

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

Институт энергетики и электротехники  
(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»  
(наименование кафедры)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника  
(код и наименование направления подготовки, специальности)

Электроснабжение  
(направленность (профиль)/специализация)

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ  
«Балашов-город»

Студент

А.Н. Демосюк

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

Руководитель

Д.Л. Спиридонов

(И.О. Фамилия)

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

**Допустить к защите**

Заведующий кафедрой д.т.н., профессор В.В. Вахнина

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

\_\_\_\_\_ (личная подпись)

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

Тольятти 2018

## АННОТАЦИЯ

В квалификационной работе «Реконструкция электрической части ОРУ-110 кВ подстанции 110/10 кВ «Балашов-город» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения восточного района г. Балашов Саратовской области, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/10 кВ «Балашов-город».

Основанием для рассмотрения данного вопроса послужило наличие технических условий на реконструкция данной подстанции в энергосистеме Саратовской области.

Определены цели и задачи выполнения квалификационной работы.

В данной работе подробно рассмотрены разработка реконструкции схемы ОРУ 110 кВ и структурной схемы подстанции, выбор оборудования РУ 110 кВ понижающей подстанции 110/10 кВ, проработан вопрос выбора микропроцессорной релейной защиты и средств защиты от ПУМ.

Работа содержит пояснительную записку объёмом 52 листа, графическую часть выполненную на 6 листах формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	4
1 Характеристика понизительной подстанции .....	6
1.1 Технические условия проектирования понизительной подстанции .....	10
2 Перспективные нагрузки подстанции 110 кВ «Балашов-город» .....	11
3 Выбор силовых трансформаторов .....	13
4 Расчёт токов короткого замыкания для реконструируемой понизительной подстанции .....	17
5 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ Балашов-город.....	23
5.1 Условия выбора оборудования .....	24
5.2 Выбор элегазовых выключателей для компоновки ОРУ 110 кВ .....	25
5.3 Выбор разъединителей для компоновки ОРУ 110 кВ .....	27
5.4 Компоновка ОРУ трансформаторами тока 110 кВ .....	28
5.6 Выбор ТН для компоновки ОРУ 110 кВ .....	31
5.7 Выбор ОПН для РУ 110 кВ .....	32
5.8 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ.....	32
6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ. 33	
7 Выбор релейной защиты и автоматики .....	34
7.1 Микропроцессорная релейная защита .....	34
7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора .....	37
7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	37
7.4 Основная и резервная защита линий 110 кВ.....	40
8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Балашов-город.....	42
9 Собственные нужды подстанции .....	45
10 Система оперативного постоянного тока.....	46
11 Молниезащита .....	47
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	49

## ВВЕДЕНИЕ

На территории Российской Федерации вопрос повышения надежности системы электроснабжения городов и промышленных площадок занимает ключевую позицию в рамках технического перевооружения и инновационного развития энергетики РФ. Своевременное развитие сетевой инфраструктуры создает предпосылки к развитию промышленного сектора и строительство новых жилых микрорайонов на территории малых и крупных городов. Кроме того, в связи с уменьшением масштабов отдельных производств и появлением большого числа небольших предприятий, осуществляющих обеспечение технологического процесса лишь на отдельных его этапах, возрастает разветвленность сетей электроснабжения. Это приводит к необходимости ввода в эксплуатацию трансформаторных, осуществляющих промежуточную трансформацию напряжения на ступени между крупными магистральными сетями и собственной трансформаторной подстанцией завода, либо объекта инфраструктуры [1].

Данное развитие городских электрических сетей невозможно без реконструкции существующих главных понизительных подстанций с увеличением трансформаторной мощности.

В целях обеспечения рационального расходования электроэнергии, нормами технологического проектирования предусматривается использование наиболее надежных, и, одновременно, современных решений в части выбора оборудования и формирования электрической схемы ГПП.

Таким образом, целью ВКР является реконструкция электрической части ОРУ-110 кВ существующей ПС 110 кВ «Балашов-город» с применением наиболее прогрессивных методов расчета и оборудования для надежного снабжения потребителей электроэнергией.

Исходными данными для разработки данной работы являются [2]:

- Техническое задание на разработку проектной и рабочей документации «Подстанция 110/10 кВ мощностью 2x25 МВА»;

В рамках данной работы выполняется расчет электрической части ОРУ-110 кВ ПС 110/10 кВ мощностью 2х25 МВА в соответствии с техническим заданием на разработку:

- установка двух силовых трансформаторов типа ТДН-25000/100/10 кВ с РПН.
- строительство ОРУ 110 кВ блочного типа.

Целью данной работы является:

- разработка реконструируемой схемы ОРУ-110 кВ понизительной подстанции;
- разработка технических мероприятий, обеспечивающих надежную и устойчивую работу электрических сетей;

Для выполнения поставленной цели необходимо проработать следующие задачи:

1. Проанализировать характер существующих и будущих потребителей электроэнергии данной подстанции;
2. Выбрать тип и мощность силовых трансформаторов понизительной подстанции;
3. Выполнить расчет токов короткого замыкания по стороне РУ-110 кВ;
4. На основании выполненных расчетов по токам короткого замыкания и расчетным номинальным токам и напряжений выбрать оборудование электрической части ПС 110/10 кВ промышленного парка, а также выбрать и рассчитать уставки микропроцессорной релейной защиты [3].

## 1 Характеристика понизительной подстанции

«Публичное акционерное общество «Межрегиональная распределительная сетевая компания Волги» (далее - ПАО «МРСК Волги», Общество, Компания) учреждено по решению учредителя (Распоряжение Председателя Правления ОАО РАО «ЕЭС России» от 22 июня 2007 года №191р) в рамках реформирования Российской энергетической отрасли и зарегистрировано 29 июня 2007 года в Едином государственном реестре юридических лиц Межрайонной инспекцией федеральной налоговой службы № 8 по Саратовской области на основании решения Совета директоров ОАО РАО «ЕЭС России» от 27 апреля 2007 года.»[1]

«В настоящее время ПАО «МРСК Волги» представляет собой единую операционную Компанию, центр управления которой расположен в городе Саратове. Деятельность Общества направлена на обеспечение эффективного, бесперебойного и надежного электроснабжения потребителей, устранение дефицита мощности в зоне ответственности Компании, увеличение пропускной способности сетей, модернизацию и обновление основных фондов.» [5]

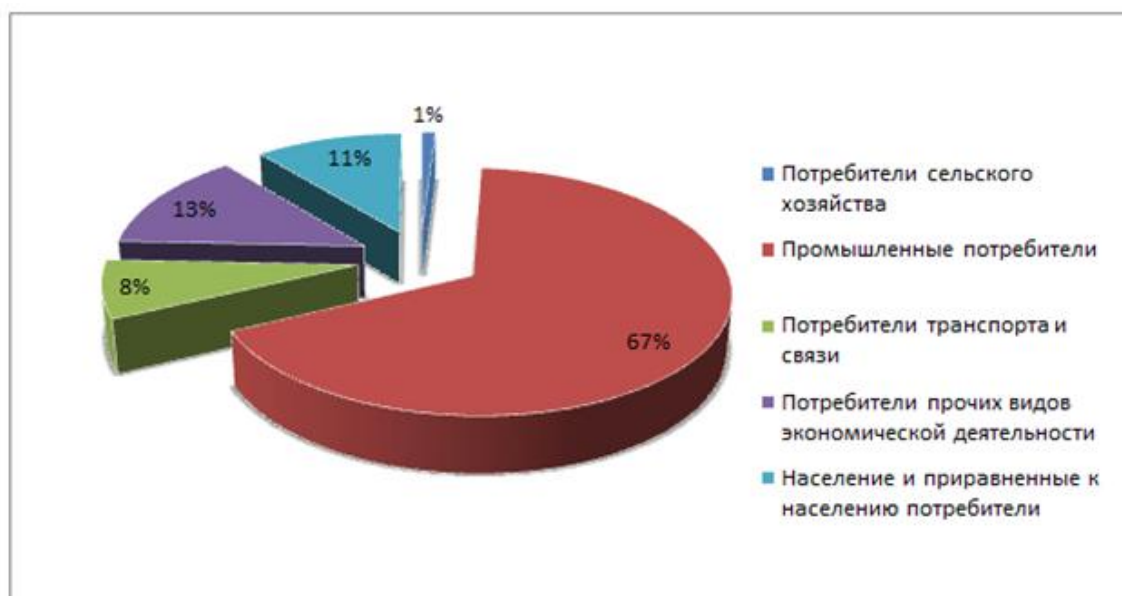


Рисунок 1.1 – Структура потребителей ПАО «МРСК Волги»

Одними из основных видов деятельности, имеющие первостепенное значение для общества в целом, являются:

- оказание услуг по передаче электрической энергии;
- оперативно-технологическое управление;
- оказание услуг по технологическому присоединению
- энергопринимающих устройств (энергетических установок)
- юридических и физических лиц к электрическим сетям.

ПАО «МРСК Волги» владеет огромной сетевой инфраструктурой, от функционирования которой, зависит нормальная работа потребителей. При этом с каждым годом с увеличением потребителей сетевой организации увеличивается нагрузка приходящаяся на сети, что в свою очередь повышает требования к мероприятиям по модернизации электросетевого оборудования.

В связи с этим, развитие сетевой инфраструктуры и поддержание ее является одной из ключевых задач.

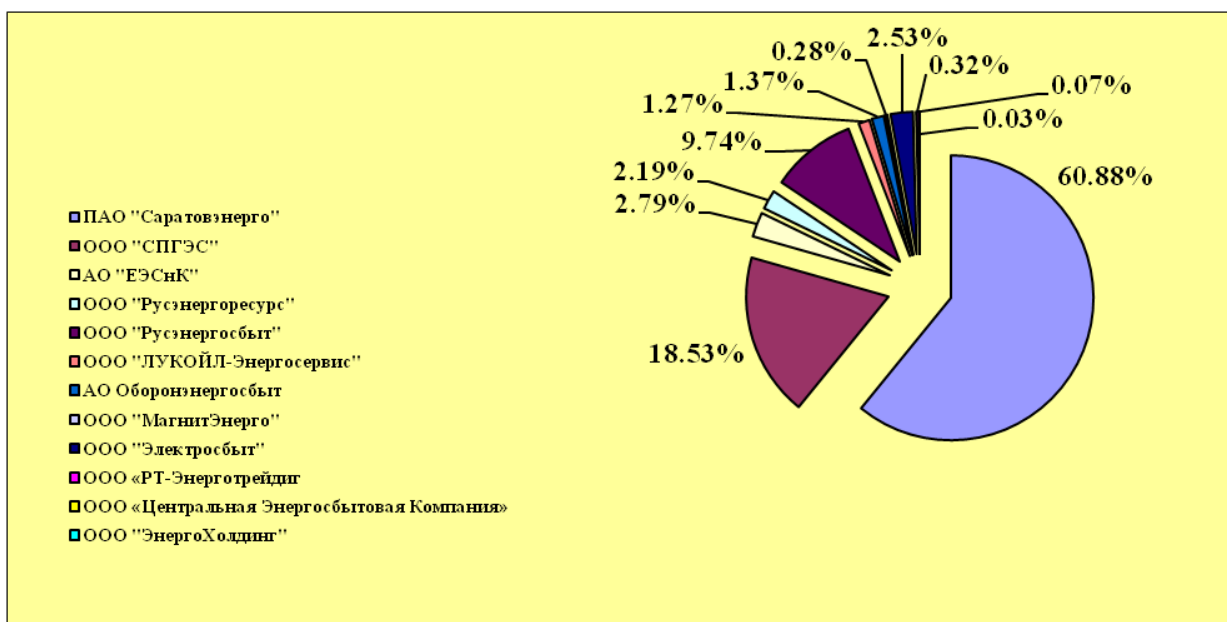


Рисунок 1.2 – Структура потребления крупных потребителей Саратовской ЭС

Электросетевой комплекс Саратовской энергосистемы предназначен для электроснабжения потребителей Саратовской области и транзита электрической энергии от Балаковской АЭС и Саратовской ГЭС в другие энергосистемы. При этом сложившаяся структура потребления электрической энергии имеет несколько иную зависимость. Правобережная часть энергосистемы (Саратовский и Балашовский энергорайоны) потребляет 56

процентов от общего потребления энергосистемы. Соответственно наибольшая нагрузка электросетевого комплекса наблюдается в Правобережной части энергосистемы [5].

«В соответствии с программой модернизации электросетевого комплекса сетевой компании, часть крупных понизительных подстанций данной части энергосистемы включены в план по реконструкции на 2018 год. При этом, одной из такой подстанцией является ПС 110 кВ «Балашов-город», так как устаревшее электрооборудование и схема ОРУ 110 кВ данной подстанции не соответствуют современным требованиям» [5]. Схема электрической части подстанции представлена на рисунке 1.3.

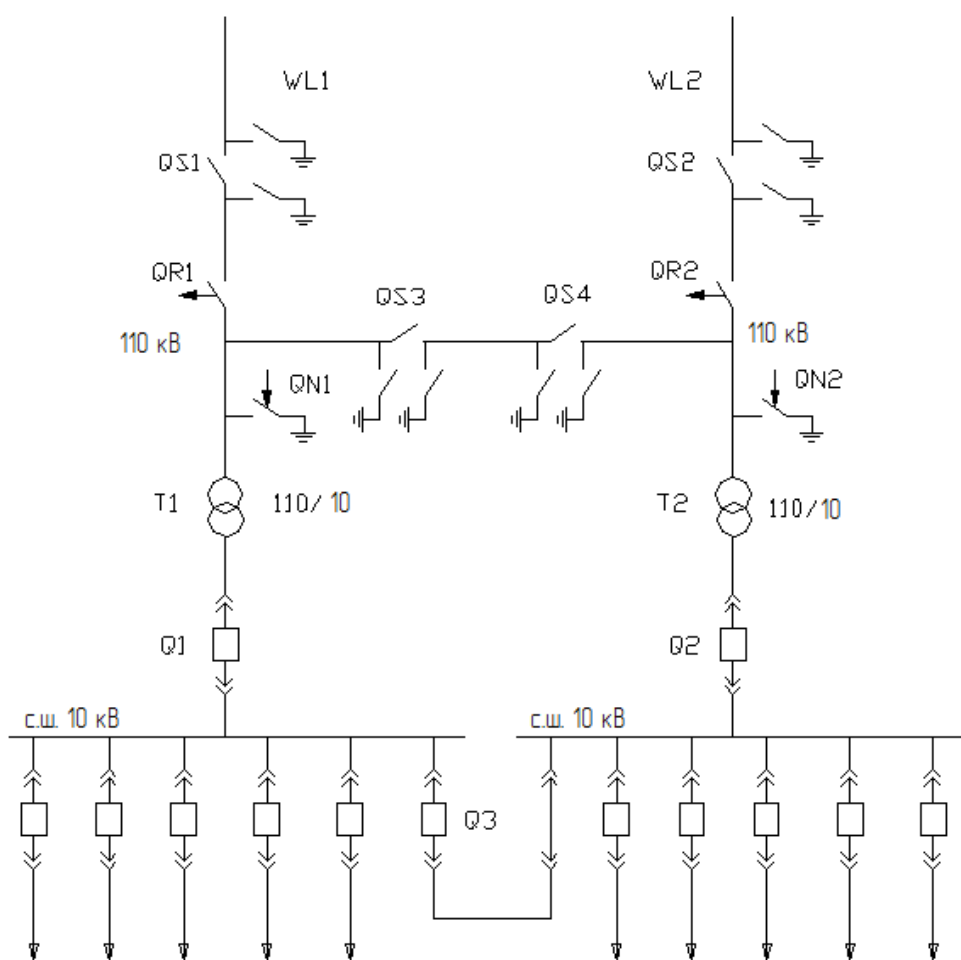


Рисунок 1.3 - Существующая схема ПС 110/10 кВ «Балашов-город»

Расположенная в восточной части г. Балашов Саратовской области, ПС 110/10 кВ «Балашов-город» действующая, которая введена в эксплуатацию с 1980 г. Подстанция предназначена для электроснабжения промышленных и



коммунально-бытовых потребителей. Данная подстанция эксплуатируется филиалом ПАО «МРСК Волги» «Северо-Восточного ПО» «Саратовские распределительные сети». ПС 110/10 кВ «Балашов-город», при этом собственником является Публичное акционерное общество «Россети».

«От понизительной подстанции питаются потребители I, II и III категории по надежности по кабельным (КЛ) и воздушным линиям (ВЛ) 10 кВ. Питание ПС осуществляется от двух одноцепных отпаечных ВЛ 110 кВ с диспетчерским наименованием «Балашов- 1» и «Балашов- 2»» [9].

Подстанция «Балашов-город» в своем составе имеет:

- распределительное устройство открытого исполнения (ОРУ) 110 кВ, которое выполнено по упрощённой схеме (№ 110-4) с отделителями в цепях трансформаторов и неавтоматической ремонтной перемычкой [26];

- распределительное устройство закрытого исполнения (ЗРУ) 10 кВ, для электроснабжения потребителей и вновь строящегося микрорайона.

К недостаткам существующей схемы можно отнести следующие:

1. Отсутствие ОПН.
2. Существующая схема распределительного устройства 110 кВ с отделителями и короткозамыкателями не отвечает современным требованиям надежности [16], поэтому необходимо ее заменить в соответствии с требованиями [26].
3. Высокая загрузка силовых существующих силовых трансформаторов в ремонтной схеме. [2].

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции необходимо реконструировать электрическую часть данной подстанции с заменой существующих силовых трансформаторов на трансформаторы мощностью 25 МВА.

## **1.1 Технические условия проектирования понизительной подстанции**

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции необходимо рассмотреть следующее:

- реконструкция ОРУ 110 кВ с заменой старых силовых трансформаторов ТДН-16000/110/10 на новые силовых трансформаторы Т1 и Т2 типа ТДН-25000/110.

- вместо разрядников в соответствии с ПУЭ [3] обязательна установка ОПН.

При выполнении работы использовались нормативные документы в соответствии со Списком используемых источников.

Все предусмотренное оборудование в рамках данной работы выбрано с учетом климатических условий и воздействия окружающей среды (защита от коррозии, гололеда, скорости ветра, молнии, землетрясений).

Согласно пункта 14 статьи 48.1 Градостроительного кодекса строительства Российской Федерации данная ПС 110/10 кВ не относится к особо опасным, технически сложным и уникальным объектам, в связи с этим к данной подстанции можно применять типовые технические решения, реализованные при строительстве и реконструкции аналогичных подстанций.

## 2 Перспективные нагрузки подстанции 110 кВ «Балашов-город»

Согласно техническим условиям по проектированию понизительной подстанции и плана поэтапного ввода мощности представленного в таблице 2.1:

Таблица 2.1 – План поэтапного ввода новой мощности к до 2021 подключаемой к ПС 110 кВ Балашов

Район застройки	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.
Ввод коммунальной нагрузки в восточном районе г. Балашов	1,5	2,5	2,5	5,5	5,5

На основании расчетов, проведенных в Схеме и программе развития энергосистемы Самарской области до 2021 [5] построим упорядоченный годовой график полной мощности, представленный на рисунке 2.1, подстанции «Балашов-город» учитывающий ввод потребителей до 2012 года. с учетом новых потребителей 2021 году.

Годовой график потребления представлен на рисунке 2.1.

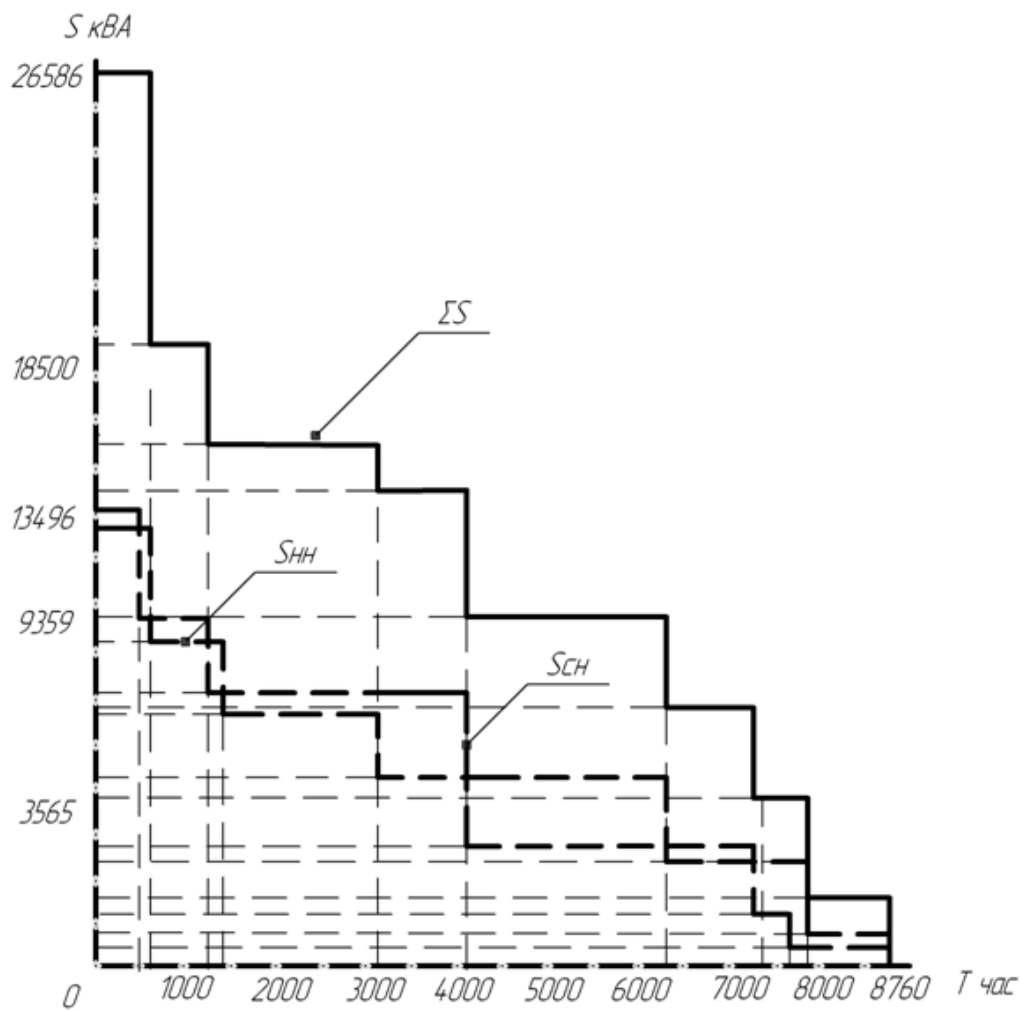


Рисунок 2.1 – Годовой график потребления мощности в 2021 году в день зимнего максимума

Таким образом данный выполним расчет квалификационной работе выбора мощности силовых трансформаторов, п.3.

### 3 Выбор силовых трансформаторов

В соответствии с утвержденными техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги» и техническим заданием, на ПС 110/10 кВ Балашов-город предусматривается установка двух новых силовых трансформаторов типа ТДН-25000/110/10 с РПН, в замен существующих ТДН-16000/110/10.

$$S_{\text{ном.Т}} = 25 \text{ МВА} \quad (3.1)$$

Нагрузка потребителей планируемых к питанию от ПС 110/10 кВ Балашов-город, на основании данных технических условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги», а так же на основании п.2 данной работы составляют не более 27 МВА по прогнозным данным на часы максимальных нагрузок 2021 года.

Исходя из вышеизложенного делаем вывод, что устанавливаемые силовые трансформаторы Т-1 и Т-2 ТДН-25000/110/10, при аварийном отключении одного из них, оставшийся в работе будет работать с допустимой 40% перегрузкой.

Загрузка силовых трансформаторов на понизительной подстанции должна находится в пределах от 0,5 до 0,7 [4], это связано, во-первых с уровнем потерь в трансформаторах исходя из их загрузки, во-вторых исключением повышенной нагрузки на изоляцию обмоток трансформатора во время перегрузки. Исходя из вышеперечисленного проверим коэффициент загрузки  $k_3^H$  для устанавливаемого трансформатора ТДН–25000/110/10.

$$0,5 \leq k_3^H \leq 0,7 \quad (3.2)$$

Для ТДН–25000/110/10:

$$k_3^H = \frac{S_{max}}{n \cdot S_T} = \frac{27}{2 \cdot 25} = 0,54$$

где « $S_{max}$  – максимальная мощность, МВА» [9];

$S_T$ – номинальная мощность трансформатора, МВА;

$n$  – количество трансформаторов, шт.

Исходя из вышеизложенного видно, что силовые трансформаторы марки ТРДН-25000/110/10 будут загружены оптимально.

Проведем технико-экономические расчеты условных затрат на установку новых силовых трансформаторов ТДН-25000/110/10 на ПС 110/10 кВ Балашов-город [7].

Таблица 3.1 – Справочная информация трансформаторов ТДН-25000/110/10

Конструктивное исполнение трансформатора	$S_{ном.Т.},$ МВА	ООО «Тольяттинский трансформатор» Данные завода производителя					
		$U_{ном}$ обмоток, кВ		$U_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	НН				
Трансформатор ТДН	25,0	115,0	10,5	10,5	120,0	19,0	0,23
Ориентировочная цена завода изготовителя: 13 000 000 руб.							

Уровень потерь в трансформаторе:

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

$$P'_x = 19 + 0,05 \cdot 57,5 = 21,8 \text{ кВт},$$

Величина потерь реактивной мощности:

$$Q_x = \frac{I_x(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т.}; \quad (3.4)$$

$$Q_x = \frac{0,23}{100} \cdot 25000 = 57,5 \text{ квар}.$$

Далее приведем значения потерь для различных режимов работы трансформатора ТДН-25000/110/10.

Уровень потерь в трансформаторе при короткозамкнутой вторичной обмотке:

По активной (полезной) мощности:

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н}; \quad (3.5)$$

$$P'_{к.н} = 120 + 0,05 \cdot 4593 = 350 \text{ кВт};$$

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.в}; \quad (3.6)$$

$$P'_{к.в} = 0 + 0,05 \cdot 327 = 16,35 \text{ кВт},$$

По реактивной мощности:

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.7)$$

$$Q_{к.в} = \frac{1,3125}{100} \cdot 25000 = 327 \text{ квар};$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{номТ}; \quad (3.8)$$

$$Q_{к.н} = \frac{18,375}{100} \cdot 25000 = 4593 \text{ квар},$$

где  $U_{к.в}$ ,  $U_{к.н_1}$ ,  $U_{к.н_2}$  – данные из выражений [4], по выражению (3.9, 3.10):

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.9)$$

$$U_{к.в} = 0,125 \cdot 10,5 = 1,3125 \text{ %};$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot u_{к.ВН-НН}; \quad (3.10)$$

$$U_{к.н} = 1,75 \cdot 10,5 = 18,375 \text{ %}.$$

Проведем расчет затрат:

$$I_3 = \Delta W_{nc} \cdot C_3; \quad (3.11)$$

$$I_3 = 1384178 \cdot 0,97 = 1342652 \text{ руб.},$$

где  $\Delta W_{nc}$  – потери электроэнергии в трансформаторах,  $\text{кВт}\cdot\text{ч}$ ;

$C_3$  – стоимость 1  $\text{кВт}\cdot\text{ч}$  электроэнергии,  $\text{руб}/\text{кВт}\cdot\text{ч}$ , данная величина берётся на основании актуальных данных о тарифах сбытовых компаний по уровню напряжения ВН.

Затраты приведенные  $Z_{np}$ :

$$Z_{np} = E_H \cdot K + I_o + I_3; \quad (3.12)$$

$$Z_{np} = 0,15 \cdot 13000000 + 1222000 + 1342652 = 4514652 \text{ руб.},$$

где затраты на оборудование подстанции составляют 13 000 000 руб.

Отчисления  $I_o$ :

$$I_o = p_{сум} \cdot K; \quad (3.13)$$

$$I_o = 0,094 \cdot 13000000 = 1222000 \text{ руб.},$$

Данные для расчета соответствуют «Сборнику укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК» [7].

На основании результатов технико-экономического расчета, затраты, приведённые на установку силового трансформатора типа ТДН-25000/110/10 составят более 4 млн. руб.



#### 4 Расчёт токов короткого замыкания для реконструируемой понизительной подстанции

Расчетные значения токов КЗ зависят в первую очередь от расчетной схемы, которая может быть выбрана на основании принятых технических решений разработчиком. Исходя из практического опыта, схемные решения утяжеляют, для того, чтобы выявить наихудшие условия режима работы электросети. Схемные решения влияют на величины сопротивлений в схемах замещения, даны величины зависят от установленного оборудования в электросети, а также от схемы соединения токопроводящих элементов. Все это накладывает повышенные требования к выбору расчетных схем для расчетов токов короткого замыкания [15].

Приведем типовую схему замещения для расчетов токов КЗ ПС 110/10 кВ Индустриального парка, рисунок 4.1.

На рисунке 4.1 приведена схема замещения ПС 110/10 кВ Балашов-город.

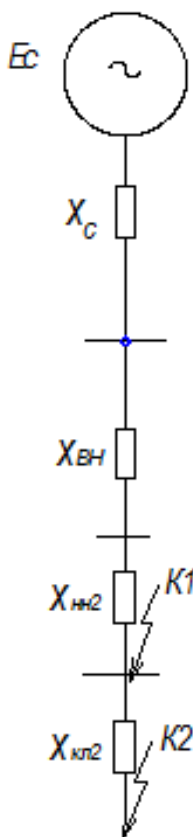


Рисунок 4.1 – Расчетная схема сети 110 и 10 кВ для расчета токов КЗ

Все параметры элементов электрической сети определяются конструктивными особенностями и внутренними сопротивлениями на основании имеющихся паспортных данных предварительного выбранного оборудования [18]:

Система:  $U_H = 110 \text{ кВ}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_{КЗ} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

ВЛ:  $x_{y\partial 1} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 10 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 110 \text{ кВ},$

$x_{y\partial} = 0,42 \text{ Ом/км}, l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}, U_H = 10 \text{ кВ}.$

Трансформатор:  $S_H = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}, S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

«В схеме замещения  $Z_C$  – сопротивление системы включает в себя сопротивление силовых трансформаторов, установленных элементы энергосистемы, не входящие в состав ПС 110/10 кВ, так называемые элементы внешней системы электроснабжения» [18].

«Рассчитываем ток КЗ на шинах 110 кВ, при питании от внешней системы электроснабжения» [18]:

«Сопротивление системы определяем по формуле» [18]:

$$x_{*b,c} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\kappa}}; \quad (4.1)$$

«Рассчитываем сопротивление системы» [18]:

$$x_{*b,c} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о.е.}$$

«Рассчитываем сопротивление трансформатора согласно номинальным данным» [18]:

$$x_{*b,T_e} = \frac{U_{\kappa\bar{o}},\%}{100} \frac{S_{\bar{o}}}{S_{\text{номТ}}} \quad (4.2)$$

$$x_{*б,Тв} = \frac{1,3125}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 0,41$$

$$x_{*б,Тн} = \frac{U_{к.н1}, \%}{100} \cdot \frac{S_{б}}{S_{номТ}} \quad (4.3)$$

$$x_{*б,Тн} = \frac{18,375}{100} \cdot \frac{1000}{25} = 5,74 .$$

«Рассчитаем сопротивление ВЛ 110 кВ питающей подстанцию от внешней системы электроснабжения» [18]:

$$x_{*б,л} = x_{уд} l \frac{S_{б}}{U_{cp}^2}; \quad (4.4)$$

$$x_{*б,л} = 0,4 \cdot \frac{8,34}{2} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,13 ,$$

где  $U_{к.в} = 1,314 \%$  ,  $U_{к.н} = 18,375 \%$  – (для трансформатора  $S_{ном} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ).

«Для ПС 110 кВ ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на шинах ВН составит» [18]:

$$x_{*рез(б)} = x_{*б,с} + x_{*б,л}; \quad (4.5)$$

$$x_{*рез(б)} = 0,2 + 0,13 = 0,33 .$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К1 определим базисный ток на шинах ВН подстанции 110/10 кВ Балашов-город, который будет равен» [18]:

$$I_{б} = \frac{S_{б}}{\sqrt{3} \cdot U_{б}} \quad (4.6)$$

$$I_{б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА} .$$

«Значение апериодической составляющей тока короткого замыкания в начальный момент времени» [18]:

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

$$I_{n,o}^3 = \frac{1}{0,15} \cdot 5,02 = 7,54 \text{ кА}.$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з.» [18]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial}; \quad (4.8)$$

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,57 \cdot 1,8 = 19,2 \text{ кА},$$

«где  $k_{y\partial} = 1,8$  –ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 110 кВ в точке короткого замыкания, определенный как  $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$ » [18].

Базисное сопротивление в точке К2 составит:

$$x_{*рез(\bar{b})} = x_{*\bar{b},c} + x_{*\bar{b},л} + x_{*\bar{b},T_6} + x_{*\bar{b},T_{H1,2}} + x_{*\bar{b}} = 0,2 + 0,13 + 0,41 + 5,74 + 3,53 = 10,01.$$

«Для приведения тока трехфазного КЗ в точке К2 определим базисный ток на шинах ВН подстанции» 110/10 кВ Балашов-город [18], который будет равен:

$$I_{\bar{b}} = \frac{S_{\bar{b}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\bar{b}}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 57,8 \text{ кА}.$$

«Пользуясь схемой замещения сети, для расчета токов КЗ рассчитаем значение аperiodической составляющей тока короткого замыкания» [18] в начальный момент времени в точке К2:

$$I_{n,o}^3 = \frac{E''_{*b}}{x_{*рез(b)}} \cdot I_b = \frac{1}{10,01} \cdot 57,8 = 5,7 \text{ кА}.$$

«Исходя из полученных результатов определим ударный ток короткого замыкания для определения наиболее тяжелого режима к.з. при трехфазном к.з. в точке К2» [18]:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n,o} \cdot k_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 5,7 \cdot 1,96 = 33 \text{ кА},$$

«где  $k_{y\partial}=1,96$  – ударный коэффициент, определенный из соотношения активного сопротивления к реактивному на шинах 10 кВ в точке короткого замыкания определенный как  $k_{уд} = 1 + e^{-\frac{0,01}{T_a}}$  » [18].

Данные расчетов токов к.з. сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные расчета токов к.з для ПС 110/10 кВ Балашов-город

Шины	Место КЗ	U <sub>н</sub> , кВ	K <sub>уд</sub>	I <sub>КЗ ВН</sub> <sup>110</sup> , кА	I <sub>КЗ НН</sub>	i <sub>уд</sub> , кА
ВН	К1	115	1,8	7,54	-	19,2
НН	К2	10	1,96	-	12,97	33

Токи короткого замыкания оказывают разрушительное действие на электрооборудование электрических сетей, самым опасным является ток трех фазного короткого замыкания, при возникновении, которых могут произойти аварийные ситуации в энергосистеме, при этом они могут носить как локальный так и системный характер. Масштаб аварийных ситуации в

результате 3х фазного тока КЗ зависит от комплекса мероприятий выполненных в электрических сетях для отключения поврежденного участка цепи. К данным мероприятиям относятся как установка необходимого комплекта защит РЗА с отключающим воздействием на коммутационную аппаратуру (высоковольтные выключатели), так и комплекс противоаварийной автоматики устанавливаемых на системообразующих подстанциях повышающих/понижающих и электростанциях [20].

«Еще один фактор, который необходим при расчете токов короткого замыкания, это выявления районов в энергосистемах с высокими значениями ТКЗ, так как устанавливаемое коммутационное оборудование (высоковольтные выключатели) имеют предел по отключающей способности ТКЗ, и соответственно в таких районах необходимо прорабатывать специальные мероприятия по ограничению величин токов короткого замыкания. К таким мероприятиям относят последовательность оперативных переключений, а также схемно-режимные решения» [20].

По полученным результатам проведем выбор и компоновку оборудования электрической части понизительной подстанции. Также на основании полученных значений токов короткого замыкания, можно сделать вывод, что расположение подстанции в энергосистеме Республики Мордовия находится вне зоны с предельными токами короткого замыкания, что существенно упрощает процесс выбора коммутационного оборудования, так как значение ударного тока не превышает 40 кА (стандартное предельная возможность отключения токов короткого замыкания выключателями) и соответственно, не требуются специальная проработка мероприятий по снижению токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ.

## 5 Выбор оборудования электрической части ПС 110/10 кВ Балашов-город

Согласно [26] рекомендовано в данной работе рассматривались следующие схемы РУ 110 кВ [26]:

1. №110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [26].

2. №110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии» [26].

3. №110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов» [6].

Для организации указанных схем нужно следующее количество выключателей и разъединителей, которое представлено в таблице 2.1.

Таблица 2.1 – Количество выключателей и разъединителей для соответствующих схем

№ п/п	Схема	Кол-во выключателей	Кол-во разъединителей	Относительная стоимость, уд.ед.
1	№110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии»	2	8	100
2	№110-5Н «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линии»	3	10	125
3	№110-5АН «Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов»	3	10	125

Согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008 «Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения» рекомендовано применение схем:

Так как ПС 110/10 Балашов-город тупиковая, то окончательно принимаем схемы РУ:

- Схема РУ-110 кВ: схема 110-4Н - с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов.

РУ-110 кВ выполняется открытого типа с отдельно стоящим оборудованием.

Для организации питания собственных нужд на подстанции будут устанавливаться два ТСН, мощность которых будет определена в данной работе.

Таким образом исходя из выбранной схемы ОРУ -110 кВ и результатов расчета токов короткого замыкания, в соответствии с ПУЭ [3] и техническими требованиями [24] выберем компоновку оборудования ОРУ – 110 кВ

### 5.1 Условия выбора оборудования

Согласно требованиям ПУЭ [4], проведем расчет номинального длительного тока:

$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \text{ А}, \quad (5.1)$$
$$I_{\max}^{\text{ВН}} = 1,4 \cdot \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 110} \cdot 10^3 = 177,15 \text{ А},$$

Длительный ток на стороне НН:

$$I_{\max}^{\text{НН}} = \frac{S_{\max}}{\sqrt{3} \times U_{\text{НН}}}, \text{ А}, \quad (5.2)$$



$$I_{\max}^{\text{HH}} = \frac{25,0}{\sqrt{3} \times 10} \cdot 10^3 = 1948 \text{ A.}$$

На первоначальном этапе проведем выбор элегазовых выключателей.

## **5.2 Выбор элегазовых выключателей для компоновки ОРУ 110 кВ**

«Выключатель выбирается исходя из сопоставления его параметров, которые подтверждены в ходе испытаний высоковольтных испытаний заводом изготовителем с характеристиками сети в месте установки выключателя в нормальных и аварийных режимах» [11].

«Выключатели выбирают по номинальным параметрам» [9].

«Проверяют на термическую и динамическую стойкость» [12].

«Определяем максимальный ток, протекающий через выключатель в аварийном или ремонтном режиме» [9]:

Выбираем к установке:

- Баковый выключатель ВГБ-110-40/2000У1, представлен на рисунке 5.1.

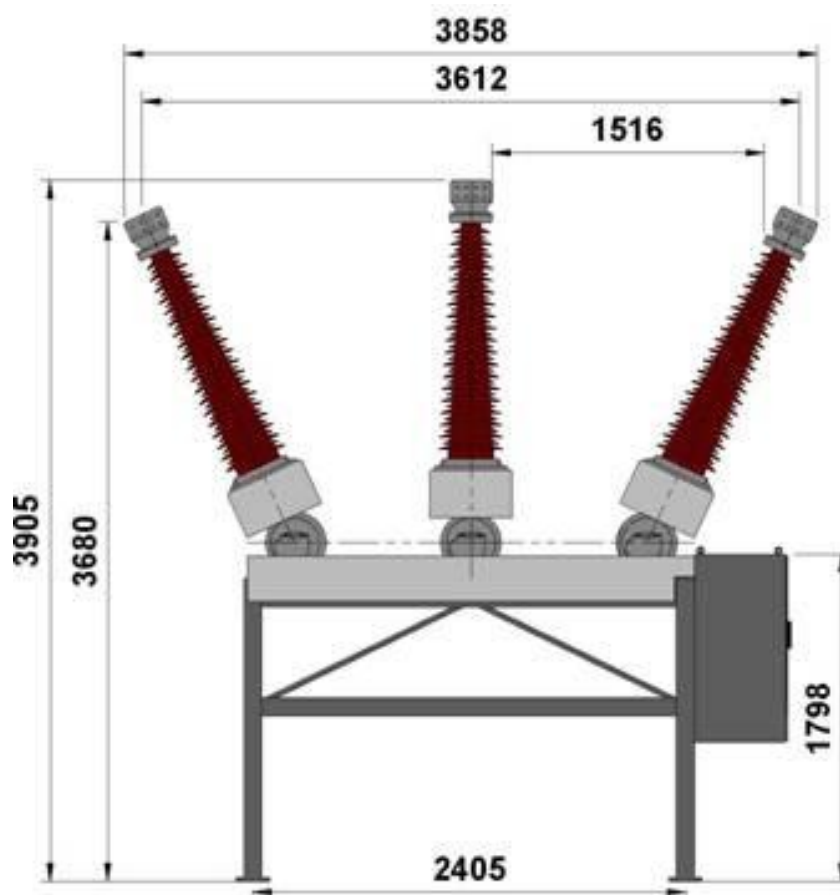


Рисунок 5.1 – Габаритные размеры бакового выключателя ВГБ-110-31,5/1000 У1

Исходя из выше приведенных технических характеристик элегазовых выключателей выберем ВГБ-110-40/1600У1.

Условие проверки на стороне ВН:

$$i_{\text{макс}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (5.3)$$

$$I_{\text{Т.С}}^2 \times t_{\text{Т.С}} \geq I_{\text{к}}^2 \times t_{\text{к}}, \quad (5.4)$$

Таблица 5.1 – Расчётные значения при выборе ЭВ 110 кВ

Условия выбора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{\text{нр}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ	115 кВ

Продолжение таблицы 5.1

$I_{рн} > I_{расч}$	177,15 А	2000 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к},$	15,2 кА <sup>2</sup> с	102 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{пр.с},$	19,2 кА	40 кА

### 5.3 Выбор разъединителей для компоновки ОРУ 110 кВ

В соответствии с техническими требованиями [7] комплектуем ОРУ-110 кВ разъединителями.

«Разъединители применяются для отключения и включения цепей без тока и создания видимого разрыва цепи в воздухе. Между силовыми выключателем и разъединителем должны предусматриваться механическая и электромагнитная блокировки, не допускающие отключения разъединителя при включенном выключателе, когда в цепи протекает ток нагрузки» [10].

Таблица 5.2 – Условия выбора разъединителя типа РГН.2-110.П/1000-40 УХЛ1

Условия выбора разъединителя для ОРУ-110 кВ	Расчетные данные в соответствии с п.5.3-5.10	Технические характеристики разъединителя
$U_{нр} > U_{ном}$	110 кВ	115 кВ
$I_{рн} > I_{расч}$	177,15 А	1000 А
$I_{Т.С}^2 \times t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \times t_{к},$	15,2 кА <sup>2</sup> с	100 кА <sup>2</sup> с
$i_y < i_{пр.с},$	19,2 кА	100 кА

Выбранный разъединитель соответствует всем требованиям.

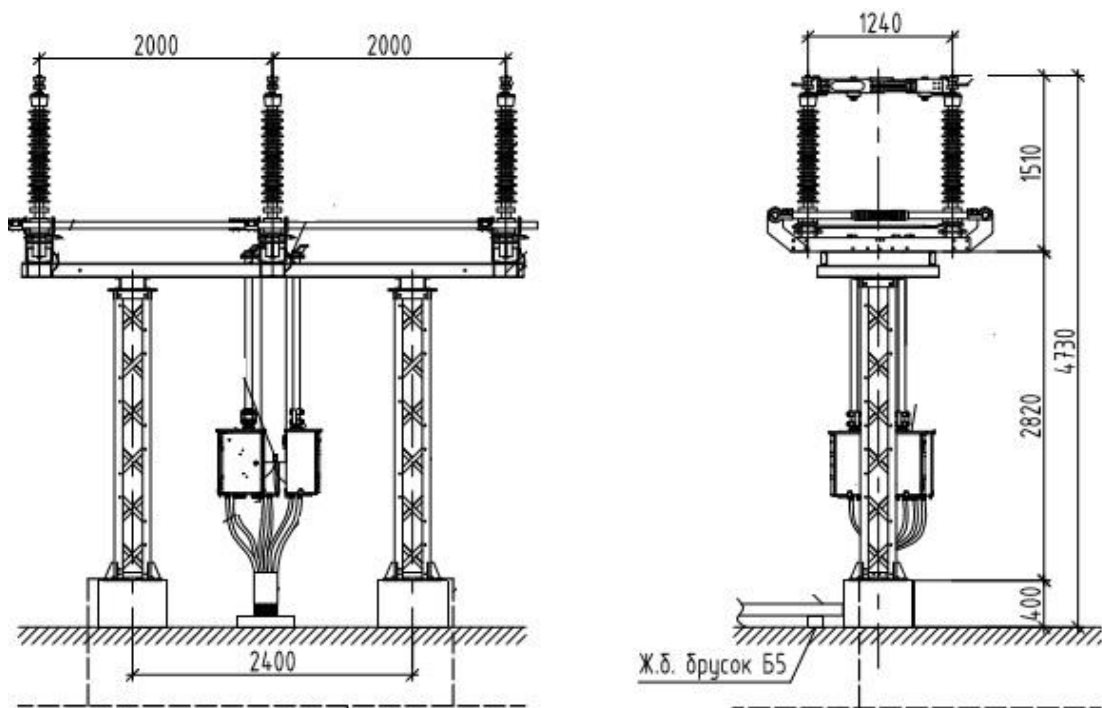


Рисунок 5.2 – Разъединитель распределительного устройства 110 кВ

#### 5.4 Компоновка ОРУ трансформаторами тока 110 кВ

«Измерительными трансформаторами тока (ТТ) называются трансформаторы, предназначенные для преобразования тока для безопасного и удобного значения, используемого средствами защиты и измерения» [16].

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.

Трансформаторы тока выбираем по следующим параметрам:

По напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (5.5)$$

По рабочему максимальному току:

$$I_{\text{уст}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (5.6)$$

«Номинальный ток ТТ подбираем к рабочему току электроустановки» [16].

По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} \leq i_{дин}, \quad (5.7)$$

Электродинамическую стойкость шинных ТТ определяем устойчивостью самих шин РУ;

По термической стойкости:

$$W_K \leq I_{тер}^2 \times t_{тер}, \quad (5.8)$$

«Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется по номинальным параметрам» [1].

Таблица 5.3 – Условия выбора ТТ

Расчетные данные	Паспортные данные	Условия выбора
Номинальное напряжение		
110 кВ	126 кВ	$U_{нр} > U_{ном}$
Длительный номинальный ток		
177 А	100-200-400 А	$I_{рн} > I_{расч}$
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
15,2 кА <sup>2</sup> с	63 кА <sup>2</sup> с	$I_{Т.С}^2 \cdot t_{Т.С} \geq I_{к}^2 \cdot t_{к}$
Номинальный ток динамической стойкости		
19,2 кА	40 кА	$i_y < i_{нр.с}$



Рисунок 5.4 – ТОГФ – 110 – 400-200-100/5

Компонуем ОРУ 110 кВ трансформаторами тока различной конструкции.  
«Проверим ТТ по вторичной нагрузке» [9]:

По вторичной нагрузке:

$$Z_{2\text{нагр}} \leq Z_{2\text{ном}}, \quad (5.7)$$

«где  $Z_{2\text{нагр}}$  — вторичная нагрузка ТТ;  $Z_{2\text{ном}}$  — номинальная допустимая вторичная нагрузка ТТ в выбранном классе точности.» [12].

Вторичная нагрузка ТТ [11] не превышает допустимого уровня.

В соответствии с ПУЭ [4]:

$$r_{2\text{пр.доп}} = \frac{30 - 0,3}{5^2 - 0,05} = 1,138 \text{ Ом,}$$

$$S_{\text{каб}} \geq \frac{105}{57 \times 1,138} = 1,6 \text{ мм}^2$$

Сечения жилы кабеля составит 2,5 мм<sup>2</sup>.

Таблица 5.4 – Условия выбора ТТ в классе напряжения 110 кВ и 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
Номинальное напряжение		
$U_{\text{уст}} > U_{\text{ном}}$	110 кВ 10 кВ	110 кВ 10 кВ
Длительный номинальный ток		
Силовой трансформатор $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ , в линии 110 кВ	177 А	300/5 А
Силовой трансформатор $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ , в линии 10 кВ	2430 А	3000/5 А
Секционный выключатель $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ , в линии 110 кВ	354 А 2430	400/5 А 3000/5 А
Секционный выключатель $I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном}}$ , в линии 10 кВ		
Номинальный ток динамической стойкости:		
$i_{\text{y}} \leq i_{\text{дин}}$	38,3 кА	63 кА
Номинальный тепловой импульс (термическая стойкость)		
$B_{\text{K}} \leq I_{2\text{тер}} t_{\text{тер}}$	9,2 кА <sup>2</sup> с	2883 кА <sup>2</sup> с

С сечением жилы кабеля составит 2,5 мм<sup>2</sup>.

## 5.6 Выбор ТН для компоновки ОРУ 110 кВ

«Для измерения напряжения, а также для защиты, автоматики и средств учёта электроэнергии Трансформаторы напряжения (ТН)», [22]. ТН установим однофазные, в каждую фазу по одному ТН.

ОРУ-110 кВ комплектуем трансформатором напряжения марки НКФ-110-83 (АО ХК «Электрозавод») [20].

Вторичная нагрузка трансформатора напряжения составит  $S_{2\Sigma} = 19,8 \text{ В}\cdot\text{А}$ .

### 5.7 Выбор ОПН для РУ 110 кВ

При выборе ОПН для ОРУ-110 кВ руководствовались типовыми техническими решениями [19] и каталогом электрооборудования «Электрощит» [17].

Таблица 5.8 - Технические данные ограничителей перенапряжения на 110 кВ

По условию параметров сети	По условию технических характеристик ОПН
ОПНН-110/82/10/40 УХЛ1	
Класс напряжения сети, кВ	
110	121
Номинальное напряжение ОПН, кВ	
115	115
Номинальный разрядный ток, кА	
10	40

### 5.8 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 10 кВ

В соответствии с Типовыми техническими решениями для подстанций 6-110 кВ [24] будет установлено оборудование КРУ 10 кВ с ячейками СЭЩ.

Применение данных ячеек обеспечит соответствует требованиям [24]. Также данные ячейки соответствуют не только всем современным техническим и технологическим требованиям, а также имеют высокую степень защиты оперативно-ремонтного персонала от ошибочных действий, что обеспечивает высокую степень безопасности, при этом наглядная мнемоническая схема, выполненная в данных ячейках, позволяет визуально определить оперативное положение коммутационных аппаратов, что является одним из преимуществ данного электрооборудования в эксплуатации.



## **6 Мероприятия по обеспечению требуемого уровня напряжения в сети 10 кВ**

Согласно нормам ПУЭ уровень напряжения на шинах подстанций с рабочим напряжением от 3 до 20 кВ, должно поддерживаться на уровне 105 % от номинального значения в период максимума нагрузок и не выше 100% в режиме минимума нагрузок, а в нормальном режиме работы электросети 10 кВ, уровень напряжения, должно находиться в пределах ( $\pm 5$ ) % от номинального напряжения сети [3].

Так, как напряжение на шинах 121 кВ должно поддерживаться 1,05 % номинального напряжения то в конце линии напряжение не должно быть ниже 0,95 % номинального напряжения, и соответствует 115 кВ. Для поддержания необходимого уровня напряжения на шинах 10 кВ подстанции 110/10 кВ Балашов-город предусмотрена установка на силовых трансформаторах обмотка РПН, которая за счет изменения количества обмоток по стороне 110 кВ обеспечивает требуемое значение напряжения в распределительной сети 10 кВ г. Балашов.

Терминал АРКТ подключается к трансформаторам напряжения стороны 10 кВ, по которой ведется регулирование. Для контроля токов перегрузки по стороне 10 кВ, терминал АРКТ имеет аналоговый вход, к которому подключается одна фаза трансформатора тока ВВ-10 кВ, и одна фаза трансформатора тока СВ-10 кВ.

При перегрузке трансформатора по стороне ВН, АРКТ принимает от основной защиты трансформатора сигнал "Блокировка РПН". При перегреве трансформатора на устройство РЗиА поступает сигнал от датчика температуры на трансформаторе и АРКТ блокируется. Кроме того, действие АРКТ блокируется при отключенном выключателе ВВ-10 кВ.

## **7 Выбор релейной защиты и автоматики**

### **7.1 Микропроцессорная релейная защита**

Выбор принципов и типов устройств РЗА осуществлён в соответствии с:

- правилами устройства электроустановок;
- СТО 56947007-29.240.10.028-2С09 «Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 35-750 кВ»;
- РД 34.20.116-93 «Методические указания по защите вторичных цепей эл. станций и ПС от импульсных помех»;
- РД 34.20.116-93 «Общие технологические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем РД 34.20.116-93»;
- современной номенклатурой устройств РЗА.

Определяющим при выборе принципов и типов устройств РЗА является выполнение основных требований, предъявляемых к их функционированию (селективность, быстрдействие, чувствительность и надёжность), а также выполнение действующих нормативных и директивных документов.

Оперативный ток постоянный 220 В. Для питания терминалов защит и организации оперативного тока для МП устройств, предусматривается установка щита постоянного тока с двумя зарядно-выпрямительными устройствами, двумя шкафами распределения оперативного тока и одной аккумуляторной батареей.

Контрольные кабели прокладываются в железобетонных лотках, а также в металлических лотках по блокам КТПБ. Все прокладываемые контрольные кабели применяются типа КВВГЭнг-LS и для освещения, обогрева и т.д. ВЗГнг-LS. Кабель вторичных цепей трансформатора напряжения 110 кВ применяется типа КВБбШвнг-LS, имеет металлическую броню и заземлен с двух сторон.

Требования к вторичным цепям:

- обеспечивается требуемая точность учета электроэнергии (исключена перегрузка измерительных трансформаторов и т.п.);

- подключение токовых обмоток электросчётчиков к вторичным обмоткам трансформаторов тока выполняется отдельно от цепей релейной защиты и автоматики, при включении измерительных приборов обеспечивается симметричная нагрузка;

- потери напряжения в цепи "трансформатор напряжения - электросчётчик" не превышает 0,25% номинального вторичного напряжения трансформатора напряжения;

- подключение приборов учёта к трансформаторам напряжения осуществляется через дополнительную вторичную обмотку отдельными кабелями на каждую секцию.

Общие технические требования к шкафам и микропроцессорным терминалам РЗА:

Микропроцессорные терминалы РЗА удовлетворяют следующим общим требованиям:

«Терминалы имеют порты связи, обеспечивающие дистанционное управление и обмен информацией при их интеграции в систему АСУ ТП подстанции, местную светодиодную сигнализацию и контактную сигнализацию действия на "отключение" и неисправности. Терминалы осуществляют определение и отображение электрических параметров защищаемого объекта, регистрацию событий, цифровое осциллографирование аналоговых и дискретных сигналов с хранением в энергонезависимой памяти, сигнализацию состояния и функционирования терминала. Обеспечена возможность включения МП терминалов РЗА в существующие системы подстанционного управления и контроля» [17].

Терминалы имеют стандартные международные протоколы обмена данными.

Терминалы имеют русифицированные интерфейсы.

В данной работе рассматривается оснащение микропроцессорными (МП) устройствами всех элементов понижающей ПС 110/10 кВ Балашов-город.

Таблица 7.1. - Состав НКУ

Наименование НКУ	Количество и тип	Тип установленного терминала	Место установки НКУ	Защиты и автоматика	Примеч.
Шкаф защиты и автоматике трансформатора	ШЭРА-Т-4002	Sepam 1000+ T87	ОПУ (F2, F4)	ДЗТ, ДТО, ГЗ Т, ГЗ РПН Т, ЗП ВН, МТЗ ВН, МТЗ НН, охлаждение	-
		Sepam 1000+ T87		МТЗ ВН, ГЗ, АУВ, УРОВ	-
		Sepam		МТЗ НН/У, АУВ, ЛЗШ, УРОВ	-
		Sepam		АРКТ	-
Шкаф ЦС	ШЭРА-ЦС-2001	Sepam	ОПУ (Н1)	-	-
Шкаф защиты СВ-10 кВ и ТН-10 кВ	ШЭРА-С10-3001	Sepam	ОПУ (F3)	МТЗ СВ, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
		Sepam		ЗМН	-
Шкаф АЧР	ШЭРА-АЧР-2002	Sepam	ОПУ (F5)	АЧР, ЧАПВ	-
Панель организации питания ОБР, реле-повторители давления элегаза, ТН-110 кВ, контроль уровня воды в маслосборнике	Нетиповая	Sepam	ОПУ (А6)	-	-
Шкаф защиты линии 10 кВ	Нетиповой	Sepam 1000+	ЗРУ-10 кВ (в ячейках ВЛ-10 кВ)	МТЗ, ТО, АУВ, УРОВ, ЛЗШ	-
Шкаф дуговой защиты РУ-10 кВ	-	Sepam 1000+	ЗРУ-10 кВ	ЗДЗ	-

## 7.2 Расчёт уставок защиты трансформатора

Защита и автоматика силовых трансформаторов на подстанции выполнена на базе нетиповых шкафов производства ООО «СамараЭнергоМонтаж» с микропроцессорными терминалами Seram 1000+ T87, Seram 1000+ T81.

Основная защита силовых трансформаторов выполнена на базе микропроцессорных терминалов Seram 1000+ T87 и содержит следующие функции:

- измерение фазных токов;
- измерение линейного и фазного напряжения;
- измерение частоты;
- дифференциальную токовую защиту трансформатора 87Т;
- МТЗ высшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ низшей стороны трансформатора с возможностью комбинированного пуска по напряжению 50/51;
- МТЗ от замыканий на землю с действием на сигнал 50N/51N;
- защиту от перегрузки по стороне 110/10 кВ с действием на сигнал;
- УРОВ ВН трансформатора 50BF.

Электрическая нагрузка (максимальная) силового трансформатора –  $S_{\text{нагр. max}} = 27 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

## 7.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Требования к выполнению защиты трансформаторов.

Согласно ПУЭ, для трансформатора устанавливаем следующие защиты:

- Основной защитой силового трансформатора от всех видов токов КЗ, выбираем – дифференциальную защиту трансформатора (ДЗТ);
- Резервную защиту от внутренних повреждений – токовая отсечка (ТО);

– Резервную защиту от внешних токов КЗ – максимальную токовую защиту (МТЗ);

– Защиту от перегрузки.

Исходя из рекомендаций завода изготовителя определим на стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ТТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}} \quad (7.1)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078,$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя на стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ТТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}},$$

$$K_{B2} = \frac{3000}{2936,05} = 1,022, \quad K_{B2} = 1,02.$$

В соответствии с рекомендациями завода изготовителя уставки по току находятся:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,08} = 4,63 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = \frac{5 \cdot 1,0}{1,02} = 4,91 \text{ А.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9 \text{ А.}$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя ток срабатывания:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}},$$

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{4,6 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 159,54 \text{ A.}$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.\text{min}}^{(2)}}{I_{СР.ТО}},$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)};$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 1168 = 1010 \text{ A};$$

$$k_{\times} = \frac{1010}{159,64} = 6,33 > 2.$$

В соответствии с методикой расчета завода изготовителя уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I^{ДО} \cdot \text{СР}}{K_{В_1}};$$

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,08} = 27,78 \text{ A. } I_{УСТ.ВН}^{ДО} = 28 \text{ A.}$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I^{ДО} \cdot \text{СР}}{K_{В_2}};$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 \text{ A.}$$

$$I_{уст.нн}^{до} = 30 \text{ А.}$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{сз.вн}^{до} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ А.}$$

По известному значению тока трехфазного КЗ в минимальном режиме в точке К1 найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{K1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ А ;}$$

$$k_{с} = \frac{2041}{971,09} = 2,11 \geq 1,5.$$

Первая ступень отсечки шкафа защит удовлетворяет требованиям.

#### **7.4 Основная и резервная защита линий 110 кВ**

Защита и автоматика управления линиями 110 кВ выполнена на базе типовых шкафов производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 085/205 (основная защита линии) и ШЭ2607 021 (резервная защита линии).

Основная защита линий 110 кВ содержит высокочастотную и релейную части.

Релейная часть защиты выполнена на базе терминала БЭ2607 V085.

Направленная ВЧ защита нулевой последовательности (ВЧБ).

В терминале БЭ2607 V081 реализована функция блокировки при неисправностях в цепях напряжения. БНН реагирует на обрыв одной, двух и трех фаз напряжений «звезды» или «разомкнутого треугольника». БНН срабатывает при снижении любого из фазных напряжений на величину 10 В



при всех остальных поданных номинальных величинах напряжений «звезды» и «разомкнутого треугольника».

### **7.5 Основная и резервная защита ошиновки 110 кВ**

Защита ошиновки 110 кВ выполнена на базе типового шкафа производства ООО НПП «ЭКРА» - ШЭ2607 051051.

Шкаф ШЭ2607 051051 состоит из двух одинаковых комплектов. Каждый комплект содержит все необходимый комплект защит указанных в п.7.1 данной работы.

## 8 Расчёт защитного заземления ПС 110 кВ Балашов-город

Выполним расчет контура заземления ПС 110/10 кВ Балашов-город, при этом будем использовать исходные данные для расчета из таблицы 8.1.

Таблица 8.1- Исходные данные для расчета заземления

Необходимый параметр	Единицы измерения	Данные параметра
Длина стержня	м	$L = 10$
Диаметр стержня	м	$d = 0.012$
Удельное сопротивление грунта	Ом·м	$\rho = 100;$
Сопротивление заземления	Ом	$R_3 = 0,5$
Глубина заложения полосы	м	$t=0.7$
Периметр участка	м	$l=208$

1. Сопротивление одного стержня:

$$R_C = \frac{\rho_{РАСЧ}}{2\pi l} \cdot \left( Ln \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \cdot Ln \frac{4 \cdot t' + l}{5 \cdot t' - l} \right) =$$
$$= \frac{125}{2\pi \cdot 10} \cdot \left( Ln \frac{2 \cdot 10}{0.012} + \frac{1}{2} \cdot Ln \frac{4 \cdot 5,7 + 10}{5 \cdot 5,7 - 10} \right) = 15,32 \text{ Ом}$$

где  $\rho_{РАСЧ} = \rho \cdot K_C = 100 \cdot 1.25 = 125 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  - расчетное сопротивление грунта;

$K_C = 1.25$  – коэффициент сезонности

$t' = t + 0.5 \cdot L = 0.7 + 0.5 \cdot 10 = 5,7 \text{ м}$  - приведённая длина заложения.

2. Необходимое количество стержней:

$$n_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15,32}{0,5 \cdot 0,55} = 56 \text{ шт}$$

где  $\eta_c = 0,55$  – коэффициент использования стержня;

3. Сопротивление заземляющей полосы:

$$r_{II} = \frac{\rho_{расч}}{2\pi l} \cdot \left( Ln \frac{2l^2}{bH} \right) = \frac{125}{2 \cdot \pi \cdot 230} \cdot \left( Ln \frac{2 \cdot 230^2}{0,04 \cdot 0,72} \right) = 1,31 \text{ Ом}$$

4. Сопротивление заземляющей полосы в контуре:

$$R_{II} = \frac{r_{II}}{\eta_{II}} = \frac{1,31}{0,8} = 1,63 \text{ Ом}$$

где  $\eta_{II} = 0,8$  – коэффициент использования протяженных заземлителей;

5. Необходимое сопротивление вертикальных заземлителей:

$$R = \frac{R_{II} \cdot R_3}{R_{II} + R_3} = \frac{1,63 \cdot 0,5}{1,63 + 0,5} = 0,38 \text{ Ом}$$

6. Уточнение количества стержней:

$$\eta_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_c} = \frac{15,32}{0,38 \cdot 0,55} = 80 \text{ шт}$$

Таким образом, для заземления проектируемого объекта необходимо 80 стержня.

Для заземления нового оборудования и улучшения электромагнитной обстановки на ПС (далее ЗУ ПС, заземлитель) устанавливаем горизонтальные электроды и заземляющие спуски оборудования.

Каждый лежень (фундамент) нового оборудования, портала должны иметь свой заземляющий спуск. Заземляющие спуски выполняются из полосовой стали 40х5 мм.

Тонкостенные кабельные лотки, устанавливаемые на заземленных конструкциях оборудования 110 кВ дополнительно заземлять не требуется. При установке таких лотков необходимо обеспечить их электрическую связь с металлоконструкциями оборудования.

Для снижения напряжения прикосновения на всей площадке ПС выполняется подсыпка щебня слоем толщиной 0,2м.

По произведённым расчётам, применяем для заземляющего контура ПС 110/10 кВ, с глухо заземляющей нейтралью трансформаторов по стороне 110 кВ, 80 стержней расположенных друг от друга на расстоянии 5 м по периметру ПС, связанные между собой полосой связи.

## 9 Собственные нужды подстанции

Щит собственных нужд (ЩСН) переменного тока 0,4 кВ предназначен для приема и распределения электроэнергии от трансформаторов собственных нужд (ТСН) мощностью 160 кВА, каждый. Выбор мощности ТСН см. приложение Ж.

Схема питания и заземления потребителей собственных нужд подстанции применяется напряжением 380/220В с глухозаземленной нейтралью трансформатора собственных нужд (ТСН), система TN-C-S. Связь ТСН с ЩСН выполняется четырехжильным кабелем, при этом четвертая жила используется в качестве PEN проводника, т.е. как совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный проводники. Вводные автоматы на ЩСН выполняются трехполюсными. В шкафах распределения выполняются пять шинок: три фазные, нулевая рабочая (N) и нулевая защитная (PE). Шинки N и PE на щите жестко связаны между собой и заземлены.

Так же для электропитания оборудования связи устанавливается источник бесперебойного питания (ИБП). ИБП работает по системе выпрямитель. Выпрямитель УЭПС-2К 60/24-4.2-Д с аккумуляторной батареей А512/16Ah G5. Этот способ работы гарантирует полную защиту чувствительной нагрузки от любых видов помех в сети электропитания и обеспечивает ее непрерывное снабжение электроэнергией переменного тока высокого качества с регулируемым стабильным напряжением.

ЩСН комплектуется пяти шкафами. Шкафы состоят из:

- двух шкафов ввода С,4 кВ;
- шкафа секционного выключателя 0,4 кВ'
- двух шкафов отходящих линий 0,4 и 0,22 кВ.

## 10 Система оперативного постоянного тока

Наиболее ответственными потребителями на подстанции являются цепи оперативного тока защиты, автоматики и электромагнитов силовых выключателей в распределительных устройствах [3].

Нагрузка системы постоянного тока может быть разделена на следующие категории [10]:

«1 Аппараты устройств управления, блокировки, сигнализации и релейной защиты, постоянно обтекаемые током;

2 Временная нагрузка, появляющаяся при исчезновении переменного тока вовремя аварийного режима. Это токи нагрузки аварийного освещения. Длительность этой нагрузки определяется длительностью аварии;

3 Кратковременная (толчковая) нагрузка. Такая нагрузка создается токами включения и отключения приводов выключателей» [18].

«При исчезновении переменного тока, т.е. в установившемся аварийном режиме - нагрузка равна сумме постоянной и переменной нагрузок» [18].

«Аккумуляторная батарея типа А512/16Ah G5 фирмы Sonnenschein малообслуживаемая свинцово-кислотная с жидким электролитом обеспечивает при работе в автономном режиме (при потере собственных нужд) максимальные расчетные толчковые токи после двухчасового разряда током нагрузки» [18].

Постоянный подзаряд применяют в качестве основного режима эксплуатации. Напряжение постоянного подзаряда составляет 2,23 В/э при температуре +20 С.

«Зарядно-подзарядные (выпрямительные) устройства выбираются совместно с АБ для обеспечения всех требований, предъявляемых изготовителями АБ к ЗПУ, необходимых для поддержания заявленного срока службы АБ и надёжной её работы» [18].

## 11 Молниезащита

Защита вновь устанавливаемого оборудования от прямых ударов молнии (ПУМ) [3, 4] осуществляется при помощи четырех отдельно стоящих молниеотводов, установленных на прожекторных мачтах высотой 19,3 м и молниеотводов, установленных по подстанции, а так же на порталах ОРУ-110 кВ. Дополнительные мероприятий по защите электрооборудования от ПУМ не требуются.

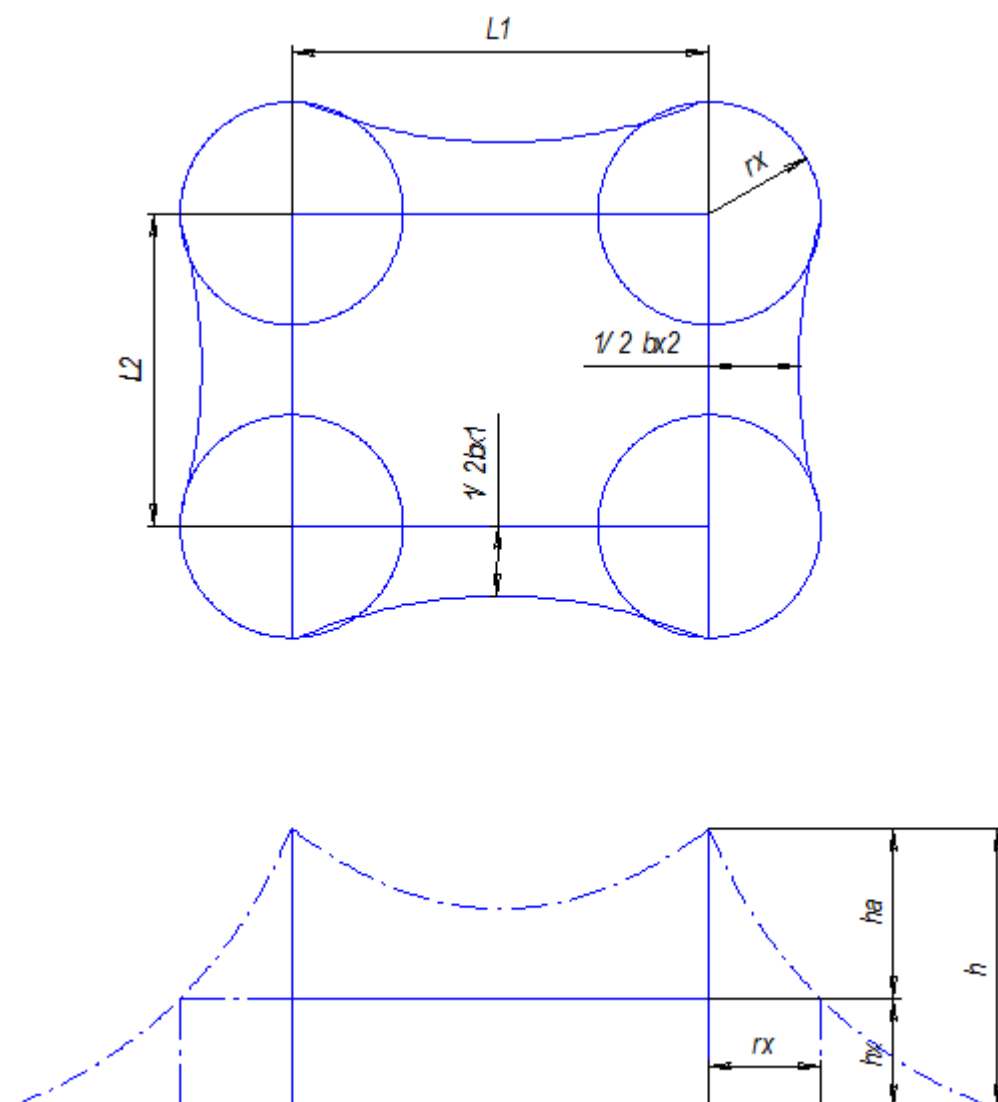


Рисунок 12.1 - Молниезащита ПС 110/10 кВ Балашов-город

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В квалификационной работе «Реконструкция электрической части ОРУ-110 кВ подстанции 110/10 кВ «Балашов-город» рассмотрены теоретические и практические решения создания надёжного электроснабжения восточного района г. Балашов Саратовской области, за счет реконструкции существующей понизительной подстанции ПС 110/10 кВ «Балашов-город».

В данной работе выполнена следующая последовательность рассмотрения вопросов. На первоначальном этапе выполнен анализ схеме ОРУ-110 кВ и схемы подключения к энергосистеме Саратовской области. На основании этого была проведена разработка схемы ОРУ 110 кВ и структурная схема подстанции. Далее был выполнен расчет токов короткого замыкания, по результатам расчета выбрано оборудование распределительного устройства и его тип. В заключительной части был рассмотрен вопрос выбора микропроцессорных терминалов РЗиА, расчёт уставок для защиты оборудования электрической части подстанции.

На основании Технического условий на технологическое присоединение к электрическим сетям ПАО «МРСК Волги» выбрано необходимое количество и мощность силовых трансформаторов с учетом планируемого развития города Балашов в Саратовской области.

Произведён расчёт и метод строительства контура заземления понизительной подстанции.

Выбранный вариант понизительной 110/10 кВ отвечает всем современным требованиям предъявляемых к системам электроснабжения.



## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года» – от 13 ноября 2009 г.
2. ГОСТ Р 21.1101-2009 Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации.
3. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание. СПб.: Энергоатомиздат. 2013.
4. Правила технической эксплуатации электростанций и подстанций. М.: Энергоатомиздат. 2013.
5. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики Саратовской области на 2017-2021 году. Утв. Постановлением Губернатора Саратовской области от 18.12.2016г.
6. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции. Часть 1. Электрические станции и подстанции. Учебное пособие. - Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. - 90 с.
7. Балаков Ю.Н., Мисриханов М.Ш., Шунтов А.В. Проектирование схем электроустановок: учебное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2016. - 288 с.
8. Балдин М.Н., Карапетян И.Г. Основное оборудование электрических сетей. Справочник. - М.: ЭНАС, 2014. - 208 с.
9. Вахнина В.В., Черненко А.Н. Проектирование систем электроснабжения: учебное пособие. - Тольятти: ТГУ, 2016. - 75 с.
10. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Методические указания по применению. Схемные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO\\_56947007-29.130.01.145-2013.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/STO_56947007-29.130.01.145-2013.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).
11. 7. Выключатели-разъединители 110-330 кВ. Общие технические требования // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL:

[http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1-007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

12. Кокин С.Е., Дмитриев С.А., Хальясмаа А.И. Схемы электрических соединений подстанций. Учебное пособие. - Екатеринбург: Изд-во УрФУ, 2015. - 100 с.

13. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. лектрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 142 с.

14. Кузнецов С.М. Проектирование тяговых и трансформаторных подстанций: учебное пособие. - Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2013. - 92 с.

15. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. - Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016. - 111 с.

16. Методические указания по выбору оборудования СОПТ // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО\\_56947007-29.120.40.216-2016.pdf](http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/СТО_56947007-29.120.40.216-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

17. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. - М.: Форум-Инфра, 2013. - 480 с.

18. Расчет коротких замыканий и выбор электрооборудования / Крючков И.П., Неклепаев Б.Н., Старшинов В.А., Старшинов В.А. и др.; под ред. И.П. Крючкова и В.А. Старшинова. - 3-е изд. - М.: Издательский дом МЭИ, 2012. - 568 с.

19. РД "Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования" от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98 // Изд-во НЦ ЭНАС. - 2006 г.

20. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. - 10-е изд. - М.: Академия, 2013. - 448 с.

21. Руководство по проектированию систем оперативного постоянного тока (СОПТ) ПС ЕНЭС. Типовые проектные решения // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: <http://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.120.40.093-2011.pdf> (дата обращения: 15.06.2018).

22. Системы оперативного постоянного тока подстанций. Технические требования // Официальный сайт ОАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO\\_56947007-29.120.40.041-2010\\_s\\_izm\\_14122012\\_28012015.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO_56947007-29.120.40.041-2010_s_izm_14122012_28012015.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

23. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. - М.: Издательский дом МЭИ, 2015. - 296 с.

24. Степкина Ю.В., Салтыков В.М. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебно-методическое пособие по выполнению курсового и дипломного проектирования. - Тольятти: ТГУ, 2015. - 124 с.

25. Технические требования к автоматизированному мониторингу устройств РЗА, в том числе работающих по стандарту МЭК 61850 // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: [http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/СТО\\_34.01-4.1-007-2018.pdf](http://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/СТО_34.01-4.1-007-2018.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

26. Типовые технические решения подстанций 6-110 кВ // Официальный сайт ПАО "Россети" URL: [https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp\\_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf](https://www.rosseti.ru/investment/standart/corp_atandart/doc/34.01-3.1-002-2016.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

27. Требования к шкафам управления и РЗА с микропроцессорными устройствами // Официальный сайт ПАО "ФСК ЕЭС" URL: [http://www.fsk-ees.ru/about/management\\_and\\_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf](http://www.fsk-ees.ru/about/management_and_control/test/STO-6947007-29.120.70.042-2010.pdf) (дата обращения: 15.06.2018).

28. Bhalja B., Maheshwari R. P., Chothani N. Protection and Switchgear (Oxford Higher Education). - 1 изд. - Oxford: Oxford University Press, 2016. - 576 с.

29. Croft T., Hartwell F.P., Summers W.I. American Electricians' Handbook. - 16 изд. - New York City: McGraw-Hill Education, 2013. - 1712 с.
30. Gönen T. Electric Power Distribution Engineering. - 3 изд. - Boca Raton: CRC Press, 2014. - 1061 с.
31. McPartland J.F., McPartland B.J., McPartland S.P. McGraw-Hill's Handbook of Electric Construction Calculations. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2013. - 320 с.
32. Ram B. Power System Protection and Switchgear. - New York City: McGraw-Hill Professional Publishing, 2011. - 684 с.