

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Тольяттинский государственный университет»

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)  
Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)  
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)  
Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйства  
ПС 35/10 кВ «Белый Яр»

|              |                                        |                             |
|--------------|----------------------------------------|-----------------------------|
| Студент      | <u>Д.Ю. Мамыкин</u><br>(И.О. Фамилия)  | <u></u><br>(личная подпись) |
| Руководитель | <u>А.Н. Черненко</u><br>(И.О. Фамилия) | <u></u><br>(личная подпись) |
| Консультанты | <u>О.Н. Брега</u><br>(И.О. Фамилия)    | <u></u><br>(личная подпись) |

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)  
«    »                      2017 г.

(личная подпись)

Тольятти 2017

## **Аннотация**

Тема бакалаврской работы «Реконструкция электрооборудования и электрохозяйство ПС 35/10 кВ «Белый Яр».

В работе произведен расчет электрических нагрузок подстанции «Белый Яр», после чего выбрано 2 силовых трансформатора ТМН-4000/35 – У1.

Произведен расчет токов короткого замыкания.

Выбрана комплектная трансформаторная подстанция блочная КТПБ-КС-35/10 производства ОАО «НПП Контакт» город Саратов. Произведен выбор электрооборудования, устанавливаемого на КТП.

Произведен расчет релейной защиты на базе микропроцессорного устройства Сириус-Т.

Выпускная квалификационная работа включает 51 страницу, 13 таблиц, 6 рисунков, в том числе 6 чертежей на листах формата А1.

Графический материал представлен в виде:

1. Электрическая схема ПС 35/10 кВ «Белый Яр» до реконструкции;
2. Электрическая схема ПС 35/10 кВ «Белый Яр» после реконструкции;
3. План ПС 35/10 кВ «Белый Яр»;
4. План-разрез ячейки КРУ №3;
5. Блок с трансформатором напряжения;
6. Высоковольтный выключатель 35 кВ ВБЭС-35 УХЛ 1.

## **Abstract**

The theme of this final qualification work is Reconstruction of Electrical Equipment and Electrical Facilities of the Bely Yar 35/10 kV Substation.

In the work electrical loads of the Bely Yar substation were calculated, then 2 of the TMN-4000/35 power transformers – U1 were selected.

Calculation of short circuit currents was made.

The package block KTPB-KS-35/10 transformer substation produced by NPP Kontakt from Saratov was chosen. Selection of electrical equipment installed in KTP was made.

Calculation of relay protection on the basis of the Sirius T microprocessor device is made.

The result of the reconstruction is the provision of safety and quality of electricity.

Final qualifying work consists of 51 pages, 13 tables, 6 images, including 6 drawings on sheets of the A1 format.

The graphic material is presented as:

1. The electric circuit of Bely Yar 35/10 kV substation before reconstruction;
2. The electric circuit of Bely Yar 35/10 kV substation after reconstruction;
3. Plan of PS of Bely Yar 35/10 kV substation;
4. Plan section of a cell of CREWE No. 3;
5. The block with tension transformer;
6. High-voltage switch of 35 kV of VBES-35 UHL 1.

## Содержание

|                                                                                                                    |    |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Введение.....                                                                                                      | 5  |
| 1 Характеристика трансформаторной подстанции «Белый Яр».....                                                       | 6  |
| 2 Расчет электрических нагрузок подстанции «Белый Яр».....                                                         | 7  |
| 3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов.....                                                        | 9  |
| 3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов.....                                                            | 9  |
| 3.2 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции..... | 9  |
| 4 Выбор электрической схемы подстанции.....                                                                        | 17 |
| 5 Расчет токов короткого замыкания.....                                                                            | 18 |
| 6 Выбор электрооборудования.....                                                                                   | 23 |
| 6.1 Выбор и проверка выключателей.....                                                                             | 24 |
| 6.2 Выбор и проверка разъединителей.....                                                                           | 27 |
| 6.3 Выбор трансформаторов тока.....                                                                                | 28 |
| 6.4 Выбор трансформаторов напряжения.....                                                                          | 33 |
| 6.5 Выбор жестких шин.....                                                                                         | 34 |
| 6.6 Выбор гибких шин.....                                                                                          | 35 |
| 7 Расчет релейной защиты.....                                                                                      | 39 |
| 7.1 Исходные данные для расчета релейной защиты.....                                                               | 39 |
| 7.2 Выбор общих параметров дифференциальной защиты.....                                                            | 39 |
| 7.3 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2).....                                                             | 41 |
| 8 Собственные нужды подстанции.....                                                                                | 43 |
| 9 Расчет заземления подстанции.....                                                                                | 44 |
| 10 Расчет молниезащиты подстанции.....                                                                             | 48 |
| Заключение.....                                                                                                    | 48 |
| Список использованных источников.....                                                                              | 50 |

## **Введение**

Электрическая энергия широко применяется во всех областях хозяйственной деятельности. Таким образом необходимо обеспечить высокую надежность энергосистемы и качество электроэнергии.

Новые технологии в сфере электротехнической продукции обеспечивают необходимую надежность работы всего современного хозяйства. Важным значением является состояние электрооборудования в системах электроснабжения. В данное время происходит модернизация парка силовых машин и другого электрооборудования по всей России и строительство новых объектов с современным оборудованием.

Поэтому целью данной выпускной работы является повышение надежности систем электроснабжения путем реконструкции подстанции «Белый Яр», в связи с физически и морально устаревшим оборудованием, которое может привести к нарушениям электроснабжения. Такие как новых установка более мощных трансформаторов, вакуумных выключателей взамен масляных и т.д.

Таким образом, в процессе выполнения выпускной работы будут решены несколько проблем: проблема нехватки мощности подстанции, увеличение надежности подстанции «Белый Яр» и электроэнергетической системы в целом.

## **1 Характеристика трансформаторной подстанции «Белый Яр»**

Подстанция Белый Яр располагается в Ульяновской области, в селе Новый белый Яр и имеет напряжение 35/10 кВ. Питает село Новый Белый Яр, село Белый Яр и санаторий Белый Яр.

Подстанция введена в эксплуатацию в 1977 году. На подстанции установлены 2 трансформатора разной номинальной мощности 3,2 МВА и 2,5 МВА.

Электроснабжение самой подстанции осуществляется с помощью воздушных линий длиной 51 км от подстанции 110/35/10 кВ «Чердаклы».

По степени надежности потребители Ульяновской области относятся к первой и второй категориям.

Так как трансформаторы загружены на 80%, следовательно, объема свободной трансформаторной мощности будет не хватать, если нагрузки в селах увеличатся.

В связи с устаревшим оборудованием и нехваткой мощности, в работе произведена реконструкция подстанции «Белый Яр».

## 2 Расчет электрических нагрузок подстанции «Белый Яр»

На рисунке 2.1 изображен график годовых нагрузок, из которого находим максимальную полную мощность по подстанции, которая равна  $S_{\max}^{ПС} = 4,6$  МВА.

Расчет продолжительности максимальной годовой нагрузки подстанции:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{\sum S_{\max}^{ПС}}, \quad (2.1)$$

$$T_M = \frac{31,168 \cdot 10^3}{4,6} = 6775,6 \text{ ч.}$$

Расчет коэффициента заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760}, \quad (2.2)$$

$$K_{зан} = \frac{6775,6}{8760} = 0,773.$$

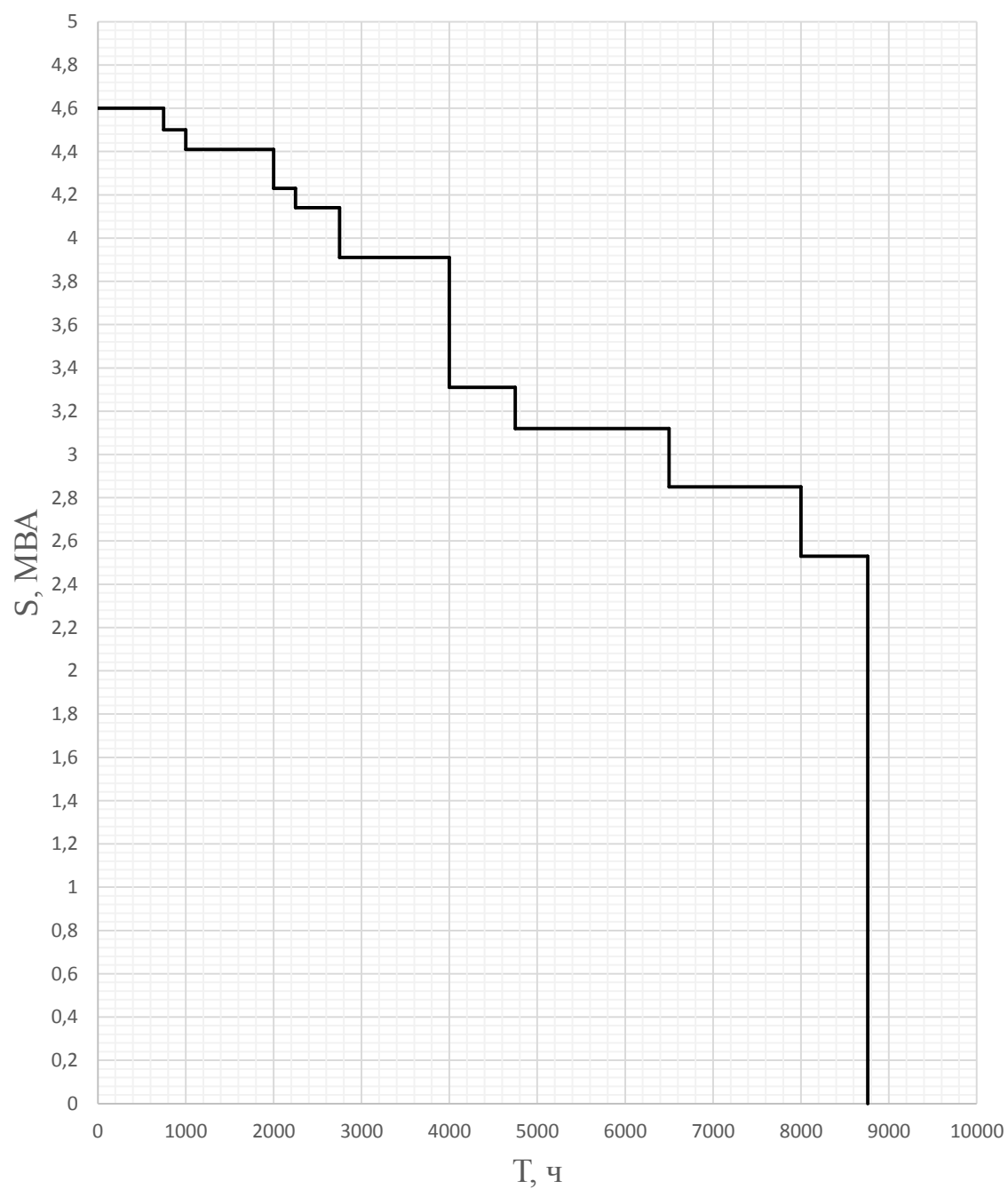


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузок

### 3 Выбор типа, числа и мощности силовых трансформаторов

#### 3.1 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов

Для первой и второй категорий без резервирования на стороне низкого напряжения выбирают двухтрансформаторную подстанцию, с двухобмоточными масляными трансформаторами.

С учетом допустимой перегрузки трансформаторов, номинальная мощность определяется по формуле:

$$S_{ном.Т} \geq \frac{S_{max ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{пер} \cdot n - 1}, \quad (3.1)$$

$$S_{ном.Т} \geq \frac{4,6 \cdot 0,85}{1,4 \cdot 2 - 1} = 2,79 \text{ МВА.}$$

Для двухтрансформаторной ПС выбираются два трансформатора ближайших больших по мощности из условия  $S_{ном.Т2} > S_{ном.Т1} \geq S_{ном.Т}$ . Из этого условия выбираем два трансформатора ТМН-4000/35-У1 и ТМН-6300/35-У1.

#### 3.2 Технико-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов по годовым графикам нагрузки подстанции

##### 3.2.1 Вариант с трансформатором ТМН-4000/35-У1

Основные технические характеристики трансформатора:

$$\Delta P_x = 5 \text{ кВт},$$

$$I_x(\%) = 0,9 \text{ \%},$$

$$\Delta P_k = 32 \text{ кВт},$$

$$u_k(\%) = 7,5 \text{ \%}.$$

Расчет коэффициента загрузки трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{нагр}}{S_{ном.Т}}, \quad (3.2)$$

$$\kappa_3 = \frac{4,6}{4} = 1,15.$$

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.3)$$

$$Q_x = \frac{0,9}{100} \cdot 4000 = 36 \text{ квар.}$$

Расчет приведенных потерь мощности в режиме XX:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.4)$$

$$P'_x = 5 + 0,05 \cdot 36 = 6,8, \text{ кВт.}$$

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.5)$$

$$Q_\kappa = \frac{7,5}{100} \cdot 4000 = 300 \text{ квар.}$$

Расчет приведенных потерь мощности в режиме КЗ:

$$P'_\kappa = \Delta P_\kappa + \kappa_{un} \cdot Q_\kappa, \quad (3.6)$$

$$P'_\kappa = 32 + 0,05 \cdot 300 = 47, \text{ кВт.}$$

Расчет приведенных потерь мощности:

$$P'_T = P'_x + \kappa_3^2 \cdot P'_\kappa, \quad (3.7)$$

$$P'_T = 6,8 + 1,15^2 \cdot 47 = 68,96, \text{ кВт.}$$

Все расчеты сводятся в таблицу 3.1.

Таблица 3.1 – Расчет потерь электроэнергии

| $i$      | $S_{Bi},$<br>МВА | $n_i$ | $T_i, \text{ ч}$ | $\Sigma \Delta W_{xi}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$                                        | $k_{3.6i}$ | $\Sigma \Delta W_{\kappa.6i}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$ |
|----------|------------------|-------|------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------|------------|-----------------------------------------------------------|
| 1        | 4,60             | 2     | 750              | 10200                                                                                     | 1,15       | 23309,1                                                   |
| 2        | 4,50             | 2     | 250              | 3400                                                                                      | 1,12       | 7462                                                      |
| 3        | 4,41             | 2     | 1000             | 13600                                                                                     | 1,10       | 28642,2                                                   |
| 4        | 4,23             | 2     | 250              | 3400                                                                                      | 1,05       | 6576,3                                                    |
| 5        | 4,14             | 2     | 500              | 6800                                                                                      | 1,03       | 12586,9                                                   |
| 6        | 3,91             | 2     | 1250             | 17000                                                                                     | 0,98       | 28211,8                                                   |
| 7        | 3,31             | 2     | 750              | 10200                                                                                     | 0,83       | 12141,9                                                   |
| 8        | 3,12             | 2     | 1750             | 23800                                                                                     | 0,78       | 25148,9                                                   |
| 9        | 2,85             | 2     | 1500             | 20400                                                                                     | 0,71       | 17920                                                     |
| 10       | 2,53             | 2     | 760              | 10336                                                                                     | 0,63       | 7156,3                                                    |
| $\Sigma$ |                  |       | 8760             | $\Sigma \Delta W_x = 119136$                                                              |            | $\Sigma \Delta W_{\kappa.6} = 169155,4$                   |
|          |                  |       |                  | $\Sigma \Delta W_{\text{ПС}} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{\kappa.6} = 288291,4$ |            |                                                           |

После того как были найдены суммарные потери электроэнергии в трансформаторе, затем определяется экономическая целесообразность выбора трансформатора ТМН-4000/35-У1.

Капитальные затраты на оборудование:

$$K = 4850 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость электроэнергии и мощности были взяты с [10].

$$\alpha = 4715,6 \text{ руб/кВт/год},$$

$$\beta = 1,147 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет стоимости электроэнергии за 1 кВт·ч:

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.8)$$

$$C_{\text{э}} = \frac{4715,6}{6775,6} + 1,147 = 1,843 \text{ руб/кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{пс}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (3.9)$$

$$I_{\text{э}} = 288291,4 \cdot 1,843 = 531321,05 \text{ руб}.$$

Расчет годовых отчислений:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.10)$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 4850 \cdot 10^3 = 455900 \text{ руб},$$

где -  $p_{\text{сум}} = 0,094$ .

Расчет приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (3.11)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 4850 \cdot 10^3 + 531321,05 + 455900 = 1593471,05 \text{ руб},$$

где  $E_n = 0,125$ .

### 3.2.2 Вариант с трансформатором ТМН-6300/35-У1

Основные технические характеристики трансформатора:

$$\Delta P_x = 7,4 \text{ кВт},$$

$$I_x(\%) = 0,85 \%,$$

$$\Delta P_\kappa = 40 \text{ кВт},$$

$$u_\kappa(\%) = 7,5 \, \%.$$

Расчет коэффициента загрузки трансформатора:

$$\kappa_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.Т}}}, \quad (3.12)$$

$$\kappa_3 = \frac{4,6}{6,3} = 0,73.$$

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.13)$$

$$Q_x = \frac{0,85}{100} \cdot 6300 = 53,6 \text{ квар.}$$

Расчет приведенных потерь мощности в режиме XX:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{\text{un}} \cdot Q_x, \quad (3.14)$$

$$P'_x = 7,4 + 0,05 \cdot 53,6 = 10,08 \text{ кВт.}$$

Расчет потерь реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$Q_\kappa = \frac{u_\kappa(\%)}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.15)$$

$$Q_{\kappa} = \frac{7,5}{100} \cdot 6300 = 472,5 \text{ квар.}$$

Расчет приведенных потерь мощности в режиме КЗ:

$$P'_{\kappa} = \Delta P_{\kappa} + \kappa_{un} \cdot Q_{\kappa}, \quad (3.16)$$

$$P'_x = 40 + 0,05 \cdot 472,5 = 63,6 \text{ кВт.}$$

Расчет приведенных потерь мощности:

$$P'_T = P'_x + \kappa_z^2 \cdot P'_{\kappa}, \quad (3.17)$$

$$P'_T = 10,08 + 0,73^2 \cdot 63,6 = 44 \text{ кВт.}$$

Все расчеты сводятся в таблицу 3.2.

Таблица 3.2 – Расчет потерь электроэнергии

| $i$ | $S_{Bi}$ , МВА | $n_i$ | $T_i$ , ч | $\Sigma \Delta W_{xi}$ , кВт·ч | $k_{з.и}$ | $\Sigma \Delta W_{к.и i}$ , кВт·ч |
|-----|----------------|-------|-----------|--------------------------------|-----------|-----------------------------------|
| 1   | 4,60           | 2     | 750       | 15120                          | 0,73      | 12715,7                           |
| 2   | 4,50           | 2     | 250       | 5040                           | 0,716     | 4077,5                            |
| 3   | 4,41           | 2     | 1000      | 20160                          | 0,7       | 15589,4                           |
| 4   | 4,23           | 2     | 250       | 5040                           | 0,67      | 3570,4                            |
| 5   | 4,14           | 2     | 500       | 10080                          | 0,65      | 6720,9                            |
| 6   | 3,91           | 2     | 1250      | 25200                          | 0,62      | 15287,1                           |
| 7   | 3,31           | 2     | 750       | 15120                          | 0,53      | 6702,6                            |
| 8   | 3,12           | 2     | 1750      | 35280                          | 0,497     | 13752,5                           |
| 9   | 2,85           | 2     | 1500      | 30240                          | 0,45      | 9663,8                            |
| 10  | 2,53           | 2     | 760       | 15321,6                        | 0,4       | 3868,7                            |

Продолжение таблицы 3.2

| $i$      | $S_{Bi}$ , МВА | $n_i$ | $T_i$ , ч | $\Sigma \Delta W_{xi}$ , кВт·ч                                                 | $k_{з.в. i}$ | $\Sigma \Delta W_{к.в. i}$ , кВт·ч |
|----------|----------------|-------|-----------|--------------------------------------------------------------------------------|--------------|------------------------------------|
| $\Sigma$ |                |       | 8760      | $\Sigma \Delta W_x = 176601,6$                                                 |              | $\Sigma \Delta W_{к.в.} = 91948,6$ |
|          |                |       |           | $\Sigma \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_x + \Sigma \Delta W_{к.в.} = 268550,2$ |              |                                    |

После того как были найдены суммарные потери электроэнергии в трансформаторе, затем определяется экономическая целесообразность выбора трансформатора ТМН-6300/35-У1.

Капитальные затраты на оборудование:

$$K = 5848 \text{ тыс.руб.}$$

Стоимость электроэнергии за 1 кВт·ч остаются такими же, как и при расчете трансформатора ТМН-4000/35 – У1.

Расчет стоимости годовых потерь электроэнергии:

$$I_{\text{э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{э}}, \quad (3.18)$$

$$I_{\text{э}} = 268550,2 \cdot 1,843 = 494938 \text{ руб.}$$

Расчет годовых отчислений:

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.19)$$

$$I_0 = 0,094 \cdot 5848 \cdot 10^3 = 549712 \text{ руб.},$$

где -  $p_{\text{сум}} = 0,094$ .

Расчет приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \cdot K + I_0 + I_{\text{э}}, \quad (3.20)$$

$$Z_{\text{пр}} = 0,125 \cdot 5848 \cdot 10^3 + 494938 + 549712 = 1775650 \text{ руб.},$$

где  $E_{\text{н}} = 0,125$ .

Вывод:

После расчета двух вариантов различной мощности трансформаторов и определения приведенных затрат на установку этих трансформаторов, было решено выбрать вариант с трансформаторами ТМН-4000/35 – У1, так как на его установку требуются меньше затрат, чем на установку трансформаторов ТМН-6300/35 – У1. Так же трансформатор ТМН-6300 будет менее загружен, следовательно, потери на холостом ходу у него будут выше.

На рисунке 3.1 представлен выбранный трансформатор.



Рисунок 3.1 – Трансформатор ТМН-4000/35 – У1

#### 4 Выбор электрической схемы подстанции

Согласно, стандартам СТО 56947007-29.240.30.010-2008 организации ОАО «ФСК ЕЭС» для двухтрансформаторной подстанции 35/10 кВ выбираем схему № 35 – 4Н, показанную на рисунке 4.1, с двумя блоками с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий.

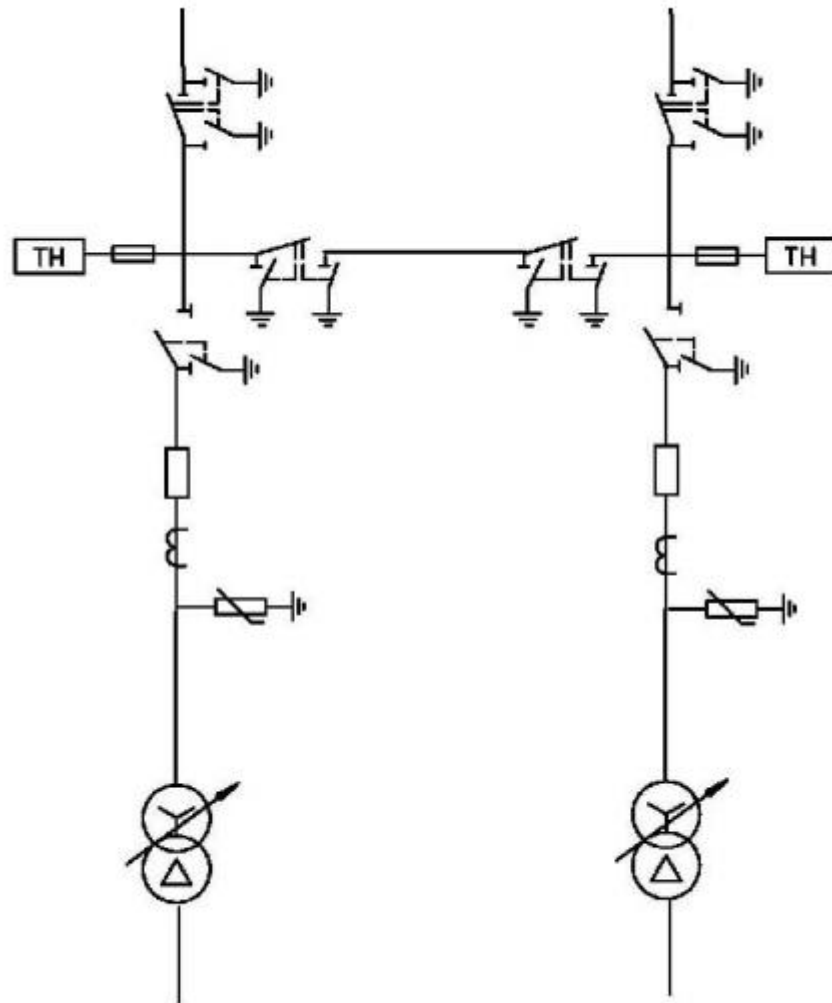


Рисунок 4.1 – Схема № 35 – 4Н

## 5 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для выбора и проверки электрооборудования, расчета релейной защиты и автоматики, а также расчета заземляющих устройств.

Токи КЗ рассчитываются на шинах высокого и низкого напряжений.

Расчет токов КЗ начинается с составления расчетной схемы, рассматриваемой электроустановки, показанной на рисунке 5.1.

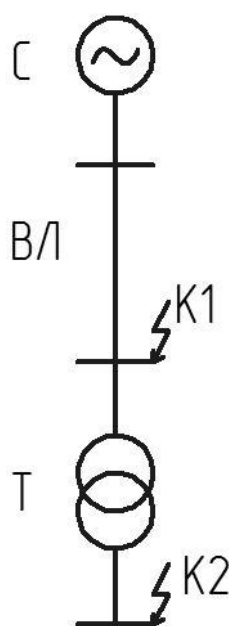


Рисунок 5.1 – Расчетная схема

Затем на основании расчетной схемы составляется схема замещения, показанная на рисунке 5.2.

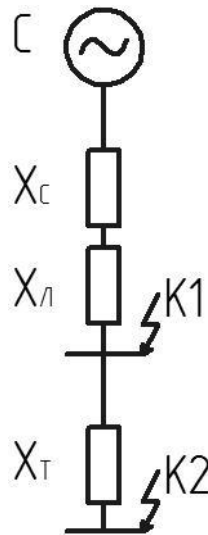


Рисунок 5.2 – Схема замещения

Определяются все сопротивления схемы. Расчет ведется в относительных единицах. Задаемся базисной мощностью  $S_{\sigma}=100$  МВА.

По исходным данным мощность короткого замыкания  $S_{\kappa}=1050$  МВА.

Расчет сопротивления системы:

$$x_{*\sigma,C} = \frac{S_{\sigma}}{S_{\kappa}}, \quad (5.1)$$

$$x_{*\sigma,C} = \frac{100}{1050} = 0,095.$$

Расчет сопротивления трансформатора:

$$x_{*\sigma,T} = \frac{u_{\kappa}(\%)}{100} \cdot \frac{S_{\sigma}}{S_{ном.T}}, \quad (5.2)$$

$$x_{*\sigma,T} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{100}{4} = 1,875.$$

Расчет сопротивления линии:

Длина двухцепных воздушных линий равна 51 км.

$$x_{*\bar{o},л} = x_{y\partial} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2}, \quad (5.3)$$

$$x_{*\bar{o},л} = 0,4 \cdot \frac{51}{2} \cdot \frac{100}{37^2} = 0,745.$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К1:

Находят результирующее сопротивление в точки К1:

$$x_{*\bar{o},рез} = x_{*\bar{o},C} + x_{*\bar{o},л}, \quad (5.4)$$

$$x_{*\bar{o},рез} = 0,095 + 0,745 = 0,84.$$

Расчет базисного тока:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{o}}}, \quad (5.5)$$

$$I_{\bar{o}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА}.$$

Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ:

$$E''_{*\bar{o}} = 1.$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E''_{*\bar{o}}}{x_{*\bar{o},рез}} \cdot I_{\bar{o}}, \quad (5.6)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{0,84} \cdot 1,56 = 1,84 \text{ кА}.$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$\kappa_{y\partial} = 1,8.$$

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (5.7)$$

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 1,84 = 4,68 \text{ кА.}$$

Расчет токов короткого замыкания в точке К2:

Находят результирующее сопротивление в точки К2:

$$x_{*\delta,рез} = x_{*\delta,C} + x_{*\delta,Л} + x_{*\delta,Г}, \quad (5.8)$$

$$x_{*\delta,рез} = 0,1 + 0,745 + 1,875 = 2,72.$$

Расчет базисного тока:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (5.9)$$

$$I_{\delta} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА.}$$

Расчет начального действующего значения периодической составляющей тока КЗ:

$$E''_{*\delta} = 1.$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{E''_{*\delta}}{x_{*\delta,рез}} \cdot I_{\delta}, \quad (5.10)$$

$$I_{no}^{(3)} = \frac{1}{2,72} \cdot 5,5 = 2,02 \text{ кА.}$$

Расчет ударного тока КЗ:

$$\kappa_{y\partial} = 1,6.$$

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot \kappa_{y\partial} \cdot I_{no}^{(3)}, \quad (5.11)$$

$$i_{y\partial}^{(3)} = \sqrt{2} \cdot 1,6 \cdot 2,02 = 4,57 \text{ кА}.$$

## **6 Выбор электрооборудования**

Для подстанции выбираем комплектную трансформаторную подстанцию блочную КТПБ-КС-35/10 производства ОАО «НПП Контакт» города Саратов.

КТП состоит из следующих элементов, которые могут быть установлены на этой подстанции:

Оборудование, устанавливаемое в ОРУ 35 кВ:

Разъединители:

- РГПЗ-1(2)-IV-35/1000 УХЛ 1 (ОАО Самарский завод «Электрощит» г. Самара);

- РДЗ-1(2)-35/1000 УХЛ 1 (ОАО Самарский завод «Электрощит» г. Самара).

Выключатели:

- ВБПС-35 III УХЛ 1(ОАО «НПП «Контакт» г. Саратов);

- ВБЭС-35 III УХЛ 1(ОАО «НПП «Контакт» г. Саратов);

- ВБЭТ-35 УХЛ 1(ОАО «НПП «Контакт» г. Саратов).

Трансформаторы тока:

- ТОЛ-35 III-V-4 УХЛ 1 (ООО Свердловский завод трансформаторов тока», г. Екатеринбург);

Трансформаторы напряжения:

- ЗНОЛ – СЭЩ 35 УХЛ 1 (ОАО Самарский завод «Электрощит» г. Самара);

Ограничители перенапряжений:

- ОПН-П-35 -40,5/10/2 УХЛ 1 (Завод энергозащитных устройств г. С.-Петербург».

Оборудование, устанавливаемое в ЗРУ 10 кВ:

Выключатели вакуумные:

- ВБП-10-20(31,5)/1000(1600) У2 (ОАО «НПП «Контакт» г. Саратов);

- ВБМ-10-20(31,5)/1000(1600) У2 (ОАО «НПП «Контакт» г. Саратов);

- ВБП-10-40/3150 У2 (ОАО «НПП «Контакт» г. Саратов).

Трансформаторы тока:

- ТОЛ-10 (ООО Свердловский завод трансформаторов тока», г. Екатеринбург);
- ТЛО-10 (Электрощит-К, г. Бабино, Калужской области);
- ТЛК-10 (г. Самара).

Трансформаторы собственных нужд:

- ТСКС-40 («Электрозавод» г. Москва);
- ТЛС-40 (ООО Свердловский завод трансформаторов тока», г. Екатеринбург).

Трансформаторы напряжения:

- НАЛА-СЭЩ (ОАО Самарский завод «Электрощит» г. Самара).

Ограничители перенапряжений:

- ОПН-П-6(10) (Завод энергозащитных устройств, г. С.-Петербург».

## **6.1 Выбор и проверка выключателей**

Для подстанции выбираем вакуумные выключатели, так как они просты в эксплуатации, имеют малые габариты, высокую надежность.

### **6.1.1 Выбор выключателя на стороне 35 кВ**

Из выключателей, устанавливаемых в КТП, выбираем выключатели с электромагнитным приводом ВБЭС-35 III УХЛ 1.

Расчет тока продолжительного режима с учетом перегрузки 40 %:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (6.1)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 87,4 \text{ А.}$$

Расчет термической стойкости с продолжительностью КЗ  $t_{откл} = 0,05$  с:

$$B_{\kappa} = I_{no}^{(3)2} \cdot t_{откл} + T_a, \quad (6.2)$$

$$B_{\kappa} = 1,84^2 \cdot 0,05 + 0,05 = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчет максимального значения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{no}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (6.3)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 1,84 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,05}} = 0,96 \text{ кА},$$

где  $T_a = 0,05$  с,

$$\tau = 0,01 + t_{св} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}.$$

Все рассчитанные значения, а также каталожные данные сводятся в таблицу 6.1.

Таблица 6.1 – Расчетные и каталожные данные для выключателя ВБЭС-35

| Расчетные данные                                | Данные из каталога                                                           |
|-------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$                  | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                                                    |
| $I_{max} = 87,4 \text{ А}$                      | $I_{ном} = 630 \text{ А}$                                                    |
| $I_{no}^{(3)} = 1,84 \text{ кА}$                | $I_{ном.откл} = 25 \text{ кА}$                                               |
| $i_{a\tau} = 0,96 \text{ кА}$                   | $i_{a,ном} = 17,7 \text{ кА}$                                                |
| $I_{no} = 1,84 \text{ кА}$                      | $I_{нрс} = 25 \text{ кА}$                                                    |
| $i_{y\partial} = 4,68 \text{ кА}$               | $i_{нрс} = 64 \text{ кА}$                                                    |
| $B_{\kappa} = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{откл} = 25^2 \cdot 0,05 = 31,25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель ВБЭС-35 III – 25/630 УХЛ 1 был проверен по всем каталожным данным и выбран на стороне 35 кВ, так как он соответствует всем требованиям.

#### 6.1.2 Выбор выключателя на стороне 10 кВ

Из выключателей, устанавливаемых в КТП, выбираем выключатели с электромагнитным приводом ВБМ – У2.

Расчет тока продолжительного режима с учетом перегрузки 40 %:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (6.4)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 307,9 \text{ А.}$$

Расчет термической стойкости с продолжительностью КЗ  $t_{\text{откл}} = 0,05 \text{ с}$ :

$$B_{\kappa} = I_{\text{но}}^{(3)2} \cdot t_{\text{откл}} + T_a, \quad (6.5)$$

$$B_{\kappa} = 2,02^2 \cdot 0,05 + 0,02 = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Расчет максимального значения апериодической составляющей тока КЗ:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{но}}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (6.6)$$

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2,02 \cdot e^{-\frac{0,05}{0,02}} = 0,23 \text{ кА,}$$

где  $T_a = 0,02 \text{ с}$ ,

$$\tau = 0,01 + t_{\text{св}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с.}$$

Все рассчитанные значения, а также каталожные данные сводятся в таблицу 6.2.

Таблица 6.2 – Расчетные и каталожные данные для выключателя ВБЭС-35

| Расчетные данные                         | Данные из каталога                                                        |
|------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| $U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$           | $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                                                 |
| $I_{max} = 307,9 \text{ А}$              | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$                                                |
| $I_{no}^{(3)} = 2,02 \text{ кА}$         | $I_{ном.откл} = 20 \text{ кА}$                                            |
| $i_{ар} = 0,23 \text{ кА}$               | $i_{а.ном} = 10,46 \text{ кА}$                                            |
| $I_{no} = 2,02 \text{ кА}$               | $I_{прс} = 20 \text{ кА}$                                                 |
| $i_{уд} = 4,57 \text{ кА}$               | $i_{прс} = 51 \text{ кА}$                                                 |
| $B_k = 0,29 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель ВБМ-10-20/1000 У 2 был проверен по всем каталожным данным и выбран на стороне 10 кВ, так как он соответствует всем требованиям.

## 6.2 Выбор и проверка разъединителей

Для подстанции выбираем разъединители с полимерной изоляцией. Она обладает высокой механической прочностью. Так же преимуществом является высокая устойчивость к атмосферным загрязнениям, простоту и удобство монтажа, гидрофобность, , высокую стойкость к перенапряжениям, а также обладают сниженным весом (более чем на 90%) по сравнению со стеклянными и фарфоровыми изоляторами.

На стороне 35 кВ выбираем разъединитель РГПЗ-1(2)-IV-35/1000 УХЛ 1.

Все расчетные и каталожные данные сводятся в таблицу 6.3.

Таблица 6.3 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

|                                |                            |
|--------------------------------|----------------------------|
| $U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$ | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$  |
| $I_{max} = 87,4 \text{ А}$     | $I_{ном} = 1000 \text{ А}$ |

Продолжение таблицы 6.3

|                                                 |                                                                           |
|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------|
| $I_{no}^{(3)} = 1,84 \text{ кА}$                | $I_{npc} = 50 \text{ кА}$                                                 |
| $i_{y\partial} = 4,68 \text{ кА}$               | $i_{npc} = 50 \text{ кА}$                                                 |
| $B_{\kappa} = 0,37 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{откл} = 20^2 \cdot 0,05 = 20 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Разъединитель РГПЗ-1(2)-IV-35/1000 УХЛ 1 был проверен по всем каталожным данным и выбран на стороне 35 кВ, так как он соответствует всем требованиям.

### 6.3 Выбор трансформаторов тока

#### 6.3.1 Выбор и проверка трансформатора тока на стороне 35 кВ.

Из типов трансформаторов тока, устанавливаемых в КТП, выбираем трансформатор тока ТОЛ – 35 III-V-4 УХЛ 1 и проводим проверку.

Расчет тока максимального тока:

$$I_{\max} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.7)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ А.}$$

Расчет термической стойкости с  $t_T = 3 \text{ с}$ :

$$B_{\kappa} = I_{no}^{(3)2} \cdot t_T + T_a, \quad (6.8)$$

$$B_{\kappa} = 1,84^2 \cdot 3 + 0,02 = 10,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Все расчетные и каталожные данные сводятся в таблицу 6.4

Таблица 6.4 – Расчетные и каталожные значения трансформатора тока

|                                                  |                                                                         |
|--------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| $U_{ном.сети} = 35 \text{ кВ}$                   | $U_{ном} = 35 \text{ кВ}$                                               |
| $I_{max} = 62,4 \text{ А}$                       | $I_{ном} = 75 \text{ А}$                                                |
| $i_{уд} = 4,68 \text{ кА}$                       | $I_{\delta} = 15 \text{ кА}$                                            |
| $B_{\kappa} = 10,32 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{откл} = 15^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Трансформатор тока ТОЛ – 35 III-V-4 75/5 УХЛ 1 был проверен по всем каталожным данным и выбран на стороне 35 кВ, так как он соответствует всем требованиям.

На стороне 35 кВ вторичной нагрузкой трансформатора тока будет являться только счетчик активной и реактивной энергии для коммерческого учета электроэнергии, приведенный в таблице 6.5

Таблица 6.5 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ – 35

| Прибор                                | Тип                 | Нагрузка, В·А, фазы |   |     |
|---------------------------------------|---------------------|---------------------|---|-----|
|                                       |                     | А                   | В | С   |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 236 ART-02 | 0,1                 | - | 0,1 |
| Итого                                 |                     | 0,1                 |   | 0,1 |

Номинальный вторичная нагрузка  $Z_{2ном}$  по каталожным данным трансформатора тока равна 1,2 Ом. Сопротивление контактов  $R_{\kappa} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Расчет сопротивления прибора:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (6.9)$$

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

После чего рассчитывается сопротивление проводов:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k, \quad (6.10)$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,004 - 0,1 = 1,096 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов длиной 40 м с медными жилами, схема соединения трансформатора тока неполная звезда:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{np}}, \quad (6.11)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,096} = 1,1 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока  $s = 2,5 \text{ мм}^2$ .

### 6.3.2 Выбор и проверка трансформатора тока на стороне 10 кВ.

Из типов трансформаторов тока, устанавливаемых в КТП, выбираем трансформатор тока ТОЛ – 10 УХЛ 2.1 и проводим проверку.

Расчет тока максимального тока:

$$I_{\max} = \frac{S_{ном.Т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}}, \quad (6.12)$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 219,9 \text{ А.}$$

Расчет термической стойкости с  $t_T = 3$  с:

$$B_{\kappa} = I_{no}^{(3)2} \cdot t_T + T_a, \quad (6.13)$$

$$B_{\kappa} = 2,02^2 \cdot 3 + 0,02 = 12,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Все расчетные и каталожные данные сводятся в таблицу 6.6

Таблица 6.6 – Расчетные и каталожные значения трансформатора тока

|                                                 |                                                                               |
|-------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------|
| $U_{ном.сети} = 10,5 \text{ кВ}$                | $U_{ном} = 10,5 \text{ кВ}$                                                   |
| $I_{max} = 219,9 \text{ А}$                     | $I_{ном} = 300 \text{ А}$                                                     |
| $i_{y\partial} = 4,57 \text{ кА}$               | $I_{\partial} = 102 \text{ кА}$                                               |
| $B_{\kappa} = 12,4 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_T^2 \cdot t_{откл} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Трансформатор тока ТОЛ – 10 300/5 УХЛ 2.1 был проверен по всем каталожным данным и выбран на стороне 35 кВ, так как он соответствует всем требованиям.

На стороне 10 кВ вторичной нагрузкой трансформатора тока будет являться только амперметр, ваттметр, счетчик активной и реактивной энергии для коммерческого учета электроэнергии, приведенный в таблице 6.7

Таблица 6.7 – Вторичная нагрузка трансформатора тока ТОЛ – 10

| Прибор                                | Тип                 | Нагрузка, В· А, фазы |   |     |
|---------------------------------------|---------------------|----------------------|---|-----|
|                                       |                     | А                    | В | С   |
| Амперметр                             | СА3020-5            | 0,6                  | - | -   |
| Ваттметр                              | СР3020-5            | 0,7                  | - | 0,7 |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 236 ART-02 | 0,1                  | - | 0,1 |
| Итого                                 |                     | 1,4                  |   | 0,8 |

Номинальный вторичная нагрузка  $Z_{2ном}$  по каталожным данным трансформатора тока равна 1,2 Ом. Сопротивление контактов  $R_{\kappa} = 0,1$  Ом.

Расчет сопротивления прибора:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2}, \quad (6.14)$$

$$R_{приб} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

После чего рассчитывается сопротивление проводов:

$$R_{np} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_{\kappa}, \quad (6.15)$$

$$R_{np} = 1,2 - 0,056 - 0,1 = 1,044 \text{ Ом.}$$

Определяем сечение проводов длиной 40 м с медными жилами, схема соединения трансформатора тока неполная звезда:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l}{R_{np}}, \quad (6.16)$$

$$s = \frac{0,0175 \cdot \sqrt{3} \cdot 40}{1,044} = 1,16 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартное сечение проводов с медными жилами для вторичной нагрузки трансформаторов тока  $s = 2,5 \text{ мм}^2$ .

## 6.4 Выбор трансформаторов напряжения

### 6.4.1 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Из типов трансформаторов напряжения, устанавливаемых в КТП, выбираем трансформаторы напряжения ЗНОЛ – СЭЩ 35 УХЛ 1 и проводим проверку по вторичной нагрузке.

Таблица 6.8 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Приборы                               | Типы приборов          | Число | Мощность S, ВА |
|---------------------------------------|------------------------|-------|----------------|
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 236<br>ART-02 | 2     | 10             |
| Итого                                 |                        |       | 10             |

Таким образом,  $S = 64 \text{ ВА} < S_{ном} = 100 \text{ ВА}$ . По полной вторичной нагрузке выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ – СЭЩ 35-1/3-100/100 III УХЛ 1

### 6.4.2 Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Из типов трансформаторов напряжения, устанавливаемых в КТП, выбираем трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЩ – 10 У 2 и проводим проверку по вторичной нагрузке.

Таблица 6.9 – Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

| Приборы                               | Типы приборов          | Число | Мощность S, ВА |
|---------------------------------------|------------------------|-------|----------------|
| Вольтметр                             | СВ3020-100             | 1     | 4              |
| Ваттметр                              | СР3020-5               | 6     | 30             |
| Счетчик активной и реактивной энергии | Меркурий 236<br>ART-02 | 6     | 30             |
| Итого                                 |                        |       | 64             |

Таким образом,  $S = 64 \text{ BA} < S_{\text{ном}} = 100 \text{ BA}$ . По полной вторичной нагрузки выбираем трансформатор напряжения НАЛИ-СЭЦ-10-1-0,5-100 У 2.

### 6.5 Выбор жестких шин

Номинальный и максимальный токи рассчитываются соответственно по формулам ниже:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (6.17)$$

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{ном.Т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot 1,4, \quad (6.18)$$

$$I_{\text{max}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 87,4 \text{ А}.$$

Выбираем сечение алюминиевых шин по экономической плотности тока:

Для алюминиевых шин напряжением 35 кВ при числе часов использования максимума нагрузки в год выше 5000 ч, согласно ПУЭ [2], экономическая плотность тока  $j_{\text{эк}}$  равна 1.

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}}, \quad (6.19)$$

$$s = \frac{62,4}{1} = 62,4 \text{ мм}^2.$$

На КТП устанавливаются алюминиевые шины с номинальным током  $I_n \geq 630 \text{ А}$ . Из этого условия выбираем шины АД31Т (50х5 мм) с  $I_{\text{дон}} = 665 \text{ А}$ . После выбора шин, проверяем их.

По условию нагрева:

$$I_{\max} = 87,4 \text{ A} < I_{\text{дон}} = 665 \text{ A}.$$

По условию термической стойкости:

$C_T$  находим по кривым из [3]

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (6.20)$$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{0,37 \cdot 10^3}}{90} = 6,76 \text{ мм}^2,$$

$$s_{\min} = 6,76 \text{ мм}^2 < s = 250 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, выбранные жесткие шины на стороне 35 кВ подходят для эксплуатации на подстанции.

На стороне 10 кВ в ячейках КС-10 устанавливаются сборные шины с номинальным током 1000 А.

## 6.6 Выбор гибких шин

Гибкие шины в основном выполняются проводами типа АС.

### 6.6.1 Выбор сталеалюминевых проводов на стороне 35 кВ.

Номинальный и максимальный токи берутся из пункта 6.5 и равны

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4 \text{ A},$$

$$I_{\max} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} \cdot 1,4 = 87,4 \text{ A}.$$

По экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (6.21)$$
$$s = \frac{62,4}{1} = 62,4 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сталеалюминевые провода АС 70/11 с  $I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}$ .

По условию нагрева:

$$I_{\text{max}} = 87,4 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 265 \text{ А}.$$

По условию термической стойкости:

$C_T$  находим по кривым из [3]

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (6.22)$$
$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{0,37 \cdot 10^3}}{90} = 6,76 \text{ мм}^2,$$
$$s_{\text{min}} = 6,76 \text{ мм}^2 < s = 70 \text{ мм}^2.$$

При напряжении 35 кВ необходима проверка по условию коронирования.

Расчет максимального значения начальной критической напряженности:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right), \quad (6.23)$$
$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}} \right) = 34,8 \text{ кВ/см},$$

где  $m = 0,82$ ,

$r_0 = 0,57 \text{ см}$ .

Расчет напряженности электрического поля провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp.г}}{r_0}}, \quad (6.24)$$

$$E = \frac{0,354 \cdot 20,2}{0,57 \cdot \lg \frac{1260}{0,57}} = 3,75 \text{ кВ/см},$$

где  $D_{cp.г} = 1,26 \cdot D = 1260 \text{ см}$ ,

$U = 20,2 \text{ кВ}$ .

Затем проверяем по условию отсутствия короны:

$$\begin{aligned} 1,07 \cdot E &\leq 0,9 \cdot E_0, \\ 4 &\leq 31,32. \end{aligned} \quad (6.25)$$

Следовательно, корона отсутствует. Гибкие шины на стороне 35 кВ выбраны правильно.

#### 6.6.2 Выбор сталеалюминевых проводов на стороне 10 кВ.

Номинальный и максимальный токи равны:

$$I_{\text{раб.ном}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 219,9 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = \frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 1,4 = 307,9 \text{ А}.$$

По экономической плотности тока:

$$s = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (6.26)$$
$$s = \frac{219,9}{1} = 219,9 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сталеалюминевые провода АС 240/32 с  $I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}$ .

По условию нагрева:

$$I_{\text{max}} = 307,9 \text{ А} < I_{\text{дон}} = 605 \text{ А}.$$

По условию термической стойкости:

$C_T$  находим по кривым из [3]

$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_T}, \quad (6.27)$$
$$s_{\text{min}} = \frac{\sqrt{0,29 \cdot 10^3}}{90} = 5,98 \text{ мм}^2,$$

$$s_{\text{min}} = 6,98 \text{ мм}^2 < s = 240 \text{ мм}^2.$$

Следовательно, сталеалюминевый провод АС 240/32 выбран правильно.

## 7 Расчет релейной защиты

Релейная защита для данной подстанции выполняется на базе микропроцессорного устройства Сириус-Т для двухобмоточного трансформатора. Расчет и выбор уставок релейной защиты ведется по методике предложенной заводом изготовителем устройства «Радиус автоматика» [8].

### 7.1 Исходные данные для расчета релейной защиты

Выбраны двухобмоточные трансформаторы 35/10 кВ мощностью 4 МВА. РПН в нейтрали ВН с пределом регулирования  $\pm 10\%$  от номинального напряжения. Коэффициент трансформации ТТ на стороне ВН – 75/5; на стороне НН – 300/5. ТТ собраны по схеме «звезда» с обеих сторон трансформатора. Класс точности – 10Р.

### 7.2 Выбор общих параметров дифференциальной защиты

Таблица 7.1 – Расчет уставок, определяющих вторичные токи в плечах защиты

| Название величины                                                                                 | Обозначение и метод определения                            | Числовое значение для стороны           |                                            |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|--------------------------------------------|
|                                                                                                   |                                                            | ВН                                      | НН                                         |
| Первичный ток на сторонах защищаемого трансформатора, соответствующий его номинальной мощности, А | $I_{НОМ.ПЕРВ} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ.СР}}$ | $\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 62,4$ | $\frac{4000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 219,9$ |

Продолжение таблицы 7.1

|                                                                                                   |                                                             |                                      |                                        |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------------|
| Коэффициент трансформации трансформатора тока                                                     | $K_1$                                                       | 75/5                                 | 300/5                                  |
| Схема соединения трансформаторов тока (электрических)                                             |                                                             | Y                                    | Y                                      |
| Вторичный ток в плечах защиты, соответствующий номинальной мощности защищаемого трансформатора, А | $I_{НОМ.ВТОР} = \frac{I_{НОМ.ПЕРВ}}{K_1} \cdot K_{сх}$      | $\frac{62,4}{75 / 5} \cdot 1 = 4,16$ | $\frac{219,9}{300 / 5} \cdot 1 = 3,67$ |
| Принятые значения уставок (округление до двух знаков после запятой)                               | «Ібаз ВН», «Ібаз НН»<br>диапазон уставок:<br>(0,15—30,00) А | 4,16                                 | 3,67                                   |

### 7.3 Выбор уставок дифференциальной защиты (ДЗТ-2)

Таблица 7.2 - Расчет уставок чувствительной ступени дифференциальной защиты

| Наименование величины                                                                    | Обозначение и метод определения                                                                         | Числовое значение                             |
|------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------|
| Расчетный ток небаланса при протекании тока равного базисному (в относительных единицах) | $I_{НБ.РАСЧ*} = K_{ПЕР} \cdot K_{одн} \cdot \varepsilon + \Delta U_{РПН} + \Delta f_{ДОБАВ}$            | $2,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 + 0,1 + 0,04 = 0,34$ |
| Выбор уставки срабатывания                                                               | <p>должно выполняться условие:</p> $I_{\partial 1} / I_{баз} \geq K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ*}$           | $1,2 \cdot 0,34 = 0,408$                      |
| Принятое значение базовой уставки срабатывания                                           | <p>«<math>I_{\partial 1} / I_{баз}</math>»<br/>диапазон уставки:<br/>(0,3—1,0) <math>I_{баз}</math></p> | принимается 0,5                               |
| Коэффициент снижения тормозного тока                                                     | $K_{СН.Т} = 1 - 0,5 \cdot I_{НБ.РАСЧ*}$                                                                 | $1 - 0,5 \cdot 0,34 = 0,83$                   |
| Расчетный коэффициент торможения в процентах                                             | $K_{ТОРМ} = 100 \cdot I_{ДИФ} / I_{ТОРМ} = 100 \cdot K_{ОТС} \cdot I_{НБ.РАСЧ*} / K_{СН.Т}$             | $100 \cdot 1,2 \cdot 0,34 / 0,83 = 49,16$     |

Продолжение таблицы 7.2

|                                                                                |                                                                                  |     |
|--------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------|-----|
| Принятое значение уставки коэффициента торможения (округление до целого числа) | « $K_{ТОРМ}$ , %»<br>диапазон уставки:<br>(10—100) %                             | 50  |
| Принятое значение уставки второй точки излома                                  | « $I_{m2} / I_{НОМ}$ »<br>рекомендуемый диапазон уставки:<br>(1,0—2,0) $I_{НОМ}$ | 1,5 |
| Принятое значение уставки блокировки по второй гармонике                       | $I_{\partial 22} / I_{\partial 21}$<br>диапазон уставки:<br>(0,06—0,20)          | 0,1 |

## **8 Собственные нужды подстанции**

В зависимости от мощности ПС питание потребителей собственных нужд (СН) осуществляется от специальных трансформаторов. Для двухтрансформаторной подстанции выбираются два ТСН.

К потребителям СН относят подогрев выключателей, приводов, релейных шкафов, освещение, отопление, вентиляция и т.д.

Завод изготовитель КТПБ-КС-35/10 устанавливает на подстанции два трансформатора собственных нужд ТЛС мощностью 40 кВА каждый. Следовательно, мощности трансформаторов ТЛС-40 будет хватать для обеспечения питания всех потребителей собственных нужд на подстанции.

## 9 Расчет заземления подстанции

Подстанция 35/10 кВ «Белый Яр» располагается во второй климатической зоне. Естественные заземлители отсутствуют, следовательно, необходимо применение искусственных заземлителей. В качестве таковых выбираем стержневые стальные заземлители с диаметром  $d=20$  мм и длиной  $l=3$  м. Стержни забиваем по контуру подстанции. Горизонтальный заземлитель укладывается на глубину  $t_0 = 0,8$  м. Размеры подстанции 37х24 м. Грунт на подстанции чернозем с удельным сопротивлением  $\rho_{\text{гр}} = 50$  Ом·м. Нормируемое сопротивление заземляющего устройства  $R_z = 4$  Ом.

Оперируя размерами подстанции выбираем предварительное количество вертикальных стержней 22 штуки, с расстоянием между ними  $a = 4,5$  м, как показано на рисунке 9.1.

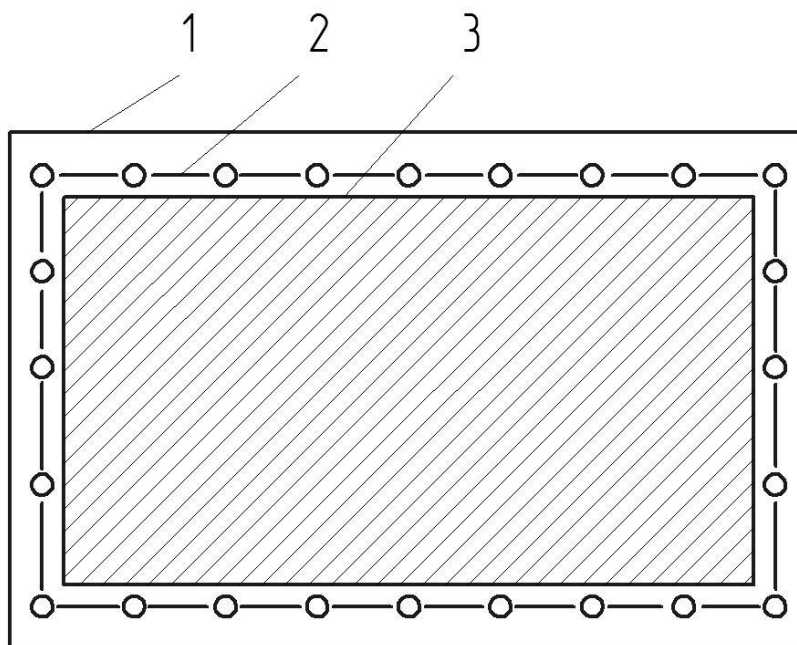


Рисунок 9.1 – План заземляющего устройства:

- 1 – ограждение подстанции, 2 – заземляющий контур,  
3 – площадь, занятая оборудованием

Согласно ПУЭ рассчитывается сопротивление заземляющего устройства с учетом удельного сопротивления грунта по формуле ниже:

$$R_3 = \frac{\rho_{\text{зр}}}{100} \cdot R_3, \quad (9.1)$$

$$R_3 = \frac{50}{100} \cdot 4 = 2 \text{ Ом.}$$

После чего рассчитывается сопротивление растеканию тока вертикального заземлителя:

Коэффициент сезонности для вертикального заземлителя  $k_c = 1,8$ .

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot \rho_{\text{расч.г}}}{l} \cdot \left( \lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t' + l}{4t' - l} \right), \quad (9.2)$$

$$R_{\text{г}} = \frac{0,366 \cdot 90}{3} \cdot \left( \lg \frac{2 \cdot 3}{20 \cdot 10^{-3}} + \frac{1}{2} \lg \frac{4 \cdot 2,3 + 3}{4 \cdot 2,3 - 3} \right) = 29,87 \text{ Ом,}$$

$$\text{где } t' = t_0 + \frac{1}{2}l = 0,8 + \frac{1}{2} \cdot 3 = 2,3 \text{ м,}$$

$$\rho_{\text{расч.г}} = k_c \cdot \rho_{\text{зр}} = 1,8 \cdot 50 = 90 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$$

Затем определяется количество вертикальных заземлителей:

Коэффициент использования вертикальных заземлителей равен  $\eta_{\text{г}} = 0,66$ .

$$n_{\text{г}} = \frac{R_{\text{г}}}{\eta_{\text{г}} \cdot R_3}, \quad (9.3)$$

$$n_{\text{г}} = \frac{29,87}{0,66 \cdot 2} = 22,6 \text{ шт.}$$

Принимаем количество вертикальных заземлителей равны 23 штуки.

Расчет длины горизонтального заземлителя:

$$l_{\text{г}} = a \cdot n_{\text{г}}, \quad (9.4)$$

$$l_z = 4,5 \cdot 23 = 103,5 \text{ м.}$$

Расчет сопротивления растеканию току горизонтального заземлителя:

Ширина горизонтального заземлителя  $b = 50$  мм. Коэффициент сезонности для вертикального заземлителя  $k'_c = 4$ .

$$R_z = \frac{0,366 \cdot \rho_{расч.г}}{l_z} \cdot \lg \frac{2l^2}{b \cdot t_0}, \quad (9.5)$$

$$R_z = \frac{0,366 \cdot 200}{103,5} \cdot \lg \frac{2 \cdot 103,5^2}{0,05 \cdot 0,8} = 3,84 \text{ Ом,}$$

где  $\rho_{расч.г} = k'_c \cdot \rho_{гп} = 4 \cdot 50 = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м.}$

Затем рассчитывается действительное сопротивление растеканию тока горизонтального заземлителя с учетом коэффициента использования  $\eta_z$ :

Коэффициент использования горизонтального заземлителя равен  $\eta_z = 0,3$ .

$$R'_z = \frac{R_z}{\eta_z}, \quad (9.6)$$

$$R'_z = \frac{3,84}{0,3} = 12,8 \text{ Ом.}$$

Расчет сопротивления растеканию тока вертикальных заземлителей с учетом сопротивления горизонтального заземлителя:

$$R'_g = \frac{R'_z \cdot R_3}{R'_z - R_3}, \quad (9.7)$$

$$R'_g = \frac{12,8 \cdot 2}{12,8 - 2} = 2,37 \text{ Ом.}$$

Расчет уточненного количества стержней вертикального заземлителя:

$$n'_\epsilon = \frac{R_\epsilon}{\eta_\epsilon \cdot R'_\epsilon}, \quad (9.8)$$

$$n'_\epsilon = \frac{29,87}{0,66 \cdot 2,37} = 18,9 \text{ шт.}$$

Следовательно, принимаем количество вертикальных заземлителей равным 19 штук.

## 10 Расчет молниезащиты подстанции

Молниезащита на подстанции предназначена для защиты электрооборудования и персонала от прямых даров молнии. Выполняется, как правило, либо одиночными, либо двойными стержневыми молниеотводами, которые состоят из молниеприемника, основной конструкции, токоотвода и заземлителя. Молниезащита должна выполняться из материалов стойких к коррозиям, иметь высокую механическую и термическую стойкости.

Высота молниеотвода  $h = 20$  м;

Высота сооружения, которое необходимо защитить  $h_x = 4$  м;

Определяем вершину конуса молниеотвода  $h_0 = 0,85 \cdot h = 0,85 \cdot 20 = 17$  м;

Определяем радиус зоны защиты на уровне земли  $r_0 = 1,2 \cdot h = 1,2 \cdot 20 = 24$  м, для надежности защиты  $P_z = 0,9$ .

Рассчитываем зону защиты на уровне защищаемого объекта:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0}, \quad (10.1)$$
$$r_x = \frac{24 \cdot (17 - 4)}{17} = 18,4 \text{ м.}$$

На данной подстанции будут устанавливаться 2 одиночных стержневых молниеотвода длиной 20 м по краям подстанции.

## **Заключение**

В данной бакалаврской работе были произведены расчеты электрических нагрузок понизительной подстанции «Белый Яр», после чего выбраны 2 трансформатора ТМН – 4000/35 У 1. Также рассчитаны токи короткого замыкания. Были выбраны все электрические аппараты и проводники.

Были выбраны выключатели ВБЭС-35 III – 25/630 УХЛ 1, ВБМ-10-20/1000 У2, разъединители РГПЗ-1(2)-IV-35/1000 УХЛ 1, трансформаторы тока ТОЛ – 35 III-V-4 75/5 УХЛ1, ТОЛ – 10 300/5 УХЛ 2.1, трансформаторы напряжения ЗНОЛ – СЭЩ 35 УХЛ 1, НАЛИ-СЭЩ – 10 У 2 на стороны 35, 10 кВ соответственно.

Рассчитана дифференциальная защита на базе микропроцессорного устройства Сириус-Т для двухобмоточных трансформаторов.

Рассчитано заземление подстанции и молниезащита.

### Список использованных источников

1. Sufi Shah Hamid Jalali, Electric Power Quality and Lighting: URL: <http://electrical-engineering-portal.com/> (Дата обращения 17.04.2017 г.).
2. Правила устройств электроустановок (ПУЭ). – 7-е изд. с изм. и доп.: Норматика, 2017. – 704 стр.
3. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 / под ред. Б.Н. Неклепаева. – М. : НЦ ЭНАС, 2013. – 144 стр.
4. Комплектные трансформаторные подстанции блочные модернизированные: сайт НПП Контакт-Саратов [Электронный ресурс] // URL: <http://www.kontakt-saratov.ru/produkt/КТРВ/> (дата обращения: 20.04.2017).
5. Рожкова, Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций – 9-е изд / Л.Д. Рожкова, Л.К. Карнеева, Т.В. Чиркова. – М. : Академия, 2013. – 448 стр.
6. Неклепаев, Б.Н. Электрическая часть электростанций и подстанций: справочные материалы для курсового и дипломного проектирования/ Б.Н. Неклепаев, И.П. Крючков – БХВ-Петербург, 2013.
7. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л.Файбисовича. – 4-е изд., перераб. И доп. – М.: ЭНАС, 2012. – 376 с.: ил.
8. Методика выбора уставок устройств защиты трансформаторов «Сириус-Т» [Электронный ресурс] // ЗАО «РАДИУС Автоматика». URL: <http://www.rza.ru/> (Дата обращения: 27.04.2017 г.).
9. Проектирование главной понизительной подстанции предприятия: учеб. пособие / А.И. Земцов, И.А. Вокин. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2015. – 101 стр.
10. Динамика цен на электроэнергию и мощность Ульяновской обл. [Электронный ресурс] // URL: [http://encosts.ru/map/ulyanovskaya\\_oblast](http://encosts.ru/map/ulyanovskaya_oblast) (Дата обращения 23.02.2017 г.).

11. Киреева, З.А. Релейная защита и автоматика электроэнергетических систем / З.А. Киреева, С.А. Цырук, – М. : Академия, 2013. – 288 стр.
12. Сибикин, Ю.Д. Электроснабжение: учеб. пособие / Ю.Д. Сибикин. – М.: Директ-медиа, 2014.
13. Файбисович, Д.Л. Справочник по проектированию электрических сетей / Д.Л. Файбисович. – М.: НЦ ЭНАС, 2015.
14. Крючков, И.П. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования: учеб. пособие для вузов / И.П. Крючков. – М.: Академия, 2015.
15. Сайт ЗАО «Электрощит Самара» [Электронный ресурс] // URL: <https://electroshield.ru/> (Дата обращения 15.04.2017 г.).
16. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) : Норматика, 2014. – 192 стр.
17. Конюхова, Е.А. Электроснабжение: учебник для вузов / Е.А. Ко-нюхова. – М.: МЭИ, 2014. – 512 стр.
18. Васильева, Т.Н. Надежность электрооборудования и систем электроснабжения / Т.Н. Васильева. - М.: Гор. линия-Телеком, 2015. - 152 с
19. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок - М.:НИЦ ИНФРА-М, 2016. – 130 с.
20. Edvard Csanyi, Five protection relay types used to detect grid disturbances and isolating: URL: <http://electrical-engineering-portal.com/> (Дата обращения 18.04.2017 г.).
21. Jignesh Parmar, Types and Revolution of Electrical Relays. Digital Relay: URL: <https://electricalnotes.wordpress.com/> (Дата обращения 17.04.2017 г.).
22. A. Leonardi, Towards the Smart Grid: Substation Automation Architecture and Technologies// A. Leonardi, K. Mathioudakis, A. Wiesmaier, F. Zeiger. – URL: <https://www.hindawi.com/journals/aee/2014/896296/> (Дата обращения 3.05.2017 г.).
23. Zhang Xiang, Development of A Maintenance Device for Bus-bar PT Voltage Air Switch: URL: <https://doaj.org/article/> (Дата обращения 14.03.2017 г.).