

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)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части подстанции 110/10 кВ  
«Завеличье» с заменой силовых трансформаторов»

|              |   |       |                  |
|--------------|---|-------|------------------|
| Студент      | <u>Б.Е. Фарфатьянов</u><br>(И.О. Фамилия) | _____ | (личная подпись) |
| Руководитель | <u>Д.А. Кретов</u><br>(И.О. Фамилия)      | _____ | (личная подпись) |
| Консультанты | <u>И.Ю. Усатова</u><br>(И.О. Фамилия)     | _____ | (личная подпись) |

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина  
(ученая степень, звание, И.О. Фамилия) \_\_\_\_\_  
(личная подпись)  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## **Аннотация**

Темой выпускной квалификационной работы является «Реконструкция электрической части подстанции 100/10 кВ «Завеличье» с заменой силовых трансформаторов».

Актуальность темы выпускной квалификационной работы заключается в том, чтобы обеспечить надежную работу подстанции. Из-за увеличения нагрузок, появляется риск возникновения аварий который увеличивается с каждым годом, что может привести к большим потерям подстанции, а также к серьезным проблемам при её последующем вводе в эксплуатацию.

Выполнен расчет электрических нагрузок подстанции. Произведен технико-экономический расчет, благодаря которому были выбраны наиболее экономически выгодные силовые трансформаторы взамен старым. Рассчитано и обоснованно выбрано оборудование электрической части, которое будет удовлетворять требованиям. Предложена замена существующего силового оборудования, а также установка микропроцессорных устройств защиты и автоматики.

Выпускная квалификационная работа состоит из пояснительной записки на 58 страниц, 10 рисунков, 12 таблиц и графической части выполненной на 6 листах формата А1.

## Abstract

The author dwells on reconstruction substation.

The diploma paper consists of an explanatory note on 58 pages, introduction on 2 pages, including 10 figures, 12 tables, the list of 15 references including 5 foreign sources and 1 appendices, and the graphic part on six A1 sheets.

The goal of this graduation work is to select equipment for the reconstruction of the electrical part of the substation, that will increase its reliability and the quality of electrical energy.

The object of the graduation work is substation Zavelichye.

The subject of the graduation work is reconstruction of the substation 110/10 kV Zavelichye with the replacement of the power transformers.

The issuers of the choice of equipment, economy, industrial safety and ecology are highlighted in the project's general part.

To select a method for the reconstruction of the substation, two alternatives are considered and calculated, and a more efficient one is selected on the basis of economic analysis. In this substation it is proposed to replace the old equipment with a new one. When choosing equipment for upgrading the substation, preference is given to modern equipment. The reconstruction project is planned in detail.

The special part of the project gives detailed information about the technologies for increasing the reliability of the substation on the basis of power calculations. The project is carried out by calculations using mathematical formulas. The effectiveness of the decisions made is show. The technology used corresponds to safety regulations.

The technique applied has confirmed that the reconstruction of the substation is necessary both for economic benefit and for increasing the environmental safety.

The work is of interest for narrow circle of readers.

## Содержание

|   |    |
|---|----|
| Введение.....   | 6  |
| 1 Описание объекта реконструкции.....                               | 8  |
| 2 Расчет электрических нагрузок подстанции «Завеличье» 110 кВ ..... | 10 |
| 3 Выбор трансформаторов .....                                       | 12 |
| 3.1 Техничко - экономический расчет ТРДН – 40000/110/10/10.....     | 12 |
| 3.2 Техничко - экономический расчет ТРДЦН – 63000/110/10/10.....    | 18 |
| 4 Определение токов короткого замыкания .....                       | 25 |
| 4.1 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К1 .....         | 26 |
| 4.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К2 и К3 .....    | 28 |
| 4.3 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К1 .....       | 29 |
| 4.4 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К2 и К3 .....  | 31 |
| 5 Выбор оборудования .....  | 33 |
| 5.1 Выбор выключателей.....   | 33 |
| 5.2 Выбор разъединителей .....                                      | 34 |
| 5.3 Проверка трансформаторов тока.....                              | 35 |
| 5.4 Проверка трансформаторов напряжения.....                        | 38 |
| 5.5 Выбор аппаратов на стороне 10 кВ.....                           | 39 |
| 5.5.1 Проверка выключателей.....                                    | 39 |
| 5.5.2 Проверка трансформаторов тока.....                            | 41 |
| 5.5.3 Проверка трансформатора напряжения.....                       | 42 |
| 6 Релейная защита.....  | 45 |
| 7 Расчет мощности трансформаторов собственных нужд.....             | 47 |
| 8 Расчёт молниезащиты и заземления .....                            | 48 |

|  |    |
|--|----|
| 8.1 Выбор и проверка сечения заземляющих проводников ..... | 50 |
| 8.2 Расчет молниезащиты подстанции.....                    | 52 |
| Заключение .....   | 53 |
| СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ.....           | 55 |
| Приложение А .....   | 57 |

## Введение

Электроэнергетика — это очень большая и важная отрасль экономики России, которая содержит в себе комплекс экономических отношений, которые возникают в процессе производства и передачи электрической энергии. Поэтому электроэнергетика — это основа экономики России, которая служит для функционирования и жизнеобеспечения страны.

Основой надежного электроснабжения России является Единая национальная электрическая сеть. Основой единой национальной электрической сети являются электрические станции, электрические подстанции и высоковольтные линии электропередачи. Большая часть входящих в единую энергетическую систему объектов это электрические подстанции.

Подстанции классифицируют по уровню трансформируемого напряжения, а также по типу присоединения к единой электрической сети. Подстанции, которые питаются от одной или двух линий электропередачи и со стороны, которых подключены только потребители электрической энергии называются тупиковыми. Так же существуют подстанции которые подсоединяются к отпайкам от воздушных линий, при этом подстанция может иметь как одностороннее, так и двухстороннее питание. Такой тип подстанций называется на ответвлении. Подстанции, которые имеют транзитные либо отходящие радиальные воздушные линии являются узловыми. Проходные подстанции подключаются в рассечку проходящих воздушных линий с односторонним или двухсторонним питанием.

Рассматриваемая в выпускной квалификационной работе подстанция «Завеличье» является узловой подстанцией. Узловые подстанции являются системообразующими, так как от надежного их функционирования зависит надежность электроснабжения большого числа потребителей, относящихся к разным уровням по надежности электроснабжения.

Большинство электрических подстанций были введены в эксплуатацию в середине прошлого века, когда в стране наблюдался большой рост промышленности и отраслей народного хозяйства. При этом срок службы оборудования, установленного на подстанциях, составляет 25-30 лет, для самых ответственного вида оборудования, силовых трансформаторов. Остальное оборудование подстанций на сегодняшний день в большинстве своем физически и морально устарело и требует реконструкции с заменой на современные виды.

Эксплуатация устаревшего оборудования подстанции «Завеличье» может привести к перебоям в электроснабжении потребителей в следствии возникающих аварийных ситуаций. Поэтому реконструкция подстанции, во-первых, позволит снизить потери электрической энергии при ее трансформации, повысить надежность и качество электроснабжения потребителей. При этом необходимо рассмотреть возможность увеличения пропускной способности подстанции с заменой силовых трансформаторов на более мощные, что позволит подключить большее количество потребителей и тем самым улучшить экономическую привлекательность Псковской области.

Исходя из этого целью выпускной квалификационной работы является выбор оборудования для реконструкции электрической части подстанции «Завеличье».

Поставленная цель требует решения следующих задач.

1. Анализ текущего состояния электрической части подстанции «Завеличье»
2. Выбор и технико-экономическое обоснование вариантов установки высоковольтного оборудования.
3. Выбор и расчет уставок релейной защиты и автоматики подстанции «Завеличье»
4. Расчет заземления и молниезащиты подстанции «Завеличье».

## 1 Описание объекта реконструкции

Подстанция 110 кВ Завеличье это одна из подстанций которая входит в системообразующую электрическую сеть города Псков.

На рисунке 1.1 изображено расположение подстанции на территории города Псков.



Рисунок 1.1 - Расположение подстанции «Завеличье».

Подстанция была введена в эксплуатацию с 1979 года и подключена к общей энергосистеме благодаря сооружению воздушных линий на 110 кВ, подстанция была создана для обеспечения электроэнергией жителей города Псков и некоторых производственных предприятий.

Суть реконструкции ПС «Завеличье» в том, что необходимо произвести техническое перевооружение и замену устаревшего электрооборудования и устройств автоматики.

В выпускной квалификационной работе рассматриваются пути усовершенствования надежности схемы электроснабжения как:

1) Замена двух старых силовых трансформаторов ТРДН 25000/110/10/10 на новые более мощные.

2) Замена масляных выключателей на более современные элегазовые выключатели.

3) Замена измерительных трансформаторов тока и напряжения на низкой и высокой стороне.

4) Установка ограничителей перенапряжения.

5) Замена старых разъединителей на более новые.

## 2 Расчет электрических нагрузок подстанции «Завеличье» 110 кВ

На данный момент на подстанции стоят два силовых трансформатора ТРДН 25 и коэффициент загрузки равен:

$$K_3 = \frac{S_{ПС}}{S_T} \quad (2.1)$$

$$K_3 = \frac{43}{50} = 0,86$$

Так как оптимальный коэффициент загрузки равен:

$$K_{3.опт.} = (25 + 25) \cdot 0,7 = 35 \quad (2.3)$$

$$K_3 = 0,7$$

Необходимо заменить старое оборудование на более новое с большим запасом мощности.

$$S_{\max}^{ПС} = \frac{P_i \cdot P_{\max}}{\cos \varphi} \quad (2.4)$$

$$S_{\max}^{ПС} = \frac{1 \cdot 43}{0,9} = 47,7$$

$$S_{\max}^{ПС} = \frac{0,8 \cdot 43}{0,9} = 38,2$$

$$S_{\max}^{ПС} = \frac{0,6 \cdot 43}{0,9} = 28,6$$

$$S_{\max}^{ПС} = \frac{0,3 \cdot 43}{0,9} = 14,3$$

Рассчитаем суммарное потребление предприятий:

$$W_{ПС} = (1 \cdot 2 + 0,8 \cdot 2,5 + 0,6 \cdot 2,5 + 0,3 \cdot 1,76) \cdot 10^3 = 60280 \text{ МВт} \cdot \text{ч}; \quad (2.5)$$

Продолжительность максимальной годовой нагрузки:

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}}, \quad (2.6)$$

$$T_M = \frac{60280}{43} = 1401,860$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки:

$$K_{\text{зан}} = \frac{T_M}{8760} \quad (2.9)$$

$$K_{\text{зан}} = \frac{1401,860}{8760} = 0,161$$

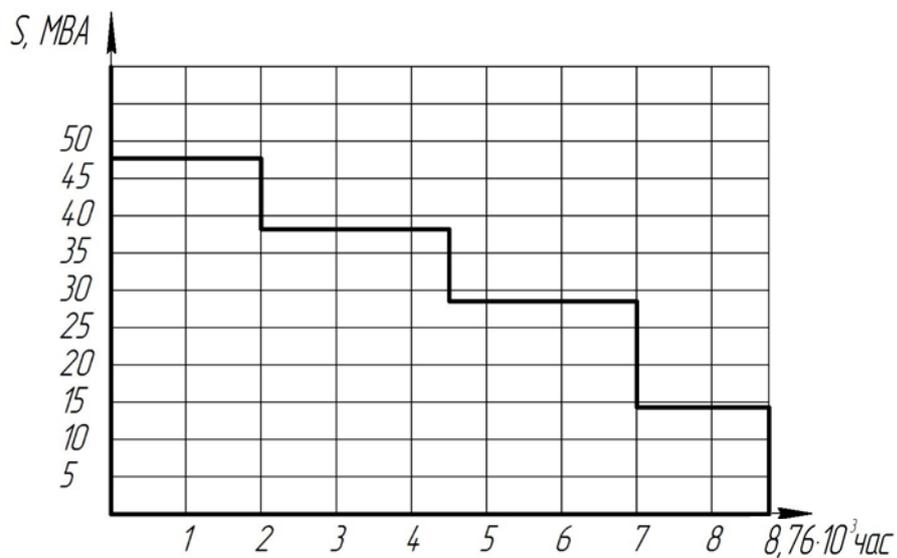


Рисунок 2.1 – Годовой график нагрузки

### 3 Выбор трансформаторов

Рассчитаем мощность для выбора трансформаторов:

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

« где:  $S_{max ПС}$  – максимальная полная мощность подстанции, МВА;  $K_{1-2}$  – коэффициент участия в нагрузке потребителей 1 и 2 категории, принимается равным 0,8;  $K_{пер}$  – коэффициент приближенной допустимой аварийной перегрузки трансформатора;  $n$  – количество параллельно работающих трансформаторов» [1].

$$S_{ном.Т} = \frac{47,7 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2 - 1)} = 28,960 \text{ МВА}$$

Выбираем 2 ближайших больших по мощности трансформатора. Это будут ТРДН – 40000/110/10/10 и ТРДЦН – 63000/110/10/10.

Проведем технико – экономический расчет для выбора трансформаторов.

#### 3.1 Технико - экономический расчет ТРДН – 40000/110/10/10

Таблица 3.1 - Паспортные параметры трансформатора по [2] ТРДН – 40000/110/10/10

| $S_{ном.Т}$ , МВА | $U_{ном.обм.}$ кВ |      | $U_K$ , % | $\Delta P_K$ , кВт | $\Delta P_x$ , кВт | $I_x$ , % |
|-------------------|-------------------|------|-----------|--------------------|--------------------|-----------|
|                   | ВН                | НН   |           |                    |                    |           |
| 40                | 115               | 10,5 | 10,5      | 121                | 31,5               | 0,75      |

« Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.2)$$

где:  $I_x$  – ток холостого хода трансформатора, %»[1].

$$Q_x = \frac{0,65}{100} \cdot 40000 = 260 \text{квар.}$$

« Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.3)$$

где:  $\Delta P_x$  – потери мощности трансформатора в режиме х. х., кВт;  $\kappa_{un}$  – коэффициент изменения потерь» [1].

$$P'_x = 36 + 0,05 \cdot 260 = 49 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности к. з. высшей и низшей обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.4)$$

« где:  $P_{к.н1}, P_{к.н2}, P_{к.в}$  – потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора, кВт» [1].

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 172 = 344 \text{ кВт}, P_{к.в} = 0 \text{ кВт.}$$

Напряжение к. з. обмоток трехфазного трансформатора:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.5)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%,$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.6)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%.$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме к. з.:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.7)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,31}{100} \cdot 40000 = 525 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.8)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,38}{100} \cdot 40000 = 7350 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в}, \quad (3.9)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 525 = 26,25 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н1,2}, \quad (3.10)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 344 + 0,05 \cdot 7350 = 711,5 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформаторов:

$$K_{3.6} = \frac{S_B}{S_{НОМ.Т}}, \quad (3.11)$$

$$K_{3.6} = \frac{47700}{40000} = 1,1925$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{S_{н1,2}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (3.12)$$

$$K_{3.н1} = K_{3.н2} = \frac{23900}{40000} = 0,5975$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} + K_{3.н1}^2 \cdot P'_{к.н1} + K_{3.н2}^2 \cdot P'_{к.н2}, \quad (3.13)$$

$$P'_T = 49 + 1,1925^2 \cdot 26,25 + 0,5975^2 \cdot 711,5 + 0,5975^2 \cdot 711,5 = 594,53 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} &= \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{ki} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{к.6i} + \sum \Delta W_{к.н1i} + \sum \Delta W_{к.н2i} = \\ &= \sum n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k (n \cdot P'_{к.6} \cdot k_{3.6i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.н1} \cdot k_{3.н1i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.н2} \cdot \\ &\cdot k_{3.н2i}^2 \cdot T_i). \end{aligned} \quad (3.14)$$

Все расчеты сводим в таблицу 3.2

Таблица 3.2 – Результат определения суммарных потерь по подстанции.

| i | $S_B$ | $S_{H1}$ | $S_{H2}$ | n | $T_{\varphi}$ | $\Delta W_{XI}, \text{кВт} \cdot \text{ч}$ | $K_{3.B.}$ | $K_{3.H1} = K_{3.H2}$ | $\Delta W_{K.B.}$ | $\Delta W_{K.C.}$ | $\Delta W_{K.H.}$ |
|---|-------|----------|----------|---|---------------|--|------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 47700 | 23900    | 23900    | 2 | 2000          | 1090693                                    | 1,1925     | 0,5975                | 74655             | 508019            | 508019            |
| 2 | 38200 | 19100    | 19100    | 2 | 2500          | 870983                                     | 0,955      | 0,4775                | 59851             | 405566            | 405566            |
| 3 | 28600 | 14300    | 14300    | 1 | 2500          | 244108                                     | 0,715      | 0,3575                | 16774             | 113667            | 113667            |
| 4 | 14300 | 71500    | 71500    | 1 | 1760          | 42962                                      | 0,3575     | 0,1787                | 2952              | 20005             | 20005             |
|   |       |          |          |   |               | $\Delta W_{\text{пс}} = 4497492$           |            |                       |                   |                   |                   |

Произведем вычисление экономической составляющей для ТРДН-40000/110/10/10 кВ.

Стоимость 1 кВ·ч электроэнергии:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.15)$$

« где:  $\alpha$  – основная ставка двух ставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;  $\beta$  – дополнительная ставка двух ставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии» [1].

$$C_{\text{Э}} = \frac{7680}{1401,860} + 0,9 = 6,6 \text{ руб.}$$

« Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (3.16)$$

где:  $\Delta W_{\text{ПС}}$  – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт · ч» [1].

$$I_{\text{Э}} = 4497492 \cdot 6,6 = 29764402 \text{ руб}$$

Суммарный коэффициент отчислений для 110 кВ принимается равным  $P_{\text{сум}} = 0,094$

Годовые отчисления:

$$I_o = P_{\text{сум}} \cdot \kappa, \quad (3.17)$$

« где:  $\kappa$  – стоимость трансформаторов, руб» [1].

$$I_o = 0,094 \cdot 60 \cdot 10^6 = 5640000 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки:

$$I = I_o + I_{\text{э}}, \quad (3.18)$$

$$I = 5640000 + 29764402 = 35404402 \text{ руб.}$$

« Приведенные затраты:

$$Z_{\text{ПР}} = E_H \cdot K + I, \quad (3.19)$$

где:  $E_H$  – нормативный коэффициент дисконтирования» [1].

$$Z_{\text{ПР}} = 0,15 \cdot 60 \cdot 10^6 \cdot 2 + 35404402 = 44404402 \text{ руб.}$$

### 3.2 Технико - экономический расчет ТРДЦН – 63000/110/10/10

Таблица 3.3 – Паспортные параметры трансформатора по [2] ТРДЦН – 63000/110/10/10 кВ.

| $S_{\text{ном.Т}}$ , МВА | $U_{\text{ном.обм.}}$ кВ |      | $U_K$ , % | $\Delta P_K$ , кВт | $\Delta P_x$ , кВт | $I_x$ , % |
|--------------------------|--------------------------|------|-----------|--------------------|--------------------|-----------|
|                          | ВН                       | НН   |           |                    |                    |           |
| 63                       | 115                      | 10,5 | 10,5      | 260                | 59                 | 0,6       |

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме х.х.:

$$Q_x = \frac{I_x}{100} \cdot S_{\text{ном.Т}}, \quad (3.20)$$

« где:  $I_x$  – ток холостого хода трансформатора, %» [1].

$$Q_x = \frac{0,6}{100} \cdot 63000 = 378 \text{ квар.}$$

« Приведенные потери мощности трансформатора в режиме х. х.:

$$P'_x = \Delta P_x + \kappa_{un} \cdot Q_x, \quad (3.21)$$

где:  $\Delta P_x$  – потери мощности трансформатора в режиме х. х., кВт;  $\kappa_{un}$  – коэффициент изменения потерь» [1].

$$P'_x = 59 + 0,05 \cdot 378 = 78 \text{ кВт.}$$

Потери активной мощности к. з. высшей и низшей обмоток трансформатора при 100% их загрузки:

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot \Delta P_{к.ВН-НН}, \quad (3.22)$$

« где:  $P_{к.н1}, P_{к.н2}, P_{к.в}$  – потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора, кВт» [1].

$$P_{к.н1} = P_{к.н2} = 2 \cdot 260 = 520 \text{ кВт,}$$

$$P_{к.в} = 0 \text{ кВт.}$$

Напряжение к. з. обмоток трехфазного трансформатора:

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.23)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,31\%,$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot U_{к.ВН-НН}, \quad (3.24)$$

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,38\%.$$

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора с расщепленной обмоткой низшего напряжения в режиме к. з.:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.25)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,31}{100} \cdot 63000 = 827 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{U_{к.н1,2}}{100} \cdot S_{ном.Т}, \quad (3.26)$$

$$Q_{к.н1} = Q_{к.н2} = \frac{18,38}{100} \cdot 63000 = 11576 \text{ квар}.$$

Приведенные потери активной мощности к. з. соответствующих обмоток трансформатора:

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.в}, \quad (3.27)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 827 = 41,34 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н1,2} + \kappa_{un} \cdot Q_{к.н1,2}, \quad (3.28)$$

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = 520 + 0,05 \cdot 11576 = 1099 \text{ кВт}.$$

Коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}, \quad (3.29)$$

$$K_{3.6} = \frac{47700}{63000} = 0,7572$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{S_{H1,2}}{S_{НОМ.Т}}, \quad (3.30)$$

$$K_{3.H1} = K_{3.H2} = \frac{23900}{63000} = 0,3794$$

Приведенные потери мощности:

$$P'_T = P'_x + K_{3.6}^2 \cdot P'_{к.6} + K_{3.H1}^2 \cdot P'_{к.H1} + K_{3.H2}^2 \cdot P'_{к.H2}, \quad (3.31)$$

$$P'_T = 77,9 + 0,7572^2 \cdot 41,34 + 0,3794^2 \cdot 1099 + 0,3794^2 \cdot 1099 = 418 \text{ кВт}$$

Потери электроэнергии:

$$\begin{aligned} \Delta W_{ПС} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{ki} = \Sigma \Delta W_{xi} + \Sigma \Delta W_{к.6i} + \Sigma \Delta W_{к.H1i} + \Sigma \Delta W_{к.H2i} = \\ \Sigma n_i \cdot P'_x \cdot T_i + \sum_{i=1}^k (n \cdot P'_{к.6} \cdot k_{3.6i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.H1} \cdot k_{3.H1i}^2 \cdot T_i + n \cdot P'_{к.H2} \cdot \\ \cdot k_{3.H2i}^2 \cdot T_i). \end{aligned} \quad (3.32)$$

Все расчеты сводим в таблицу 3.4.

Таблица 3.4 – Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах

| i | $S_B$ | $S_{H1}$ | $S_{H2}$ | n | $T_{\varphi}$ | $\Delta W_{XI}, \kappa Bm \cdot \varphi$ | $K_{3.B.}$ | $K_{3.H1} = K_{3.H2}$ | $\Delta W_{K.B.}$ | $\Delta W_{K.C.}$ | $\Delta W_{K.H.}$ |
|---|-------|----------|----------|---|---------------|--|------------|-----------------------|-------------------|-------------------|-------------------|
| 1 | 47700 | 23900    | 23900    | 2 | 2000          | 680087                                   | 0,7572     | 0,3794                | 47404             | 316337            | 316337            |
| 2 | 38200 | 19100    | 19100    | 1 | 2500          | 271178                                   | 0,606      | 0,303                 | 18976             | 126101            | 126101            |
| 3 | 28600 | 14300    | 14300    | 1 | 2500          | 150912                                   | 0,453      | 0,226                 | 10604             | 70154             | 70154             |
| 4 | 14300 | 71500    | 71500    | 1 | 1760          | 26552                                    | 0,226      | 0,113                 | 1858              | 12347             | 12347             |
|   |       |          |          |   |               | $\Delta W_{\text{тс}} = 2257449$         |            |                       |                   |                   |                   |

Стоимость 1 кВт·ч электроэнергии:

$$C_{\text{Э}} = \frac{\alpha}{T_M} + \beta, \quad (3.33)$$

« где:  $\alpha$  – основная ставка двух ставочного тарифа за 1 кВт договорной мощности;  $\beta$  – дополнительная ставка двух ставочного тарифа за каждый кВт·ч активной энергии» [1].

$$C_{\text{Э}} = \frac{7680}{1401,860} + 1,14 = 6,6 \text{ руб.}$$

« Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах:

$$I_{\text{Э}} = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_{\text{Э}}, \quad (3.34)$$

где:  $\Delta W_{\text{ПС}}$  – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч» [1].

$$I_{\text{Э}} = 2257449 \cdot 6,6 = 14939797 \text{ руб.}$$

Суммарный коэффициент отчислений для 110 кВ принимается равным  $P_{\text{сум}} = 0,094$

Годовые отчисления:

$$I_o = P_{\text{сум}} \cdot K, \quad (3.35)$$

« где:  $K$  – стоимость трансформаторов, руб.» [1].

$$I_o = 0,094 \cdot 94048000 = 8840512 \text{ руб.}$$

Годовые эксплуатационные издержки:

$$I = I_o + I_{\text{э}}, \quad (3.36)$$

$$I = 8840512 + 14939797 = 23780309 \text{ руб.}$$

Приведенные затраты:

$$Z_{\text{пр}} = E_H \cdot K + I, \quad (3.37)$$

« где:  $E_H$  – нормативный коэффициент дисконтирования» [1].

$$Z_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 94048000 + 23780309 = 37887509 \text{ руб.}$$

По результатам технико – экономического расчета было выявлено, что наиболее выгодным вариантом для установки является трансформатор ТРДЦН – 63000/110/10/10.

#### 4 Определение токов короткого замыкания

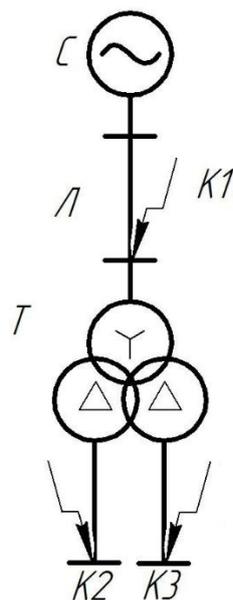


Рисунок 4.1 – Расчетная схема для определения токов к. з.

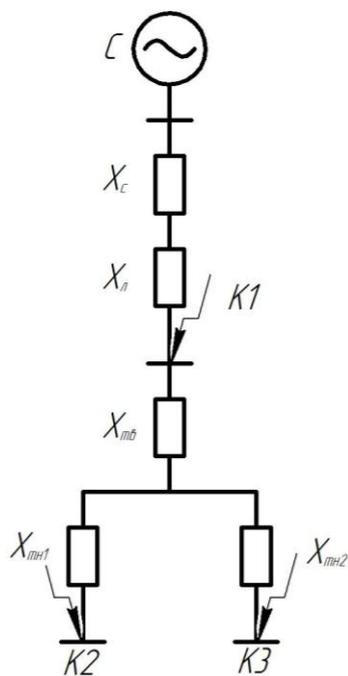


Рисунок 4.2 – Схема замещения для определения токов к. з.

## 4.1 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К1

« Сопротивление системы:

$$x_{*\bar{\sigma},c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_K}, \quad (4.1)$$

где:  $S_{\bar{\sigma}}$  – базисная мощность, МВА;  $S_K$  – мощность короткого замыкания» [1].

$$x_{*\bar{\sigma},c} = \frac{1000}{2100} = 0,476$$

Сопротивление высшей обмотки трансформатора:

$$x_{*\bar{\sigma},Tв} = \frac{U_{к.в} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}}, \quad (4.2)$$

$$x_{*\bar{\sigma},Tв} = \frac{1,31}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0,208$$

Сопротивление низшей обмотки трансформатора:

$$x_{*\bar{\sigma},тн1} = x_{*\bar{\sigma},тн2} = \frac{U_{к.н1,2} \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{номТ}}, \quad (4.3)$$

$$x_{*\bar{\sigma},тн1} = x_{*\bar{\sigma},тн2} = \frac{18,38}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 2,917$$

Сопротивление линии:

$$x_{*\bar{\sigma},л} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{сп}^2}, \quad (4.4)$$

« где:  $x_{уд}$  – удельное сопротивление линии, Ом/км» [1].

$$x_{*\bar{\sigma},л} = \frac{0,4 \cdot 5}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,075$$

Результирующее сопротивление до точки К1:

$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л}, \quad (4.5)$$
$$x_{*рез(\bar{\sigma})} = 0,476 + 0,075 = 0,551$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}}, \quad (4.6)$$
$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА.}$$

« Начальное действующее значение периодической составляющей тока к.

3.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*\bar{\sigma}}}{x_{*рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (4.7)$$

где:  $E''_{*\bar{\sigma}}$  – сверхпереходная ЭДС, о. е.» [1].

$$I_{n,o}^3 = \frac{1,0}{0,551} \cdot 5,02 = 9,11$$

Ударный ток к. з.:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (4.8)$$

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 9,11 \cdot 1,8 = 23,12$$

## 4.2 Расчет трехфазного короткого замыкания в точке К2 и К3

Поскольку точки К2 и К3 по сопротивлению одинаковые, то достаточно рассчитать одну из них.

Результирующее сопротивление до точки К2:

$$\begin{aligned} x_{*рез(\delta)} &= x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,Tв} + x_{*\delta,Tн}, \\ &= 0,476 + 0,075 + 0,208 + 2,917 = 3,677 \end{aligned} \quad (4.9)$$

Базисный ток:

$$I_{\delta} = \frac{S_{\delta}}{\sqrt{3} \cdot U_{\delta}}, \quad (4.10)$$

$$I_{\delta} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 54,986$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока к. з.:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E_{*,\delta}''}{x_{*рез(\delta)}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.11)$$

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{3,677} \cdot 54,986 = 14,954$$

Ударный ток к. з.:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^3 \cdot K_{y\partial} \quad (4.12)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 14,954 \cdot 1,94 = 40,9$$

### 4.3 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К1

Проведем расчет к. з. однофазных, двухфазных и двухфазных на землю.

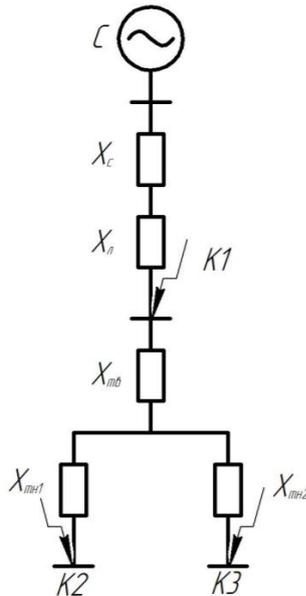


Рисунок 4.3 – Схема замещения прямой и обратной последовательности

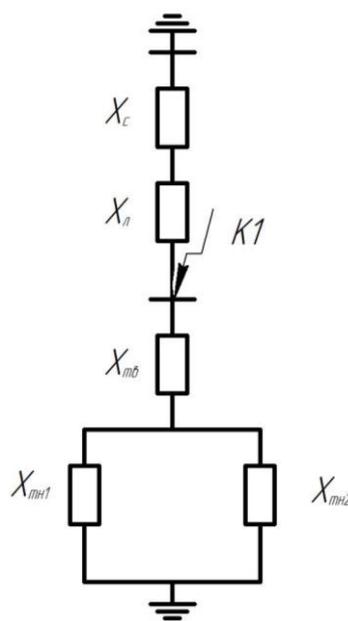


Рисунок 4.4 – Схема замещения нулевой последовательности

Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l}, \quad (4.13)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,476 + 0,075 = 0,551$$

Сопротивление линии нулевой последовательности:

$$x_{*\bar{\sigma},l} = x_{y\delta} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} \cdot 3, \quad (4.14)$$

$$x_{*\bar{\sigma},l} = \frac{0,4 \cdot 5}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} \cdot 3 = 0,23$$

Сопротивление нулевой последовательности:

$$X_{0\Sigma} = \frac{(x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l}) \cdot x_{*\bar{\sigma},T\bar{\sigma}}}{x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l} + x_{*\bar{\sigma},T\bar{\sigma}}}, \quad (4.15)$$

$$X_{0\Sigma} = \frac{(0,48 + 0,23) \cdot 0,21}{0,48 + 0,23 + 0,21} = 0,16.$$

Однофазное к. з.:

$$I_{n,o}^1 = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (4.16)$$

$$I_{n,o}^1 = 3 \cdot \frac{1}{0,551 + 0,551 + 0,16} \cdot 5,02 = 3,98 \text{ кА.}$$

Двухфазное к. з.:

$$I_{n,o}^2 = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_{\bar{\sigma}}, \quad (4.17)$$

$$I_{n,o}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,551 + 0,551} \cdot 5,02 = 4,55 \text{ кА.}$$

Двухфазное к. з. на землю:

$$I_{n,o}^{1,1} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*,\delta}''}{X_{1\Sigma} + \frac{X_{2\Sigma} \cdot X_{0\Sigma}}{X_{2\Sigma} + X_{0\Sigma}}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.18)$$

$$I_{n,o}^{1,1} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,551 \cdot 0,16}{(0,551 + 0,16)^2}} \cdot \frac{1}{0,551 + \frac{0,551 \cdot 0,16}{0,551 + 0,16}} = 2,32 \text{ кА.}$$

Ударные токи соответствующих к. з.:

$$i_{y\delta}^1 = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^1 \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (4.19)$$

$$i_{y\delta}^1 = \sqrt{2} \cdot 3,98 \cdot 1,94 = 10,91 \text{ кА.}$$

$$i_{y\delta}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^2 \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (4.20)$$

$$i_{y\delta}^2 = \sqrt{2} \cdot 4,55 \cdot 1,94 = 12,48 \text{ кА.}$$

$$i_{y\delta}^{1,1} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^{1,1} \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (4.21)$$

$$i_{y\delta}^{1,1} = \sqrt{2} \cdot 2,32 \cdot 1,94 = 6,37 \text{ кА.}$$

#### 4.4 Расчет несимметричных коротких замыканий в точке К2 и К3

Точка К2 и К3.

Сопротивление прямой и обратной последовательности:

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = x_{*\delta,c} + x_{*\delta,l} + x_{*\delta,T\delta} + x_{*\delta,T\delta 1}, \quad (4.22)$$

$$X_{1\Sigma} = X_{2\Sigma} = 0,476 + 0,48 + 0,23 + 2,917 = 4,103.$$

Двухфазное к. з.:

$$I_{n,o}^2 = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*,\delta}''}{X_{1\Sigma} + X_{2\Sigma}} \cdot I_{\delta}, \quad (4.23)$$

$$I_{n,o}^2 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{4,103 + 4,103} \cdot 55 = 11,61 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{y\delta}^2 = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^2 \cdot \kappa_{y\delta}, \quad (4.24)$$

$$i_{y\delta}^2 = \sqrt{2} \cdot 11,61 \cdot 1,94 = 31,85 \text{ кА}.$$

В результате расчетов было определено, что самым опасным является трехфазное короткое замыкание.

## 5 Выбор оборудования

### 5.1 Выбор выключателей

Проведем расчет для стороны 110 кВ.

Выбираем выключатель ВГТ – 110 – 40/2500 – У3 и произведем для него расчет.

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40% перегрузки:

$$I_{\max} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}}, \quad (5.1)$$

$$I_{\max} = \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 330,7 \text{ A}$$

« Термическая стойкость с продолжительностью к. з.  $t_{\text{откл}} = 0,3 \text{ с}$  составляет:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (5.2)$$

где:  $T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока к. з., сек.;  $t_{\text{откл}}$  – время отключения к. з., сек.» [1].

$$B_{\kappa} = 9,11^2 (0,035 + 0,12) = 12,86 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

« Максимальное значение апериодической составляющей тока к. з. для  $\tau = 0,01 + t_{\text{с.в}} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$  определяется по формуле:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o}^1 \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \quad (5.3)$$

где:  $\tau$  – расчетное время, соответствующее времени размыкания цепи к. з. дугогасительными контактами выключателя, сек.» [1].

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 9,11 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,05}} = 9,291 \text{ кА.}$$

Каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.1.

Таблица 5.1 – Расчетные и каталожные данные выключателя

| Выключатель ВГТ – 110 – 40/2500 – У3   |  |
|--|--|
| Расчетные данные   | Паспортные данные  |
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$   | $U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$   |
| $I_{max} = 330,7 \text{ А}$  | $I_{ном} = 2500 \text{ А}$   |
| $I_{н.о}^1 = 9,11 \text{ кА}$  | $I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$   |
| $i_{\alpha,\tau} = 9,291 \text{ кА}$   | $i_{\alpha.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.} = 12,7 \text{ кА}$                                 |
| $\sqrt{2} \cdot I_{н,\tau} + i_{\alpha,\tau} =$<br>$= \sqrt{2} \cdot 9,11 + 8,091 = 19,371 \text{ кА}$ | $\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном.} \cdot (1 + \beta_{ном.} / 100) =$<br>$= \sqrt{2} \cdot 40 \cdot (1 + 0,45) = 82,02 \text{ кА}$ |
| $I_{н.о} = 9,11 \text{ кА}$  | $I_{прс} = 40 \text{ кА}$  |
| $i_{y\partial} = 23,12 \text{ кА}$   | $i_{прс} = 100 \text{ кА}$   |
| $B_K = 9,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$   | $t_{откл} \langle t_T, \text{ то } I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,035 = 56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$                 |

Выбранный выключатель подходит по всем параметрам.

## 5.2 Выбор разъединителей

Выбираем трехполюсный разъединитель типа РНДЗ – 1 – 110/2000 – У3 и произведем для него расчет.

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 330,7 \text{ A}$$

Термическая стойкость:

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (5.4)$$

$$B_{\kappa} = 8,0^2 \cdot (0,035 + 0,12) = 9,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Расчет остальных разъединителей проводится аналогично. Сведем проверку в таблицу 5.2.

Таблица 5.2 – Расчетные и каталожные данные разъединителя

| Разъединитель РНДЗ – 1 – 110/2000 – УЗ          |   |
|---|---|
| Расчетные данные                                | Паспортные данные   |
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$                      | $U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$  |
| $I_{\max} = 330,7 \text{ А}$                    | $I_{ном} = 2000 \text{ А}$  |
| $I_{n,o}^{(3)} = 9,11 \text{ кА}$               | $I_{откл.ном} = 31 \text{ кА}$  |
| $i_{y\partial} = 23,12 \text{ кА}$              | $I_{прс} = 80 \text{ кА}$   |
| $B_{\kappa} = 9,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $t_{откл} < t_T$ , то $I_T^2 \cdot t_{откл} = 56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Все выбранные разъединители подходят по условиям проверки.

### 5.3 Проверка трансформаторов тока

Выбираем трансформатор тока ТГФМ – 110 – 400/5 и произведем для него расчет.

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 330,7 \text{ A}$$

Термическая стойкость с продолжительностью к.з.  $t_{откл} = 0,035$  с.

$$B_k = I_{н.о}^2 (t_{откл} + T_a) \quad (5.5)$$

$$B_k = 8,0^2 (0,035 + 0,12) = 9,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.3.

Таблица 5.3 – Данные трансформатора тока

| Трансформатор тока ТГФМ – 110 – 400/5    |  |
|--|--|
| Расчетные данные                         | Каталожные данные  |
| $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$               | $U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$   |
| $I_{max} = 330,7 \text{ А}$              | $I_{1ном} = 400 \text{ А}$   |
| $i_{уд.} = 23,12 \text{ кА}$             | $K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 41 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 248 \text{ кА}$ |
| $B_k = 9,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $I_{терм.}^2 \cdot t_T = 3,5^2 \cdot 3 = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$            |

Общее сопротивление приборов фазы А:

$$R_{приб.} = \frac{S_{приб.}}{I_2^2} \quad (5.6)$$

$$R_{приб.} = \frac{0,5}{5^2} = 0,02 \text{ Ом.}$$

Сопротивление контактов  $R_k = 0,1$  Ом, тогда сопротивление проводов:

$$R_{пр} = Z_{2ном} - R_{приб} - R_k \quad (5.7)$$

$$R_{npk} = 1,2 - 0,02 - 0,1 = 1,08 \text{ Ом}$$

Определим сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot I_p}{R_{np}} \quad (5.8)$$

$$s = \frac{0,0283 \cdot 65}{1,08} = 1,7 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Выбранный трансформатор тока ТГФМ – 110 – 400/5 удовлетворяет необходимым требованиям.

## 5.4 Проверка трансформаторов напряжения

Проверка измерительных трансформаторов напряжения выполняется по следующему условию:

$$S_{\text{нагр.ном.}} \leq S_{\text{ном.}}$$

Результаты проверки трансформаторов напряжения приведены в таблице 5.4

Таблица 5.4 – Проверка измерительных трансформаторов напряжения

| Место установки | Расчётные данные       |                        | Каталожные данные |                           |                     |                |
|-----------------|------------------------|------------------------|-------------------|---------------------------|---------------------|----------------|
|                 | $U_{\text{сети}}$ , кВ | $S_{\text{нагр}}$ , ВА | Обмотка           | $U_{\text{н}}$ , В        | $S_{\text{н}}$ , ВА | Класс точности |
| РУ 110 кВ       | ЗНОГ-110/III У1        |                        |                   |                           |                     |                |
|                 | 110                    |                        |                   | $\frac{110000}{\sqrt{3}}$ |                     |                |
|                 |                        | 50                     | №1                | $\frac{100}{\sqrt{3}}$    | 50                  | 0,2            |
|                 |                        | 50                     | №2                | $\frac{100}{\sqrt{3}}$    | 50                  | 0,5            |
|                 |                        | 300                    | №3                | 100                       | 300                 | 3Р             |

## 5.5 Выбор аппаратов на стороне 10 кВ

### 5.5.1 Проверка выключателей

Расчетный ток продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{T.\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \quad (5.9)$$

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} = 2546,2 \text{ A}$$

Термическая стойкость с продолжительностью к.з.  $t_{\text{откл}} = 0,035 \text{ с}$ .

$$B_{\kappa} = I_{n,o}^2 (t_{\text{откл}} + T_a) \quad (5.10)$$

$$B_{\kappa} = 14,95^2 (0,035 + 0,12) = 31,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Максимальное значение апериодической составляющей тока к.з. для  $\tau = 0,01 + t_{c,\theta} = 0,01 + 0,03 = 0,04 \text{ с}$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot e^{-\tau/T_a} \quad (5.11)$$

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot 14,95 \cdot e^{-0,04/0,12} = 28,87 \text{ кА}$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 – Данные выключателя

| Выключатель ВВ/TEL 10 – 40/4000 У2          |  |
|---|--|
| Расчетные данные                            | Каталожные данные  |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                   | $U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$  |
| $I_{max} = 2546,2 \text{ А}$                | $I_{ном} = 4000 \text{ А}$   |
| $I_{н,о}^{(3)} = 14,953 \text{ кА}$         | $I_{откл.ном.} = 40 \text{ кА}$  |
| $i_{а,τ} = 28,87 \text{ кА}$                | $i_{а.ном} = (\sqrt{2} \cdot \beta_{нор.} / 100) \cdot I_{откл.ном.} = 32,15 \text{ кА}$         |
| $I_{н,о} = 14,95 \text{ кА}$                | $I_{пр.с} = 40 \text{ кА}$   |
| $i_{уд.} = 40,9 \text{ кА}$                 | $i_{пр.с} = 100 \text{ кА}$  |
| $B_{к} = 31,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ | $t_{откл} < t_T$ , то $I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,035 = 56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$ |

Выключатель удовлетворяет необходимым требованиям.

### 5.5.2 Проверка трансформаторов тока

Все паспортные и расчетные величины сведены в таблицу 5.6

Таблица 5.6 – Данные трансформатора тока

| Трансформатор тока ТПШЛ – 10 – 4000/5 - УЗ |  |
|--|--|
| Расчетные данные                           | Паспортные данные  |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                  | $U_{сет.ном} = 10 \text{ кВ}$  |
| $I_{max} = 2546,2 \text{ А}$               | $I_{1ном} = 4000 \text{ А}$  |
| $i_{уд.} = 23,12 \text{ кА}$               | $K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{1ном.} = 41 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,6 = 248 \text{ кА}$ |
| $B_k = 31,28 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$  | $I_{терм.}^2 \cdot t_T = 3,5^2 \cdot 3 = 36,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$            |

Определим сечение:

$$s = \frac{\rho \cdot l_p}{R_{np}} \quad (5.12)$$

$$s = \frac{0,0283 \cdot 45}{1,08} = 1,17 \text{ мм}^2$$

Принимаем стандартное сечение  $2,5 \text{ мм}^2$ .

Трансформатор тока удовлетворяет необходимым требованиям.

### 5.5.3 Проверка трансформатора напряжения

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 5.7

Таблица 5.7 – Данные трансформатора напряжения

| Трансформатор напряжения НТМИ 10 – 66 У2 |  |
|--|--|
| Расчетные данные                         | Каталожные данные                          |
| $U_{ном} = 10 \text{ кВ}$                | $U_{ном1} = 10 \text{ кВ}$                 |
|  | $U_{ном2} = 100; 100 / \sqrt{3} \text{ В}$ |
| $I_{н,о}^{(3)} = 14,653 \text{ кА}$      | $S_{ном.изм} = 120 \text{ ВА } 0,5$        |
| $i_{а,т} = 28,87 \text{ кА}$             | $S_{ном.защ} = 200 \text{ ВА } 1,0$        |

К установленному в ячейке КРУ трансформатору напряжения НТМИ-10 присоединим измерительные приборы и приборы контроля изоляции.

Подсчет нагрузки приведен в таблице 5.8

Таблица 5.8 – Расчёт нагрузки трансформатора напряжения

| Прибор                     | Типы приборов | Потребляемая мощность одной катушки, <i>ВА</i> | Число катушек | $\cos \varphi$ | $\sin \varphi$ | Число приборов | Общая потребляемая мощность |               |
|----------------------------|---------------|--|---------------|----------------|----------------|----------------|-----------------------------|---------------|
|                            |               |  |               |                |                |                | <i>P, Вт</i>                | <i>Q, вар</i> |
| Ваттметр                   | Д-335         | 1,5  | 2             | 1              | 0              | 1              | 3                           | 0             |
| Вольтметр                  | Э-335         | 2  | 1             | 1              | 0              | 1              | 2                           | 0             |
| Вольтметр                  | Э-351         | 2  | 1             | 1              | 0              | 1              | 2                           | 0             |
| Счётчик активной энергии   | СЭ-681        | 2  | 2             | 0,38           | 0,9            | 3              | 4,56                        | 10,8          |
| Счётчик реактивной энергии | СР-49         | 2  | 2             | 0,38           | 0,9            | 2              | 4,56                        | 10,8          |
| Итого:                     |               |  |               |                |                |                | 16,12                       | 21,6          |

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{приб}} \cos \phi)^2 + (\sum S_{\text{приб}} \sin \phi)^2} = \sqrt{P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2} = \sqrt{16,12^2 + 21,6^2} = 26,95 \text{ ВА}$$

В паспортных данных трансформатора марки НТМИ-10 указана номинальная мощность с классом точности 0,5 для подключения счетчиков 200ВА. Поскольку  $S_{2\Sigma} = 26,95 < S_{\text{ном.}} = 200 \text{ ВА}$ , решено что данный трансформатор будет работать в выбранном классе точности.

## **6 Релейная защита**

Для защиты оборудования подстанции «Завеличье» при возникновении аварийных ситуаций проектом должна быть предусмотрена установка релейной защиты.

На подстанции установлены силовые трансформаторы марки ТРДЦН 63000/110/10/10. Для защиты силовых трансформаторов мощностью 63 МВА должны быть предусмотрены защиты от следующих повреждений: многофазных замыканий в обмотках силового трансформатора и на его выводах; однофазных коротких замыканий на землю в обмотках силового трансформатора и на выводах, присоединенных к сети с глухозаземленной нейтралью; витковых замыканий в обмотках силового трансформатора; токов в обмотках, обусловленных внешними коротким замыканием; токов в обмотках силового трансформатора, обусловленных перегрузкой его перегрузкой; понижения уровня масла в баке силового трансформатора [10]. Для защиты от этих повреждений на силовом трансформаторе подстанции «Завеличье» необходимо установить следующие виды защит:

Газовая защита – устанавливается на силовом трансформаторе на заводе изготовителе и служит для защиты от внутренних повреждений, работает в двух режимах, либо на сигнал, либо на отключение.

Дифференциальная защита силового трансформатора является основной защитой силового трансформатора. Она обладает высокой чувствительностью и обеспечивает быстрое отключение силового трансформатора, без выдержки времени, при внешних и внутренних повреждениях силового трансформатора. Однако действие дифференциальной защиты ограничено зоной ее действия. Зона действия дифференциальной защиты ограничена трансформаторами тока, установленными со стороны обмотки высокого и низкого напряжений. При использовании современных микропроцессорных устройств релейной защиты силовых трансформаторов допускается выполнять соединение вторичных

обмоток трансформатора тока в звезду на стороне высокого и низкого напряжений силового трансформатора.

Максимальная токовая защита силового трансформатора выполняется для защиты силового трансформатора от внешних коротких замыканий как со стороны высокого, так и со стороны низкого напряжения.

Для реализации защиты силового трансформатора на подстанции будут установлены блоки микропроцессорной релейной защиты типа СИРИУС ТЗ.

Микропроцессорная защита «Сириус-ТЗ» предназначена для основной защиты трансформатора с высшим напряжением от 35 до 220 кВ. Имеет подменную максимальную токовую защиту высокого напряжения, среднего напряжения и низкого напряжения с комбинированным пуском напряжения. Устройство разработано для установки в шкафах релейных залов, на панелях и в пультах управления подстанций от 35 до 220 кВ.

Комбинированный микропроцессорный терминал релейной защиты и автоматики применяется в модульной микропроцессорной архитектуре и с современными технологиями монтажа позволяют обеспечить высокую надежность, отличную вычислительную способность, хорошее быстродействие и высокую измерительную точность, благодаря этому можно снизить ступени селективности и улучшить чувствительность терминала. Так же в устройстве осуществлены алгоритмы функций защиты и автоматики, разработаны схемы для подключения устройства к отечественным системам релейной защиты и делает ее совместимой с аппаратурой которая выполнена на разной элементной базе, а также упрощает внедрение нового оборудования проектировщикам и персоналу.

Питание осуществляется от источника постоянного, переменного или выпрямленного тока от 110 или 220 В. Диапазон отклонения напряжения питания +10/-20%.

Согласно [9] функции данных микропроцессорных блоков релейной защиты полностью удовлетворяют требованиям.

## 7 Расчет мощности трансформаторов собственных нужд

« Расчетная максимальная мощность собственных нужд определяется суммированием установленной мощности отдельных приемников, умноженной на коэффициенты участия в максимуме. Перечень электроприемников собственных нужд подстанции «Завеличье» представлена в приложении А» [7].

Мощность для летнего максимума:

$$S_{Л} = \overline{(\sum P_{Л})^2 + (\sum Q_{Л})^2} \quad (5.13)$$

$$S_{Л} = \overline{31,84^2 + 15,72^2} = 35,5 \text{ кВА.}$$

Мощность для зимнего максимума:

$$S_{З} = \overline{(\sum P_{З})^2 + (\sum Q_{З})^2} \quad (5.14)$$

$$S_{З} = \overline{118,92^2 + 10,89^2} = 119,4 \text{ кВА.}$$

Полную мощность зимнего максимума примем за расчетную мощность:

$$S_{P} = 119,4 \text{ кВА.}$$

Проверка ТСН выполняется с учетом нагрузки сварочной сети по условию перегрузки в ремонтных условиях:

$$S_{З,Р} = \overline{126,92^2 + 16,89^2} = 128 \text{ кВА.}$$

$$S_{T} \cdot 1,15 \geq S_{З,Р};$$

$$184 \text{ кВА} > 128 \text{ кВА.}$$

Трансформаторов марки ТМГ11-160/10-У1 хватает в нормальном и аварийном режиме для питания потребителей собственных нужд.

## 8 Расчёт молниезащиты и заземления

### Расчет заземляющего устройства подстанции

« Согласно ПУЭ [1, п. 1.7.88] Заземляющие устройства электроустановок напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземлённой нейтралью следует выполнять с соблюдением требований либо к их сопротивлению, либо к напряжению прикосновения. Заземляющее устройство выполнено в виде сетки из стальных полос сечением  $30 \times 5 \text{ мм}^2$  и вертикальных электродов длиной 3 м, диаметром 18 мм. Расчет контура заземления подстанции выполнен в программе «ОРУ-Проект».» [10]

Сопротивление грунта принималось в соответствии с учётом коэффициентов сезонности и с результатами инженерно-геологических изысканий. Расчет сопротивления заземления подстанции представлен на рис. 5.3 и 5.4. Результаты расчёта сопротивления заземления подстанции приведены на рисунке 5.5.

Учет коэффициентов сезонности (корректировка параметров грунта)

| Влажность грунта при измерении   |  | Климатическая зона*                 |  |  |                                  |   |
|----------------------------------|--|-------------------------------------|--|--|----------------------------------|---|
| <input type="radio"/>            | Измеренная величина сопротивления грунта соответствует минимальному значению (грунт влажный - перед измерением выпало много осадков)         | Климатическая зона                  | Средняя многолетняя низшая температура (январь) °С | Средняя многолетняя высшая температура (июль) °С | Среднегодовое кол-во осадков, см | Продолжительность заморозания воды, дни |
| <input type="radio"/>            | Измеренная величина сопротивления грунта соответствует среднему значению (грунт средней влажности - перед измерением выпало немного осадков) | <input type="radio"/> I             | -20..-15   | +16.. +18  | 20-40                            | 160-170                                 |
| <input checked="" type="radio"/> | Измеренная величина сопротивления грунта соответствует максимальному значению (грунт сухой - перед измерением выпало совсем мало осадков)    | <input checked="" type="radio"/> II | -14..-10   | +18.. +22  | 30-50                            | 150                                     |
|                                  |  | <input type="radio"/> III           | -10..0   | +22.. +24  | 30-50                            | 100                                     |
|                                  |  | <input type="radio"/> IV            | 0..+5  | +24.. +26  | 30-50                            | 0                                       |

\*Принято, что измерения свойств грунта проведены при отсутствии промерзания

|                             | Верхний слой, Ом*м | Нижний слой, Ом*м | Глубина раздела, |
|-----------------------------|--------------------|-------------------|------------------|
| Измеренные значения (вести) | 72,5               | 15,2              | 2,5              |
| Скорректированные значения  | 146,1              | 15,2              | 2,5              |

Использовано: РД 153-34.0-20.525-00  
Методические указания по контролю состояния заземляющих устройств электроустановок

Вычислить OK

Рисунок 5.3 – Исходные данные

Параметры проекта

Общие | Фрагмент схемы

Уд. сопротивление слоев грунта, Ом\*м: Многослойный

Верхний 146,1 Нижний 15,2 Глубина раздела, м 2,5

Ток короткого замыкания, А 15790

Нейтраль № 1 Ток утекающий в нейтраль, А

Имеется параллельный заземлитель, Ом 1

Высокоомное покрытие h, м 0,2  $\rho$ , Ом\*м 5000

Допустимое Uшага, В 50 Гц 150 Имп. 1800

Допустимое Uприк, В 50 Гц 500 Имп. 6000

Важно! В программе используются амплитудные значения токов и напряжений.

Отменить Построить схему OK

Рисунок 5.4 – Исходные данные

|                |         |
|----------------|---------|
| Сопрот-ние     | 0,16 Ом |
| Макс. значения |         |
| ----Шины----   |         |
| Потенциал      | 2478 В  |
| Ток            | 4357 А  |
| ----Грунт----  |         |
| Потенциал      | 2429 В  |
| U прикосн.     | 105В    |
| U шага.        | 4 В     |

Рисунок 5.5 – Результаты расчёта

« Сопротивление заземляющего устройства составит 0,16 Ом, что не превышает 0,5 Ом, нормируемых ПУЭ (п. 1.7.90), напряжение на заземляющем устройстве подстанции не превышает 5000 В (ПУЭ п.1.7.89). Напряжение прикосновения на рабочем месте не превышает предельное допустимое значение напряжения прикосновения равное 400 В, при продолжительности воздействия меньше 0,2 с (ГОСТ 12.1.038).» [6].

## 8.1 Выбор и проверка сечения заземляющих проводников

« Сечение заземляющих проводников для электроустановок напряжением выше 1 кВ с глухозаземленной нейтралью выбирается по условиям протекания по ним максимального тока однофазного КЗ.

Температура заземляющих проводников не должна превышать 160 °С (ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Часть 5-54).

Расчет заземляющих проводников на термическую стойкость произведен согласно ГОСТ Р 50571.5.54-2013 Часть 5-54.» [6].

« Сечение проводника определяется по формуле:

$$S = \frac{\overline{I^2 \cdot t}}{k}, \text{ мм}^2 \quad (5.15)$$

где  $I$  – действующее значение однофазного тока короткого замыкания, кА;

$t$  – время действия релейной защиты, с;

$k$  – коэффициент, зависящий от материала защитного проводника, изоляции, прилегающих частей, начальной и конечной температуры;» [6].

$$k = \frac{Q_c \cdot (\beta + 20^\circ\text{C})}{\rho_{20}} \cdot \ln \left( 1 + \frac{\Theta_f - \Theta_i}{\beta + \Theta_i} \right) \quad (5.16)$$

« где  $Q_c$  – объемная теплоемкость материала проводника при 20 °С, Дж/с·мм<sup>3</sup>;

$\beta$  – величина, обратная температурному коэффициенту проводника при 0 °С;

$\rho_{20}$  – удельное электрическое сопротивление проводника при 20 °С, Ом·мм;  $\Theta_i$  – начальная температура проводника, °С. В качестве начальной принята температура  $\Theta_i = 26^\circ\text{C}$ ;

$\Theta_f$  – конечная температура, °C в качестве конечной принята температура  $\Theta_f = 160^\circ\text{C}$ .» [6].

$$k = \frac{3,45 \cdot 10^{-3} \cdot (234,5 + 20)}{17,241 \cdot 10^{-6}} \cdot \ln \left( 1 + \frac{160 - 26}{234,5 + 26} \right) = 145,38;$$

$$S = \frac{(16,79 \cdot 10^3) \cdot 0,1}{145,38} = 36,6 \text{ мм}^2$$

Сечение проводника выбирается из стандартного значения по условию:

$$S \geq S_{\text{тер.мин}}, \text{ мм}^2.$$

В качестве заземляющего проводника для заземления оборудования на ОРУ- 110 кВ выбран медный провод ПуГВнг(А)-LS сечением 50 мм<sup>2</sup>:

$$50 \text{ мм}^2 > 36,6 \text{ мм}^2.$$

## 8.2 Расчет молниезащиты подстанции.

Расчет молниезащиты подстанции выполнен согласно СО 153-34.21.122-2003 в программе МЗ «Компас-3D».

Проектируемая подстанция находится в местности со среднегодовой длительностью гроз до 60 часов и причисляется к специальным объектам с ограниченной опасностью.

Элементы подстанции защищаются молниеотводами с зоной защиты для специальных объектов согласно СО 153-34.21.122-2003. Эта зона обладает надежностью  $P = 0,9$ .

Исходя из допустимого уровня надежности, выбраны тип и высота устанавливаемых молниеотводов.

Внешняя молниезащитная система подстанции состоит из четырёх отдельно стоящих молниеприемников, установленных на прожекторных мачтах ПМС-29,3 (мачты М1 и М4) и ПМС-24 (мачты М2, М3). Требуемый уровень надежности обеспечивается.

Высота верхней точки молниеприемника, установленного на прожекторной мачте, от уровня планировки – 37,05 м (мачты М1 и М4) и 31,75 м (мачты М2, М3). План размещения молниеприемников с указанием зон молниезащиты согласно проведенным расчетам представлены в графической части ВКР лист 6.

## Заключение

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы был описан объект реконструкции, рассчитаны электрические нагрузки подстанции, затем был осуществлен выбор типа и числа мощности трансформаторов. Благодаря произведенному расчету электрических нагрузок было решено что необходимо заменить старое оборудование на более новое с большим запасом мощности.

Что бы произвести замену силовых трансформаторов было необходимо рассчитать мощность и выбрать два ближайших по мощности трансформатора, таковыми оказались трансформаторы ТРДН-40000/110/10/10 и ТРДЦН-63000/110/10/10. После чего надо было определить какой трансформатор наиболее экономически выгодный, и что бы это определить был произведен технико-экономический расчет по результатам которого было выявлено, что наиболее выгодным вариантом для установки является трансформатор ТРДЦН-63000/110/10/10.

Для того что бы приступить к выбору оборудования были посчитаны токи короткого замыкания в результате расчетов было определено, что самым опасным является трехфазное короткое замыкание. После чего были выбраны новые элегазовые выключатели, разъединители, трансформаторы тока и трансформаторы напряжения на высокой и низкой стороне подстанции.

Что бы защитить будущее оборудование подстанции при возникновении аварий проектом была предусмотрена установка релейной защиты, для силового трансформатора необходимо будет установить газовую защиту, дифференциальную защиту и максимальную токовую защиту. Для реализации всего этого на подстанции будут установлены блоки микропроцессорной релейной защиты типа СИРИУС ТЗ которая предназначена для основной защиты трансформатора с высшим напряжением от 35 до 220 кВ.

Далее был произведен расчет трансформаторов собственных нужд. Выбранные трансформаторы проверялись на допустимую нагрузку при производстве ремонтных работ при которых допускается перегрузка

трансформаторов на 15-20%. Новых трансформаторов собственных нужд хватает в нормальном и аварийном режиме для питания потребителей собственных нужд.

Так же был произведен расчет молниезащиты и заземления согласно ПУЭ [1, п. 1.7.88]. Расчет молниезащиты выполнен согласно СО 153-34.21.122-2003 в программе МЗ «Компас-3D»

Данное оборудование позволит снизить потери электрической энергии, повысить надежность и обеспечить качество электроснабжения потребителей, при этом исключит риск поражения электрическим током обслуживающего персонала, уменьшит загрязнение окружающей среды и позволит сократить количество аварий.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ И ИСТОЧНИКОВ

1. Ефанов, А. В. Расчет и проектирование электрических подстанций: учеб. пособия для выполнения курсового проекта по дисциплине «Электрические станции и подстанции». Ставрополь. : АГРУС, 2014. 70 с.
2. Электроэнергетика [Электронный ресурс]. URL – <http://forca.ru/spravka/spravka/osnovnye-dannye-dvuhobmotochnyh-transformatorov.html> (дата обращения 07.03.2018)
3. Электроэнергетика [Электронный ресурс]. URL – [http://forca.ru/v/catid\\_4/](http://forca.ru/v/catid_4/) (дата обращения 09.03.2018).
4. Ушаков В.Я. Электроэнергетические системы и сети [Текст] : учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 448 с.
5. Ф.Р. Исмагилов, Р.Г. Шакиров, Н.К. Потапчук и др. Основные вопросы проектирования воздушных линий электропередач [Текст] : учеб. пособие. М. : Машиностроение, 2015. 212 с.
6. Хрущев Ю.В., Заповодников К.И., Юшков А.Ю. Электроэнергетические системы и сети. Электромеханические переходные процессы [Текст] : учеб. пособие. М. : Юрайт, 2016. 154 с.
7. Petkova. N. Software System for Finding the Incipient Faults in Power Transformers [Text] : TEM Journal, Vol. 4, No. 2, 2015. 125-129
8. Miele N. Substation/Enclosed Switchgear/PCC Fundamentals [Text] : LEED AP PACS Industries, 2015, 85 p.
9. Rojas-Renteria J., Espinoza-Huerta T., Tovar-Pacheco F., Gonzalez-Perez J. Lozano-Dorantes R. An Electrical Energy Consumption Monitoring and Forecasting System [Text] : Engineering, Technology & Applied Science Research, Vol. 6, No. 5, 2016, 1130-1132
10. Gurevich V. Device of protection of relay protection. Scientific Journal of Electrical Engineering. June 2013, Vol. 3 Iss. 3, PP. 52-57- . – URL : [http://www.gurevich-publications.com/articles\\_pdf/device\\_protection\\_rel\\_prot\\_engl.-pdf](http://www.gurevich-publications.com/articles_pdf/device_protection_rel_prot_engl.-pdf) (дата обращения: 07.03.2018).

11. Fofana I., Hajaj Y. Electrical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers [Text] : Canada : Université du Québec à Chicoutimi, 2016. 26 p.
12. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality Analysis [Text] : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 5, 2017
13. Zabihinejad A., Viarouge P. Optimal Design of Coupled Inductors of High Power Modular Multilevel Converter Using a Novel Hybrid Model [Text] : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017
14. Haijun X., Qi Z. A New Method for Setting Calculation Sequence of Directional Relay Protection in Multi-Loop Networks [Text] : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 17, No. 4, 2016
15. Морозова, Н.Ю. Электротехника и электроника [Текст] : М. : Академия, 2013. 288 с.
16. Расчет релейной защиты и уставок [Электронный ресурс]. URL – [http://www.studmed.ru/rekomendacii-po-vyboru-ustavok-zaschity-transformatorov-sirius-t-sirius-t3\\_dd30d198fe1.html](http://www.studmed.ru/rekomendacii-po-vyboru-ustavok-zaschity-transformatorov-sirius-t-sirius-t3_dd30d198fe1.html) (дата обращения 17.04.2018).
17. СО-153-34.21.122-2003. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. М. : Издательство МЭИ, 2004. 41 с.
18. Коробов Г.В., Картавец В.В., Черемисинова Н.А. Электроснабжение. Курсовое проектирование [Текст]: учеб. пособие СПб. : Лань, 2014. 192 с.
19. Ezzati H.R., Varjani A.Y. Design an Automatic Gain Adjustment for Shunt Active Power Filter Based on Total Harmonic Distortion Control for Harmonic Propagation Damping [Text] : International Journal of Emerging Electric Power Systems, Walter de Gruyter GmbH, Berlin/Boston : Vol. 18, No. 4, 2017
20. Эрнст А. Д. Расчет токов короткого замыкания в электрических системах: учеб. пособие. Нижневартовск.: издательство НГГУ, 2012. 86

## Приложение А

| Наименование линии  | $P_{\text{расч. линии}}$ кВт |
|---|------------------------------|
| РПН Т-1   | 1,1                          |
| Сварочная сеть ОРУ  | 8                            |
| Питание шкафа СС  | 1,7                          |
| Питание шкафа СКУ   | 1                            |
| Питание шкафа ШПС   | 0,675                        |
| Питание шкафа ТМ  | 0,748                        |
| Питание шкафа ШИТО  | 0,5                          |
| Основное питание ВЗП-1                                      | 20                           |
| Звуковая сигнализация                                       | 0,04                         |
| Питание телемеханики  | 0,2                          |
| Освещение шкафов защиты<br>(P22-P24)                        | 0,24                         |
| Освещение ОПУ   | 2,4                          |
| Освещение ОРУ   | 4,8                          |
| Отопление ОПУ   | 15                           |
| Питание шкафа ОТВ   | 1,5                          |
| Охлаждение Т-1  | 2,96                         |
| Резервное питание ВЗП-2                                     | 20                           |
| Обогрев РШ ОРУ-110 (Т-1)                                    | 1,35                         |
| Управление ДГР 1-4 с.ш.                                     | 0,8                          |
| Обогрев шкафов<br>конденсаторных батарей ДГР                | 1,2                          |
| Питание приводов<br>выключателей и разъединителей 110<br>кВ | 0,75                         |
| Обогрев приводов  | 28,785                       |

|   |        |
|---|--------|
| выключателей и разъединителей 110 кВ, шкафов ОРУ-110 кВ               |        |
| РПН Т-2   | 1,1    |
| Основное питание ВЗП-2  | 20     |
| Охлаждение Т-2  | 2,96   |
| Питание шкафа оперативной блокировки                                  | 1      |
| Питание шкафа ТМ  | 0,748  |
| Резервное питание счетчиков   | 0,05   |
| Питание шкафа ШПС   | 0,675  |
| Резервное питание ВЗП-1   | 20     |
| Отопление освещение ЗРУ-10  | 34     |
| Обогрев РШ ОРУ-110 (Т-2)  | 1,35   |
| Аварийное освещение   | 1      |
| Освещение шкафов РЗА и ТМ   | 1,5    |
| Охранно-пожарная сигнализация   | 1      |
| Питание шкафа СС  | 1,7    |
| Отопление ОПУ   | 15     |
| Управление ДГР 1-4 с.ш.   | 0,8    |
| Обогрев шкафов конденсаторных батарей ДГР                             | 1,2    |
| Питание приводов выключателей и разъединителей 110 кВ                 | 0,75   |
| Обогрев приводов выключателей и разъединителей 110 кВ, шкафов ОРУ-110 | 28,785 |