

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки / специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Реконструкция электрической части понизительной подстанции 110/10/10 кВ  
«Гражданская»

Обучающийся

А.С. Гребенников

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, А.Н. Черненко

(ученая степень (при наличии), ученое звание (при наличии), Инициалы Фамилия)

Тольятти 2023

## Аннотация

В бакалаврской работе были рассмотрены вопросы реконструкции электрической части подстанции «Гражданская», приведено краткое описание местоположения подстанции, питаемых от неё потребителей. Дано описание существующей схемы подстанции, анализ перспектив развития и определена необходимость в изменении схемы и замене основных электрических аппаратов, применяемых на подстанции.

Произведён расчёт электрических нагрузок, получающих питание от подстанции и определены коэффициенты загрузки трансформаторов в нормальном и аварийном режимах. С экономической точки зрения обоснована необходимость установки на подстанции дополнительного трансформатора, определены расчетные значения токов короткого замыкания.

На сторонах 110 кВ и 10 кВ произведён расчёт сечения проводников, как питающих подстанцию, так и обеспечивающих электроснабжение подключенных к подстанции потребителей. Произведены выбор и проверка основных электрических аппаратов, планируемых к установке в ходе реконструкции на подстанции, выполнены расчёты системы заземления ПС «Гражданская».

Бакалаврская работа состоит из пояснительной записки объемом 55 страниц в которой содержится 12 рисунков и 9 таблиц. 6 чертежей формата А1 составляют графическую часть работы и во время дистанционной защиты будут представлены в отдельном файле.

## Содержание

Введение.....	4
1 Краткая характеристика реконструируемой подстанции .....	5
2 Технические решения, принятые при реконструкции подстанции .....	7
3 Разработка схемы ПС после реконструкции и установки дополнительного трансформаторного и реакторного оборудования.....	10
4 Техничко-экономические расчеты показателей установки дополнительного силового трансформатора на ПС .....	19
5 Определение значений токов КЗ на сторонах 110 и 10 кВ подстанции.....	22
6 Выбор кабельных линий на напряжение 110 кВ и кабельных линий и шин на напряжение 10 кВ.....	27
6.1 Определение расчетных токов.....	27
6.2 Определение сечения КЛ 110 кВ и ее проверка по нагреву .....	27
6.3 Определение сечения КЛ 10 кВ и ее проверка по нагреву .....	29
6.4 Определение параметров жестких шин 10 кВ до реакторного оборудования.....	30
6.5 Определение параметров заземления экранов кабельных линий на напряжение 10 кВ.....	32
7 Выбор основного электрооборудования ПС на напряжение 110 и 10 кВ....	34
7.1 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ.....	36
7.2 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ.....	38
7.3 Выбор электрических аппаратов ПС на напряжение 10 кВ .....	41
Заключение .....	49
Список используемых источников.....	51

## Введение

В настоящее время наблюдается рост нагрузок современных крупных городов, связанный с увеличением плотности застройки, ростом количества и мощности бытовых приборов, появлением новых промышленных предприятий и увеличением мощности существующих, что приводит к необходимости реконструкции питающих трансформаторных подстанций не рассчитанных на текущие и перспективные значения электрических нагрузок и располагающих, как правило, устаревшим трансформаторным оборудованием, измерительными и коммутационными аппаратами.

Для повышения надежности электроснабжения потребителей с одной стороны должны предусматриваться мероприятия по своевременной реконструкции существующих подстанций и увеличению мощности установленных на них трансформаторов, а с другой строительство новых подстанций для обеспечения перспективного роста нагрузок от строительства новых жилых микрорайонов и промышленных предприятий, расположенных в городской черте.

Целью выпускной квалификационной работы является разработка мероприятий по реконструкции подстанции 110/10/10 кВ «Гражданская», направленных на обеспечение надежного электроснабжения потребителей, получающих от нее электроэнергию в нормальных и послеаварийных или ремонтных режимах.

Обеспечение поставленной цели достигается решением ряда задач по определению нагрузок подстанции, расчете коэффициентов загрузки трансформаторов в нормальном режиме и перегрузки в послеаварийном или ремонтном, определении значений токов короткого замыкания, выбору и проверке кабельных линий и шин, основного электрооборудования подстанции, определении параметров системы заземления подстанции и защиты оборудования подстанции от перенапряжений.

## 1 Краткая характеристика реконструируемой подстанции

Понизительная подстанция 110/10/10 кВ «Гражданская» располагается в Приморском районе города Санкт-Петербурга. Расположение подстанции на плане города и обозначение примерной зоны действия подстанции «Гражданская» приведены на рисунке 1.

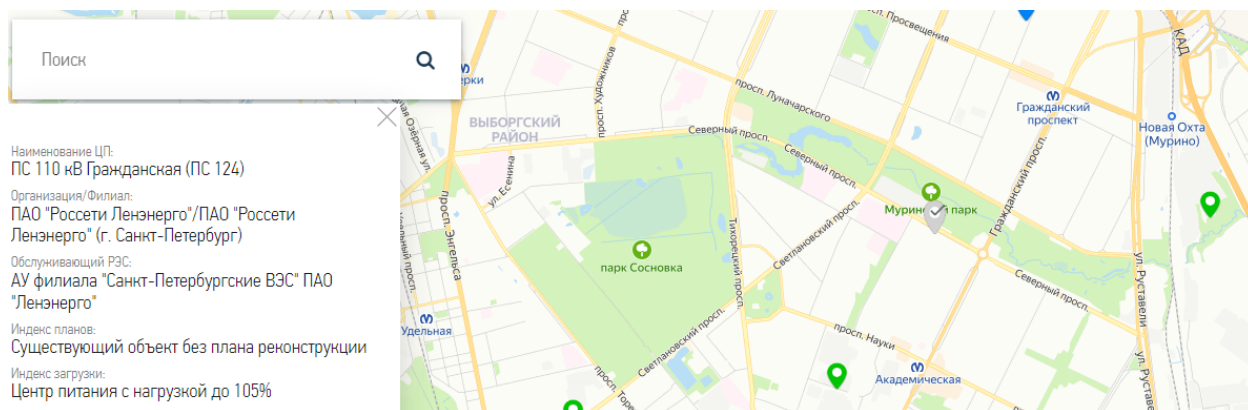


Рисунок 1 - Расположение подстанции на плане города и обозначение примерной зоны действия подстанции «Гражданская»

Распределительные устройства 110 и 10 кВ выполнены следующим образом:

- на стороне ВН ПС 110 кВ применено ЗРУ, выполненное по так называемой схеме «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий»; кроме основных двух силовых трансформаторов на подстанции со стороны линий 110 кВ присоединена модульная передвижная подстанция (МПП) с трансформатором 25 МВА по схеме «Блок (линия - трансформатор) с выключателем»;
- на стороне НН ПС 10 кВ – применено ЗРУ, выполненное по так называемой схеме «Четыре одиночные, секционированные выключателями, системы шин», на стороне НН трансформаторов установлены токоограничивающие реакторы, также на стороне 10 кВ

МПП применена одиночна секционированная система шин, которая по двум кабельным линиям напряжением 10 кВ имеет связь с секцией шин №5 подстанции. Питание подстанции осуществляется по двум независимым линиям на напряжение 110 кВ, приходящим с разных секций шин подстанции «Западная».

Понижительная подстанция 110/10/10 кВ «Гражданская» является тупиковой подстанцией с двумя силовыми трансформаторами с расщепленной обмоткой низкого напряжения мощностью 63 МВА каждый и двухобмоточным трансформатором ТДН-25000 установленным на модульной передвижной подстанции [10].

Подстанция осуществляет прием, преобразование и передачу электроэнергии к городским и промышленным потребителям Приморского района.

Выводы по разделу.

В разделе показаны местоположение подстанции на карте города, дана краткая характеристика применяемых на ней схемных решений и установленного в настоящий момент трансформаторного оборудования.

## **2 Технические решения, принятые при реконструкции подстанции**

На подстанции «Гражданская» предусмотрено выполнение следующего ряда работ:

- со стороны 110 кВ установка 2 штук высоковольтных выключателей 110 кВ;
- 2 штук секционных разъединителей на напряжение 110 кВ;
- измерительных трансформаторов тока 110 кВ;
- высоковольтного разъединителя 110 кВ;
- размещение дополнительного силового трансформатора с номинальной мощностью 63 МВА;
- размещение на стороне 10 кВ токоограничивающих реакторов типа ТОР, а также измерительных трансформаторов напряжения 10 кВ и измерительных трансформаторов тока 10 кВ;
- установка новых 4 ячеек с вводными выключателями 10 кВ.

Конструкцией предусмотрено, что при нормальном режиме работы подстанции дополнительный трансформатор Т4 остаётся отключенным со стороны 110 и 10 кВ, его подключение и перевод на него части нагрузки подстанции предусмотрено во время проведения ремонтных работ на подстанции или в случае аварии на одной из питающих линий. Подключение трансформатора Т4 должно осуществляться в автоматическом режиме с использованием устройств АВР. «Автоматический ввод резерва на стороне 110 кВ реализован при помощи терминалов АУВ 1В-110 кВ Т4 и 2В-110 кВ Т4 (БЭ2704 019). Автоматический ввод резерва на стороне 10 кВ реализован при помощи терминалов защиты и автоматики управления выключателем (АУВ) на вводных и секционных выключателях напряжением 10 кВ (ТОР200-В, СПАС810-В, СПАС810-С)» [3].

В терминале автоматики управления выключателем 1В-110 кВ Т4 реализован пуск АВР при следующих условиях:

– в случае отключения воздушной линии 110 кВ Западная-5 или при снижении напряжения на ней ниже заданной уставки, выдержка времени при этом должна быть больше АПВ воздушной линии. Одновременно происходит отключение высоковольтного выключателя на трансформаторе Т1, затем срабатывает АВР 10 кВ и все секции 10 кВ запитываются от оставшегося в работе трансформатора Т2. Затем производится включение выключателя 2В-110 кВ Т4 с одновременным наложением запрета на включение выключателей 4В-10 кВ Т-4 и 8В-10 кВ Т4. Затем срабатывает автоматика восстановления схемы нормального режима ВНР 10 кВ после работы которой секции 2, 3, 4, 6, 7, 8 напряжением 10 кВ получают питание от Т2, а секции 1 и 5 на напряжение 10 кВ получают питание от Т4;

– в случае срабатывания защит трансформатора Т1 или защит ошиновки Т1. При этом происходит отключение выключателя В-110 кВ Т1 по сигналу от защиты. Затем срабатывает АВР 10 кВ и все секции 10 кВ запитываются от оставшегося в работе трансформатора Т2. Затем производится включение выключателя 1В-110 кВ Т4 с одновременным наложением запрета на включение выключателей 4В-10 кВ Т-4 и 8В-10 кВ Т4. Затем срабатывает автоматика восстановления схемы нормального режима ВНР 10 кВ после работы которой секции 2, 3, 4, 6, 7, 8 напряжением 10 кВ получают питание от Т2, а секции 1 и 5 на напряжение 10 кВ получают питание от Т4.

В терминале автоматики управления выключателем АУВ 2В-110 кВ Т4 реализован пуск АВР при следующих условиях [14]:

– в случае отключения воздушной линии 110 кВ Западная-6 или при снижении напряжения на ней ниже заданной уставки, выдержка времени при этом должна быть больше АПВ воздушной линии. Одновременно происходит отключение высоковольтного выключателя на трансформаторе Т2, затем срабатывает АВР 10 кВ и



все секции 10 кВ запитываются от оставшегося в работе трансформатора Т1. Затем производится включение выключателя 1В-110 кВ Т4 с одновременным наложением запрета на включение выключателей 1В-10 кВ Т4 и 5В-10 кВ Т4. Затем срабатывает автоматика восстановления схемы нормального режима ВНР 10 кВ после работы которой секции 1, 2, 3, 5, 6, 7 напряжением 10 кВ получают питание от Т1, а секции 4 и 8 на напряжение 10 кВ получают питание от Т4;

- в случае срабатывания защит трансформатора Т2 или защит ошиновки Т2. При этом происходит отключение выключателя В-110 кВ Т2 по сигналу от защиты. Затем срабатывает АВР 10 кВ и все секции 10 кВ запитываются от оставшегося в работе трансформатора Т1. Затем производится включение выключателя 2В-110 кВ Т4 с одновременным наложением запрета на включение выключателей 1В-10 кВ Т4 и 5В-10 кВ Т4. Затем срабатывает автоматика восстановления схемы нормального режима ВНР 10 кВ после работы которой секции 1, 2, 3, 5, 6, 7 напряжением 10 кВ получают питание от Т1, а секции 4 и 8 на напряжение 10 кВ получают питание от Т4.

Согласно прогнозу, максимальное значение тока на стороне 110 кВ подстанции «Гражданская» в 2024 году будет составлять 748 А.

Выводы по разделу.

Установленное со стороны трансформаторов Т1 и Т2 электрооборудование на напряжении 110 кВ рассчитано на номинальный ток 1000А и не нуждается в замене.

### 3 Разработка схемы ПС после реконструкции и установки дополнительного трансформаторного и реакторного оборудования

Схема подстанции «Гражданская» приведена на рисунке 2.

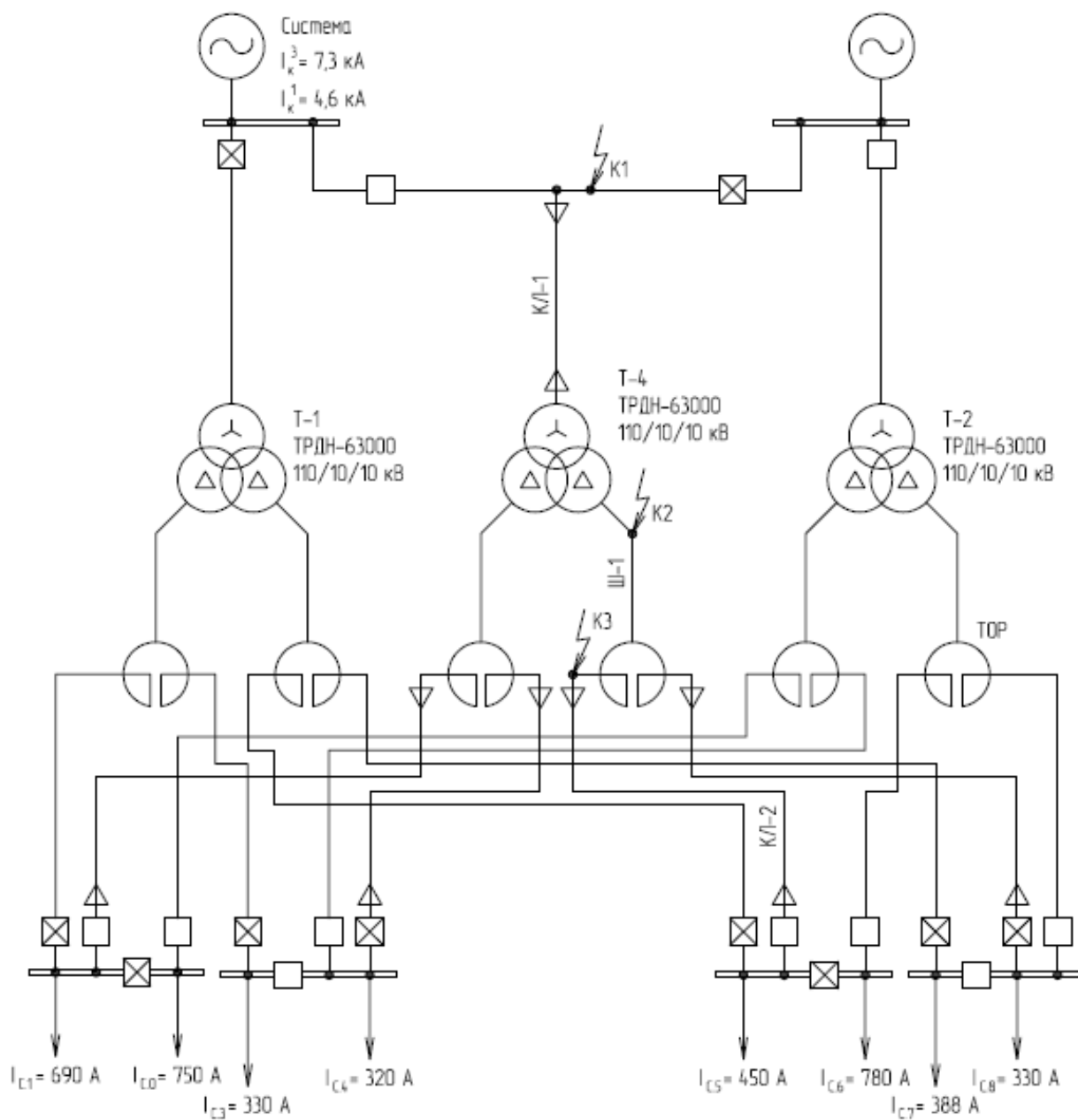


Рисунок 2 - Однолинейная схема подстанции 110/10 кВ «Гражданская» после установки на ней дополнительного трансформатора Т4

Расчет параметров электрического режима на ПС.

Расчёт параметров электрического режима производится в соответствии с ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки».

Исходными данными для расчета являются электрические нагрузки замер которых был произведен в декабре 2021 г.

Значение эквивалентной зимней температуры окружающего воздуха принимается из приложения 2 пункт 6 ГОСТ 14209-85 и для района расположения подстанции составляет - 6,8 °С.

Определение допустимой систематической перегрузки силового трансформатора выполняется в следующем порядке [15].

При нормальном режиме работы подстанции нагрузка по всем секциям сборных шин 10 кВ является равномерной и примерно одинаково нагружает силовые трансформаторы Т1 и Т4 подстанции, при этом трансформатор Т4 в нормальном режиме находится в выключенном состоянии.

Определим значение номинального тока в одной из расщепленных обмоток силового трансформатора на стороне низкого напряжения ТРДН-63000/10/10 кВ:

$$I_{\text{НОМ.В.Т}} = \frac{0.5S_{\text{H}}}{\sqrt{3}U_{\text{НН}}} \quad (1)$$
$$I_{\text{НОМ.В.Т}} = \frac{0.5 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 1732.1 \text{ А.}$$

Силовой трансформатор Т1 подстанции.

При нормальном режиме работы от одной обмотки низкого напряжения силового трансформатора Т1 получают питание нагрузки 1 и 3 секции шин 10 кВ, а от второй расщепленной обмотки низкого напряжения 5 и 7 секции шин 10 кВ.

Определим значение начальной нагрузки эквивалентного графика загрузки для расщепленной обмотки с наибольшей мощностью силового трансформатора Т1 [17]:

$$K_{1c} = \frac{1}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.c}^2 \cdot \Delta t_{i.c}}{\sum \Delta t_{i.c}}} = 0.80, \quad (2)$$

где  $I_{i.c}$  - ток в расщепленной обмотке 10 кВ силового трансформатора за каждой временной промежуток  $\Delta t_{i.c}$ ;

$\Delta t_{i.c}$  – временной промежуток в течение которого ток в расщепленной обмотке превышает номинальное значение.

Определим коэффициент перегрузки, следующий за первоначальной нагрузкой эквивалентного графика загрузки для расщепленной обмотки с наибольшей мощностью силового трансформатора Т1:

$$K_{2c}^I = \frac{1}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.c}^2 \cdot \Delta h_{i.c}}{\sum \Delta h_{i.c}}} = 1.06 \quad (3)$$

где  $I_{i.c}$ - ток в расщепленной обмотке 10 кВ силового трансформатора за каждой временной промежуток  $\Delta h_{i.c}$ ;

$\Delta h_{i.c}$ – временной промежуток в течение которого ток в расщепленной обмотке превышает номинальное значение [18].

Найдём значение максимальной перегрузки наиболее загруженной расщепленной обмотки силового трансформатора 10 кВ Т1:

$$K_{max.c} = \frac{I_{max.c}}{I_{\text{НОМ.В.Т}}} \quad (4)$$

$$K_{max.c} = \frac{1857}{1732.1} = 1.07$$

Так как значение  $K_{2c}^I > 0.9 \cdot K_{max.c} = 0.9 \cdot 1.07 = 0.96$ , то принимаем в расчетах  $K_{2c} = K_{2c}^I = 1.06$ .

В справочной таблице 3, приведённой в ГОСТ 14209-85 для зимнего периода ( $\theta = 0$  °С) продолжительность допустимой систематической перегрузки силового трансформатора Т1 не должна превышать одних суток.

Определим значение фактического времени систематической перегрузки силового трансформатора Т1 на подстанции [19]:

$$\sum \Delta h_{i.c} = 1 + 1 + 1 + 1 = 4 \text{ ч.}$$

Установлено, что фактическое время перегрузки силового трансформатора Т1 подстанции составляет 4 часа, что не превышает максимального установленного времени в ГОСТ для допустимой систематической перегрузки, а это означает, что режим работы силового трансформатора Т1 является допустимым.

Силовой трансформатор Т2 подстанции.

Поскольку значение максимальной нагрузки в расщепленной обмотке силового трансформатора Т2 не выходит за значение номинального тока СТ  $I_{max.c} = 1568 \text{ А} < I_{ном.в.т} = 1732.1 \text{ А}$ , то режима систематических перегрузок при нормальной работе силового трансформатора Т2 не возникает.

Далее определим допустимые аварийные перегрузки для силовых трансформаторов подстанции.

При выводе одного из трансформаторов подстанции «Гражданская» в ремонт, нагрузки секции сборных шин распределяются на трансформаторы Т1 и Т4 при выводе в ремонт трансформатора Т2 или на трансформаторы Т2 и Т4 при выводе в ремонт трансформатора Т1.

При работе схемы подстанции в ремонтном режиме и аварийном отключении одного из силовых трансформаторов нагрузка оставшегося в работе силового трансформатора составит  $I_{p.ут} = 713 \text{ А}$

$$I_{ном.т.} = \frac{S_n}{\sqrt{3}U_{ном}}; \quad (5)$$

$$I_{ном.т.} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 102} = 356.6 \text{ А},$$

где  $I_{ном.т.}$  - значение номинального тока силового трансформатора подстанции.

Определим максимальную перегрузку силового трансформатора, оставшегося в работе [20]:

$$\frac{I_{р.ут.}}{I_{ном.т.}} = \frac{713}{356,6} = 2 \quad (6)$$

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации от 19 июня 2003 года № 229, двукратная перегрузка силового трансформатора не должна превышать 10 минут.

Силовой трансформатор Т1 подстанции.

При аварийном режиме работы к одной из расщепленных обмоток силового трансформатора Т1 подключены нагрузки секций шин 1, 2 и 3 напряжением 10 кВ, а к другой расщепленной обмотке низкого напряжения силового трансформатора Т1 подключены нагрузки секций шин 5, 6 и 7 напряжением 10 кВ.

Определим значение начальной нагрузки эквивалентного графика загрузки для расщепленной обмотки с наибольшей мощностью силового трансформатора Т1 в аварийном режиме [19]:

$$K_{1ав.} = \frac{1}{I_{ном.в.т.}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав.}^2 \cdot \Delta t_{i.ав.}}{\sum \Delta t_{i.ав.}}} = 0,82. \quad (7)$$

Определим коэффициент перегрузки, следующий за первоначальной нагрузкой эквивалентного графика загрузки для расщепленной обмотки с наибольшей мощностью силового трансформатора Т1:

$$K_{2ав}^I = \frac{1}{I_{ном.в.т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав}^2 \cdot \Delta h_{i.ав}}{\sum \Delta h_{i.ав}}} = 1,33. \quad (8)$$

«Определим значение фактического времени аварийной перегрузки силового трансформатора Т1 на подстанции» [2]:

$$\sum \Delta h_{i.ав} = 18ч.$$

«Найдём значение максимальной перегрузки наиболее загруженной расщепленной обмотки трансформатора Т1» [2]:

$$K_{max.ав} = \frac{I_{max.ав}}{I_{ном.в.т}} \quad (9)$$

$$K_{max.ав} = \frac{2693}{1732,1} = 1.55$$

Так как значение  $K_{2.ав}^I < 0.9 \cdot K_{max.ав} = 0.9 \cdot 1.55 = 1.40$ , то принимаем в расчетах  $K_{2.с} = 1.40$ .

«Определим расчетную продолжительность аварийной перегрузки силового трансформатора» [21]:

$$h_{ав} = \frac{(K_{2.ав}^I)^3 \cdot \sum \Delta h_{i.ав}}{(0.9 \cdot K_{max.ав})^2} \quad (10)$$

$$h_{ав} = \frac{1,33^3 \cdot 18}{1,4^2} = 21,6 ч$$

В справочной таблице 10, приведённой в ГОСТ 14209-85 для зимнего периода ( $\theta = 0$  °С) продолжительность допустимой аварийной перегрузки трансформатора Т1 для значений коэффициентов  $K_{1ав.} = 0.8$  и  $K_{2.с} = 1.40$  не должна превышать одних суток.

Согласно правил технической эксплуатации при перегрузке силового трансформатора на 55 % ее продолжительности не должна превышать 41,25 мин. Таким образом, требуется снижение нагрузки силового трансформатора до номинального значения.

Силовой трансформатор Т2 подстанции.

При аварийном режиме работы к одной из расщепленных обмоток силового трансформатора Т2 подключены нагрузки секций шин 2, 3 и 4 напряжением 10 кВ, а к другой расщепленной обмотке низкого напряжения силового трансформатора Т2 подключены нагрузки секций шин 6, 7 и 8 напряжением 10 кВ.

Определим значение начальной нагрузки эквивалентного графика загрузки для расщепленной обмотки с наибольшей мощностью силового трансформатора Т2 в аварийном режиме [23]:

$$K_{1ав.} = \frac{1}{I_{ном.в.т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав.}^2 \cdot \Delta t_{i.ав.}}{\sum \Delta t_{i.ав.}}} = 0,80 \quad (11)$$

Определим коэффициент перегрузки, следующий за первоначальной нагрузкой эквивалентного графика загрузки для расщепленной обмотки с наибольшей мощностью силового трансформатора Т2:

$$K_{2ав.}^I = \frac{1}{I_{ном.в.т}} \sqrt{\frac{\sum I_{i.ав.}^2 \cdot \Delta h_{i.ав.}}{\sum \Delta h_{i.ав.}}} = 1,27 \quad (12)$$



«Определим значение фактического времени аварийной перегрузки силового трансформатора Т2 на подстанции» [2]:

$$\sum \Delta h_{i.ав} = 18 \text{ ч}$$

«Найдём значение максимальной перегрузки наиболее загруженной расщепленной обмотки трансформатора Т2» [2]:

$$K_{max.ав} = \frac{I_{max.ав}}{I_{ном.в.т}} \quad (13)$$

$$K_{max.ав} = \frac{2598}{1732.1} = 1.50$$

Так как значение  $K_{2.ав}^I < 0.9 \cdot K_{max.ав} = 0.9 \cdot 1.50 = 1.35$ , то принимаем в расчетах  $K_{2.с} = 1.35$ .

«Определим расчетную продолжительность аварийной перегрузки силового трансформатора» [2]:

$$h_{ав} = \frac{(K_{2.ав}^I)^3 \cdot \sum \Delta h_{i.ав}}{(0.9 \cdot K_{max.ав})^2} \quad (14)$$

$$h_{ав} = \frac{1.27^3 \cdot 18}{1.35^2} = 20.2 \text{ ч}$$

В справочной таблице 10, приведённой в ГОСТ 14209-85 для зимнего периода ( $\theta = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ ) продолжительность допустимой аварийной перегрузки трансформатора Т2 для значений коэффициентов  $K_{1.ав} = 0.8$  и  $K_{2.с} = 1.35$  не должна превышать одних суток.

Согласно правил технической эксплуатации при перегрузке силового трансформатора на 50 % ее продолжительности не должна превышать 41,25 мин.

Таким образом, требуется снижение нагрузки силового трансформатора до номинального значения [22].

Силовой трансформатор Т2 подстанции.

При аварийном режиме работы подстанции «Гражданская» к трансформатору Т4 в зависимости от того, отключение какого из трансформаторов Т1 или Т2 произошло при выводе в ремонт или отключении по сигналу релейной защиты, подключаются нагрузки секций шин 1, 5 или 4, 8 номинальным напряжением 10 кВ.

Поскольку значение максимальной нагрузки в расщепленной обмотке силового трансформатора Т4 не выходит за значение номинального тока СТ  $I_{\max.ав} = 851 \text{ А} < I_{\text{ном.в.т}} = 1732.1 \text{ А}$ , то перегрузки трансформатора не возникает.

Выводы по разделу.

В данном разделе произведён расчёт нагрузок силовых трансформаторов Т1 и Т2 в нормальном и аварийном режиме работы подстанции, а также аварийной перегрузки трансформатора Т4 при его подключении. Определена продолжительность предельных аварийных перегрузок трансформаторов подстанции.

#### 4 Технико-экономические расчеты показателей установки дополнительного силового трансформатора на ПС

Рост электрических нагрузок в соответствии с инвестиционным планом электрических сетей ПАО «Ленэнерго» приведен в таблице 1 [1].

Таблица 1 – Планируемые электрические нагрузки жилого микрорайона города на перспективу до 2025 года

Жилой район / год	2020 г.	2021 г.	2022 г.	2024 г.	2025 г.
Приморский р-он г. Санкт-Петербурга	104,0	108,0	112,0	116,0	118,0

Произведем технико-экономический расчет приведенных затрат на установку нового дополнительного трансформатора Т4 типа ТРДН-63000/110/10 на подстанции «Гражданская». В таблице 2 приведены паспортные данные силового трансформатора Т4.

Таблица 2 – Паспортные данные силового трансформатора Т4.

Трансформатор Т4	$S_{ном.Т.}$ МВА	Паспортные данные производителя СТ компании «Энергоцентр»					
		$U_{ном}$ , кВ		$U_K$ , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
		ВН	НН				
ТРДН-63000/110/10	63,0	115,0	10,5	10,5	245,0	35,0	0,7
Стоимость: 28 100 000 руб.							

Используя справочные данные полученные от завода изготовителя силового трансформатора, найдём значение потерь холостого хода в нем:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.}; \quad (15)$$

$$Q_x = \frac{0,7}{100} \cdot 63000 = 441 \text{квар.}$$

Используя справочные данные полученные от завода изготовителя силового трансформатора, найдём значение потерь короткого замыкания в нем:

$$P'_{к.н1} = P'_{к.н2} = P_{к.н.1,2} + K_{уп} \cdot Q_{к.н1,2}; \quad (16)$$

$$P'_{к.н1} = 490 + 0,05 \cdot 7350 = 857,5 \text{кВт.}$$

$$P'_{кв} = P_{кв} + K_{уп} \cdot Q_{кв} \quad (17)$$

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

«Значение активных потерь в обмотках силового трансформатора составит» [2]:

$$P_{кн1} = P_{кн2} = 2 \cdot 245 = 490 \text{ кВт.}$$

Найдём потери реактивной мощности в обмотках силового трансформатора на сторонах высокого и низкого напряжения  $Q_{к.в}$ ,  $Q_{к.н}$

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т}; \quad (18)$$

$$Q_{к.в} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.т} \quad (19)$$

$$Q_{к.н} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар.}$$

Определив данные по потерям активной мощности, найдём стоимость

потерь активной электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции за год:

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = C_{\text{эx}} T_x \times \Delta W_x + C_{\text{эк}}(t) \times \Delta W_k \quad (20)$$

$$I_{\Delta W_{\text{ПС}}} = 0.12 \times 1366463 + 0.015 \times 178488.3 = 28740952 \text{ руб.}$$

Выводы по разделу.

В данном разделе, используя паспортные данные силового трансформатора, предоставленные заводом-изготовителем и график роста перспективных электрических нагрузок питаемого от подстанции микрорайона были определены потери активной и реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода и короткого замыкания в обмотках высокого и низкого напряжения силовых трансформаторов. На основе полученных данных, а также стоимости передаваемой электроэнергии, числа часов нагрузочных потерь и потерь электроэнергии на холостом ходу были определены затраты на оплату потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции «Гражданская», которые составили 28,7 млн.руб.

## 5 Определение значений токов КЗ на сторонах 110 и 10 кВ подстанции

На рисунке 3 приведена схема замещения для расчета токов короткого замыкания без учета сопротивления установленных на подстанции токоограничивающих реакторов.

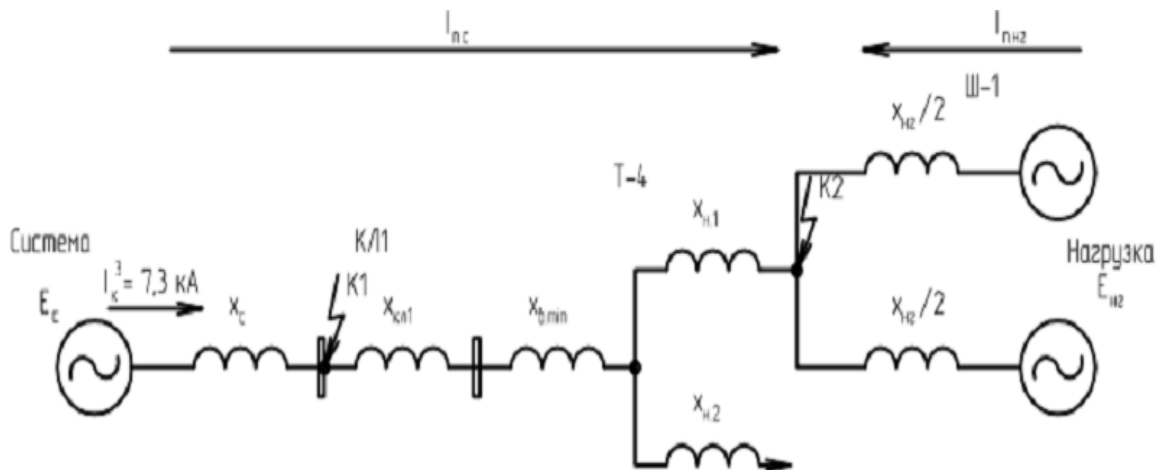


Рисунок 3 - Схема замещения для расчета токов КЗ без учета сопротивлений установленных на ПС «Гражданская» токоограничивающих реакторов

На рисунке 4 приведена схема замещения для расчета токов короткого замыкания с учетом сопротивлений установленных на подстанции токоограничивающих реакторов.

Определим значение тока трехфазного короткого замыкания на стороне 110 кВ силового трансформатора подстанции, приведённое к стороне низкого напряжения:

$$I_{к.в.}^{(3)} = I_{к.в.}^{(3)} \cdot \frac{U_{вн}}{U_{нн}} \quad (21)$$

$$I_{к.в.}^{(3)} = 7.3 \cdot \frac{115}{10.5} = 79.95 \text{ кА.}$$

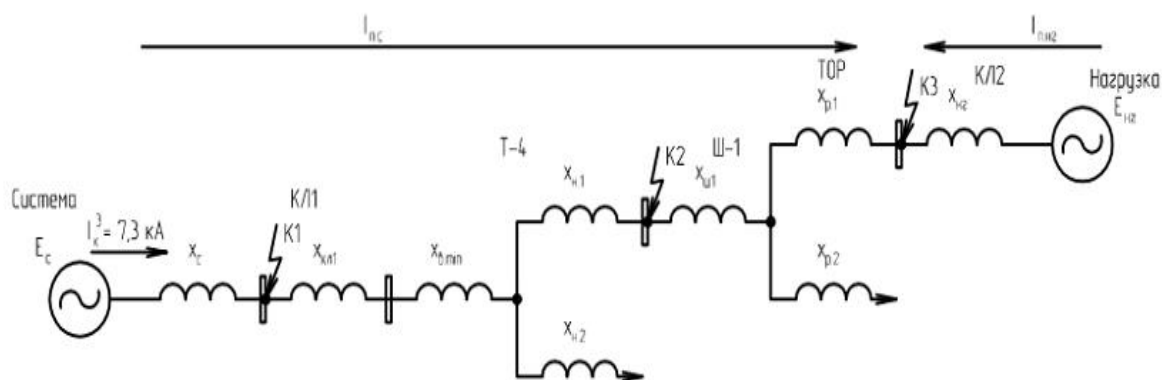


Рисунок 4 - Схема замещения для расчета токов КЗ с учетом сопротивлений установленных на ПС «Гражданская» токоограничивающих реакторов

«Определим значение сопротивления внешней системы, приведённое к стороне низкого напряжения» [4]:

$$x_c = \frac{U_{нн}}{\sqrt{3} \cdot I_{к}^{(3)}} \quad (22)$$

$$x_c = \frac{10.5}{\sqrt{3} \cdot 79.95} = 0.076 \text{ Ом.}$$

«Найдём значение сопротивления обмотки высокого напряжения силового трансформатора подстанции, приведённое к стороне низкого напряжения» [7]:

$$x_{в-н} = \frac{U_{к.вн-нн}}{100} \cdot \frac{U_{нн}^2}{S_n} \quad (23)$$

$$x_{в-н} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{10.5^2}{63} = 0.184 \text{ Ом.}$$

«Определим значение сопротивления нагрузки, подключенной к стороне низкого напряжения трансформатора подстанции» [12]:

$$x_{нз} = 0.35 \frac{U_{нн}^2}{S_{нз}} \quad (24)$$

$$x_{п.нг} = 0.35 \frac{10.5}{44.1} = 0.875 \text{ Ом.}$$

«Найдём значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания от обобщенной нагрузки, подключенной к стороне низкого напряжения силового трансформатора подстанции» [8]:

$$I_{п.нз} = \frac{U_{нн} \cdot E_{нз}}{\sqrt{3} \cdot x_{нз}} \quad (25)$$

$$I_{п.нг} = \frac{10.5 \cdot 0.85}{\sqrt{3} \cdot 0.875} = 5.89 \text{ кА.}$$

«В результате, периодическое значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах низкого напряжения силового трансформатора подстанции без учёта сопротивлений ограничивающих реакторов будет равно» [9]:

$$I'_{к.н}^{(3)} = I'_{п.с} + I_{п.нг} \quad (26)$$

$$I'_{к.н}^{(3)} = 16.11 + 5.89 = 22 \text{ кА.}$$

Установленные на стороне НН силовых трансформаторов высоковольтные выключатели обладают номинальной паспортной отключающей способностью равной  $I_{ном.отк} = 20$  кА, что меньше полученного значения тока трехфазного КЗ  $I'_{к.н}^{(3)} = 22$  кА. Таким образом, возникает необходимость установки на стороне НН силовых трансформаторов ограничивающих реакторов.

Определим минимальное необходимое значение сопротивления токоограничивающего реактора для установки на стороне НН трансформатора:



$$x_p = \sqrt{\frac{U_{\text{нн}}^2}{3 \cdot (I'_{\text{п.с}} - (I'_{\text{к.н}} - I_{\text{гом.отк}}))^2}} - r_1^2 - x_{\Sigma} \quad (27)$$

$$x_p = \sqrt{\frac{10.5}{3 \cdot (16.11 - (22 - 20))^2}} - 0.0002^2 - \\ - (0.0002 + 0.076 + 0.263 + 0.037) = 0.053 \text{ Ом.}$$

Принимаем для установки на подстанции сдвоенные реакторы с ближайшим большим паспортным значением сопротивления 0,1 Ом РТСТСУ10-2х2500-0,1 УХЛ4.

Определим периодическую составляющую тока трехфазного короткого замыкания от системы на стороне низкого напряжения силового трансформатора подстанции после установки токоограничивающего реактора:

$$I_{\text{п.с}} = \frac{U_{\text{нн}}}{\sqrt{3x_{\Sigma}}} \quad (28)$$

$$I_{\text{п.с}} = \frac{10.5}{\sqrt{3 \cdot \sqrt{0.0002^2 + (0.0002 + 0.076 + 0.263 + 0.037 + 0.1^2)^2}}} = 12.73 \text{ кА.}$$

Определим суммарную периодическую составляющую тока трехфазного короткого замыкания на стороне низкого напряжения силового трансформатора подстанции после установки токоограничивающего реактора:

$$I_{\text{к.н}}^{(3)} = I_{\text{п.с}} + I_{\text{п.нг}} \quad (29)$$

$$I_{\text{к.н}}^{(3)} = 12.73 + 5.89 = 18.62 \text{ кА.}$$

Определим периодическую составляющую тока двухфазного на землю короткого замыкания на стороне низкого напряжения силового трансформатора подстанции после установки токоограничивающего реактора:

$$I_{\text{к.н}}^{(1.1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{\text{к.н}}^{(3)} \quad (30)$$

$$I_{к.н}^{(1.1)} = \frac{\sqrt{3}}{2} 18.62 = 16.13 \text{ кА.}$$

Найдем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания со стороны высокого напряжения силового трансформатора подстанции:

$$i_{уд.вн} = \sqrt{2} \cdot I_{к.в}^{(3)} \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{a1}}} \right] \quad (31)$$

$$i_{уд.вн} = \sqrt{2} \cdot 7.3 \cdot \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{0.05}} \right] = 18.78 \text{ кА.}$$

Найдем значение ударного тока трехфазного короткого замыкания со стороны низкого напряжения силового трансформатора подстанции:

$$i_{уд.нн} = \sqrt{2} \cdot I_{к.н}^{(3)} \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{T_{a2}}} \right] \quad (32)$$

$$i_{уд.нн} = \sqrt{2} \cdot 18.62 \cdot \left[ 1 + e^{-\frac{0.01}{0.06}} \right] = 48.62 \text{ кА.}$$

Выводы по разделу.

В данном разделе была составлена схема замещения для определения токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН подстанции, определены параметры сопротивлений, входящих в схему замещения, найдены значения токов короткого замыкания. Для уменьшения токов коротких замыканий принято решение об установке на подстанции в ходе реконструкции токоограничивающих реакторов, произведён расчёт их сопротивлений и определены токи КЗ после реализации предлагаемых мероприятий.

## 6 Выбор кабельных линий на напряжение 110 кВ и кабельных линий и шин на напряжение 10 кВ

### 6.1 Определение расчетных токов

Подключение вновь устанавливаемого трансформатора Т4 на подстанции осуществляется при помощи кабеля напряжением 110 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена АПВВнг(А).

$$I_{p.ут} = 0.7 \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (33)$$

$$I_{p.ут} = 0.7 \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 102} = 250 \text{ А.}$$

Определим максимальное значение тока после отключения одного из трансформаторов подстанции:

$$I_{p.ут} = 2 \frac{S_H}{\sqrt{3}U_{ном}} \quad (34)$$

$$I_{p.ут} = 2 \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 102} = 713 \text{ А.}$$

### 6.2 Определение сечения КЛ 110 кВ и ее проверка по нагреву

Согласно п. 1.3.25 ПУЭ целесообразные сечения фазного провода кабельной линии определяем по экономической плотности тока:

$$S_{эк1} = \frac{I_p}{j_{эк}} \quad (35)$$

$$S_{эк1} = \frac{250}{1.7} = 147 \text{ мм}^2,$$

где  $j_{эк}=1.7 \text{ А/мм}^2$  – установленное в нормативных документах значение экономической плотности тока для кабельных линий с изоляцией

из сшитого полиэтилена при материале жилы - алюминий и при прокладке в воздухе с числом часов использования максимума нагрузки, находящимся в диапазоне  $3000 \text{ ч.} \leq T_{\text{ма}} \leq 5000 \text{ ч.}$

Принимаем к установке кабельную линию с ближайшим стандартным сечением жилы равным  $185 \text{ мм}^2$ .

Выполним проверку найденного сечения по устойчивости к нагреву:

$$I_{\text{дл.доп.1}} \cdot k_0 \cdot k_{\text{пер1}} \geq I_{\text{р.ум1}} \quad (36)$$

$$520 \cdot 1.0 \cdot 1.2 \cdot 1.04 \cdot 1.00 = 649 \leq 748$$

где  $\langle I_{\text{дл.доп.1}} = 520 \text{ А}$  - значение длительно допустимого тока кабельной линии АПвВнг(А) сечением  $185 \text{ мм}^2$ , при прокладке в воздухе и при одностороннем заземлении экрана кабеля;

$k_0 = 1.0$  - значение коэффициента, учитывающего отклонение внешней температуры окружающей среды от номинального значения (температура воздуха для города Санкт-Петербурга принимается равной  $25 \text{ }^\circ\text{C}$ );

$k_{\text{пер1}} = 1.2$  - коэффициент допустимой перегрузки для кабельной линии прокладываемой открыто.

$k_2 = 1.04$  - поправочный коэффициент для длительно допустимого значения тока, зависящий от глубины расположения кабеля  $110 \text{ кВ}$ .

$k_3 = 1.00$  - поправочный коэффициент для длительно допустимого значения тока, зависящий от теплового сопротивления грунта в месте прокладки» [16].

В результате расчетов установлено, что выбранное сечение кабеля  $185 \text{ мм}^2$  не удовлетворяет стойкости к нагреву токами утяжеленного режима, поэтому принимаем к установке и последующей проверке следующее стандартное сечение кабеля  $240 \text{ мм}^2$

$$609 \cdot 1.0 \cdot 1.2 \cdot 1.04 \cdot 1.00 = 760 \geq 748,$$

где  $I_{\text{дл.доп.2}} = 609$  А - значение длительно допустимого тока кабельной линии АПвВнг(А) сечением  $240 \text{ мм}^2$ , при прокладке в воздухе и при одностороннем заземлении экрана кабеля.

Выбранный кабель проходит проверку по нагреву токами утяжеленного режима, окончательно принимаем к установке кабельную линию с сечением жилы  $240 \text{ мм}^2$ .

### 6.3 Определение сечения КЛ 10 кВ и ее проверка по нагреву

Сечение кабельной линии 10 кВ КЛ2 также определяем по экономической плотности тока:

$$S_{\text{эк2}} = \frac{I_{\text{р2}}}{j_{\text{эк2}}} \quad (37)$$

$$S_{\text{эк2}} = \frac{637}{3.1} = 205.5 \text{ мм}^2,$$

где  $j_{\text{эк2}} = 3.1 \text{ мм}^2 \text{ А/мм}^2$  – установленное в нормативных документах значение экономической плотности тока для кабельных линий с изоляцией из сшитого полиэтилена при материале жилы - медь и при прокладке в воздухе с числом часов использования максимума нагрузки, находящимся в диапазоне  $3000 \text{ ч.} \leq T_{\text{ма}} \leq 5000 \text{ ч.}$

Принимаем к установке кабельную линию с ближайшим стандартным сечением жилы равным  $240 \text{ мм}^2$ .

«Выполним проверку выбранного сечения КЛ напряжением 10 кВ по нагреву в утяжеленном режиме» [16]:

$$I_{\text{дл.доп.2}} \cdot k_0 \cdot k_{\text{нер2}} \cdot k_{\text{л2}} \cdot k_3 \geq I_{\text{р.ум2}} \quad (38)$$

$$654 \cdot 1.0 \cdot 0.90 \cdot 1.0 = 714.2 < 1273 ,$$

где  $I_{дл.доп.2} = 654$  А значение длительно допустимого тока кабельной линии ПвВнг(А)-LS сечением  $185 \text{ мм}^2$ , при прокладке в плоскости на открытом воздухе;

$k_{л2} = 0.90$  - значение поправочного коэффициента, учитывающего число проложенных вместе кабелей и способ прокладки.

Выбранное сечение кабеля не проходит проверку при нагреве токами в утяжеленном режиме работы.

Выполним проверку кабельной линии ПвВнг(А)-LS сечением жилы  $630 \text{ мм}^2$  и длительно допустимым значением тока равным  $I_{дл.доп.2} = 1213$  А :

$$1213 \cdot 1.0 \cdot 1.2 \cdot 0.90 = 1324.6 > 1273$$

Выбранный кабель проходит проверку по нагреву токами утяжеленного режима, окончательно принимаем к установке кабельную линию КЛ2 с сечением жилы  $630 \text{ мм}^2$ .

#### **6.4 Определение параметров жестких шин 10 кВ до реакторного оборудования**

На стороне низкого напряжения подстанции от силового трансформатора до реактора электроэнергия будет передаваться по токопроводу, выполненному из алюминия. От реактора до вводного выключателя 10 кВ используется кабель АПвВнг(А)-LS.

«Согласно ПУЭ сборные шины электроустановок и ошиновка в пределах открытых и закрытых РУ всех напряжений по экономической плотности тока не проверяются» [1].

Определение сечения токопровода выполняется по условию нагрева. Проведем проверку на термическую устойчивость к тепловому воздействию токов короткого замыкания.

Окончательная установившаяся температура шины во время КЗ  $\vartheta_{\text{кон}}$  не должна превышать кратковременно допустимую температуру  $\vartheta_{\text{кр.доп}}$ , должно соблюдаться условие:

$$\vartheta_{\text{кон}} \leq \vartheta_{\text{кр.доп}}$$

где  $\vartheta_{\text{кр.доп}}$  - для шин, выполненных из алюминиевого сплава 200° С.

«Найдём значение начальной температуры  $\vartheta_{\text{нач}}$ » [16]

$$\vartheta_{\text{нач}} = \vartheta_0 \left( \vartheta_{\text{дл.доп}} - \vartheta_{0.\text{ном}} \right) \cdot \left[ \frac{I_{\text{раб.ут}}}{I_{\text{дл.доп}}} \right] \quad (39)$$

$$\vartheta_{\text{нач}} = 5 + (70 - 25) \cdot \left[ \frac{1273}{2070} \right] = 22.02;$$

$$A_{\vartheta.\text{нач}} = 0.5 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^4 .$$

Найдём значение  $A_{\vartheta.\text{кон}}$  :

$$A_{\vartheta.\text{кон}} = \frac{1}{S^2} \cdot B + A_{\vartheta.\text{нач}} \quad (40)$$

$$A_{\vartheta.\text{кон}} = \frac{1}{1200^2} \cdot 45.54 \cdot 10^6 + 0.5 \cdot 10^4 = 0.50 \cdot 10^4 \text{ A}^2 \cdot \text{c} / \text{мм}^4$$

$$\vartheta_{\text{кон.А}} \approx 80 \text{ } ^\circ\text{C}$$

$\vartheta_{\text{кон}} = 80 \leq \vartheta_{\text{кр.доп}} = 200 \text{ } ^\circ\text{C}$ , поскольку условие выполняется, то шины с выбранными сечением 120x10 мм<sup>2</sup> проходят проверку на термическую стойкость к току КЗ.

## 6.5 Определение параметров заземления экранов кабельных линий на напряжение 10 кВ

Кабельные линии будут проложены в одной плоскости. Внешний диаметр выбранного кабеля ПвВнг(А)-LS 1х630/50 равен  $D=59,4$  мм. При этом у экрана  $d_э=48,3$  мм.

Расстояние между смежными фазами КЛ2  $d_{AB}=d_{BC}=0,5d_{AC}=130$  мм.

Найдём значение эквивалентного расстояния между фазами кабеля КЛ2:

$$s_2=1,26 \cdot d_{AB}=1,26 \cdot 130=163,8 \text{ мм.}$$

Следовательно:

$$s_2/d_э=163,8/48,3=3,39$$

Определим значение напряжения на экране кабеля относительно земли в послеаварийном режиме для КЛ2:

$$U_{э.кз.2} = U_э^* \cdot \frac{I_{к.н}^3}{1000} \cdot \frac{L_3}{1000} \quad (41)$$

$$U_{э.кз.2} = 120 \cdot \frac{18620}{1000} \cdot \frac{155}{1000} = 346,3 \text{ В.}$$

«Максимально допустимое значение напряжения на экране кабеля в режиме короткого замыкания равно половине от испытательного напряжения  $0,5 \cdot 10000=5000$  В.

Определим значение тока протекающего по экрану кабеля при его двустороннем заземлении в утяжеленном режиме КЛ2» [8]:



$$I_{\text{э.ум.2}} = \frac{I_{\text{э.ум.2}}}{I_{\text{р.ум3}}} \cdot I_{\text{р.ум2}} \quad (42)$$

$$I_{\text{э.ум.2}} = 0.28 \cdot 1273 = 356.44 \text{ A.}$$

Определим значение тока протекающего по экрану кабеля при его двустороннем заземлении во время трехфазного КЗ за КЛ2:

$$I_{\text{э.кз.2}} = \frac{I_{\text{э.укз.2}}}{I_{\text{к.в}}^3} \cdot I_{\text{к.в}}^3 \quad (43)$$

$$I_{\text{э.кз.2}} = 0.28 \cdot 18620 = 5213.6 \text{ A.}$$

При заземление экрана кабеля с одной стороны ток в экране протекать не будет так как не создаётся замкнутого контура.

Выводы по разделу.

В результате расчетов установлено, что значение напряжения между экраном кабеля и землей при одностороннем заземлении не превышает допустимых значений во всех режимах работы, а также во время короткого замыкания. С другой стороны, при двухстороннем заземлении кабельной линии возможно протекание дополнительных токов через экран кабеля, которые могут вызвать опасный нагрев кабельной линии и дополнительные потери, поэтому заземление экрана кабеля осуществляем только с одной стороны в РУ 10 кВ.

## 7 Выбор основного электрооборудования ПС на напряжение 110 и 10 кВ

Результаты выбора высоковольтных выключателей на номинальное напряжение 110 кВ на ПС представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты выбора и проверки высоковольтных выключателей ВГТ-110

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
«Выбор по номинальному напряжению» [3]	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c = 110 \text{ кВ}$
«Выбор по номинальному току» [3]	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$>$	$I_{p,ym1} = 713 \text{ А}$
«Проверка на отключающую способность» [3]	$I_{ном.отк} = 40 \text{ кА}$	$>$	$I_k^{(3)} = 7.3 \text{ кА}$
«Проверка на номинальный асимметричный ток отключения» [3]	$\sqrt{2I_{ном.отк} (1 + \beta_{ном})} = 79.9 \text{ кА}$	$>$	10.51 кА
«Проверка на электродинамическую стойкость» [3]	$I_{ном.д.ст} = 100 \text{ кА}$	$>$	$I_{уд.вн}$

По результатам выполненной проверки принимаем к установке на ПС высоковольтный выключатель ВГТ-110-40/2000 У1.

Внешний вид высоковольтного выключателя 110 кВ ВГТ-110-40/2000У1 приведен на рисунке 5.

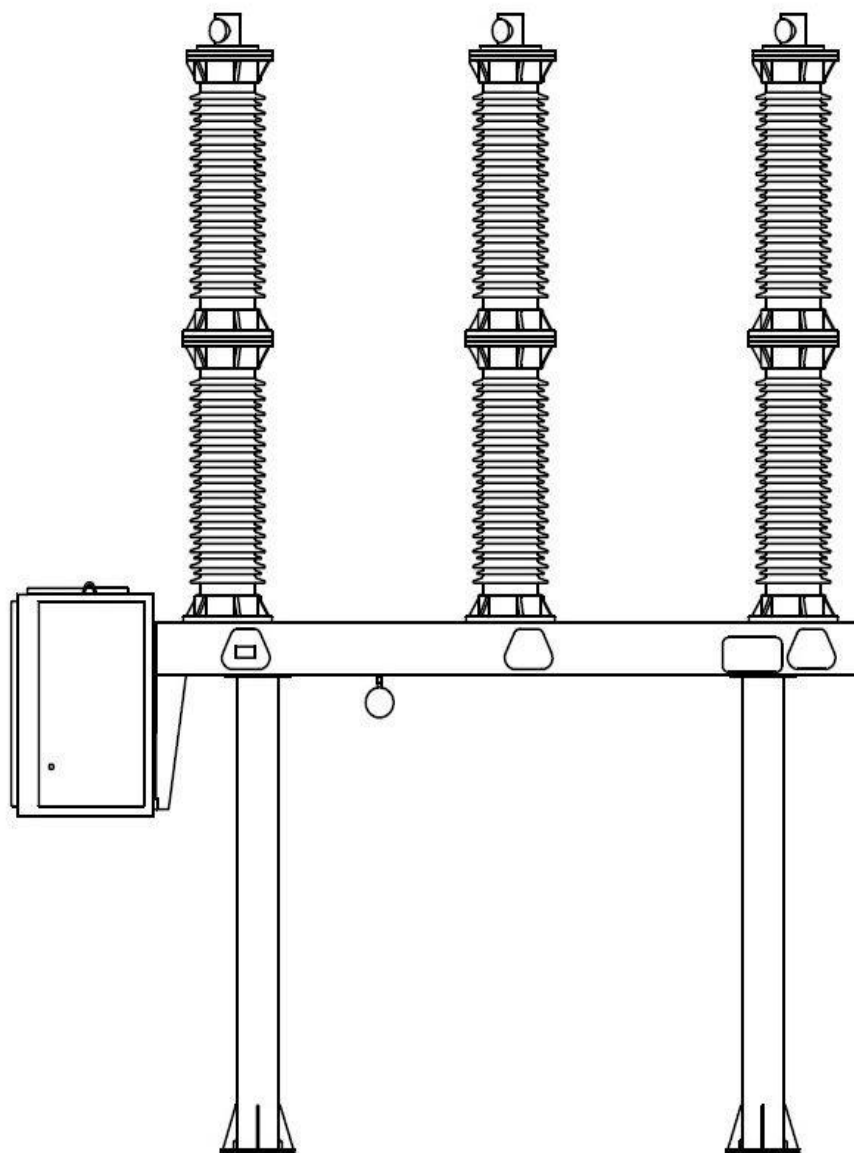


Рисунок 5 - Внешний вид высоковольтного выключателя 110 кВ ВГТ-110-40/2000У1

Технические характеристики по данным завода-производителя выключателя сведены в таблицу 4.

Таблица 4 - Технические характеристики по данным завода-производителя выключателя ВГТ-110-40/2000У1

Наименование параметра	ВГТ-110-40/3150У1
« $U_{ном}$ , кВ	115
$I_{ном}$ , А	2000
$I_{дин}$ , кА 3 сек	40
$I_{период}$ , кА	40
$V_k$ , кА	100
$t_{выкл.соб}$ , сек	0,03
$t_{выкл.пол}$ , сек	0,045
$t$ – окружающего воздуха, С	+45°, -45°
принцип гашения дуги	Автокомпрессионный
Вид привода	Пружинный, использующий потенциальную энергию, запасённой в пружине» [8]

### 7.1 Выбор высоковольтных разъединителей 110 кВ

«Назначение разъединителей - отключение и включение цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовым выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда цепь находится под нагрузкой» [5].

Результаты выбора высоковольтных разъединителей на номинальное напряжение 110 кВ на ПС представлены в таблице 5.

По результатам выполненной проверки принимаем к установке на ПС высоковольтный разъединитель РГН-110/1000УХЛ1.

Внешний вид разъединителя приведен на рисунке 6.

Таблица 5- Результаты выбора и проверки высоковольтных разъединителей РГН-110

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
«Выбор по номинальному напряжению» [3]	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c=110 \text{ кВ}$
«Выбор по номинальному току» [3]	$I_{\text{ном}}= 1000 \text{ А}$	$>$	$I_{p,yT1}=713 \text{ А}$
«Выбор по номинальному току» [3]	$I_{\text{ном}}= 1000 \text{ А}$	$>$	$I_{p,yT1}=713 \text{ А}$
«Проверка на электродинамическую стойкость» [3]	$I_{\text{ном.д.ст}}=80 \text{ кА}$	$>$	$I_{уд.вн}=18.78 \text{ кА}$
«Проверка на термическую стойкость» [3]	$I_{т.ст}^2 \cdot t_{т.ст}=40^2 \cdot 3=$ $4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$>$	$B_{к1}^{(3)} = 5.68 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

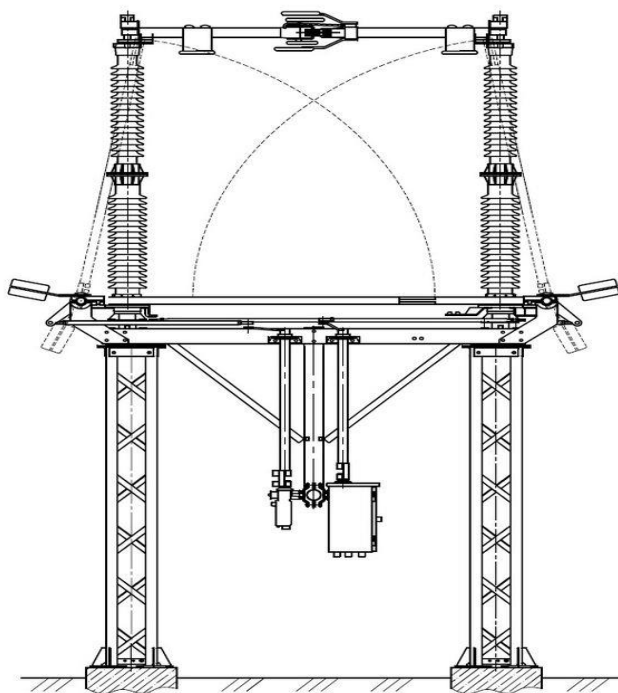


Рисунок 6 - Внешний вид разъединителя РГН-110/1000УХЛ1

## 7.2 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ

«Максимальное длительно допустимое значение напряжения ОПН должно быть выше наибольшего рабочего напряжения сети  $U_{нр}$ , нормируемого в ГОСТ 721-89 для электрических сетей класса напряжения 110 кВ» [6]:

$$U_{нр} = 1.1 \frac{U_p}{\sqrt{3}} \quad (44)$$

$$U_{нр} = 1.1 \frac{126}{\sqrt{3}} = 80.1 \text{ кВ}.$$

где 1.1 – значение добавочного коэффициента, связанное с повышением напряжения во время несимметричных коротких замыканий.

По каталогам изготовителей принимаем ближайшее большее напряжение ограничителя перенапряжений  $U_{нро}$

$$U_{нро} = 88 \text{ кВ}$$

Выполним выбор ограничителя перенапряжений по условиям соблюдения взрывобезопасности.

«При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ, определенного для данного РУ» [6].

Выбранные ОПН имеют ток срабатывания противовзрывного устройства равный 40 кА и номинальный разрядный ток равный 10 кА, что превышает расчетное значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС (3,83 кА).

Выбор класса энергоемкости ограничителя перенапряжений.

«При отсутствии специальных указаний по выбору класса энергоёмкости выбирают наиболее экономичный и проводят проверку на соответствие условиям эксплуатации» [6].

Проверка ограничителя перенапряжений по эксплуатации в квазиустановившихся режимах работы.

«Выбранный ограничитель проверяется на соответствие его временных допустимых повышений напряжений квазиустановившимся перенапряжениям при различных видах коммутаций с учетом времени действия релейной защиты, линейной и противоаварийной автоматики.

Для ограничителей, установленных на шинах или трансформаторах, которые по схеме ОРУ не коммутируются вместе с линией, определяющими являются квазиустановившиеся перенапряжения на неповрежденных фазах при несимметричном КЗ на шинах подстанции» [6].

«При эффективном заземлении нейтрали силового трансформатора значение  $U_y \leq 1/4 U_\Phi$ » [9]

$$U_y = 1.4 \frac{U_\Phi}{\sqrt{3}} \quad (45)$$

$$U_y = 1.4 \frac{115}{\sqrt{3}} = 93 \text{ кВ.}$$

«Среднее значение продолжительности квазиустановившихся перенапряжений в этом режиме работы составит  $t_y = 4 \text{ с}$ » [11].

Максимально допустимые перенапряжения ограничителя ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1 на протяжении 1 с равны  $U_{\text{вно}1\text{с}} = 119 \text{ кВ}$ , а на протяжении 10 с равны  $U_{\text{вно}10\text{с}} = 112 \text{ кВ}$ . Выбранный ограничитель перенапряжений прошел проверку по допустимости условий в квазиустановившихся режимах работы.

Проверка по номинальному напряжению ограничителя перенапряжений.

Найденные ранее значения квазиустановившихся перенапряжений  $U_y$  и их продолжительности  $t_y$  необходимо соотнести с имеющейся характеристикой «повышение напряжения от времени» для варианта с предварительным нагружением выбранного ОПН энергией.

$$U_n = \frac{U_y}{T_r} \quad (46)$$

$$U_n = \frac{93}{1.12} = 83 \text{ кВ}$$

$$U_{ном} > U_n \quad (47)$$

$$112 > 83.$$

«Значению квазиустановившегося напряжения  $U_y = 93$  кВ соответствует» [16]:

$$T_{ry} = \frac{93 \text{ кВ}}{108 \text{ кВ}} = 0.86$$

«По выполненным расчетам, квазиустановившееся перенапряжение выбранный ОПН способен выдерживать неограниченное время ( $t_{вно} = \infty$ ), таким образом» [13]

$$t_{вно} > t_y.$$

Следовательно рассмотренный ОПН выбран верно.

Внешний вид ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1 приведен на рисунке 7.

Применяемая в настоящий момент на подстанции ошиновка ЗРУ-110 кВ выполнена гибким проводом типа АС 500/64, поэтому с целью унификации



ошиновка во вновь сооружаемой перемычке также выполняется проводом АС 500/64.

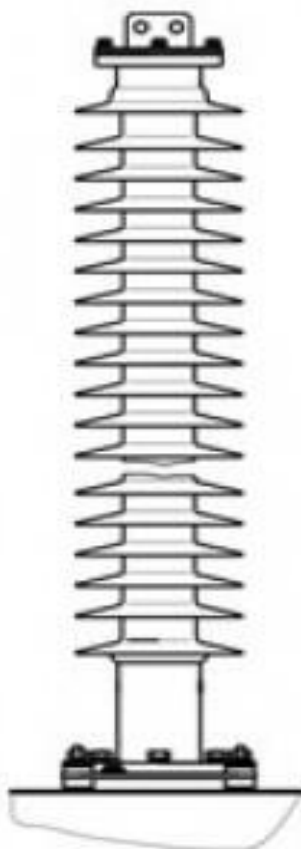


Рисунок 7 - Внешний вид ОПН-П1-110/88/10/2УХЛ1

### **7.3 Выбор электрических аппаратов ПС на напряжение 10 кВ**

В ЗРУ 10 кВ устанавливаем 4 дополнительных вводных ячейки типа К-304, как и уже существующие.

Результаты выбора высоковольтных выключателей на номинальное напряжение 10 кВ на ПС представлены в таблице 6.

По результатам выполненной проверки принимаем к установке на ПС высоковольтный выключатель ВБЭК-10-31,5/2500.

Внешний вид высоковольтного выключателя 10 кВ приведен на рисунке 8.

Таблица 6 - Результаты выбора и проверки электрооборудования ячеек напряжением 10 кВ

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
«Выбор по номинальному напряжению» [3]	$U_{ном}=10$ кВ	$\geq$	$U_c=10$ кВ
«Выбор по номинальному току» [3]	$I_{ном}=1600$ А	$>$	$I_{р.ут3}=1273$ А
«Выбор по номинальному току отключения ВВ» [3]	$I_{ном.отк}=31.5$ кА	$>$	$I_{к2}^{(3)} = 18.62$ кА
«Проверка на электродинамическую стойкость» [3]	$i_{ном.д.ст}=51$ кА	$>$	$I_{уд.нп}=48.62$
«Проверка на термическую стойкость» [3]	$I_{т.ст}^2 \cdot t_{т.ст}=31.5^2 \cdot 3=2977$ кА <sup>2</sup> · с	$>$	$B_{к2}^{(3)} = 45.54$ кА <sup>2</sup> · с

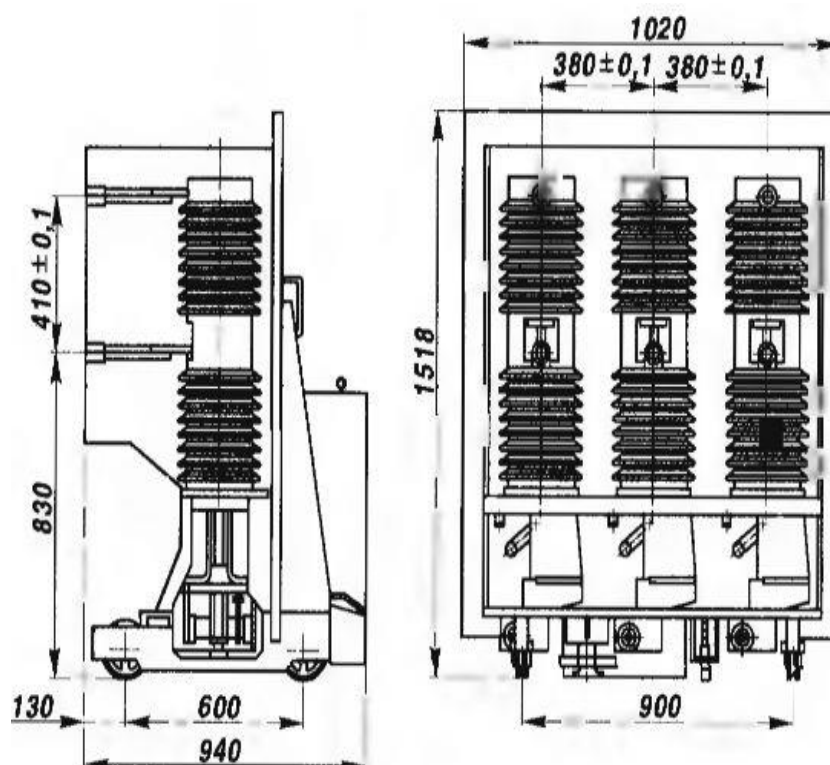


Рисунок 8 - Размеры выключателя типа ВБЭК-10-31,5/2500

Результаты выбора трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 10 кВ на ПС представлены в таблице 7.

Таблица 7 - Результаты выбора трансформаторов напряжения на номинальное напряжение 10 кВ на ПС

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
«Выбор по номинальному напряжению» [3]	$U_{ном}=10$ кВ	$\geq$	$U_c=10$ кВ
«Выбор по нагрузке на одну фазу» [3]	$S_{2ном}=630$ В·А	$>$	$S_{2р}=1.7$ В·А
«Выбор по необходимому классу точности» [3]	0.5	$\geq$	0.5

По результатам выполненной проверки принимаем к установке на ПС трансформаторы напряжения НАЛИ-СЭЦ-10.

Внешний вид трансформатора напряжения типа НАЛИ-СЭЦ-10 приведен на рисунке 9.

Результаты выбора трансформаторов тока на номинальное напряжение 10 кВ на ПС представлены в таблице 8.



Рисунок 9 - Внешний вид трансформатора напряжения НАЛИ-СЭЩ-10

Таблица 8 - Результаты выбора трансформаторов тока на номинальное напряжение 10 кВ на ПС

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
«Выбор по номинальному напряжению» [3]	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c = 10 \text{ кВ}$
«Выбор по номинальному току» [3]	$I_{\text{ном.т.т}} = 3000 \text{ А}$	$>$	$I_{p.yт2} = 2546 \text{ А}$

Продолжение таблицы 8

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
«Выбор по нагрузке вторичной обмотки» [3]	$S_{2ном}=30 \text{ В} \cdot \text{А}$	$>$	$S_{2p}=19.1 \text{ В} \cdot \text{А}$
«Проверка по динамической стойкости» [3]	$K_{дин}=11$	$\geq$	$\frac{i_{уд.нн}}{\sqrt{2} \cdot I_{ном.т.т}} = \frac{48.6}{\sqrt{2} \cdot 3} = 11$
«Проверка по термической стойкости» [3]	$K_{т.ст}=50$	$>$	$\frac{I_{к.н}^{(3)} \cdot \sqrt{t_{отк.кз}}}{I_{ном.т.т} \sqrt{t_{т.ст}}} = \frac{18,62 \cdot \sqrt{0,88}}{3,0 \cdot \sqrt{3}} = 1.01$

По результатам выполненной проверки принимаем к установке на ПС трансформатор тока ТОЛ –СЭЦ–10.

Внешний вид выбранного трансформатора тока приведен на рисунке 10.



Рисунок 10 - Внешний вид трансформатора тока ТОЛ

«Значение номинального напряжения в сети на стороне НН подстанции составляет 10 кВ, максимальное значение тока трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ равно 18,6 кА» [13].

«В сетях 6-35 кВ, работающих с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостного тока замыкания на землю и допускающих неограниченно длительное существование однофазного замыкания на землю, наибольшее рабочее длительно допустимое напряжение ограничителя выбирается равным наибольшему рабочему напряжению электрооборудования для данного класса напряжения» [6].

«По каталогам изготовителей принимаем ближайшее большее напряжение ограничителя перенапряжений  $U_{нро}$ » [11]:

$$U_{опн}=U_{нро}=12.7 \text{ кВ}$$

и величину пропускной способности не меньше 650 А.

«Значение номинального разрядного ток ограничителя принимаем равным 10 кА» [11].

Значение тока взрывобезопасности ограничителя перенапряжений должен быть как минимум на 10% выше тока трехфазного КЗ в месте размещения ОПН:

$$I_{взр} = \frac{18.6}{10} + 18.6 = 20.46 \text{ А}$$

По результатам расчетов выбираем для установки в ЗРУ-10 кВ ограничителя перенапряжений ОПН-П1-10/12,7/10/3 УХЛ1.

Внешний вид ОПН приведен на рисунке 11.

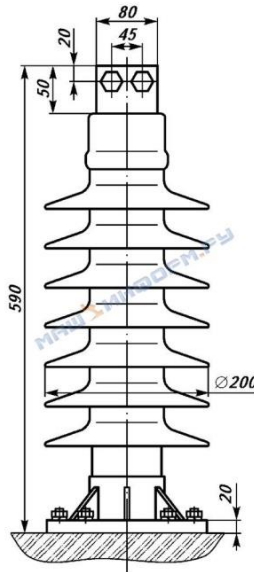


Рисунок 11 - Внешний вид ограничителя перенапряжений типа ОПН-П1-10/12,7/10/3 УХЛ1

Результаты выбора токоограничивающих реакторов на номинальное напряжение 10 кВ приведен в таблице 9.

Таблица 9 - Результаты выбора токоограничивающих реакторов на номинальное напряжение 10 кВ

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
Выбор по номинальному напряжению	$U_{\text{ном}}=10 \text{ кВ}$	$\geq$	$U_c=10 \text{ кВ}$
Выбор по номинальному току	$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$>$	$0.675 \cdot I_{\text{н.т}}/2=1228 \text{ А}$
Выбор по величине индуктивного сопротивления	$X_{\text{ном.р}}=0.1 \text{ Ом}$	$>$	$X_p=0.053 \text{ Ом}$
Проверка по электродинамической стойкости	$I_{\text{ном.д.ст}}=50 \text{ кА}$	$>$	$I_{\text{уд.ин}}=48.62 \text{ кА}$

Продолжение таблицы 9

Условие по которому производится выбор или проверка	Данные из каталога производителя	Условие	Результаты расчетов
Проверка по термической стойкости к тепловому воздействию тока КЗ	$I_{т.ст}^2 \cdot t_{т.ст} = 31.0^2 \cdot 5 = 4805 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	>	$B_{к2}^3 = 45.54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$I_{н.т}/2 = 1819 \text{ А}$ – номинальное значение тока в одной из расщепленных обмоток НН силового трансформатора подстанции			

По результатам выполненной проверки принимаем к установке на ПС сдвоенные токоограничивающие реакторы типа РТСТСУ- 10-2×2500-0,1

Внешний вид выбранного токоограничивающего реактора приведен на рисунке 12.

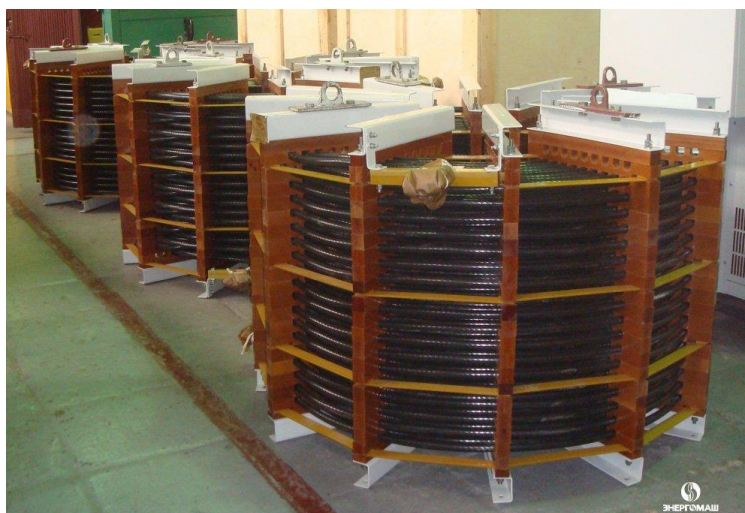


Рисунок 12 - Внешний вид выбранного токоограничивающего реактора

Выводы по разделу.

Выбрано по номинальным параметрам и проверено на электродинамическую и термическую стойкость основное электрооборудование подстанции «Гражданская».



## Заключение

Целью выпускной квалификационной работы являлась разработка мероприятий по реконструкции подстанции 110/10/10 кВ «Гражданская», направленных на обеспечение надежного электроснабжения потребителей, получающих от нее электроэнергию в нормальных и послеаварийных или ремонтных режимах.

Показаны местоположение подстанции на карте города, дана краткая характеристика применяемых на ней схемных решений и установленного в настоящий момент трансформаторного оборудования.

На подстанции «Гражданская» предусмотрено выполнение следующего ряда работ: со стороны 110 кВ установка 2 штук высоковольтных выключателей 110 кВ; 2 штук секционных разъединителей на напряжение 110 кВ; измерительных трансформаторов тока 110 кВ; высоковольтного разъединителя 110 кВ; размещение дополнительного силового трансформатора с номинальной мощностью 63 МВА; размещение на стороне 10 кВ токоограничивающих реакторов типа ТОР, а также измерительных трансформаторов напряжения 10 кВ и измерительных трансформаторов тока 10 кВ; установка новых 4 ячеек с вводными выключателями 10 кВ.

Произведён расчёт нагрузок силовых трансформаторов Т1 и Т2 в нормальном и аварийном режиме работы подстанции, а также аварийной перегрузки трансформатора Т4 при его подключении. Определена продолжительность предельных аварийных перегрузок трансформаторов подстанции.

Используя паспортные данные силового трансформатора, предоставленные заводом-изготовителем и график роста перспективных электрических нагрузок питаемого от подстанции микрорайона были определены потери активной и реактивной мощности в силовом трансформаторе в режиме холостого хода и короткого замыкания в обмотках высокого и низкого напряжения силовых трансформаторов. На основе

полученных данных, а также стоимости передаваемой электроэнергии, числа часов нагрузочных потерь и потерь электроэнергии на холостом ходу были определены затраты на оплату потерь электрической энергии в силовых трансформаторах подстанции «Гражданская», которые составили 28,7 млн. руб.

Составлена схема замещения для определения токов короткого замыкания на сторонах ВН и НН подстанции, определены параметры сопротивлений, входящих в схему замещения, найдены значения токов короткого замыкания. Для уменьшения токов коротких замыканий принято решение об установке на подстанции в ходе реконструкции токоограничивающих реакторов, произведён расчёт их сопротивлений и определены токи КЗ после реализации предлагаемых мероприятий.

Произведён выбор основных электрических аппаратов для установки на стороне ВН и НН подстанции «Гражданская»: высоковольтных выключателей и разъединителей, измерительных трансформаторов тока и напряжения, ячеек КРУ и ограничителей перенапряжений.

Определение параметров системы заземления на ПС и меры по защите объектов ПС от воздействия перенапряжений.

## Список используемых источников

1. Антонов С.Н. Проектирование электроэнергетических систем : учебное пособие. Ставрополь: Ставропольский государственный аграрный университет, 2014. 104 с.
2. Блок микропроцессорный релейной защиты БМРЗ-ТД [Электронный ресурс]: интернет сайт. URL: [http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-12\(13,02,03\)-20-21.pdf](http://www.mtrele.ru/files/filedoc/releynaya-zashita/bmrz/bmrz-td-12(13,02,03)-20-21.pdf) (дата обращения: 17.01.2023).
3. Кобелев А.В., Кочергин С.В., Печагин Е.А. Режимы работы электроэнергетических систем : учебное пособие для бакалавров и магистров направления «Электроэнергетика». Тамбов: Тамбовский государственный технический университет, ЭБС АСВ, 2015. 80 с.
4. Ковалев И.Н. Электроэнергетические системы и сети : учебник. М. : Учебно-методический центр по образованию на железнодорожном транспорте, 2015. 363 с.
5. Кудрин Б.И. Электроснабжение: учебник. М.: Феникс, 2018. 382 с.
6. Кудряков А.Г., Сазыкин В.Г. Электромагнитные переходные процессы в электроэнергетических системах : учебник. Саратов: Ай Пи Эр Медиа, 2018. 263 с.
7. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций : учебное пособие. Новосибирск: Новосибирский государственный технический университет, 2013. 92 с.
8. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции : учебное пособие. Оренбург: Оренбургский государственный университет, ЭБС АСВ, 2016. 111 с.
9. Куско А., Томпсон М. Сети электроснабжения. Методы и средства обеспечения качества энергии. Саратов: Профобразование, 2017. 334 с.

10. Мастепаненко М.А. Введение в специальность. Электроэнергетика и электротехника : учеб. пособие. Ставрополь : СтГАУ, 2015. 116 с.
11. Рекомендации по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. М. : ЭНАС. 2017. 80 с.
12. Сибикин Ю.Д. Электроснабжение промышленных и гражданских зданий [Электронный ресурс]: учебник. 5-е изд., перераб. и доп. М. : ИНФРА-М, 2019. 405 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product /1003810> (дата обращения: 15.12.2022).
13. Справочник инженера по наладке, совершенствованию технологии и эксплуатации электрических станций и сетей. Централизованное и автономное электроснабжение объектов, цехов, промыслов, предприятий и промышленных комплексов [Электронный ресурс] : учеб. пособие. Вологда : "Инфра-Инженерия", 2016. 928 с. URL: <https://e.lanbook.com/book/95768> (дата обращения: 02.04.2023).
14. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.30.010-2008. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения. Стандарт организации. Дата введения: 13.09.2011. ОАО «ФСК ЕЭС». 2011.
15. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций: учебное пособие. М.: Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
16. Шеховцов В.П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению [Электронный ресурс]: учеб. пособие. 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2019. 136 с. URL: <http://znanium.com/catalog/product /1000152> (дата обращения: 15.11.2022).
17. Шеховцов В.П. Электрическое и электромеханическое оборудование : учебник, 3-е изд. М. : ИНФРА-М, 2018. 407 с.
18. Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. Электрические аппараты: учебник. - М.: Форум, НИЦ ИНФРА-М, 2015. 304 с.

19. Hossain M.A., Pota H.R., Hossain M.J., Blaabjerg F. Evolution of microgrids with converter-interfaced generations: Challenges and opportunities // International Journal of Electrical Power and Energy Systems. 2019. № 109, pp. 160-186.
20. IEEE Recommended Practice for Calculating Short-Circuit Currents in Industrial and Commercial Power Systems. IEEE Std 551. NY: IEEE, 2013. 300 p.
21. Khan S., Khan S., Ahmed G. Industrial power systems. Boca Raton: CRC Press, 2016. 488 p.
22. Li G., Li G., Zhou M. Model and application of renewable energy accommodation capacity calculation considering utilization level of inter-provincial tie-line // Protection and Control of Modern Power Systems. 2019. №4 (1). p.p. 18-23.
23. Short T. Electric power distribution handbook. Florida: CRC Press LLC, 2014. 898 p.