

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 подстанции «Городская-1»

Студент

А.М. Кузнецов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент С.В. Шаповалов

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Консультант

к.п.н., доцент А.В. Кириллова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2021

## Аннотация

В выпускной квалификационной работе как объект реконструкции рассматривается действующая подстанция 110/6 «Городская-1», расположенная в г.о. Самара.

Для рассматриваемого объекта проведен комплексный анализ состояния электрооборудования и на основе выявленных проблем предложены варианты реконструкции электрической части подстанции, отвечающие всем современным требованиям и стандартам.

Выбраны основные конструктивные решения для подстанции и выполнен расчет токов КЗ, на основании данных которого выбирается основное электрооборудование подстанции как по стороне ВН, так и по стороне НН. Принято принципиально новое решение – закрытое исполнение подстанции класса напряжения 110/6.

Определены исполнение и применяемое оборудование для релейной защиты и автоматики, собственных нужд, молниезащиты и заземляющего устройства подстанции.

Выпускная квалификационная работа оформлена на 56 страницах, включает 7 рисунков, 15 таблиц.

Графическая часть ВКР выполнена на 6 листах формата А1.

## **Abstract**

This graduation work deals with partial reconstruction electrical part of substation 110/6 kV «Gorodskaya-1».

The aim of this work is supplying of consumers with uninterruptible electrical energy.

The object of the graduation project is one-end substation 110/6 kV «Gorodskaya-1», located in the city of Samara, district Oktyabrskiy.

The subject of the work is electric part of the main step-down substation (included 110 kV and 6 kV electrical sides).

During the pre-design survey, the main issues at the substation were identified.

The issues of the project are calculating of capacity and selecting of power transformers of the required power, calculating of short circuit currents and selecting of modern equipment instead of morally and physically outdated, choosing of characteristics of relay protection and automatic equipment, calculating of lightning protection and checking of lightning protection and grounding systems` efficiency.

The graduation project includes an explanatory note on 56 pages, 7 pictures, 15 tables, the list of 28 references including 5 foreign sources, and the graphic part on 6 A1 sheets.

## Содержание

Введение.....	5
1 Анализ объекта.....	7
2 Определение электрических нагрузок и основных конструктивных решений подстанции 110/6 «Городская-1».....	10
3 Расчет токов коротких замыканий .....	14
3.1 Расчет токов трехфазного КЗ.....	16
3.2 Расчет токов несимметричных КЗ.....	18
4 Выбор основного оборудования подстанции «Городская-1».....	23
4.1 Исполнение подстанции закрытого типа.....	23
4.2 Выбор силовых выключателей на стороне ВН.....	24
4.3 Выбор разъединителей на стороне ВН .....	26
4.4 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН.....	27
4.5 Выбор токоограничивающих реакторов.....	29
4.6 Выбор ячейки КРУ .....	32
4.7 Выбор выключателей на стороне НН .....	33
4.8 Выбор разъединителей на стороне НН.....	34
4.9 Выбор трансформаторов тока на стороне НН.....	35
4.10 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН .....	36
4.11 Выбор ошиновки .....	38
4.12 Выбор изоляторов .....	42
5 Релейная защита подстанции.....	45
6 Оперативный ток подстанции.....	47
7 Собственные нужды подстанции.....	48
8 Молниезащита и заземление подстанции.....	49
Заключение.....	51
Список используемых источников.....	53

## Введение

Электроэнергетика является одной из ведущих отраслей современного мира. Без электричества немислима жизнь современного человека. Масштабная электрификация России началась в 1920 году с принятием плана государственный план электрификации Советской России (план ГОЭЛРО) и продолжается по сей день.

Потребление электроэнергии в России по итогам 2020 г. составило 1,05 трлн кВтч и по прогнозам будет расти в дальнейшем, то есть стране потребуются новые генерирующие и распределительные объекты электроэнергетики.

В связи с растущей потребностью в электроэнергии необходимо также рассматривать и повышение надежности электроснабжения городов и промышленных центров, принимая во внимание особенности климатических условий, перспектив развития отдельно взятых районов, особенности в режимах работы существующих потребителей и тому подобное.

Повышение надежности электроснабжения потребителей сегодня – одна из наиболее актуальных проблем в электроэнергетике, так как с развитием электрических сетей к ним выдвигаются все более жесткие требования. Кроме того, надежность электроснабжения и качество электроэнергии в целом напрямую влияют на развитие рассматриваемых районов и благополучие их жителей.

Одними из ключевых объектов на пути электроэнергии от генерирующих станций до потребителей являются электрические подстанции. Согласно ГОСТ 24291-90, подстанция – это «электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей электрической энергии, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств» [3].

Большинство подстанций проектировалось и вводилось в эксплуатацию во второй половине 20-го века, и с тех пор не реконструировались по критерию необходимой мощности. И сегодня некоторые подстанции работают с недогрузом, а некоторые – с перегрузом. Оба эти состояния негативно влияют на электрооборудование и качество передаваемой электроэнергии. Кроме того, перегрузки могут приводить к авариям и, как следствие, к перебою электроснабжения.

В работе рассматривается подстанция 110/6 «Городская-1», являющаяся одним из энергоузлов, входящих в системообразующую городскую сеть г.о. Самары.

Цель выпускной квалификационной работы – обеспечить надежное электроснабжение потребителей подстанции 110/6 «Городская-1».

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

- провести анализ текущего состояния объекта;
- выполнить расчет электрических нагрузок и оценить необходимость замены силовых трансформаторов;
- рассчитать величину токов коротких замыканий и выбрать электрооборудование подстанции;
- произвести выбор решений для релейной защиты, собственных нужд, заземления и молниезащиты подстанции.

## 1 Анализ объекта

Подстанция 110/6 «Городская-1» введена в эксплуатацию в 1977 году. Сегодня она питает Октябрьский район г. Самары, а основной крупный потребитель – ОАО «Самарский завод авиационных подшипников». Подстанция находится в центре жилой застройки. Расположение подстанции показано на рисунке 1.

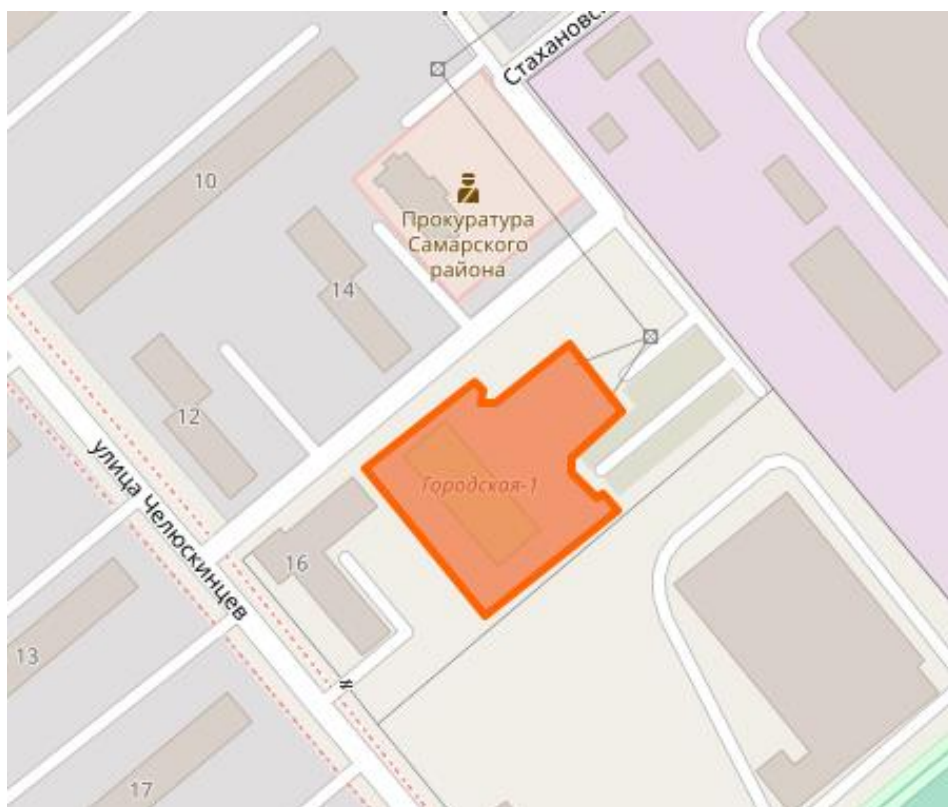


Рисунок 1 – Расположение подстанции «Городская-1»

Питание подстанция получает по двум воздушным линиям ВЛ-110 кВ «Семейкино-4». Отходящие линии – кабельные. Схема питания подстанции показана на рисунке 2.



Рисунок 2 – Питающие линии подстанции «Городская-1»

Существующая схема ОРУ-110 кВ – 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [17], [19]. Основным оборудованием по стороне 110 кВ являются разъединители, трансформаторы тока, силовые выключатели и силовые трансформаторы. В работе находятся 2 трансформатора ТДН-40000/110/6. РУ-10 кВ закрытого типа, находится в здании из силикатного кирпича.

На сегодняшний день коэффициент загрузки трансформаторов подстанции составляет 0,84, что является избыточным для двухтрансформаторной подстанции, питающей нагрузки II категории. Кроме того, в перспективе планируется развивать сеть метрополитена в рассматриваемом районе, что влечет за собой необходимость строительства дополнительных тяговых подстанций и, как следствие, увеличение нагрузок.



При этом, тяговая подстанция метрополитена отличается наличием большого количества выпрямительных устройств, что будет влиять на качество электроэнергии на шинах питающей подстанции. Основными составными частями тяговых систем метрополитена являются РУ собственных нужд, переработки тока 6-10 кВ и 825 В, аккумуляторы, блоки, отвечающее за заземление, преобразование, понижение мощности электричества. Кроме того, тяговые подстанции относятся к I категории надёжности электроснабжения, а значит к ним выдвигаются повышенные требования в плане электроснабжения.

Не стоит забывать и о менее специфичной перспективной нагрузке, привычных нам объектов инфраструктуры: торговые центры, павильоны, объекты жилищного хозяйства и тому подобное.

Учитывая особенность расположения, подстанция находится в центре городской застройки, вблизи жилых домов, необходимо предусмотреть усиленную защиту от несанкционированного проникновения на территорию подстанции, а также защиту горожан от электромагнитных излучений и шума, возникающих при функционировании электроустановок.

Оптимальным вариантом по соблюдению этих двух критериев будет переустройство подстанции с открытыми площадками в модульную блочную систему, все элементы которой расположены в специальных помещениях.

Применение блочного решения позволяет сократить площадь отчуждаемых территорий, повысить безопасность объекта и, кроме того, такой объект гармонично смотрится в условиях городской застройки.

Далее определим требуемую мощность трансформаторов и основные конструктивные решения по подстанции.

Вывод: проведен анализ подстанции 110/6 «Городская-1» в котором рассмотрены применяемые конструктивные и схемные решения подстанции, проведен анализ существующей мощности и ее дефицита. На основании вышеуказанного выявлены основные проблемы объекта и предложены решения по конструктивному выполнению подстанции.

## **2 Определение электрических нагрузок и основных конструктивных решений подстанции 110/6 «Городская-1»**

### **2.1 Ожидаемые электрические нагрузки**

Как отмечено в предыдущем пункте, на сегодняшний день коэффициент загрузки трансформаторов подстанции составляет 0,84. Существующий резерв мощности составляет 12,5 МВт. Кроме того, сейчас в работе находятся двухобмоточные трансформаторы ТДН, применение которых при таких мощностях (40 МВА) увеличивает значения токов КЗ. Учитывая тот факт, что одним из потребителей является промышленное предприятие, все искажения качества электроэнергии, возникающие при протекании технологических процессов (возникновение высших гармоник, отклонения и провалы напряжения) так же сказываются и на качестве электроэнергии и других потребителей, запитанных от шин подстанции.

При выборе мощности трансформаторов подстанции следует рассматривать «перспективу развития на 25-30 лет вперед, то есть на срок эксплуатации всего основного электрооборудования» [28].

Одним из главных направлений для развития рассматриваемого района – расширение сети метрополитена, что потребует строительства тяговых подстанций для нужд железнодорожного электротранспорта. Не стоит забывать и о коэффициенте загрузки силовых трансформаторов, который зависит от типа устанавливаемого трансформатора и категории надежности электроснабжения потребителей подстанции.

Для масляных трансформаторов коэффициент максимально допустимой аварийной перегрузки, возникающей при отключении одного из двух трансформаторов подстанции равен 1,4. Потребители подстанции «Городская-1» относятся ко II и III категориям надёжности электроснабжения. В небольшом количестве присутствуют потребители I

категории надёжности электроснабжения. Поэтому, допустимый коэффициент загрузки трансформаторов принимается равным 0,7.

По совокупности вышеупомянутых факторов к установке принимаются трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения ТРДН-63000/110/6/6 производства «Гольяттинский трансформатор» [9]. «Применение расщепленной обмотки на стороне НН позволяет снизить токи к.з. и снизить негативное влияние на качество электроэнергии, вызванное технологическими процессами на объектах промышленности» [26]. Паспортные характеристики трансформатора приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Паспортные характеристики ТРДН-63000/110/6/6

Трансформатор	$S_{\text{НОМТ}},$ МВА	$U_{\text{НОМ}},$ кВ		$u_k, \%$	$\Delta P_k, \text{кВт}$	$\Delta P_x, \text{кВт}$	$I_x, \%$
		ВН	НН				
ТРДН-63000/110/6/6	63	115	6,3	10,5	245	45	0,25

Максимальная нагрузка новых трансформаторов может составить 40 МВт (на каждый) с учетом коэффициента загрузки 0,7.

## 2.2 Основные конструктивные решения

В ходе реконструкции изменится тип исполнения подстанции – она реализуется в виде модульной системы закрытого типа. Такое решение предлагает компания АО «Электроцит Самара». Эскизный вид подстанции приведен на рисунке 3.



Рисунок 3 – Эскизный вид закрытой подстанции 110/6

«На первом этаже здания подстанции располагаются распределительные устройства 10(6) кВ и вспомогательные помещения (аккумуляторная, АСКУЭ, панели защит и т.д.). На втором этаже размещено распределительное устройство 110 кВ. Трансформаторы находятся в отдельных помещениях» [10]. Ввод со стороны 110 кВ воздушный, со стороны 6 кВ – кабельный. Более подробное описание применяемой модульной системы приведено в следующих разделах ВКР.

Схема соединений по высокой стороне не изменяется – №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [17]. Эта схема «простая и наглядная, электромагнитные блокировки и операции с разъединителями просты и однотипны и, как следствие, минимизированы отказы по вине персонала» [17]. Применяемая схема «Является лучшей схемой с позиций надежности и экономичности для тупиковых или ответвительных двух трансформаторных подстанций» [18].

По низкой стороне применяется схема №6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [17].

Для компоновки производитель предлагает следующее оборудование:

- Силовой элегазовый выключатель ВГТ-110;
- Разъединитель РН-СЭЩ 110;
- Трансформатор напряжения НКФ-110;
- Трансформатор тока ТФЗМ-110;
- Ячейки КРУ 6 кВ;
- Вакуумный выключатель ВВУ-СЭЩ-10.

Для более точного выбора и проверки электрооборудования, а также для дальнейших расчетов необходимо провести расчет токов КЗ.

Вывод: в разделе выбраны число и мощность силовых трансформаторов подстанции с учетом существующей и перспективной нагрузок, определено уникальное конструктивное решение для подстанции «Городская-1» – закрытая блочно-модульная система производства «Электроцит-Самара».

### 3 Расчет токов коротких замыканий

«Короткое замыкание – всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных точек (фаз) электроустановки между собой или с землей, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима.» [4].

«Для сетей 110 и 6 кВ расчетным видом КЗ является трехфазное КЗ» [25], при дальнейшем выборе оборудования нужно выполнять проверку на способность выдерживать и отключать токи трехфазного КЗ.

Так как ведется расчет токов КЗ на стороне выше 1000 В, он «выполняется в относительных единицах (о.е.), приведенных к базисным» [4].

Расчетная схема представлена на рисунке 4.

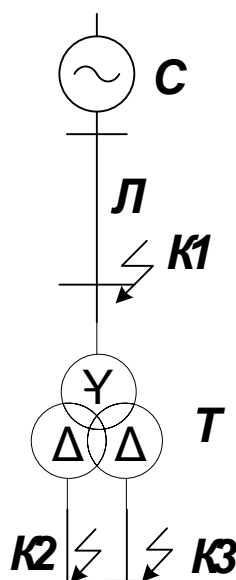


Рисунок 4 – Расчетная схема

«По расчётной схеме составляется схема замещения, в которой указываются сопротивления всех элементов» [25]. Схема замещения приведена на рисунке 5.

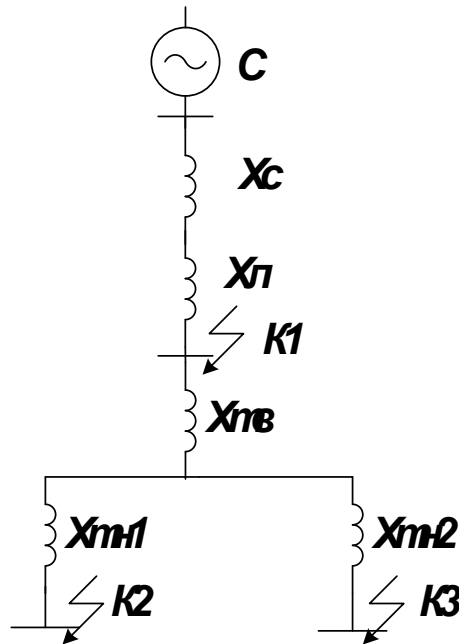


Рисунок 5 – Схема замещения

Исходные данные для расчетов токов КЗ приведем в таблице 2.

Таблица 2 – Исходные данные для расчетов токов КЗ

Параметр	Обозначение	Значение
Длина питающей линии, км	$l$	8,5
Удельное сопротивление питающей линии, Ом/км	$x_{л.уд.}$	0,425 Ом/км
Базисная мощность, МВА	$S_б$	1000
Мощность КЗ, МВА	$S_{КЗ}$	3000

В схеме замещения присутствуют сопротивление системы, сопротивление трансформатора (обмотки ВН и НН) и сопротивление линии. Все величины приведены к базисным, что показывает индекс «\*б».

Сопротивление системы:

$$x_{*\bar{\sigma},c} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_k} = \frac{1000}{3000} = 0,33.$$

Сопротивление трансформатора: общее и по обмоткам ВН и НН:

$$x_{*\bar{\sigma},m(\text{общи})} = \frac{U_k, \%}{100} \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,67,$$

$$x_{*\bar{\sigma},mBH} = 0,125 \cdot x_{*\bar{\sigma},m(\text{общи})} = 0,125 \cdot 1,67 = 0,21,$$

$$x_{*\bar{\sigma},mHH} = 1,75 \cdot x_{*\bar{\sigma},m(\text{общи})} = 1,75 \cdot 1,67 = 2,93.$$

Сопротивление питающей подстанции ЛЭП:

$$x_{*\bar{\sigma},l} = x_{y\delta} \cdot l_l \cdot \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2} = 0,425 \cdot 8,5 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,26.$$

### 3.1 Расчет токов трехфазного КЗ

КЗ в точке К1:

Результирующее сопротивление:

$$x_{резл(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},l} = 0,33 + 0,26 = 0,59.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{S_{\bar{\sigma}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{\sigma}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,03 \text{ кА.}$$



Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{E''_{\bar{\sigma}}}{x_{рез(\bar{\sigma})}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \frac{1}{0,59} \cdot 5,03 = 8,53 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 8,53 \cdot 1,8 = 21,65 \text{ кА,}$$

где « $k_{y\delta}$  – ударный коэффициент, в данном случае  $k_{y\delta} = 1,8$ » [4]

КЗ в точке К2 и К3:

Аналогично точке К1 определи параметры схемы замещения.

Результирующее сопротивление:

$$x_{рез1(\bar{\sigma})} = x_{*\bar{\sigma},c} + x_{*\bar{\sigma},л} + x_{*\bar{\sigma}твн} + x_{*\bar{\sigma}тнн} = 0,33 + 0,26 + 0,21 + 2,93 = 3,72.$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{\sigma}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,75 \text{ кА.}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ:

$$I_{n,o}^{(3)} = \frac{1}{3,73} \cdot 91,75 = 24,59 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ (ударный коэффициент, в данном случае  $k_{y\delta} = 1,92$ ):

$$i_{y0} = \sqrt{2} \cdot 24,59 \cdot 1,92 = 65,76 \text{ кА.}$$

Полученные значения токов на стороне 6 кВ очень велико. При выборе электрооборудования подстанции необходимо принять меры по снижению токов КЗ.

### 3.2 Расчет токов несимметричных КЗ

К несимметричным КЗ можно отнести двухфазное, двухфазное на землю и однофазное на землю. То есть, такие замыкания, в которых электрические характеристики хотя бы в одной фазе отличаются от остальных.

Расчет всех вышеперечисленных видов токов несимметричных КЗ проведем только для точки К1, для точек К2 и К3 выполняется расчет только двухфазного КЗ. Объясняется это схемой соединения обмоток силового трансформатора – Уо/Д/Д. «При соединении обмоток трансформатора по схеме Уо/У/Д ЭДС нулевой последовательности, наводимая в соединенной треугольником обмотке, полностью компенсируется падением напряжения от тока нулевой последовательности в индуктивном сопротивлении рассеяния этой обмотки, вследствие чего напряжение нулевой последовательности на выводах этой обмотки равно нулю». [4]

Для расчета токов несимметричных КЗ необходимо составить схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей. Схема замещения для прямой и обратной последовательностей аналогична схеме на рисунке 5, а схема замещения нулевой последовательности приведена на рисунке 6.

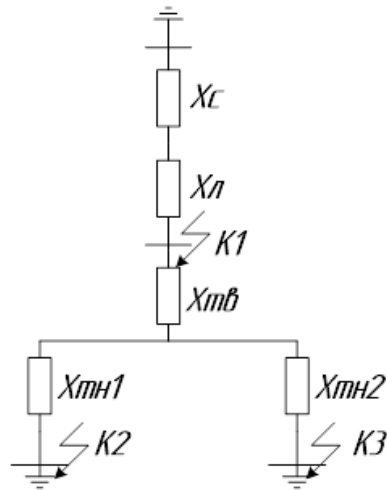


Рисунок 6 – Схема замещения нулевой последовательности

Для точки К1:

Сопротивление прямой последовательности равно результирующему сопротивлению до точки К1 из п.3.1.

$$x_{1K1} = x_{*резK1} = 0,59.$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{2K1} = x_{1K1} = 0,59.$$

Определим сопротивление нулевой последовательности для ЛЭП, исходя из того, подстанция запитана по 2 ВЛ со стальным грозозащитным тросом, отношение  $\frac{x_0}{x_1}$  в этом случае равно 4,7.

$$x_{0л} = \frac{x_0}{x_1} \cdot x_{1л} = 4,7 \cdot 0,26 = 1,22.$$

Тогда сопротивление нулевой последовательности до точки К1:

$$x_{0K1} = \frac{(x_{*\bar{c}} + x_{*0,l}) \cdot (x_{*\bar{mвн}} + x_{*\bar{mнн}})}{(x_{*\bar{c}} + x_{*0,l}) + (x_{*\bar{mвн}} + x_{*\bar{mнн}})} = \frac{(0,33 + 1,22) \cdot (0,27 + 2,93)}{(0,33 + 1,22) + (0,27 + 2,93)} = 1,04.$$

Определим ток однофазного КЗ:

$$I_{n,o}^{(1)} = m^{(1)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{1K1} + x_{2K1} + x_{0K1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = 3 \cdot \frac{1}{0,59 + 0,59 + 1,04} \cdot 5,03 = 6,8 \text{ кА.}$$

Далее рассчитаем ток двухфазного КЗ и двухфазного КЗ на землю.

Двухфазное:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{1K1} + x_{2K1}} \cdot I_{\bar{\sigma}} = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{0,59 + 0,59} \cdot 5,03 = 7,37 \text{ кА.}$$

Двухфазное на землю – по формуле (1).

$$I_{n,o}^{(1,1)} = m^{(1,1)} \cdot \frac{E_{*\bar{\sigma}}''}{x_{1K1} + \frac{x_{2\Sigma} \cdot x_{0\Sigma}}{x_{2K1} + x_{0K1}}} \cdot I_{\bar{\sigma}}. \quad (1)$$

$$I_{n,o}^{(1,1)} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{1 - \frac{0,59 \cdot 1,04}{(0,59 + 1,04)^2}} \cdot \frac{1}{0,59 + \frac{0,59 \cdot 1,04}{0,59 + 1,04}} \cdot 5,03 = 8,89 \text{ кА.}$$

Рассчитаем ударные токи для рассмотренных случаев аналогично п.3.1.

$$i_{y\partial}^{(1)} = \sqrt{2} \cdot 6,8 \cdot 1,8 = 17,26 \text{ кА,}$$

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 7,37 \cdot 1,8 = 18,71 \text{ кА},$$

$$i_{y\partial}^{(1,1)} = \sqrt{2} \cdot 8,89 \cdot 1,8 = 22,56 \text{ кА}.$$

Для точки К2=К3:

Сопротивление прямой последовательности равно результирующему сопротивлению до точки К2 из п.3.1.

$$x_{1K2} = x_{*резK2} = 3,72.$$

Сопротивление обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности.

$$x_{2K2} = x_{2K2} = 3,72.$$

Ток при двухфазном к.з.:

$$I_{n,o}^{(2)} = m^{(2)} \cdot \frac{E_{*6}''}{x_{1K2} + x_{2K2}} \cdot I_6 = \sqrt{3} \cdot \frac{1}{3,72 + 3,72} \cdot 91,75 = 21,33 \text{ кА}.$$

Ударный ток:

$$i_{y\partial}^{(2)} = \sqrt{2} \cdot 21,33 \cdot 1,92 = 58,97 \text{ кА}.$$

Полученные значения токов симметричных и несимметричных к.з. сведем в ведомость, которую представим в виде таблицы 4.

Таблица 4 – Ведомость токов КЗ

	Точка К1 (110 кВ)	Точка К2=К3 (6 кВ)
$I_{n,0}^{(3)}$ , кА	8,53	24,59
$i_{y\delta}^{(3)}$ , кА	21,65	65,76
$I_{n,0}^{(2)}$ , кА	7,37	21,33
$i_{y\delta}^{(2)}$ , кА	18,71	58,97
$I_{n,0}^{(1,1)}$ , кА	8,89	–
$i_{y\delta}^{(1,1)}$ , кА	22,56	–
$I_{n,0}^{(1)}$ , кА	6,8	–
$i_{y\delta}^{(1)}$ , кА	17,26	–

Вывод: проведен расчет токов симметричных и несимметричных КЗ, по результатам которого получена ведомость токов КЗ. На основании полученных данных по расчету далее выберем основное оборудование и проводники для подстанции «Городская-1».

## **4 Выбор основного оборудования подстанции «Городская-1»**

Для реконструкции подстанции принято нестандартное на сегодняшний день решение – выполнить ее в модульном исполнении закрытого типа. Предлагаемое производителем оборудование подстанции проверяется на соответствие условиям сети и либо допускается к эксплуатации, либо выбирается альтернатива непрошедшему по какому-либо условию оборудованию.

### **4.1 Исполнение подстанции закрытого типа**

Блочная подстанция закрытого типа ЗРУ-СЭЩ-110 – это уникальная разработка наших земляков – завода АО «Электрощит-Самара».

«На первом этаже здания подстанции располагаются распределительные устройства 6 кВ и вспомогательные помещения (аккумуляторная, АСКУЭ, панели защит и т.д.). На втором этаже размещено распределительное устройство 110 кВ. Трансформаторы находятся в отдельных помещениях» [10].

Производитель предлагает к установке следующее силовое оборудование для стороны ВН:

- Разъединитель РГП СЭЩ 110 кВ с приводом ПДС-СЭЩ;
- Заземлители нейтрали ЗОН-СЭЩ-110 с приводом ПД СЭЩ-10-90 УХЛ1;
- Выключатели ВГТ-110;
- Опорные изоляторы ИОС-110-1125 УХЛ (фарфор) или ОСК 12,5-110-В-2 УХЛ1 (полимер);
- Ограничители перенапряжений ОПНп-110;
- Трансформаторы тока ТОГФ-110;
- Трансформаторы собственных нужд ТМГ различных мощностей.

Все оборудование может быть заменено на аналоги других производителей. Выше перечислены предпочтительные (рекомендации производителя подстанции).

Для стороны НН оборудование выбирается в зависимости от типа ячеек, которыми комплектуется РУНН.

К достоинствам такого исполнения подстанции можно отнести:

- Привлекательный внешний вид;
- Компактная площадь подстанции;
- Удобство при монтаже и обслуживании;
- Малый вес конструкции по сравнению со зданиями из железобетона

удешевляет строительство фундамента.

Далее перейдем к выбору и проверке электрооборудования подстанции. Сначала определим состав оборудования для РУ-110 кВ

## 4.2 Выбор силовых выключателей на стороне ВН

Для выбора электрооборудования для РУ-110 кВ необходимо знать максимальный рабочий ток, который будет протекать в цепях при допустимой загрузке подстанции (коэффициент загрузки 0,7).

Максимальный рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 115} = 221,7 \text{ А.}$$

Производитель предлагает к установке выключатель элегазовый колонковый ВГТ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [23]. Выполним его проверку, результат сведем в таблицу 5.



Таблица 5 – Проверка выключателя ВГТ- 110

Условия выбора	Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	115
По номинальному току, А	$I_p \leq I_{ном}$	221,7
По отключающей способности: а) на симметричный ток отключения, кА	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$	8,53
б) на отключение аperiodической составляющей тока КЗ, кА	$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,ном}$	10,13
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{\alpha,\tau}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	10,13
На термическую стойкость, кА·с <sup>2</sup>	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	4687,5
		18,92

Здесь и далее проверка на отключение аperiodической составляющей тока КЗ выполним по формуле (2):

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{n,0}^{(3)} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_a}}, \quad (2):$$

где  $T_a$  – время затухания аperiodической составляющей;

$$\tau = t_{откл.в} + t_{с.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04.$$

Для выключателя ВГТ-110:

$$i_{\alpha,\tau} = \sqrt{2} \cdot 8,53 \cdot e^{-\frac{0,04}{0,1}} = 10,13.$$

Проверку на термическую стойкость выполним по формуле (3):

$$B_k = (I_{n,0}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл.в} + T_a), \quad (3)$$

где  $t_{откл.в}$  – собственное время отключения, с.

Для выключателя ВГТ-110:

$$B_k = 8,53^2 \cdot (0,03 + 0,23) = 18,92 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Как видно по результатам проверки, выключатель ВГТ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» удовлетворяет всем требованиям и годен к эксплуатации.

### 4.3 Выбор разъединителей на стороне ВН

Производитель предлагает к установке разъединитель РГП-СЭЩ 110 кВ с приводом ПДС-СЭЩ. Выполним его проверку аналогично проверке в п.4.2. результат сведем в таблицу 6. Принципиальное отличие в проверке – отсутствие у разъединителей отключающей способности. Это объясняется тем, что разъединитель служит для коммутации ненагруженных цепей.

Таблица 6 – Проверка разъединителя РГП-СЭЩ 110 кВ

Условия выбора		Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	115	115
По номинальному току, А	$I_p \leq I_{ном}$	221,7	1250
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{\alpha,\tau}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	10,13	80
На термическую стойкость, кА·с <sup>2</sup>	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	4687,5	2,976

Как видно по результатам проверки, разъединитель РГП-СЭЩ 110 кВ производства АО «Электроцит-Самара» [13] удовлетворяет всем требованиям и годен к эксплуатации. Кроме того, стоит отметить, что применение оборудования того же производителя, что и подстанции в целом минимизирует риски несоответствия размеров и форм блоков, в которых это оборудование устанавливается.

#### 4.4 Выбор трансформаторов тока на стороне ВН

Для подключения измерительных приборов и аппаратов релейной защиты и автоматики применяются трансформаторы тока. ГОСТ 18685-73 дает следующее определение: «Трансформатор тока для измерений (защиты) – трансформатор тока, предназначенный для передачи сигнала измерительной информации измерительным приборам (на устройства защиты)» [2]

Выполним проверку предлагаемого производителем трансформатора тока ТОГФ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [20]. Результаты проверки отразим в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка трансформатора тока ТОГФ-110

Условия выбора		Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	115	115
По номинальному току, А	$I_p \leq I_{ном}$	221,7	250
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{\alpha,\tau}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	10,13	100
На термическую стойкость, кА·с <sup>2</sup>	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	4800	2,976

Определим вторичную нагрузку ТТ, по стороне ВН ее составляют амперметры СА 3020-5. Коммерческий учет электроэнергии по стороне 110 кВ не осуществляется. Ведомость нагрузок ТТ по стороне 110 кВ отразим в таблице 8.

Таблица 8 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 110 кВ

Прибор	Нагрузка (по фазам), ВА		
	А	В	С
Амперметр СА 3020- 5	0,6	0,6	0,6
Итого	0,6	0,6	0,6

Определим общее сопротивление приборов:

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{0,6}{5^2} = 0,024 \text{ Ом.}$$

Сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока определяется по формуле (4):

$$Z_2 = R_{\text{пр}} + R_{\text{к}} + R_{\text{приб}}. \quad (4)$$

Сопротивление проводов, учитывая, что провода вторичных цепей медные, «для токовых цепей – 2,5 мм<sup>2</sup>» [11].

$$R_{\text{пр}} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,017 \cdot 50}{2,5} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Таким образом сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока

$$Z_2 = 0,34 + 0,1 + 0,024 = 0,464 \text{ Ом.}$$

Для того чтобы прибор был допущен в эксплуатацию, необходимо соблюдение условия (5):

$$Z_2 \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5)$$

$$\text{где } Z_{2\text{ном}} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

Условие соблюдается. трансформатора тока ТОГФ-110 допущен в эксплуатацию на подстанции «Городская-1».

Таким образом, к установке по стороне 110 кВ принято следующее силовое оборудование:

- Выключатели элегазовые ВГТ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [23];
- Разъединители РГП-СЭЩ-110 с приводом ПДС-СЭЩ производства АО «Электроцит-самара» г. Самара [12];
- Трансформаторы тока ТОГФ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [20].

Перейдем к выбору основного оборудования для РУ-6 кВ.

#### **4.5 Выбор токоограничивающих реакторов**

Принцип действия токоограничивающих реакторов – повышение реактивного сопротивления в цепи для ограничения токов КЗ в сети и обеспечения поддержания значения напряжения на неповрежденных линиях близким к номинальному.

Для установки рассматриваются одинарные групповые реакторы.

Индуктивное сопротивление реактора выбирается исходя от характеристик предполагаемого к установке силового выключателя. Номинальный ток отключения предлагаемых производителем выключателей находится в пределах 20-31,5 кА. Это значит, что выбранное реакторное оборудование должно снизить ток КЗ до значений, входящих в этот интервал.

Результирующее сопротивление цепи короткого замыкания до места установки реактора:

$$x_{рез} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{н,о}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 24,59} = 0,15 \text{ кОм.}$$

Наименьшее значение требуемого тока к.з. за реактором вычисляем по формуле (6):

$$I_{n,o,тр\grave{e}б} = \frac{I_{откл.ном} (1 + \beta_{ном})}{1 + e^{-\frac{\tau}{T_a}}}, \quad (6)$$

где  $\tau = t_{рз} + t_{св} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ ;

$t_{рз}$  – время действия релейной защиты, принимаемое 0,01;

$t_{св}$  – собственное время отключения выключателя;

$\beta_{ном}$  – нормированное значение содержания апериодической составляющей в отключаемом токе (%), определяемое по известным кривым,  $\tau = 0,04$  соответствует значение  $\beta_{ном} = 40\%$ ;

$T_a$  – постоянная времени затухания апериодической составляющей тока КЗ, принимается  $T_a = 0,23$

$$I_{n,o,тр\grave{e}б} = \frac{20 \cdot 1,4}{1 + e^{-\frac{0,04}{0,23}}} = 15,22 \text{ кА.}$$

Требуемое сопротивление цепи КЗ, для снижения тока до величины  $I_{n,o,тр\grave{e}б}$ :

$$x_{рез} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot I_{n,o,тр\grave{e}б}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 15,22} = 0,24 \text{ кОм.}$$

Требуемое сопротивление:

$$x_{реакт} = x_{рез,тр\grave{e}б} - x_{рез} = 0,24 - 0,15 = 0,09 \text{ кОм}$$

Максимальный рабочий ток:

$$I_p = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{63000 \cdot 0,7}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 4000 \text{ А.}$$

К установке предлагается токоограничивающий реактор РТОС 6-4000-0,18 производства НИПО «РусЭнерго» [14].

Ток КЗ за реактором:

$$I_{n,o} = \frac{U_{ном}}{\sqrt{3} \cdot (x_{рез} + x_{реакт})} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot (0,15 + 0,09)} = 14 \text{ кА.}$$

Ударный ток КЗ за реактором определим аналогично п.3:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 14 \cdot 1,92 = 37,9 \text{ кА.}$$

Проверка на термическую стойкость:

$$B_k = (I_{n,o}^{(3)})^2 \cdot (t_{откл.p} + T_a) = 14^2 \cdot (0,03 + 0,23) = 50,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

«Остаточное напряжение, создаваемое линейным реактором, должно быть не менее 65-70% от номинального напряжения установки» [24].

Проверка по остаточному напряжению:

$$U_{ост} = x_{реакт} \frac{\sqrt{3} \cdot I_{n,o}}{U_{ном}} \cdot 100 = 0,18 \cdot \frac{\sqrt{3} \cdot 14}{6} \cdot 100 = 72,6 \text{ \%}.$$

Критерии проверки и показатели, полученные в данном пункте, сведем в таблицу 9.

Таблица 9 – Проверка реактора РТОС 6-4000-0,18

Условия выбора		Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	$U_{ном.сети} = 6 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 6 \text{ кВ}$
По номинальному току	$I_p \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_p = 4000 \text{ А}$
По индуктивному сопротивлению реактора	$x_{рез.треб} \leq x_{рез}$	$x_{рез.треб} = 0,18 \text{ кОм}$	$x_{рез} = 0,24$
На электродинамическую стойкость	$i_{y\delta}^{(3)} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 79,1 \text{ кА}$	$i_{y\delta}^{(3)} = 37,9 \text{ кА}$
На термическую стойкость	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	$I_T^2 \cdot t_T = 3901 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 50,96 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
По остаточному напряжению	–	$U_{ост} \geq 65 - 70\%$	72,6%

Как видно по сводным данным, реактор РТОС 6-4000-0,18 удовлетворяет условиям и допускается к эксплуатации на подстанции «Городская-1».

Новые значения токов КЗ на стороне 6 кВ (после применения реакторных установок), на которые будем ориентироваться при дальнейшем выборе оборудования:  $I_{н,о}^{(3)} = 14 \text{ кА}$ ,  $i_{y\delta}^{(3)} = 37,9 \text{ кА}$ .

Все оборудование РУ-6 кВ компонуется в ячейки комплектных распределительных устройств (КРУ). Выполним выбор модели ячейки и ее обоснование.

#### 4.6 Выбор ячейки КРУ

Производитель модульного решения самой подстанции также предлагает и различные варианты ячеек КРУ. При выборе будем ориентироваться на такой параметр как номинальный ток рабочих цепей.

Для эксплуатации на подстанции «Городская-1» выберем ячейки КРУ-СЭЩ-80 – «самое современное и безопасное комплектное распределительное устройство среднего напряжения в линейке оборудования производства



Электроцит Самара, отвечающее самым высоким требованиям не только российских, но и международных стандартов» [6]. Технические характеристики КРУ-СЭЦ-80 приведены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики КРУ-СЭЦ-80

Наименование параметра	Значение
Номинальное напряжение, кВ	6
Номинальный ток главных цепей (max), А	4000
Номинальный ток отключения выключателя, кА	50

Производитель так же предлагает силовое оборудование для комплектации ячеек КРУ-80. Выполним его выбор и проверку:

#### 4.7 Выбор выключателей на стороне НН

Производитель предлагает к установке выключатель вакуумный ВВУ-СЭЦ-6(10) производства «Электроцит Самара». Выполним его проверку аналогично проверке выключателя на стороне 110 кВ. Результат проверки сведем в таблицу 11

Таблица 11 – Проверка выключателя ВВУ-СЭЦ-6(10)

Условия выбора		Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	10	6,3
По номинальному току, А	$I_p \leq I_{ном}$	4000	3972,2
По отключающей способности: а) на симметричный ток отключения, кА б) на отключение апериодической составляющей тока КЗ, кА	$I_{n,0}^{(3)} \leq I_{откл.ном}$	50	14
	$i_{\alpha,\tau} \leq i_{\alpha,ном}$	125	32,15
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{\alpha,\tau}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	125	32,15
На термическую стойкость	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	1875	50,96

Все условия выполнены, а значит выключатель вакуумный ВВУ-СЭЩ-6(10) производства «Электрощит Самара» годен к эксплуатации на подстанции «Городская-1».

Выключатели для отходящих присоединений отличаются номинальным током, который зависит от мощности потребителя.

#### 4.8 Выбор разъединителей на стороне НН

Видимый разрыв цепи обеспечивают выкатные элементы ячеек КРУ-СЭЩ-80, поэтому в установке линейных и шинных разъединителей на стороне НН нет необходимости.

«Разъединители необходимы только для фидеров, содержащих трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд» [26]. Для указанных ячеек предлагаются разъединители РВРЗ-III-10/4000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [13].

Проверку выполним аналогично проверке оборудования по стороне 110 кВ, а результат сведем в таблицу 12.

Таблица 12 – Проверка разъединителя РВРЗ-III-10/4000

Условия выбора		Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	6,3	10
По номинальному току, А	$I_p \leq I_{ном}$	4000	3972,2
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{\alpha,\tau}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	32,15	125
На термическую стойкость, кА·с <sup>2</sup>	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	7500	50,96

Как видно по результатам проверки, разъединитель РВРЗ-III-10/4000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки удовлетворяет всем требованиям и годен к эксплуатации.

## 4.9 Выбор трансформаторов тока на стороне НН

Выполним проверку предлагаемого производителем трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [21]. Результаты проверки отразим в таблице 13.

Таблица 13 – Проверка трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-6(10)

Условия выбора		Каталожные данные	Расчетные данные
По номинальному напряжению, кВ	$U_{ном} \leq U_{ном.сети}$	6,3	10
По номинальному току, А	$I_p \leq I_{ном}$	4000	3972,2
На электродинамическую стойкость, кА	$i_{a,т}^{(3)} \leq i_{n,pc}$	32,15	125
На термическую стойкость, кА·с <sup>2</sup>	$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$	7500	50,96

Определим вторичную нагрузку ТТ, по стороне НН ее составляют амперметры СА 3020-5, ватт-варметры СК3021-5 и. Ведомость нагрузок ТТ по стороне 6 кВ отразим в таблице 14.

Таблица 14 – Вторичная нагрузка трансформаторов тока 6 кВ

Прибор	Нагрузка (по фазам), ВА		
	А	В	С
Амперметр СА 3020- 5	0,6	0,6	0,6
Ватт-варметр СК3021-5	0,7	0,7	0,7
Счетчик электроэнергии Меркурий 230 ART	0,1	0,1	0,1
Итого	1,4	1,4	1,4

Общее сопротивление приборов:

$$R_{приб} = \frac{S_{приб}}{I_2^2} = \frac{1,4}{5^2} = 0,056 \text{ Ом.}$$

Сопротивление проводов вторичных цепей:

$$R_{np} = \frac{\rho \cdot l}{S} = \frac{0,017 \cdot 50}{2,5} = 0,34 \text{ Ом.}$$

Таким образом сопротивление вторичной нагрузки трансформаторов тока

$$Z_2 = 0,34 + 0,1 + 0,056 = 0,496 \text{ Ом.}$$

Условие допуска прибора в эксплуатацию:

$$Z_2 \leq Z_{2ном},$$

$$\text{где } Z_{2ном} = \frac{S_2}{I^2} = \frac{100}{5^2} = 4 \text{ Ом.}$$

$0,496 \leq 4$  – условие выполнено. По стороне НН устанавливается трансформатора тока ТОЛ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [21].

#### **4.10 Выбор трансформаторов напряжения на стороне НН**

Производитель ячеек КРУ-СЭЩ-80 предлагает к установке целый ряд различных трансформаторов напряжения. Для подстанции «Городская-1» выполним проверку трехфазной антирезонансной группы измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [8]. «Трехфазная группа трансформаторов предназначена для питания приборов учета электроэнергии, контрольно-измерительной аппаратуры, релейных (микропроцессорных) защиты» [8].

«Конструктивно трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10) состоит из четырех залитых эпоксидным компаундом трансформаторов, закрепленных на установочной

раме. Три однофазных трехобмоточных измерительных трансформатора напряжения НОЛ-СЭЩ-6(10)-2(4)-(ТН) установлены основаниями в ряд. Четвертый трансформатор – трансформатор нулевой последовательности (ТНП), закреплен на трех трансформаторах ТН со стороны вводов первичной обмотки и выполняет функцию защиты измерительного блока литых трансформаторов при феррорезонансе и перемежающихся дуговых замыканиях на землю» [8].

Дополнительно трансформаторы трехфазных групп комплектуются съемными предохранительными устройствами, предназначенными для защиты электрооборудования.

Определим вторичную нагрузку трансформаторов напряжения. Результаты сведем в таблицу 15.

Таблица 15 – Вторичная нагрузка трансформаторов напряжения 6 кВ

Прибор	Марка	Количество	Нагрузка, ВА
Вольтметр	СВ3020-100	1	4
Ватт-варметр	СК3021-5	1	7,5
Счетчик активной и реактивной энергии	Меркурий 230 ART	11	7,5
Σ			94

Номинальная трехфазная мощность по каталогу – 200 ВА, а значит, что НАЛИ-СЭЩ-6(10) годен к эксплуатации.

Таким образом, РУ-6 кВ подстанции «Городская-1» состоит из следующего электрооборудования:

- Токоограничивающие реакторы РТОС 6-4000-0,18 производства НИПО «РусЭнерго» [14].

- Ячейки КРУ-СЭЩ-80 производства «Электроцит Самара» [6];

- Вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [1];

- Разъединители РВРЗ-III-10/4000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [13];

– Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЦ-6(10) производства «Электроцит Самара» [21];

– Трехфазной антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЦ-6(10) производства «Электроцит Самара» [8].

#### 4.11 Выбор ошиновки

##### 4.11.1 Выбор гибких шин

Гибкая ошиновка на подстанции применяется на стороне 110 кВ и выполняется проводом АС. Предварительный выбор сечения выполним по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{221,7}{1} = 221,7 \text{ мм}^2.$$

Экономическая плотность тока  $j_{\text{эк}}$  определяется согласно ПУЭ и равна 1 [11]. По предварительному расчету выберем провод АС-240/32. Выполним его проверку по следующим условиям:

1. Условие соответствия длительно допустимого тока по условиям нагрева:

$$I_{\text{max}} < I_{\text{дл.доп}} \\ 221,7 \text{ А} < 605 \text{ А}.$$

Условие выполняется.

2. Условие отсутствия коронирования.

Коронный разряд возникает при значении критической напряженности поля  $E_0$ :

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}} \right) = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left( 1 + \frac{0,299}{\sqrt{1,08}} \right) = 32 \frac{\text{кВ}}{\text{см}},$$

где  $m$  – коэффициент шероховатости провода, принимается равным 0,82;

$r_0$  – внешний радиус провода.

Действительная напряженность электрического поля около провода:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r_0}} = \frac{0,354 \cdot 115}{0,945 \cdot \lg \frac{1,26 \cdot 200}{1,05}} = 16,72 \text{ кВ/см},$$

где  $D_{cp}$  – среднегеометрическое расстояние между фазами

$$D_{cp} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 200.$$

Условие отсутствия коронирования:

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0$$

$$1,07 \cdot 16,72 \leq 0,9 \cdot 32 \Rightarrow 17,89 \leq 28,8$$

Условие выполняется.

Проверку на электродинамическую при токе КЗ менее 20 кА проводить не нужно.

Следовательно, гибкая ошиновка по стороне 110 кВ будет выполняться проводом АС-240/32.

#### 4.11.2 Выбор жестких шин

Для стороны 6 кВ произведем проверку жесткой ошиновки аналогично предыдущему пункту.

Предварительный выбор сечения по экономической плотности тока:

$$S = \frac{I_{\text{раб.ном}}}{j_{\text{эк}}} = \frac{3972,2}{1,8} = 2206 \text{ мм}^2.$$

К проверке примем алюминиевые шины прямоугольного сечения марки АДЗ1 15×160.

1. По условиям нагрева:  $I_{\max} \leq I_{\text{доп}} \Rightarrow 3972,2 \text{ А} \leq 6776 \text{ А}$ .

2. На термическую стойкость:  $s_{\min} \leq s$

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{B_{\kappa}}}{C_m} \leq s, \quad (7)$$

где  $C_T$  – температурный параметр, определяемый по [3].

$$s_{\min} = \frac{\sqrt{50,96}}{170} 10^3 = 547,5 \text{ мм}^2.$$

$$547,5 \leq 2400$$

Условие выполняется.

3. На электродинамическую стойкость:  $\sigma_{\text{раб}} \leq \sigma_{\text{доп}}$ ,

«где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое напряжение в материале шин, Па. Определяется по [5].

$\sigma_{\text{раб}}$  – максимальное напряжение в материале шин» [5], определяется по формуле (8).

$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot l_{\text{из}}^2 \cdot i_{\text{уд}}^2 \cdot k_{\phi} \cdot k_{\text{расн}}}{\lambda \cdot W \cdot a}, \quad (8)$$

где « $l_{\text{из}}$  – длина пролета  $l_{\text{из}} = 2 \text{ м}$ ,

$\alpha$  – расстояние между фазами  $a = 1 \text{ м}$ ,

$k_{\phi}$  – коэффициент формы  $k_{\phi} = 1,0$ ,

$k_{\text{расн}}$  – коэффициент расположения  $k_{\text{расн}} = 1,0$

$\lambda$  – коэффициент, зависящий от условий закрепления шины» [5]

$$\lambda = 8$$



$$\sigma_{\text{раб}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot 2^2 \cdot 37900^2 \cdot 1 \cdot 1}{8 \cdot 1,3 \cdot 10^{-6} \cdot 1} = 95,1 \text{ МПа.}$$

$W$  – момент сопротивления шины в поперечной плоскости:

$$W = \frac{bh^2}{6} = \frac{0,015 \cdot 0,16^2}{6} = 6,4 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3,$$

где  $b, h$  – габаритные размеры шины, м

Таким образом  $95,1 \text{ МПа} < 200 \text{ МПа}$ , следовательно, условие выполняется.

4. «Несовпадение частоты собственных колебаний, с колебаниями, возникающими в системе» [5]

Вычислим частоту собственных колебаний шин по формуле (9):

$$f_0 = \frac{r_1^2}{2 \cdot \pi \cdot l^2} \cdot \sqrt{\frac{E \cdot J}{m}}, \quad (9)$$

где  $l$  – пролет между изоляторами  $l = 0,5 \text{ м}$ ;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины по формуле (10):

$$J = \frac{bh^3}{12} = \frac{0,015 \cdot 0,16^3}{12} = 5,12 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4. \quad (10)$$

$E = 10 \cdot 10^{10} \text{ Па}$  – модуль упругости материала шины;

$r_1$  – параметр собственной частоты шины  $r_1 = 4,73$ .

$m$  – погонная масса шины  $m = 3,7 \text{ кг/м}$ .

$$f_0 = \frac{4,73^2}{2 \cdot 3,14 \cdot 0,5^2} \cdot \sqrt{\frac{10 \cdot 10^{10} \cdot 5,12 \cdot 10^{-6}}{3,7}} = 330,61 \text{ Гц.}$$

Частота собственных колебаний шин превышает 200 Гц, следовательно, шина АД31 15×160 не подвергается влиянию механического резонанса.

#### 4.12 Выбор изоляторов

Производитель комплектует подстанции изоляторами ИОС-110-1125 УХЛ и ИОС-10/2000 УХЛ. Выполним их проверку.

1. По электродинамической стойкости  $F_{расч} \leq F_{доп}$  по формулам (11-12):

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{i_{уд}^2}{a} \cdot k_{\phi} \cdot k_{расч} \cdot l_{из}, \quad (11)$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot F_{разр} \cdot \frac{H_{из}}{H}, \quad (12)$$

где « $F_{разр}$  – минимальная механическая разрушающая сила на изгиб,

$H_{из}$  – высота изоляционного промежутка,

$H$  – высота от нижней кромки изолятора до шины» [5],

определяемая по формуле (13):

$$H = H_{из} + b + \frac{h}{2}, \quad (13)$$

где  $b$  и  $h$  – габаритные размеры изолятора.

Для изолятора ИОС-110-1125 УХЛ:

$$H = 2,23 + 0,215 + \frac{1,1}{2} = 3\text{ м},$$

$$F_{расч} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{21650^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 67,7 \text{ Н},$$

$$F_{доп} = 0,6 \cdot 6000 \cdot \frac{2,23}{3} = 2676 \text{ Н}.$$

$67,7 < 2676$  – условие выполняется, изолятор ИОС-110-1125 УХЛ годен к эксплуатации.

Для изолятора ИОС-10/2000 УХЛ:

$$H = 0,6 + 0,006 + \frac{0,01}{2} = 0,611 \text{ м,}$$

$$F_{\text{расч}} = \sqrt{3} \cdot 10^{-7} \cdot \frac{37900^2}{2} \cdot 1 \cdot 1 \cdot 0,5 = 62,1 \text{ Н,}$$

$$F_{\text{доп}} = 0,6 \cdot 12500 \cdot \frac{0,6}{0,611} = 7365 \text{ Н.}$$

$62,1 < 7365$  – условие выполняется, изолятор ИОС-10/2000 УХЛ годен к эксплуатации.

Таким образом, токоведущие элементы на подстанции «Городская-1» следующие:

- Гибкая ошиновка (ВН): провод АС 240/32;
- жесткая ошиновка (НН): шины алюминиевые АДЗ1 15×160;
- изоляторы ИОС-110-1125 УХЛ и ИОС-10/2000 УХЛ.

Оборудование подстанции, которое находится в эксплуатации на сегодняшний день должно пройти испытания и, в случае удовлетворительных результатов, переведено в холодный резерв или сразу на другие объекты. Оборудование, результаты испытаний которого окажутся неудовлетворительными, списывается и утилизируется.

Вывод: выбрано новое, удовлетворяющее всем требованиям оборудование подстанции для стороны 110 кВ и 6 кВ, а именно:

- Выключатели элегазовые ВГТ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [23];

- Разъединители РГП-СЭЩ-110 с приводом ПДС-СЭЩ производства АО «Электроцит-самара» г. Самара [12];
- Трансформаторы тока ТОГФ-110 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки [20];
- Токоограничивающие реакторы РТОС 6-4000-0,18 производства НИПО «РусЭнерго» [14].
- Ячейки КРУ-СЭЩ-80 производства «Электроцит Самара» [6];
- Вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [1];
- Разъединители РВРЗ-III-10/4000 производства «ЗЭТО» г. Великие Луки [13];
- Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [21];
- Трехфазной антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10) производства «Электроцит Самара» [8];
- Гибкая ошиновка (ВН): провод АС 240/32;
- жесткая ошиновка (НН): шины алюминиевые АД31 15x160;
- изоляторы ИОС-110-1125 УХЛ и ИОС-10/2000 УХЛ.

Оборудование подстанции, которое находится в эксплуатации на сегодняшний день должно пройти испытания и, в случае удовлетворительных результатов, переведено в холодный резерв или на другие объекты. Оборудование, результаты испытаний которого окажутся неудовлетворительными, списывается и утилизируется.

Вывод: выбрано и проверено основное электрооборудование подстанции 110/6/6 «Городская-1» по сторонам ВН и НН.

## 5 Релейная защита подстанции

Релейная защита и противоаварийная автоматика – одни из важнейших составляющих нормальной работы подстанции. «Без систем релейной защиты и автоматики невозможно нормальное функционирование электроэнергетических сетей и систем» [27]. На проектируемой закрытой подстанции «Городская-1» системы РЗА выполняются на микропроцессорных блоках БМРЗ производства НТЦ «Механотроника». Такими блоками комплектуются шкафы РЗА того же производителя.

За защиту РУ-110 кВ отвечают шкафы ШЗТ-МТ. Защита выполняется на трех комплектах:

- комплект А1 (БМРЗ-ТД) включает в себя: дифференциальную токовую отсечку (ДТО), дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ) с учетом работы РПН, газовую защиту, устройство резервирования при отказе выключателя (УРОВ ВН).

- «Комплект А2 (БМРЗ-ТР) включает в себя: максимальную токовую защиту (МТЗ), газовые защиты трансформатора и РПН, токовую защиту нулевой последовательности, защита от обрыва фазы (ЗОФ), логическая защита шин (ЛЗШ), УРОВ, автоматическое повторное включение (АПВ), автоматика управления выключателем (АУВ), контроль за давлением элегаза».

- Комплект А3 (БМРЗ-ЦРН) включает в себя: автоматическое регулирование напряжения трансформаторов (АРНТ). [7]

За защиту РУ-6 кВ отвечают следующие блоки:

- Для защиты вводных выключателей БМРЗ-ВВ: МТЗ, ускорение МТЗ (УМТЗ), защита от потери питания (ЗПП), защита от однофазных замыканий на землю (ОЗЗ), ЛЗШ, ЗОФ, УРОВ, АПВ, АВР, АУВ.

- Для защиты секционных выключателей БМРЗ-СВ: МТЗ, УМТЗ, защита от ОЗЗ, ЛЗШ, ЗОФ, УРОВ, АПВ, АУВ.

– Для защиты отходящих КЛ БМРЗ-101(102)-КЛ: МТЗ, УМТЗ, защита от ОЗЗ, защита минимального напряжения (ЗМН), защита превышения напряжения (ЗПН), ЗОФ, УРОВ, АПВ, ЛЗШ, АУВ.

– Для защиты трансформаторов напряжения БМРЗ-104Н-ТН: защита от ОЗЗ, ЗМН, ЗПН, контроль вторичных цепей напряжения (КЦН) [7].

Кроме того, применяется блок ДУГА-МТ – комплексное решение для защиты от дуговых замыканий на секциях шин и в отсеках выключателей КРУ-6 кВ.

Блоки защит располагаются в общеподстанционном пункте управления (ОПУ). ОПУ предназначены для размещения аппаратуры вспомогательных цепей, аппаратуры высокочастотной связи, телемеханики и противоаварийной автоматики, а также могут быть использованы в качестве помещения для ремонтно-эксплуатационных нужд.

Основой конструкции ОПУ является транспортабельный утепленный бокс с одной входной дверью и тамбуром. Примерная схема ОПУ показана на рисунке 7.

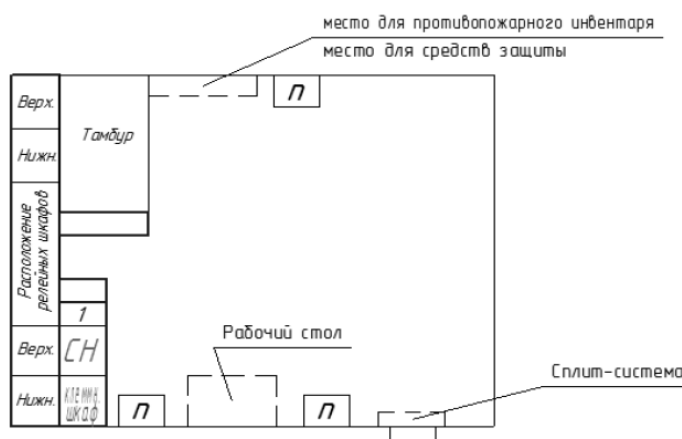


Рисунок 7 – План ОПУ

Вывод: определено исполнение и размещение систем РЗа подстанции «Городская-1».

## **6 Оперативный ток подстанции**

Оперативный ток на подстанции предназначен для питания вторичных цепей, систем обеспечения собственных нужд и противоаварийных систем.

Система оперативного тока на проектируемой подстанции – постоянный ток. Он получается с помощью специальных выпрямительных устройств, которые, как и все оборудование, укомплектовано в шкафы систем постоянного оперативного тока (СОПТ).

На подстанции устанавливаются шкафы СОПТ-МТ на базе ЗВУ марки РВИ-МС того же производителя что и системы РЗиА – НТЦ «Механотроника» [22].

«Зарядно-выпрямительные устройства серии РВИ-МС в сочетании с параллельно подключенными герметизированными необслуживаемыми батареями и системой распределения нагрузки образуют систему оперативного постоянного тока (далее СОПТ-МТ)» [22].

Система получает питание от двух независимых вводов переменного тока. Два зарядно-выпрямительных устройства включены параллельно, где каждый питается от своего ввода переменного тока.

«Для эффективного преобразования питающего переменного тока в постоянный зарядно-выпрямительные устройства серии РВИ-МС выполнены по технологии широтно-импульсной модуляции, имеют микропроцессорную систему управления и модульную конструкцию с независимой, параллельной работой каждого модуля» [22].

Модульная конструкция позволяет обеспечить избыточную схему, которая гарантирует бесперебойную работу всей выпрямительной системы. СОПТ-МТ допускает «горячую замену» модулей. При отключении вводов питающего напряжения производится переключение схемы на питание потребителей от АБ без перерывов в электроснабжении.

Вывод: определено исполнение системы оперативного тока на подстанции «Городская-1» – оперативный постоянный ток (СОПТ).

## 7 Собственные нужды подстанции

Для питания вторичных цепей устанавливаются трансформаторы собственных нужд. «На всех подстанциях необходимо устанавливать не менее двух трансформаторов собственных нужд» [16]. Они относятся к первой категории электроснабжения потребителей и взаиморезервируются аппаратами системы АВР.

Основные потребители собственных нужд сведены в таблицу 16.

Таблица 16 – Основные потребители собственных нужд

Потребитель	Мощность, кВт
Система охлаждения силовых трансформаторов	7
Приводы систем РПН силовых трансформаторов	4
Обогрев подстанции (включая все блоки и помещения)	60
Освещение	7
Эксплуатационные нагрузки	45
$\Sigma$	123

Определим полную мощность всех потребителей:

$$S_{CH} = \frac{P_{CH}}{\cos \varphi} = \frac{123}{0,9} = 136,7 \text{ кВА.}$$

Таким образом, в качестве трансформаторов собственных нужд к установке принимаются 2 трансформатора ТМГ-СЭЩ-100/6/0,4 производства «Электроцит Самара» [19] в составе специальных ячеек КРУ-СЭЩ-80.

Вывод: определено число и мощность трансформаторов собственных нужд на подстанции «Городская-1».



## 8 Молниезащита и заземление подстанции

Одной из угроз для нормального функционирования любой электроустановки является попадание молнии. Для защиты подстанции от ударов молнии применяются молниеприемники, установленные на последних линейных порталах (перед вводом в здание) и отдельно стоящие молниеотводы с другой стороны здания подстанции. Расчет ведется в соответствии с СО 153-34.21.122-2003 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций» [15]. Принятая надежность защиты  $P_z=0,99$ .

Определим высоту конуса зоны действия стержневого молниеотвода:

$$h_0 = 0,85h = 0,85 \cdot 30 = 25,5 \text{ м.}$$

«Внешний радиус конуса зоны действия стержневого молниеотвода» [15]:

$$r_0 = 0,95h = 0,95 \cdot 30 = 28,5 \text{ м.}$$

Для зоны защиты требуемой надежности «радиус горизонтального сечения  $r_x$  на высоте  $h_x$ » [15]:

$$r_x = \frac{r_0(h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{28,5(25,5 - 7)}{25,5} = 20,7 \text{ м.}$$

На линейных порталах устанавливаются молниеотводы МП-4 длиной 9 м (суммарная длина конструкции 30 м), с противоположной стороны здания и по центру боковых стен устанавливаются одиночные молниеотводы МП-4 на стойках типа ВС (суммарная длина конструкции 30 м). Такая схема расстановки молниезащитных устройств обеспечивает полную защиту

подстанции от прямых ударов молнии. Молниезащитные устройства подстанции соединяются в единую систему с заземляющим устройством. Расчет его параметров проведем далее.

«Заземление — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством» [11]. Заземляющее устройство представляет из себя сетку из горизонтальных заземлителей, соединенных с вертикальными. К контуру заземления также присоединяется и молниезащита подстанции.

Так как проектируемая подстанция модульная, объемы материалов на систему заземления определен производителем и поставляется в комплекте.

Для системы заземления закрытой модульной подстанции «Городская-1» применяются:

– В качестве горизонтальных заземлителей: полоса стальная марки Ст3 сечением 5×40 общей длиной 850 м. Глубина заложения полосы от 0,5 до 1,5 м.

– В качестве вертикальных заземлителей: сталь круглая горячекатаная, диаметр 16 мм длиной 5 м в количестве 21 стержень. Глубина заложения 0,7 м (+5 м длина стержня).

Вертикальные и горизонтальные заземлители соединяются сваркой и образуют единое заземляющее устройство подстанции «Городская-1».

## Заключение

В рамках выпускной квалификационной работы проведена комплексная реконструкция электрооборудования подстанции «Городская-1» – одного из энергоузлов, входящего в системообразующую городскую сеть г.о. Самары.

Одной из особенностей подстанции является тот факт, что она находится в центре городской застройки, а значит должна быть надежно защищена от несанкционированного проникновения, которое может привести к серьезным экономическим убыткам, а в некоторых случаях и к человеческим жертвам.

В ходе первичного анализа объекта выявлено, что уже сегодня коэффициент загрузки превышает нормируемый, а в планах развития города строительство новой ветки метрополитена, нагрузка которой так же будет подключаться к подстанции «Городская-1». Кроме того, сейчас в работе находятся двухобмоточные трансформаторы ТДН, применение которых при таких мощностях (40 МВА) увеличивает значения токов КЗ. А так же, следует учесть, что одним из основных потребителей подстанции является промышленное предприятие, а это значит, что все искажения качества электроэнергии отразятся и на других потребителях.

По совокупности этих факторов принято следующее: для подстанции «Городская-1» применить новейшую разработку – блочно-модульное закрытое исполнение от «Электрощит Самара». Такое решение не испортит внешний вид города и повысит безопасность объекта.

Далее выбраны силовые трансформаторы подстанции – к установке принимаются трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения ТРДН-63000/110/6/6.

После чего выбраны основные схемы РУ подстанции. Для стороны 110 кВ это схема №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической

перемычкой со стороны линий» [7]. Для стороны НН применяется схема №6-2 «Две, секционированные выключателями, системы шин» [7].

Для выбора основного оборудования подстанции выполнен расчет симметричных и несимметричных токов КЗ, по результатам которого получена сводная ведомость токов КЗ.

Далее произведен выбор основного оборудования подстанции. Для РУ-110 кВ выбраны: элегазовые выключатели ВГТ-110, разъединители РГП-СЭЩ-110 с приводом ПДС-СЭЩ, трансформаторы тока ТОГФ-110.

Для РУ-6 кВ выбраны: токоограничивающие реакторы РТОС 6-4000-0,18 ячейки КРУ-СЭЩ-80, вакуумные выключатели ВВУ-СЭЩ-6(10), разъединители РВРЗ-Ш-10/4000, трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ-6(10), трехфазная антирезонансная группа измерительных трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЩ-6(10).

Кроме того, выбран тип гибкой и жесткой ошиновок подстанции, опорных изоляторов.

Для защиты подстанции от аварийных ситуаций выбраны типы систем релейной защиты и автоматики. РЗА выполняется на блоках БМРЗ, укомплектованных в шкафы РЗ производства НТЦ «Механотроника».

Выполнен расчет систем собственных нужд подстанции. В качестве ТСН к установке принимаются 2 трансформатора ТМГ-СЭЩ-100/6/0,4 производства «Электрощит Самара» [23] в составе специальных ячеек КРУ-СЭЩ-80.

Таким образом, получено новое техническое решение для подстанции «Городская-1», отвечающее всем современным требованиям надежности и безопасности, для бесперебойного электроснабжения жителей города.

## Список используемых источников

1. ВВУ-СЭЩ-10. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvu-seshch-10-kv/> (дата обращения 03.02.2021)
2. ГОСТ 18685-73 Трансформаторы тока и напряжения. Термины и определения. Введ. 1974-07-01. М: ИПК Издательство стандартов, 2005. 9 с.
3. ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. Введ. 1992-01-01. М.: Стандартиформ, 2005. 19 с.
4. ГОСТ Р 52735-2007. Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета в электроустановках переменного тока напряжением свыше 1 кВ. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартиформ, 2019. 36 с.
5. ГОСТ Р 52736-2007 Короткие замыкания в электроустановках. Методы расчета электродинамического и термического действия тока короткого замыкания. Введ. 2008-07-01. М.: Стандартиформ, 2019. 44 с.
6. КРУ-СЭЩ-80 6, 10 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/komplektnye-raspredelitelnye-ustroystva/kru-seshch-80-6-10-kv/> (дата обращения 03.02.2021)
7. Комплектные трансформаторные блочные модернизированные подстанции СЭЩ. Вторичная коммутация. Информационное сообщение. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/6e8/0GK\\_143\\_112\\_2015\\_versiya\\_1\\_2.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/6e8/0GK_143_112_2015_versiya_1_2.pdf) (дата обращения 15.02.2021)
8. НАЛИ-СЭЩ 6, 10, 35 кВ. Электрощит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/nali-seshch-6-10-35-iv/> (дата обращения 03.02.2021)
9. Номенклатурный каталог. Тольяттинский трансформатор. [Электронный ресурс] URL: [http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue\\_toltrans.pdf](http://toltrans.nt-rt.ru/images/showcase/catalogue_toltrans.pdf) (дата обращения 13.01.2021)

10. Подстанции трансформаторные комплектные марки СЭЩ блочные модернизированные. Техническая информация. Электроцит Самара. [Электронный ресурс] URL: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/685/TI\\_064.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/685/TI_064.pdf) (дата обращения 13.01.2021)
11. Правила устройства электроустановок. М: Энергоатомиздат, 2015. 330 с.
12. Разъединители наружной установки 110 кВ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/razyediniteli-i-vla/razediniteli-naruzhnoy-ustanovki-110-kv/> (дата обращения 23.01.2021)
13. Разъединители рубящего типа РВРЗ-10/4000 (УЗ). ЗЭТО. [Электронный ресурс] [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rvrz-10-4000-muz-rvr-10-4000-muz](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/razyediniteli-vnutrenney-ustanovki/rvrz-10-4000-muz-rvr-10-4000-muz) (дата обращения 03.02.2021)
14. Реакторное оборудование. РТОС-6-4000. НИПО РусЭнерго. [Электронный ресурс] URL: <https://nipo-rusenergo.ru/reaktorное-oborudovanie/rtos-6-4000> (дата обращения 03.02.2021)
15. СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций. ЦПТИ ОРГРЭС, 2017. 69 с.
16. СТО 56947007-29.240.10.028-2009 Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.
17. СТО 56947007-29.240.30.010-2008 Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-1150 кВ. Типовые решения. ОАО ФСК ЕЭС, 2007. 131 С.
18. СТО 56947007-29.240.30.047-2010 Рекомендации по применению типовых принципиальных электрических схем распределительных устройств подстанций 35 - 750 кВ. ОАО ФСК ЕЭС, 2010. 128 с.

19. ТМ(Г)(Ф)-СЭЩ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://www.electroshield.ru/catalog/transformatory-silovie-raspredelitelnie/tm-g-f-seshch-25-2-500-kva-6-10-15-20-35-kv/> (дата обращения 15.02.2021)

20. Трансформаторы тока ТОГФ-110, 220. ЗЭТО. [Электронный ресурс] URL: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-transformatory-toka-serii-togf-110-220-330-500/togf-110-togf-220) (дата обращения 23.01.2021)

21. Трансформаторы тока ТОЛ-СЭЩ. Электроцит Самара. [Электронный ресурс] URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tol-seshch-10-20-35/> (дата обращения 03.02.2021)

22. Шкафы СОПТ-МТ на базе ЗВУ марки РВИ-МС. НТЦ «Механотроника». [Электронный ресурс] URL: <https://www.mtrele.ru/shop/shkafyi-sopt/sopt-pbi-mc.html> (дата обращения 15.02.2021)

23. Элегазовые колонковые выключатели ВГТ-110. ЗЭТО. [Электронный ресурс] URL: [https://zeto.ru/products\\_and\\_services/high\\_voltage\\_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110](https://zeto.ru/products_and_services/high_voltage_equipment/elegazovye-kolonkovye-vyklyuchateli-tipa-vgt-110) (дата обращения 23.01.2021)

24. Electricity Handbook. Electrical Engineering Portal Protection [electronic resource] / URL: <http://elektricity/8599-solar-electricity-handbook> (date of the application 15.04.21)

25. Gers J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2018. 368 p.

26. Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering). The Institution of Engineering and Technology, 2005. 338 p.

27. Power Supply Devices and Systems of Relay Protection [electronic resource] / URL: <http://www.ebook777.com/power-supply-devices-systems-relay-protection/> (date of the application 15.04.21)

28. Upadhyaya S., Mohanty S. Fast Methods for Power Quality. International Journal of Emerging Electric Power Systems. Vol 18. No. 5 2017