5 \leq 8 \cdot 1 \cdot (30 - 19,3),$$

$$40,5 \leq 85,6$$

|     |      |             |       |      |
|-----|------|-------------|-------|------|
|     |      |             |       |      |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |

13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ

Лист

127

Формулы для расчетов применены в соответствии с инструкцией молниезащиты зданий и сооружений [30].

Из расчетов видно, что стержневые молниеотводы охватывают зону ОРУ. Молниезащита зданий, не попавших в зону защиты молниеотводов РУ, выполнена с помощью защитной сетки на их кровельном покрытии, эта сетка присоединяется к защитному заземляющему контуру вокруг зданий.

### Выводы по разделу 13

В данном разделе был произведён расчёт заземляющего устройства, молниезащиты. Рассмотрена электро- и пожаробезопасность подстанции 110/10 кВ. Также был произведён расчёт освещения открытого распределительного устройства.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | 128         |

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе выполнен проект системы электроснабжения завода дорожных машин.

В ходе проектирования было выбрано необходимое электрооборудование для схем внутреннего и внешнего электроснабжения, в том числе трансформаторы ГПП, трансформаторы цеховых ТП, коммутационная и измерительная аппаратура, кабельные и воздушные линии. Кроме этого, были выбраны комплектные конденсаторные установки, необходимые для компенсации реактивной мощности, а также силовые резонансные фильтры для компенсации токов высших гармоник.

Я считаю, что данный проект действительно может быть применен для построения системы электроснабжения завода.

|            |             |                    |              |             |                                   |             |
|------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|-----------------------------------|-------------|
|            |             |                    |              |             | <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> | <i>Лист</i> |
| <i>Изм</i> | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |                                   | <i>129</i>  |

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 Савинцев, Ю.М. Анализ состояния производства в РФ силовых масляных трансформаторов I-III габарита. / Ю.М. Савинцев. – Электротехнический рынок. – 2011. - № 04 (40). – С. 32-38.

2 ГОСТ 11920-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения напряжением до 35 кВ включительно. Технические условия. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 218 с.

3 ГОСТ Р 52719-2007. Трансформаторы силовые. Общие технические условия – М.: Стандартинформ, 2007. – 40 с.

4 Кудрин, Б.И. Электроснабжение: учебник / Б.И. Кудрин. – М.: Издательский центр «Академия», 2012. – 352 с.

5 Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю.Г. Барыбина. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.

6 РТМ 36.18.32.4-92. Указания по расчету электрических нагрузок. – М.: Тяжпром-электропроект, 1992. – 12 с.

7 Липкин, Б.Ю. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Б.Ю. Липкин. – М.: Высшая школа, 1990. – 359 с.

8 Киреева, Э.А. Справочник электрика / Э.А. Киреева, С.А. Цырук. – М: Колос, 2007. – 464с.

9 Рекомендации по проектированию систем внутрицехового электроснабжения с параллельной работой трансформаторов КТП. – М.: Тяжпромэлектропроект, 1992. – 24 с.

10 Правила устройства электроустановок. – 7-е изд., перераб. и доп. – Челябинск: ООО «Центр безопасности труда», 2006. – 848 с.

11 Выключатель элегазовый колонный ВГТ110. ЗЭТО. –[http:// www.zeto.ru/](http://www.zeto.ru/)

12 Разъединитель переменного тока на напряжение 110 кВ серии РН СЭЩ. – [https://electroshield.ru/upload/iblock/8de/ti\\_rn\\_110\\_154\\_2009\\_ver.1.3\\_electroshield.ru.pdf](https://electroshield.ru/upload/iblock/8de/ti_rn_110_154_2009_ver.1.3_electroshield.ru.pdf)

13 Письмо МинРегразв 01.02.2012 № 19839-ИП/08

14 СТО 56947007-29.240.124-2012. Сборник «Укрупненные стоимостные показатели линий электропередачи и подстанций напряжением 35-1150 кВ». 324 тм – т1 для электросетевых объектов ОПО «ФСК ЕЭС», 2012.

15 Выключатели элегазовые серии ВБЭТ-35. РосЭнергоСистемы. – [http://www.etm-res.ru/pdf-files/VBET\\_35.pdf](http://www.etm-res.ru/pdf-files/VBET_35.pdf)

16 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

17 Электрические кабели, провода, шнуры: Справочник/ Н.И. Белоруссов., А.Е. Саакян., А.И. Яковлева.; Под ред. Н.И. Белоруссова. – 5 изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 536 с.

18 НТП ЭПП-94. Нормы технологического проектирования. Проектирование электроснабжения промышленных предприятий. – М.: Изд-во стандартов, 1994. – 48 с.

|     |      |             |       |      |                            |      |
|-----|------|-------------|-------|------|----------------------------|------|
|     |      |             |       |      | 13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ | Лист |
| Изм | Лист | № документа | Подп. | Дата |                            | 130  |

19 Ячейки двухстороннего обслуживания КРУ-СЭЩ-61М.  
<https://electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-61m-6-10-kv/3>

20 Каталог «Высоковольтная вакуумная коммутационная аппаратура». Саратов, 2006. – <http://xn--80aajzhcnfck0a.xn--p1ai/PublicDocuments/0504609.pdf>

21 Трансформатор тока опорный ТОЛ-10. СЗТТ. – <http://www.cztt.ru23>  
 Укрупненные показатели стоимости сооружения подстанций 35-750 кВ и воздушных линий электропередач напряжением 6,10 – 750 кВ. РАО ЕЭС России, 2007. – 16 с.

22 Каталог цифровых приборов. ОАО «Электроприбор». 2017. – <https://www.elpribor.ru/upload/iblock/737/katalog-elektropribor-2017.pdf>

23 ДЯИМ.411152.003 ПС. Инструкция по монтажу и паспорт. Эльстер Метроника

24 ИРФУ.671241.015РЭ. Трансформатор напряжения антирезонансный трехфазный НАМИ-10-95 УХЛ2. Руководство по эксплуатации и паспорт. 27 Трансформатор тока опорный ТОЛ-10. СЗТТ. – <http://www.cztt.ru>

25 Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для техникумов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1987. – 648 с.

26 Рожков, Л.Д. Электрооборудование станций и подстанций: Учебник для ВУЗов / Л.Д. Рожков, В.С. Козулин – М.: Энергоатомиздат, 2007 – 442 с

27 Автоматические выключатели и выключатели нагрузки низкого напряжения на большие токи Masterpact NT и NW. Каталог, 2006

28 Ершов, А.М. Релейная защита и автоматика в системах электроснабжения. Часть 2: Защита электрических сетей напряжением до 1 кВ: учебное пособие – Челябинск: Издательский центр ЮУрГУ, 2011. – 157 с.

29 Ершов, А.М. Качество электрической энергии в системах электроснабжения промышленных предприятий / А.М. Ершов – Ч.: ЧГТУ, 1991. – 88 с.

30 СО 153-34.21.122 – 2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. Москва, 2003 – 29 с.

31 СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение. Москва, 2011 – 68 с.

32 РД 34.03.350-98 Перечень помещений и зданий энергетических объектов РАО "ЕЭС России" с указанием категорий по взрывопожарной и пожарной опасности. Москва, 1998 – 17 с.

|                                   |             |                    |              |             |      |
|-----------------------------------|-------------|--------------------|--------------|-------------|------|
|                                   |             |                    |              |             | Лист |
| <i>13.03.02.2018.319.00.00 ПЗ</i> |             |                    |              |             | 131  |
| <i>Изм.</i>                       | <i>Лист</i> | <i>№ документа</i> | <i>Подп.</i> | <i>Дата</i> |      |