



## Аннотация

В работе рассмотрен вариант реконструкции электрической части подстанции напряжением 110/10 кВ Ставропольского района Самарской области.

Были произведены следующие работы:

- анализ существующих величин нагрузок на подстанции
- выбор электрической схемы подстанции
- выбор числа и мощности трансформаторов
- выбор и расчёт нагрузки ТСН
- расчет токов короткого замыкания
- выбор электрических аппаратов

В итоге по полученным данным был произведен выбор оборудования, применена более совершенная схема с выключателями и разъединителями.

Данная бакалаврская работа состоит из пояснительной записки на 72 страницы, введения на 2 страницы, включая 6 рисунков, 14 таблиц, списка из 22 источников, в том числе 5 источников на иностранном языке и чертежей на 6 листах формата А1.

## **Abstract**

The title of the graduation work is "The reconstruction of the electrical part of the 110/10 kV substation in the Stavropol District of the Samara Region".

The graduation work is devoted to the issue of obsolescence of electrical equipment and its replacement with some new one at the "Uzyukovo" substation in the village of Uzyukovo.

This graduation work consists of an explanatory note on 72 pages, introduction on 2 pages, including 6 drawings, 14 tables, a list of 22 sources, including 5 foreign sources and drawings on 6 A1 sheets.

The graduation work may be divided into several logically connected parts: the calculation of substation loads, selection of power transformers, selection of electrical apparatuses, calculation of short-circuit currents.

All eight parts look toward improving the effectiveness of the substation and increasing the amount of electricity.

To summarize, we would like to emphasize that the problem of insufficient capacity and low efficiency of all equipment of the substation has been brewing for a long time, since commissioning was made back in 1983.

We can draw the following conclusion that after this reconstruction, the substation will satisfy all modern requirements, and it will also be able to provide consumers with electricity for future needs.

## Содержание

Введение	5
1 Характеристика подстанции 110/10 кВ	6
1.1 Характеристика основного электрического оборудования существующей подстанции	6
1.2 Характеристика потребителей подстанции	7
1.3 Обоснование реконструкции	8
2 Разработка мероприятий по реконструкции подстанции	10
3 Расчет нагрузок подстанции	12
4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов	16
5 Выбор и расчёт нагрузки трансформаторов собственных нужд	24
6 Выбор электрической схемы подстанции	28
7 Расчет токов короткого замыкания	30
8 Выбор электрических аппаратов	46
8.1 Выбор выключателя	46
8.2 Выбор разъединителей	49
8.3 Выбор трансформаторов тока	51
8.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения	53
8.5 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ	54
8.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ (нейтраль силового трансформатора)	59
8.7 Выбор ограничителей перенапряжений 10 кВ	63
Заключение	68
Список используемых источников	69

## Введение

Реконструкция подстанции вызвана необходимостью модернизации и замены устаревшего электрооборудования.

В настоящем проекте рассматриваются следующие задачи:

- замена существующих трансформаторов на более мощные, типа ТДН-16000-110/10 кВ с реконструкцией фундамента силового трансформатора;
- замена отделителей и короткозамыкателей на выключатели;
- установка однофазных антирезонансных трансформаторов напряжения 110 кВ элегазового исполнения – 3 шт. (ф. А,В,С);
- замена существующих разъединителей 110 кВ на разъединители 110 кВ с моторными приводами;
- предусмотрена защита от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ на основе ОПН
- установка элегазовых выключателей вместо масляных;
- замена разрядников, на более современные, ограничители перенапряжения.

В результате проведенной работы рассмотрена существующая подстанция и экономические затраты, произведена замена оборудования подстанции.

В настоящей работе рассматриваются следующие задачи усиления надёжности схемы электроснабжения:

Новые выключатели более надежны, пригодны для эксплуатации в различных климатических условиях, имеют большой межремонтный период. Замены проводятся в процессе текущих и капитальных ремонтов, что позволяет работать подстанции в обычном режиме.

В результате работы рассмотрена существующая подстанция (основные её элементы) и экономические затраты (эксплуатация). Сам расчет выполнен при реконструкции ПС. В результате реконструкции произведена модернизация оборудования подстанции: замена существующих трансформаторов, установка новых электрических аппаратов (выключатели, разъединители, тр-ры тока и напряжения, ОПН).

## 1 Характеристика подстанции 110/10 кВ

Площадка реконструируемой ПС 110/10 кВ находится по адресу: Самарская область, Ставропольский р-он, с. Узюково, ул. Колхозная, д.13А.

ПС 110/10 кВ на данный момент предназначена для питания потребителей III категории. Подстанция построена в 1983 году.

Питание подстанции осуществляется по магистральной схеме от ПС 500/220/110 кВ «Азот» (МЭС Волги) по ВЛ 110 кВ "Азот-Матюшкино". В нормальном режиме через секционную перемычку ПС идет переток мощности на ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино-1» по ВЛ 110 кВ "Матюшкино-1". Магистральная схема закольцована, и в аварийном режиме ПС 110/10 кВ получает питание от ПС 110/35/10 кВ «Матюшкино-1».

### 1.1 Характеристика основного электрического оборудования существующей подстанции

В таблице 1.1 показаны характеристики основного электрического оборудования существующей подстанции 110/10 кВ.

Таблица 1.1 – Характеристика основного оборудования существующей ПС

Наименование оборудования	Диспетчерское наименование	Тип	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию
Трансформаторы	Т-1	ТМН-6300/110-8 0У1	1983	1983
Трансформаторы собственных нужд	ТСН-1	ТМ-40/0,4	1983	1983
Отделители	ОД-110-Т-1	ОДЗ-1а	1983	1983
Короткозамыкатели	КЗ-110-Т-1	КЗ-110 У1	1983	1983
Разъединители 110 кВ	ЛР-ВЛ-110-Азот-Матюшкино	РНДЗ-2-110/1000	1983	1983

Продолжение таблицы 1.1

Разрядники 110 кВ	РВ-110-Т-1 (3 шт.)	РВС-110	1983	1983
Ограничители перенапряжения 110 кВ в нейтрали трансформаторов	ОПН-Н-110-Т-1	ОПН-П/ЗУ-110/56-10/550	2009	2009
Ограничители перенапряжения 10 кВ	ОПН-10-Т-1	ОПН-П/ЗУ-10/13,7-10/550	2009	2009
Выключатели 10 кВ	ВМ-1,2,5,6,7,8,9	ВК-10-630-20 У2	1983	1983
	ВМ-10-Т-1, ВМ-10-яч. 8	ВК-10-1000-20 У2	1983	1983

## 1.2 Характеристика потребителей подстанции

В таблице 1.2 показаны характеристики потребителей подстанции с количеством населения, питаемого от каждого фидера.

Таблица 1.2 – Характеристика потребителей подстанции

Наименование присоединения	Средняя потребляемая мощность (МВА)		Количество населения (чел.)	Населенные пункты	Потребители
	Зима	Лето			
<b>1 сек.ш.-10</b>	<b>3,98</b>	<b>3,35</b>	<b>3243</b>		
Ф-1	0	0	0	с. Узюково	резерв
Ф-2	1,2	1	785	с. Узюково	ТУРС
Ф-5	0,13	0,1	202	с. Узюково	Ст. «Родники»
Ф-6	1,1	1	898	с. Узюково	ТУРС
Ф-7	0,8	0,7	250	с. Узюково	ТУРС
Ф-8	0,35	0,25	402	с. Узюково	ТУСМ-4
Ф-9	0,4	0,3	706	с. Узюково	ТУРС
Яч.8	0	0	0	с. Узюково	резерв

Следовательно, электрооборудование морально и физически устарело, потому подстанция нуждается в реконструкции.

### **1.3 Обоснование реконструкции**

Реконструкция подстанции связана с техническим устареванием оборудования и увеличением нагрузок на стороне 10 кВ. В комплекс реконструкции входит замена силового трансформатора, оборудования ОРУ 110 кВ, РУ 10 кВ и замена релейной защиты на микропроцессорную.

Подстанция питает потребителей III категории надежности электроснабжения. Согласно ПУЭ: «Питание потребителей III категории может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимого для ремонта или замены поврежденного элемента системы электроснабжения, но не более 1 суток».[1,56] При выполнении работ по реконструкции необходимая надежность электроснабжения потребителей обеспечивается.

В наше время требования по повышению надежности систем электроснабжения привели к применению схем с выключателями и разъединителями на высокой стороне, т.е. отказу от отделителей и короткозамыкателей, т.к. при эксплуатации упрощенных схем подстанций были выявлены значительные недостатки в работе отделителей и короткозамыкателей открытого исполнения.

Реализация проекта нужна для повышения надежности электроснабжения села. Необходима модернизация существующего оборудования, срок службы которого более 30 лет. Реализация проекта предполагает увеличение рынка сбыта.

Реконструкция подстанции поможет увеличить объем электроэнергии, передаваемой для нужд населения села, обеспечит повышение уровня надежности электроснабжения населения, объектов культурного назначения и прочих потребителей.

В настоящее время планируется заключение договоров на технологическое присоединение на основании заявок от потребителей: ООО «НК» - 250 кВт, продуктовый супермаркет «Пятерочка» - 300 кВт, СНТ «Золотая Нива» 1500 кВт, СНТ «АвтоВазТранс» - 1400 кВт, СТ «Природа» - 1200 кВт, фитнес-клуб «Sport life» - 50 кВт, супермаркет «Пеликан» - 275 кВт.

Увеличение полезного отпуска электроэнергии при этом в 1-й год эксплуатации ПС составит 1 870 тыс. кВт\*ч. На долгосрочную перспективу планируется увеличение полезного отпуска в объеме 62,2 млн. кВт\*ч к 2024 г. Потенциально возможное количество дополнительно отпускаемой мощности с ПС составит 1,13 млн. кВт/ч.

## **2 Разработка мероприятий по реконструкции подстанции**

На стороне высокого напряжения 110 кВ предполагается установка следующего оборудования:

— Силовые трансформаторы ТДН-16000/110, с РПН вакуумного типа, производства ООО «Тольяттинский Трансформатор» г. Тольятти;

— Элегазовые выключатели бакового типа напряжением 110 кВ ЗАР1DT-145/ЕК У1 производства компании "SIEMENS";

— Элегазовые трансформаторы напряжения 110 кВ ЗНГ-110 У1 производства ЗАО «Энергомаш-Уралэлектротяжмаш» г. Екатеринбург;

— Разъединители РГНП.1(2)-110/1000 УХЛ1 с приводами главных и заземляющих ножей ПД-14, заземлители нейтрали ЗОН-110М-I УХЛ1 производства ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки.

— Ограничители перенапряжений 110 кВ ОПН -110/88/-10/650(II)4-УХЛ1 с датчиками тока утечки производства ЗАО "ФЕНИКС- 88" г. Новосибирск;

— Ограничители перенапряжений нейтрали силового трансформатора ОПНн-110/56/10/650 (II) 4-УХЛ1с датчиками тока утечки производства ЗАО "ФЕНИКС- 88" г. Новосибирск

При реконструкции подстанции предусматривается замена оборудования ОРУ-110 кВ с применением блочно-модульных конструкций без расширения территории и без изменения существующих компоновочных решений на ПС.

Реконструкция ПС осуществляется в 2 очереди.

### **I очередь реконструкции**

#### **ОРУ-110 кВ (1 секция)**

В I очередь реконструкции ПС проектом производится замена существующего трансформатора на новый типа ТДН-16000-110/10-У1 с ремонтом фундамента.

Также будет выполнена:

- замена отделителей и короткозамыкателей на стороне 110 кВ на элегазовые выключатели со встроенными трансформаторами тока.
- установка однофазных антирезонансных трансформаторов напряжения 110 кВ элегазового типа.
- замена существующих разъединителей 110 кВ на разъединители 110 кВ с моторными приводами.
- защита от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ на основе ОПН.

### **КРУН-10 кВ**

Демонтаж существующих ячеек КРУН-10 кВ и монтаж ячеек с выключателями в количестве – 18 шт. с трансформаторами тока и напряжения:

- Вводные – 2 шт.
- Секционного выключателя – 1 шт.
- Разъема секционного выключателя – 1 шт.
- Трансформаторов напряжения – 2 шт.
- Отходящие, воздушного типа – 12 шт.

### **II очередь реконструкции**

Во II очередь реконструкции ПС устанавливается силовой трансформатор типа ТДН-16000-110/10-У1 со строительством фундамента.

В ОРУ-110 кВ предусматривается замена силового оборудования II секции шин.

На стороне 110 кВ выполняется установка следующего оборудования:

- элегазового выключателя со встроенным трансформатором тока;
- однофазных антирезонансных трансформаторов напряжения 110 кВ элегазового типа;
- разъединители 110 кВ с моторными приводами;
- линейный портал 110 кВ.

### 3 Расчет нагрузок подстанции

В последние несколько лет наблюдается повышение нагрузки на подстанции за счет застройки территории села магазинами, садовыми товариществами и увеличением запросов населения на потребление электроэнергии.

Для того чтобы составить графики нагрузки и определить их пики производится замер по одному дню летом и зимой.

Ведомости суточных данных по подстанции за два дня – 15.06.2017 и 21.12.2017 были взяты из диспетчерской службы Жигулевского ПО. Эти данные были обработаны и приведены далее в виде таблиц. В таблице 3.1 показаны данные замерного летнего дня 15 июня 2017 года.

Таблица 3.1 – Данные летнего замерного дня 15 июня 2017 года

Время, ч	Напряжение 1 секции, кВ	Ток 1 секции, А	Мощность 1 секции, кВт	Мощность 1 секции, квар	Мощность 1 секции, кВА
0	11	98	1078	862	1381
1	11	90	990	792	1268
2	11	89,5	984,5	788	1261
3	11	83	913	730	1169
4	11	82,5	907,5	726	1162
5	11	81	891	713	1141
6	11	89,5	984,5	788	1261
7	11	95	1045	836	1338
8	11	129	1419	1135	1817
9	11	137,5	1513	1210	1938
10	11	140,5	1546	1237	1980
11	11	146	1606	1285	2057
12	11	152	1672	1338	2141
13	11	148	1628	1302	2085
14	11	146	1606	1285	2057
15	11	143,5	1576	1261	2018
16	11	142,5	1568	1254	2008
17	11	137,5	1513	1210	1938
18	11	136,5	1502	1202	1923

Продолжение таблицы 3.1

19	11	140,5	1546	1237	1980
20	11	143	1573	1258	2014
21	11	143	1573	1258	2014
22	11	144,5	1590	1272	2036
23	11	134	1474	1179	1888

На рисунке 3.1 показан суточный график нагрузки трансформатора Т-1 за летний замерный день 15 июня 2017 года

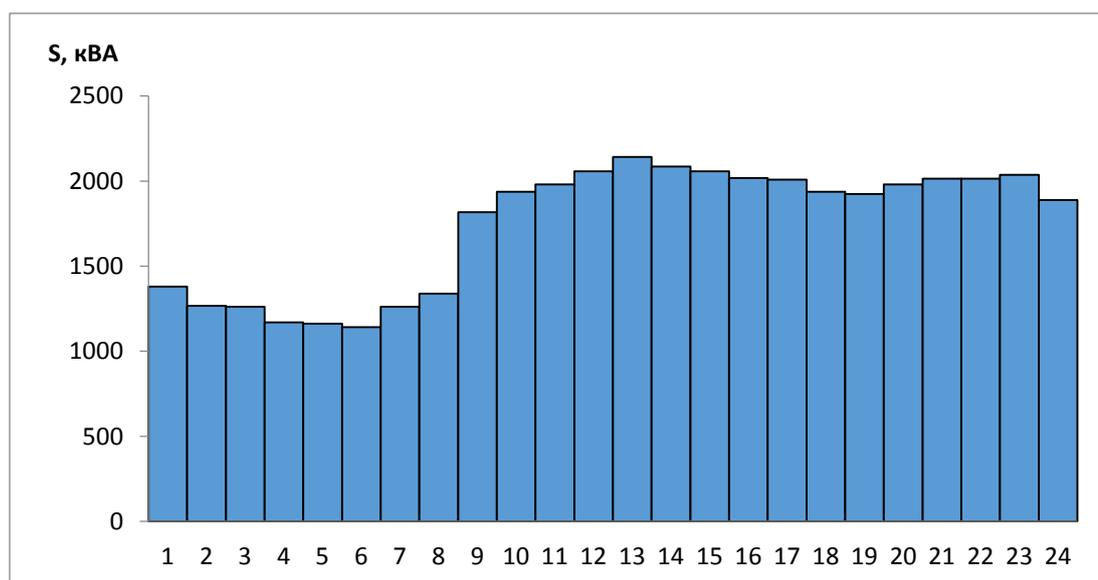


Рисунок 3.1 – Летний график нагрузки трансформатора

В таблице 3.2 показаны данные зимнего замерного дня 21 декабря 2017 года.

Таблица 3.2 – Данные зимнего замерного дня 21 декабря 2017 года

Время, ч	Напряжение 1 секции, кВ	Ток 1 секции, А	Мощность 1 секции, кВт	Мощность 1 секции, квар	Мощность 1 секции, кВА
0	11	121	1331	1064,8	1705
1	11	115	1265	1012	1620
2	11	110	1210	968	1550
3	11	108	1188	950,4	1521
4	11	113	1243	994,4	1592
5	11	116	1276	1020,8	1634
6	11	126	1386	1108,8	1775

Продолжение таблицы 3.2

7	11	138	1518	1214,4	1944
8	11	147	1617	1293,6	2071
9	11	154	1694	1355,2	2169
10	11	159	1749	1399,2	2240
11	11	155	1705	1364	2183
12	11	154	1694	1355,2	2169
13	11	148	1628	1302,4	2085
14	11	153	1683	1346,4	2155
15	11	159	1749	1399,2	2240
16	11	164	1804	1443,2	2310
17	11	177	1947	1557,6	2493
18	11	174	1914	1531,2	2451
19	11	168	1848	1478,2	2367
20	11	163	1793	1434,4	2296
21	11	152	1672	1337,6	2141
22	11	139	1529	1223,2	1958
23	11	126	1386	1108,8	1775

На рисунке 3.2 показаны суточный график нагрузки трансформатора за зимний замерный день 21 декабря 2017 года

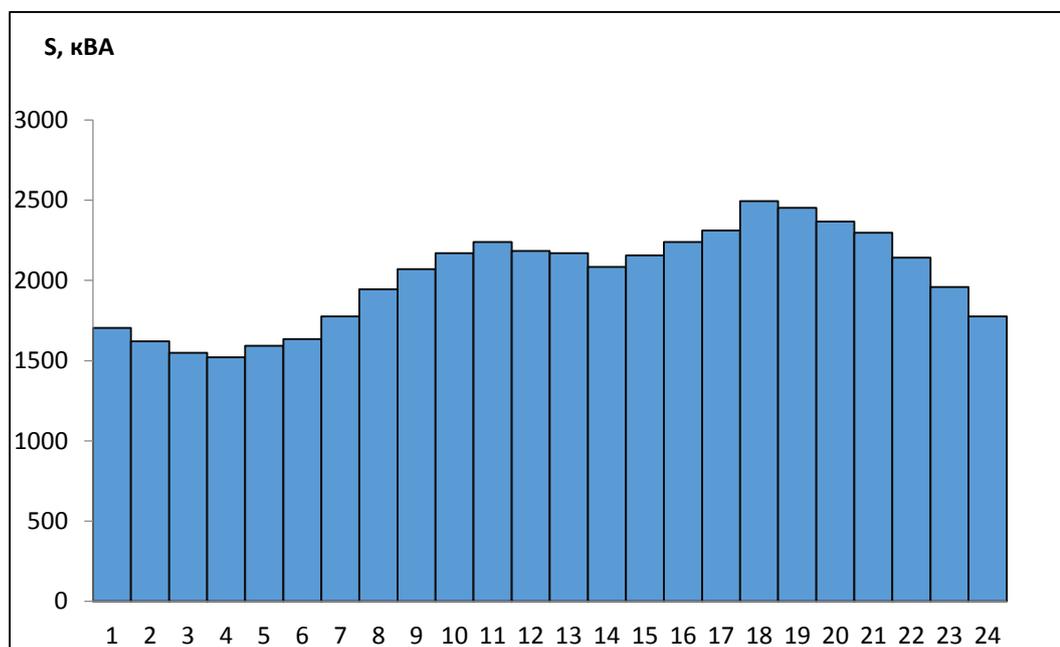


Рисунок 3.2 – Зимний график нагрузки трансформатора

На рисунке 3.3 показан годовой график продолжительности нагрузки трансформатора на ПС 110/10.

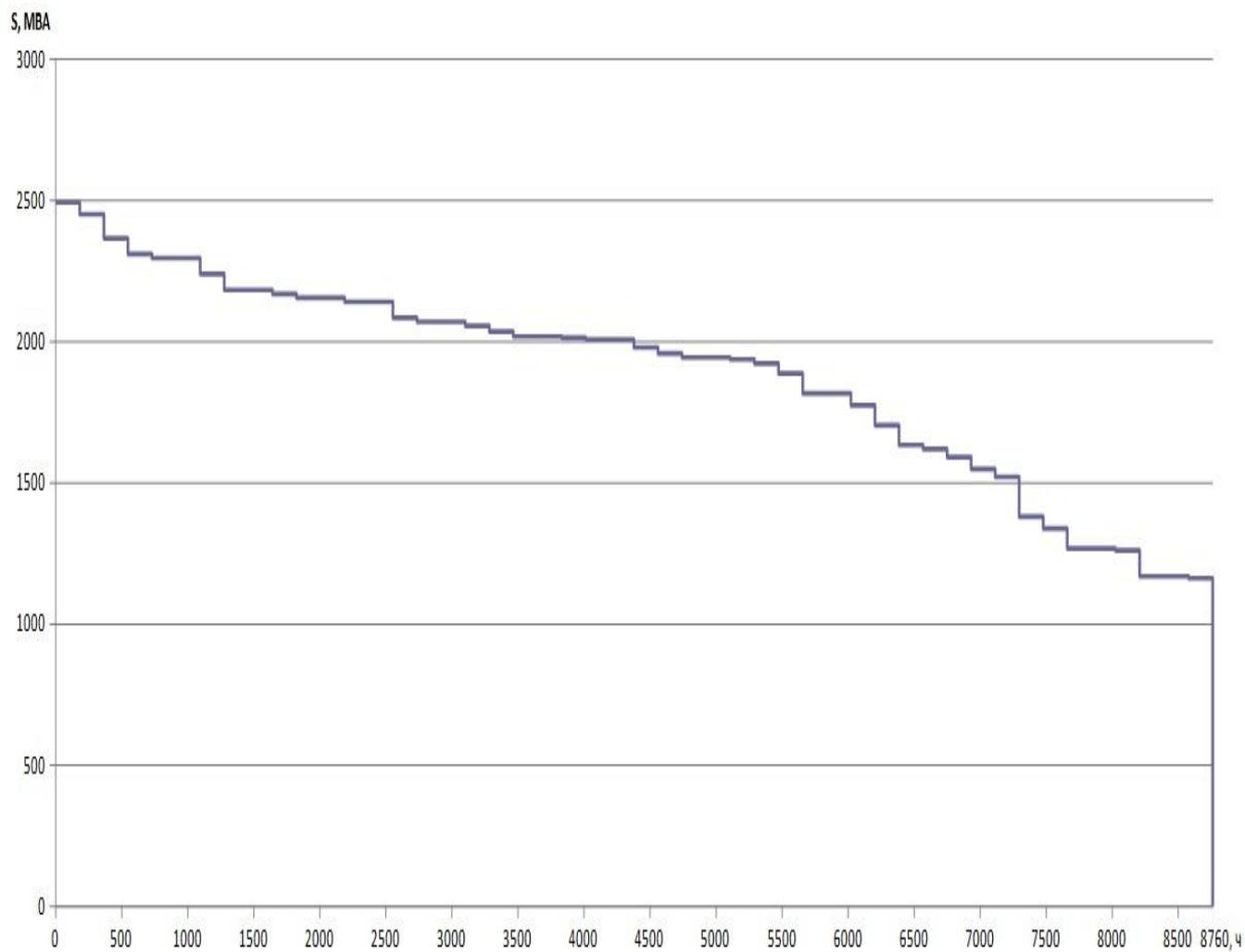


Рисунок 3.3 – Годовой график нагрузки трансформатора

#### 4 Выбор типа, числа и мощности трансформаторов

$S_{T.НОМ}$  определяется с учетом коэффициента участия потребителей I и II категории:

$$S_{T.НОМ} = K_{1-2} \cdot S_{max} = 0,7 \cdot 2,5 = 1,75 \text{ МВА} \quad (4.1)$$

На подстанции на данное время установлены трансформатор мощностью 6,3 МВА. Принимая во внимание ожидаемый рост нагрузок выбираем по справочнику следующие трансформаторы: ТДН-10000/110, ТДН-16000/110

1) Рассмотрим вариант, если подстанция будет укомплектована двумя трансформаторами ТДН-10000/110/10. Технические данные представлены в таблице 4.1:

Таблица 4.1 – «Технические данные трансформатора ТДН-10000/110» [5].

$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{кз}$ , %	$\Delta P_{кз}$ , кВт	Цена, руб.
14	0,9	10,5	58	12 500000

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{НОМТ} = \frac{0,9}{100} \cdot 10000 = 90 \text{ квар} \quad (4.2)$$

Потери активной мощности трансформатора в режиме XX:

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ИП} \cdot \Delta Q_{xx} = 14 + 0,05 \cdot 90 = 18,5 \text{ кВт} \quad (4.3)$$

где  $K_{ИП} = 0,05$  кВт/квар.

Потери активной мощности в режиме короткого замыкания обмоток трансформатора при 100% их нагрузке:

$$P'_{K3} = \Delta P_{K3} + K_{ИП} \cdot Q_{K3} = 58 + 0,05 \cdot 1050 = 110,5 \text{ кВт}, \quad (4.4)$$

где  $\Delta P_{K3}$  – потери мощности КЗ трансформатора (кВт);

$$Q_{K3} = \frac{U_{K3\%}}{100} \cdot S_{НОМТ} = \frac{10,5}{100} \cdot 10000 = 1050 \text{ кВА} \quad (4.5)$$

где  $Q_{K3}$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ (квар);

$U_{K3\%}$  – напряжение КЗ трансформатора, %.

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$\begin{aligned} \Delta P'_T &= \Delta P'_{XX} + \frac{S_{ВН}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot P'_{K3} + K_{ИП} \cdot Q_{K3} = \\ &= 18,5 + \frac{24}{10}^2 \cdot 110,5 + 0,05 \cdot 1050 = 957,38 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (4.6)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов ПС:

$$S_{\Sigma} = S_{НОМТ} \cdot \sqrt[n]{n-1} \cdot \frac{\Delta P'_{XX}}{\Delta P'_{K3}} = 10 \cdot \sqrt[2]{\frac{18,5}{110,5}} = 2,37 \text{ МВА} \quad (4.7)$$

При загрузке трансформаторов на ПС менее чем на 2,37 МВА один из них необходимо отключить.

Расчет потерь электроэнергии в трансформаторах выполнили с помощью таблицы.

В таблице 4.2 показаны потери электроэнергии в трансформаторах ТДН-10000/110.

Таблица 4.2 - Потери электроэнергии в трансформаторе ТДН-10000/110

№п/п	$S_{Bi}$ , МВА	$n_i$	$\Delta P'_X$ , кВт	$T_i \cdot 10^3$	$\Delta W_{Xi}$ , кВт·ч	$P'_k$ , кВт	$K_{3.Bi}$	$\Delta W_{Ki}$ , кВт·ч
1	2,493	2	18,5	200	7400	110,5	0,16	282,88
2	2,451	2	18,5	175	6475	110,5	0,15	217,55
3	2,367	2	18,5	200	7400	110,5	0,147	238,78

Продолжение таблицы 4.2

4	2,310	2	18,5	200	7400	110,5	0,144	229,13
5	2,296	2	18,5	325	12025	110,5	0,143	367,19
6	2,240	2	18,5	200	7400	110,5	0,14	216,58
7	2,183	2	18,5	350	12950	110,5	0,136	357,67
8	2,169	2	18,5	150	5550	110,5	0,135	151,04
9	2,155	2	18,5	400	14800	110,5	0,134	396,83
10	2,141	2	18,5	325	12025	110,5	0,134	322,42
11	2,085	2	18,5	175	6475	110,5	0,13	163,40
12	2,071	2	18,5	400	14800	110,5	0,129	367,77
13	2,057	2	18,5	150	5550	110,5	0,129	137,91
14	2,036	2	18,5	175	6475	110,5	0,128	158,41
15	2,018	2	18,5	375	13875	110,5	0,126	328,93
16	2,014	2	18,5	200	7400	110,5	0,126	175,43
17	2,008	2	18,5	375	13875	110,5	0,125	323,73
18	1,980	2	18,5	200	7400	110,5	0,124	169,90
19	1,958	2	18,5	175	6475	110,5	0,122	143,91
20	1,944	2	18,5	350	12950	110,5	0,122	287,82
21	1,938	2	18,5	175	6475	110,5	0,121	141,56
22	1,923	2	18,5	175	6475	110,5	0,12	139,23
23	1,888	2	18,5	175	6475	110,5	0,118	134,63
24	1,817	2	18,5	375	13875	110,5	0,114	269,26
25	1,775	2	18,5	200	7400	110,5	0,11	133,71
26	1,705	2	18,5	175	6475	110,5	0,107	110,70
27	1,634	2	18,5	175	6475	110,5	0,102	100,59
28	1,620	2	18,5	175	6475	110,5	0,101	98,63
29	1,592	2	18,5	175	6475	110,5	0,099	94,76
30	1,550	2	18,5	150	5550	110,5	0,097	77,98
31	1,521	2	18,5	225	8325	110,5	0,095	112,19
32	1,381	2	18,5	175	6475	110,5	0,086	71,51
33	1,338	2	18,5	170	6290	110,5	0,084	66,27
34	1,268	2	18,5	390	14430	110,5	0,079	134,48
35	1,261	2	18,5	190	7030	110,5	0,079	65,51
36	1,169	2	18,5	375	13875	110,5	0,073	110,41
37	1,162	2	18,5	125	4625	110,5	0,073	36,80
38	1,141	2	18,5	60	2220	110,5	0,071	16,71
				$\sum \Delta W_{xi}$	324120		$\sum \Delta W_{ki}$	6952,22
$\Delta W_{ПС} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = 331072,22$								

На основе расчетных графиков нагрузки определяем стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на ПС:

$$I_3 = \Delta W_{ПС} \cdot C_3 = 331072,22 \cdot 1,837 = 608179,69 \text{ руб,} \quad (4.8)$$

где  $\Delta W_{ПС}$  – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч;

$$C_{\text{э}} = \frac{\alpha}{T_{\text{м}}} + \beta = \frac{350}{474,8} + 1,1 = 1,837 \quad (4.9)$$

где  $\alpha$  - «основная ставка двухставочного тарифа за 1 кВт/год договорной (абонированной) потребителем мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы;  $\alpha=350$  руб./кВт/год» [15].

$\beta$  - «дополнительная ставка двухставочного тарифа за каждый кВт·ч активной электроэнергии, учтенной расчетным счетчиком предприятия-потребителя электроэнергии;  $\beta=1,1$  руб./кВт/год» [15].

Приведенные затраты:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_{\text{н}} \cdot K + I_{\text{э}} + I_{\text{о}} = 0,15 \cdot 25000 + 608,18 + 2350 = \\ &= 6708,18 \text{ тыс. руб,} \end{aligned} \quad (4.10)$$

где  $E_{\text{н}}=0,15$  - «номинальный коэффициент эффективности» [15].

$K$  - «капитальные затраты на оборудование ПС» [15].

$$K = 2 \cdot 12500 = 25000 \text{ тыс. руб}$$

$I_{\text{о}}$  - «ежегодные эксплуатационные издержки» [15].

$$I_{\text{о}} = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 25000 = 2350 \text{ тыс. руб} \quad (4.11)$$

где  $p_{\text{сум}}$  - «суммарный коэффициент отчислений, который состоит из отчислений на амортизацию  $P_{\text{а}}$ , ремонт  $P_{\text{р}}$  и обслуживание  $P_{\text{о}}$  электрооборудования» [15]; для ПС 110 кВ  $p_{\text{сум}} = 0,094$ .

«Потери электрической энергии у трехфазных трансформаторов с двумя обмотками -  $\Delta W_{\text{ПС}}$  определяются на основе расчетных годовых графиков нагрузки для каждой из обмоток -  $S_{B_i}$ .» [15].

$$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{x_i} + \Delta W_{k_i} = n_i \cdot P'_{\text{xx}} \cdot T_i + \sum_{i=1}^k \frac{1}{n} \cdot P'_{k.B} \cdot k_{3.Bi}^2 \cdot T_i \quad (4.12)$$

где  $i$  - «порядковый номер ступени графика нагрузки» [10].

$n_i$  - «число трансформаторов ПС, находящихся в работе на  $i$ -ой ступени

годового графика нагрузки» [10].

$$k_{з.вi} = \frac{S_{вi}}{S_{ном.т}} - \text{«коэффициенты загрузки обмоток высшего напряжения}$$

двухобмоточного трансформатора на  $i$ -ой ступени» [10].

$S_{вi}$  – «расчетные мощности нагрузки соответствующих обмоток трансформаторов из графиков на  $i$ -той ступени» [10].

$$T_i - \text{«продолжительность нахождения нагрузки } S_i \text{ на } i\text{-ой ступени» [10].}$$

2) Теперь рассмотрим вариант, если подстанция укомплектовать двумя трансформаторами ТДН-16000/110/10.

Технические данные представлены в таблице 4.3:

Таблица 4.3 – Технические данные трансформатора ТДН-16000/110

$\Delta P_{xx}$ , кВт	$I_{xx}$ , %	$U_{кз}$ , %	$\Delta P_{кз}$ , кВт	Цена, руб.
18	0,7	10,5	85	14 500000

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX:

$$Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{0,7}{100} \cdot 16000 = 112 \text{ квар} \quad (4.13)$$

Потери активной мощности трансформатора в режиме XX

$$\Delta P'_{xx} = \Delta P_{xx} + K_{ип} \cdot \Delta Q_{xx} = 18 + 0,05 \cdot 112 = 23,6 \text{ кВт} \quad (4.14)$$

где  $K_{ип} = 0,05$  кВт/квар.

Потери активной мощности в режиме КЗ соответственных обмоток трансформатора при 100-ной нагрузке:

$$P'_{кз} = \Delta P_{кз} + K_{ип} \cdot Q_{кз} = 85 + 0,05 \cdot 1680 = 170 \text{ кВт} \quad (4.15)$$

где  $\Delta P_{кз}$ —потери мощности КЗ трансформатора (кВт);

$$Q_{K3} = \frac{U_{K3\%}}{100} \cdot S_{\text{НОМТ}} = \frac{10,5}{100} \cdot 16000 = 1680 \text{ кВА}, \quad (4.16)$$

где  $Q_{K3}$  – потери реактивной мощности трансформатора в режиме КЗ (квар)  
 $U_{K3\%}$  – «напряжение КЗ трансформатора, %.» [15].

Приведенные потери активной мощности трансформатора в режиме КЗ:

$$\begin{aligned} \Delta P'_T &= \Delta P'_{XX} + \frac{S_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{НОМ}}} \cdot P'_{K3} + K_{\text{ИП}} \cdot Q_{K3} = \\ &= 23,6 + \left(\frac{24}{16}\right)^2 \cdot 170 + 0,05 \cdot 1680 = 595,1 \text{ кВт} \end{aligned} \quad (4.17)$$

Экономическая нагрузка трансформаторов ПС:

$$S_{\text{Э}} = S_{\text{НОМТ}} \cdot \frac{n}{n-1} \cdot \frac{\Delta P'_{XX}}{\Delta P'_{K3}} = 16 \cdot 2 \cdot \frac{23,6}{170} = 3,14 \text{ МВА} \quad (4.18)$$

При загрузке трансформаторов на ПС менее чем на 3,14 МВА один из них нужно отключить.

В таблице 4.4 показаны потери электроэнергии в трансформаторах ТДН-160000/110.

Таблица 4.4 - Потери электроэнергии в трансформаторе ТДН-16000/110

№п/п	$S_{Bi}$ , МВА	$n_i$	$\Delta P'_X$ , кВт	$T_i \cdot 10^3$	$\Delta W_{Xi}$ , кВт·ч	$P'_k$ , кВт	$K_{3.Bi}$	$\Delta W_{Ki}$ , кВт·ч
1	2,493	2	23,6	200	9440	170	0,16	435,2
2	2,451	2	23,6	175	8260	170	0,15	334,7
3	2,367	2	23,6	200	9440	170	0,147	367,4
4	2,310	2	23,6	200	9440	170	0,144	352,5
5	2,296	2	23,6	325	15340	170	0,143	564,9
6	2,240	2	23,6	200	9440	170	0,14	333,2
7	2,183	2	23,6	350	16520	170	0,136	550,3
8	2,169	2	23,6	150	7080	170	0,135	232,4
9	2,155	2	23,6	400	18880	170	0,134	610,5
10	2,141	2	23,6	325	15340	170	0,134	496,0
11	2,085	2	23,6	175	8260	170	0,13	251,4
12	2,071	2	23,6	400	18880	170	0,129	565,8
13	2,057	2	23,6	150	7080	170	0,129	212,2
14	2,036	2	23,6	175	8260	170	0,128	243,7
15	2,018	2	23,6	375	17700	170	0,126	506,0
16	2,014	2	23,6	200	9440	170	0,126	269,9

Продолжение таблицы 4.4

17	2,008	2	23,6	375	17700	170	0,125	498,0
18	1,980	2	23,6	200	9440	170	0,124	261,4
19	1,958	2	23,6	175	8260	170	0,122	221,4
20	1,944	2	23,6	350	16520	170	0,122	442,8
21	1,938	2	23,6	175	8260	170	0,121	217,8
22	1,923	2	23,6	175	8260	170	0,12	214,2
23	1,888	2	23,6	175	8260	170	0,118	207,1
24	1,817	2	23,6	375	17700	170	0,114	414,2
25	1,775	2	23,6	200	9440	170	0,11	205,7
26	1,705	2	23,6	175	8260	170	0,107	170,3
27	1,634	2	23,6	175	8260	170	0,102	154,8
28	1,620	2	23,6	175	8260	170	0,101	151,7
29	1,592	2	23,6	175	8260	170	0,099	145,8
30	1,550	2	23,6	150	7080	170	0,097	120,0
31	1,521	2	23,6	225	10620	170	0,095	172,6
32	1,381	2	23,6	175	8260	170	0,086	110,0
33	1,338	2	23,6	170	8024	170	0,084	102,0
34	1,268	2	23,6	390	18408	170	0,079	206,9
35	1,261	2	23,6	190	8968	170	0,079	100,8
36	1,169	2	23,6	375	17700	170	0,073	169,9
37	1,162	2	23,6	125	5900	170	0,073	56,6
38	1,141	2	23,6	60	2832	170	0,071	25,7
				$\Delta W_{xi}$	413472		$\Delta W_{ki}$	10695,72
$\Delta W_{\text{ПС}} = \Delta W_{xi} + \Delta W_{ki} = 424167,72$								

На основании расчетных графиков нагрузки определяется стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на ПС:

$$I_э = \Delta W_{\text{ПС}} \cdot C_э = 424167,72 \cdot 1,837 = 779196,10 \text{ руб,} \quad (4.19)$$

где  $\Delta W_{\text{ПС}}$  – «годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт·ч» [15].

$$C_э = \frac{\alpha}{T_m} + \beta = \frac{350}{474,8} + 1,1 = 1,837 \text{ кВт} \cdot \text{ч,} \quad (4.20)$$

Приведенные затраты:

$$\begin{aligned} Z_{\text{пр}} &= E_H \cdot K + I_э + I_0 = 0,15 \cdot 29000 + 779,2 + 2726 = \\ &= 7855,2 \text{ тыс. руб,} \end{aligned} \quad (4.21)$$

где  $E_H = 0,15$  – номинальный коэффициент эффективности;

$K$  – капитальные затраты на оборудование ПС;

$$K = 2 \cdot 14500 = 29000 \text{ тыс. руб}$$

$I_0$  – ежегодные эксплуатационные издержки

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 29000 = 2726 \text{ тыс. руб,} \quad (4.22)$$

Затраты на установку трансформатора ТДН-16000/110 несколько выше чем на ТДН-10000/110, но при проектировании должен учитываться рост нагрузок на ближайшие 5-7 лет. Следовательно, даже при несколько больших приведенных затратах, выгоднее установить ТДН-16000/110. Это также обусловлено сравнительно небольшим сроком окупаемости. Нагрузка на ПС в связи со строительством новых объектов с каждым годом растет, что также обуславливает необходимость установки более мощных трансформаторов.

Поэтому выберем для дальнейшего рассмотрения и установки на реконструируемой подстанции трансформатор ТДН-16000.

## 5 Выбор и расчёт нагрузки трансформаторов собственных нужд

Расчет выполняется для потребителей, работающих в длительном режиме.

Исходные данные:

$P$  - номинальная активная мощность, кВт – 1,1;

Коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,85$ ;  $\operatorname{tg} \varphi = 0,62$ ;

Коэффициент спроса  $\alpha = 0,4$ .

Расчетная активная мощность:

$$P_p = P \cdot \alpha; \quad (5.1)$$

$$P_p = 1,1 \cdot 0,4 = 0,44 \text{ кВт}$$

Расчетная реактивная мощность:

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi; \quad (5.2)$$

$$Q_p = 0,44 \cdot 0,62 = 0,27 \text{ кВАр}$$

Полная мощность:

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}; \quad (5.3)$$

$$S_p = \sqrt{0,44^2 + 0,27^2} = 0,51 \text{ кВА}$$

В таком же порядке находим активную и реактивную мощность для других потребителей. Расчет нагрузки потребителей сведен в таблицу 5.1.

Суммарная расчетная нагрузка потребителей собственных нужд:

$$S_p = \sqrt{77,66^2 + 32,18^2} = 84,07 \text{ кВА}$$

Номинальную мощность трансформаторов собственных нужд определяют для подстанции с дежурным персоналом по представленному ниже параметру:

$$S_m \geq \frac{S_p}{1,3}, \quad (5.4)$$

где 1,3 – это есть коэффициент, учитывающий допускаемую перегрузку ТСН в течение 2-х часов:

$$100 \text{ кВА} > \frac{84,07}{1,3} \text{ кВА}$$

$$100 \text{ кВА} > 64,7 \text{ кВА}$$

Согласно выполненным расчетам, мощности двух трансформаторов собственных нужд ТМГ-100 достаточно для установки на подстанции.

Трансформаторы собственных нужд (ТСН) устанавливаются на ОРУ 110 кВ, подключаются через ячейки РУ 10 кВ кабелем. Данный вариант подключения обеспечивает большую надежность в сети собственных нужд, т.к. при аварии или ремонте оборудования какой-либо из секций шин 110 кВ подстанции, оба ТСН остаются в работе благодаря АВР на стороне 10 кВ.

Таблица 5.1 - Нагрузка трансформаторов собственных нужд

№ п/п	Наименование нагрузки	Кол-во приемников, шт.	Номинальная		$\eta$	$\cos\varphi$	$tg\varphi$	Расчетная нагрузка на трансформатор		
			Одного приемника $P_{н.мах}/$ $P_{н.мин},$ кВт	Общая, кВт				Коэффи циент спроса $\alpha$	Активная $P_p = P \cdot$ $\alpha/\eta,$ кВт	Реактивн ая $Q_p = P_p \cdot$ $tg\varphi,$ кВар
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
2	Питание цепей блокировки разъединителей	2	0,8	1,6	1	0,9	0,48	1	1,6	0,77
3	Охлаждение трансформатора Т1, Т2	2	2,95	5,9	1	0,85	0,62	0,85	5,02	3,11
4	РПН трансформатора Т1, Т2	2	1,12	2,24	1	0,85	0,62	0,7	1,57	0,97
5	Питание РСПТ	1	16,4	16,4	1	0,9	0,48	0,5	8,2	3,97
6	Обогрев шкафов наружной установки на ОРУ 110 кВ	1	11,15	11,15	1	1	0,0	0,7	7,81	0,0
7	Питание КРУН-10 кВ	1	15	15	1	0,99	0,14	1	15	2,14
8	Освещение ОРУ	-	-	1,1	1	0,85	0,62	0,4	0,44	0,27
9	Сварочная сеть	1	16	16	1	0,7	1,02	1	16	16,32
10	Питание прибора уровня	-	-	0,0063	1	0,85	0,62	1	0,0063	0,0039
11	Питание СДТУ	1	9,5	9,5	1	0,99	0,14	1	9,5	1,35

Продолжение таблицы 5.1

12	Питание приводов разъединителей 110 кВ	1	6	6	1	0,99	0,14	0,7	4,2	0,6
13	Питание двигателей приводов выключателей 10 кВ	1	3	3	1	0,99	0,14	0,7	2,1	0,3
14	Питание АИИСКУЭ	1	2	2	1	0,8	0,75	1	2	1,5
15	Аварийное освещение БАО	1	0,99	0,99	1	0,85	0,62	0,4	0,4	0,25
16	Питание ОПУ	1	3,7	3,7	1	0,99	0,14	1	3,7	0,53
17	Питание охранно-пожарной сигнализации	1	0,13	0,13	1	0,8	0,75	1	0,13	0,1
18									77,66	32,18
Суммарная расчетная нагрузка потребителей собственных нужд S, кВа									84,07	

## **6 Выбор электрической схемы подстанции**

Главные решения по схемам подстанций принимаются учитывая обеспечение надёжности, перспектив развития, технической реализации ремонтных работ и безопасной эксплуатации. При разработке стремятся максимально упростить схему и применить как можно меньше коммутационной аппаратуры.

«Два трансформатора устанавливаются на подстанциях, питающих электроприемники I или II категории и не имеющих на вторичном напряжении связи с другими подстанциями» [12].

В соответствии с техническим заданием на проектирование схема подстанции выполнена:

— ОРУ 110 кВ – Схема № 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линии» [13];

— РУ 10 кВ – Схема № 10(6)-1 «Одна, секционированная выключателем система шин».

Для того чтобы обеспечить надежный резерв обоих трансформаторов, их подключают от независимых источников по независимым друг от друга линиям. Так как взаимный резерв трансформаторов должен быть одинаковым, то их выбираем одной и той же мощности.

В настоящее время ПС Ставропольского района 110/10 кВ имеет со стороны высшего напряжения упрощенную схему с разъединителями, отделителями и короткозамыкателями. Эта схема обладает простотой конструкции и несколько дешевле по сравнению со схемами с выключателями. «В то же время, эти аппараты обладают определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками. Принципиальным недостатком схем с отделителями и короткозамыкателями является то, что искусственно создаваемое КЗ для отключения поврежденного участка сети в бестоковую паузу с помощью отделителя резко увеличивает общую продолжительность наиболее тяжелых условий работы выключателей на смежных ПС. Поэтому в настоящее

время использование отделителей и короткозамыкателей на вновь сооружаемых ПС прекращено, а при реконструкции действующих ПС они должны заменяться выключателями» [14]. На рисунке 6.1 показана электрическая схема подстанции после реконструкции.

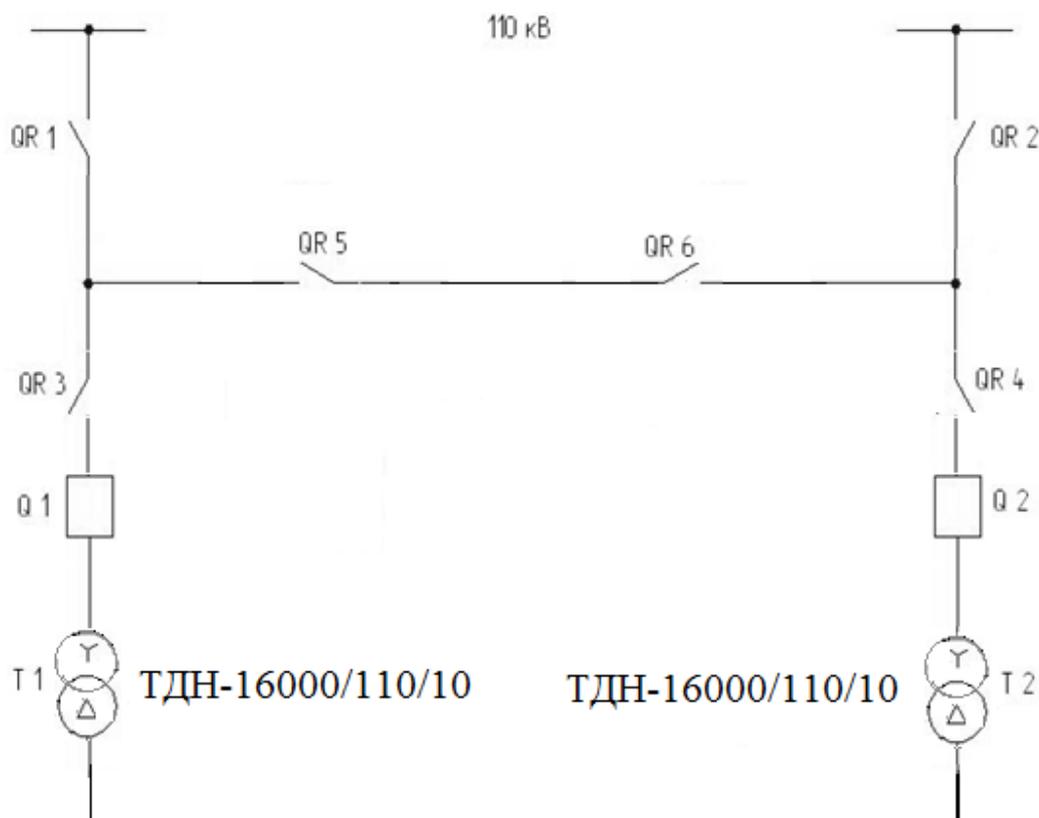


Рисунок 6.1 - Схема подстанции 110/10 кВ после реконструкции

## 7 Расчет токов короткого замыкания

Расчёт токов короткого замыкания выполняется в соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 «Руководящие указания по расчёту токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [2]. Данный расчёт был выполнен для проверки электрического оборудования 110 и 10 кВ, которое было выбрано по токам нагрузки.

### Расчёт ТКЗ на стороне 10 кВ:

Расчет максимального тока КЗ  $I_{к.макс}^{(3)}$  в питающей системе производим при наименьшем сопротивлении в максимальном ее режиме ( $X_{с.макс}$ , отнесенном к  $U_{ср.}$  в сети ВН) и сопротивлении  $X_{тр.мин.}$ , вычисленному по следующей формуле:

$$X_{тр.мин.} = \frac{U_{к.мин.} \cdot U_{ср.ВН.} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})^2}{100 S_{ном.тр.}} \quad (7.1)$$

где  $U_{ср.ВН.}$  – «среднее напряжение сети на стороне ВН, кВ» [2].

$S_{ном.тр.}$  – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [2].

$\Delta U_{*РПН} = \Delta U_{*РПН} / 100$  – «половина полного (суммарного) диапазона регулирования напряжения на стороне ВН трансформатора, %» [2].

$U_{к.мин.}$  – «напряжение КЗ, %» [2].

$$X_{тр.мин.} = \frac{10,09 \cdot (115 \cdot 1 - 0,16)^2}{100 \cdot 16} = 58,847 \text{ Ом}$$

Максимальный ток КЗ на стороне НН, приведенный к ступени ВН:

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{U_{ном.}}{X_{с.макс} + X_{тр.мин.}} \quad (7.2)$$

где  $X_{с.макс}$  – «сопротивление системы в режиме максимума, Ом» [2].

$X_{тр.мин.}$  – «минимальное сопротивление трансформатора, Ом» [2].

$U_{ном.}$  – «номинальное междуфазное напряжение сети, В» [2].

Сопротивление системы в режиме максимума:

$$X_{с.макс} = \frac{U_{ср.ВН.}}{\sqrt{3} \cdot I_{к.ВН}^3} \quad (7.3)$$

где  $I_{к.ВН}^{(3)}$  – максимальный ток КЗ на стороне 110 кВ, кА. Значение тока трехфазного КЗ на шинах 110 кВ подстанции = 9,181 кА и предоставлено филиалом ОАО "МРСК Волги" - "Самарские распределительные сети" Жигулевским производственным отделением.

$$X_{с.макс} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 9,181} = 7,232 \text{ Ом}$$

$$I_{к.макс.ВН}^{(3)} = \frac{115}{7,232 + 58,847} = 961,101 \text{ А}$$

Приведение  $I_{к.макс.ВН}^{(3)}$  к нерегулируемой стороне НН производится по минимальному коэффициенту трансформации трансформатора, соответствующему тому же крайнему положению РПН, при котором вычислялся этот ток.

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = I_{к.макс.ВН}^3 \frac{U_{ср.ВН.} \cdot (1 - \Delta U_{*РПН})}{U_{НН}}, \quad (7.4)$$

где  $U_{НН}$  – напряжение сети на стороне НН, кВ.

Токи коротких замыканий на стороне 10 кВ:

$$I_{к.макс.НН}^{(3)} = 961,101 \frac{115 \cdot (1 - 0,16)}{11} = 8,449 \text{ кА}$$

$$I_{к}^{(2)} = 8,449 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 7,309 \text{ кА}$$

Ударный ток определяется по формуле:

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot I_{к}^3 \cdot K_{уд} \quad (7.5)$$

где  $K_{уд}$  – ударный коэффициент.

Ударные токи на сторонах 110 и 10 кВ соответственно:

$$i_{уд.к1} = \sqrt{2} \cdot 9,181 \cdot 1,8 = 23,27 \text{ кА}$$

$$i_{уд.к2} = \sqrt{2} \cdot 8,449 \cdot 1,85 = 22,1 \text{ кА}$$

Таблица 6.1 - Значения токов КЗ на стороне 10 кВ:

Мощность трансформатора, МВА	Напряжение, кВ	$I_{к.макс.}^{(3)}$ кА	Ударный коэффициент $K_{уд}$	Ударный ток $i_{уд.}$ кА
16	115	9,181	1,8	23,27
	11	8,449	1,85	22,1

**Расчёт ТКЗ на стороне 0,4 кВ:**

«При напряжении до 1 кВ в расчетах учитываются все активные и индуктивные сопротивления короткозамкнутой цепи, включая активные сопротивления различных контактов и контактных соединений» [21]. Расчет произведен в системе именованных единиц. Расчетная схема и схема замещения представлены на рисунках 7.1 и 7.2.

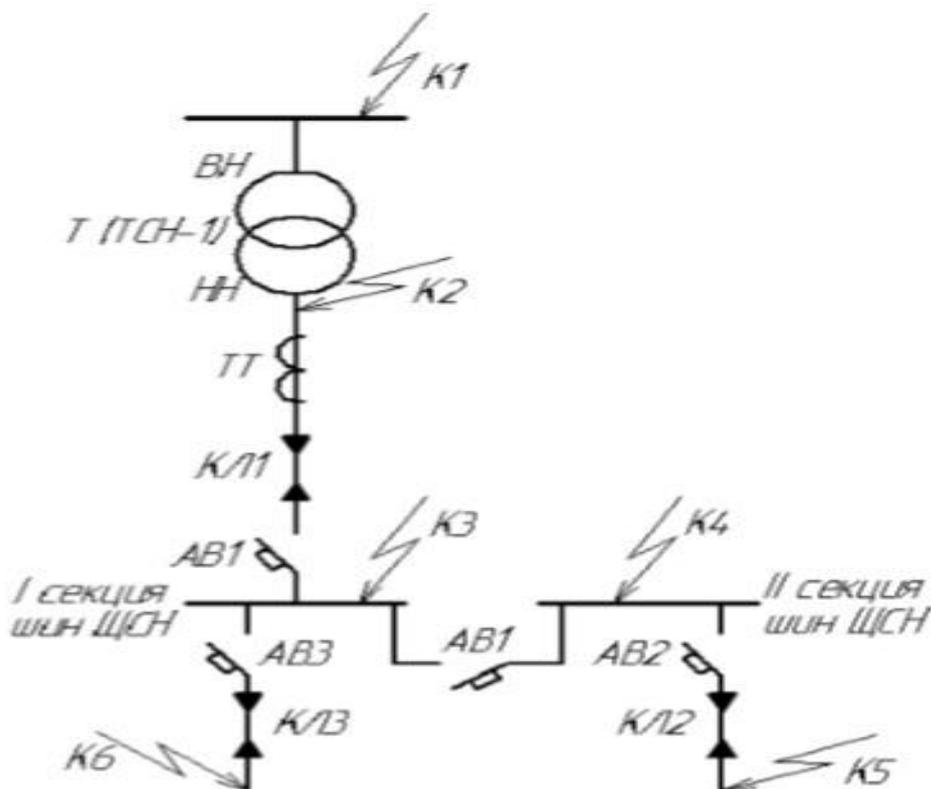


Рисунок 7.1 Расчетная схема

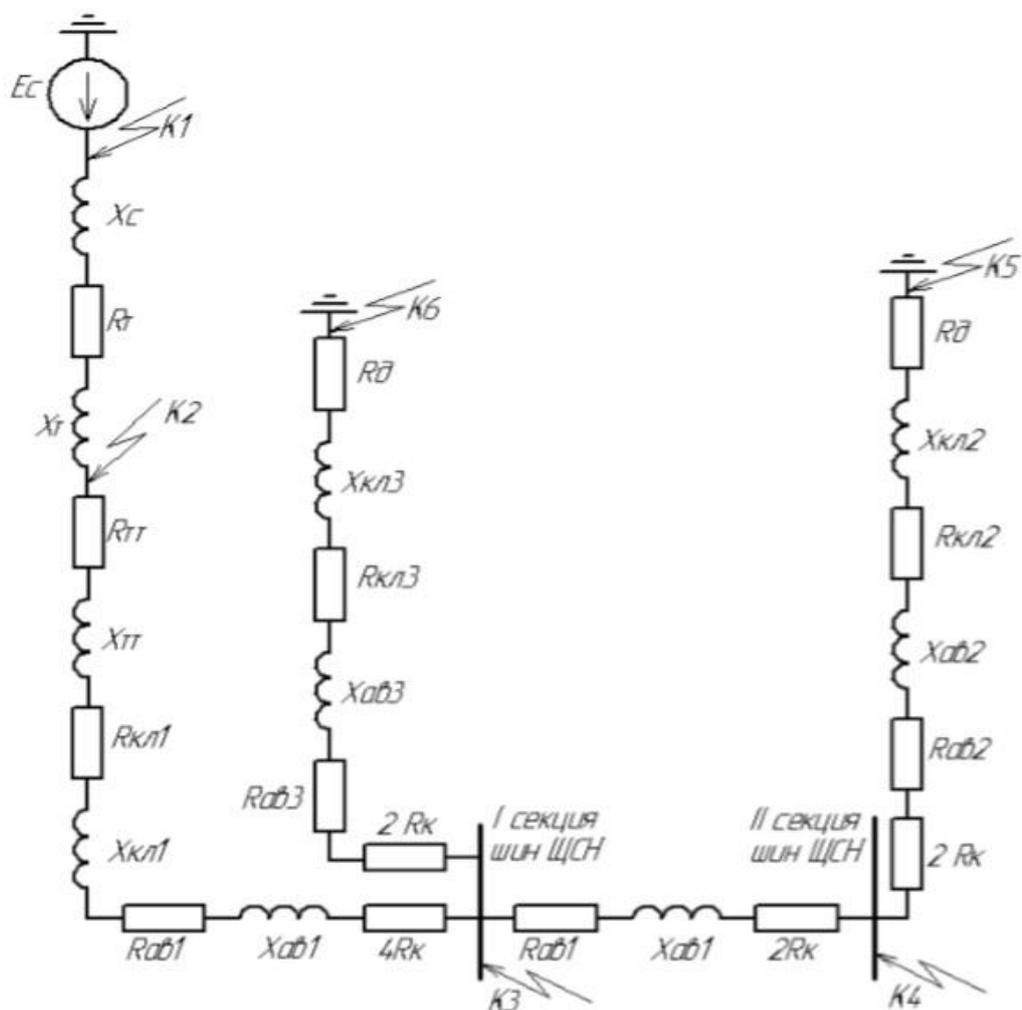


Рисунок 7.2 Схема замещения для определения ТКЗ на стороне 0,4 кВ

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания:

$$I_{\text{к}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.нн}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{R^2 + X^2}} \quad (7.6)$$

где  $U_{\text{ср.нн}}$  – «среднее номинальное напряжение сети, в которой произошло короткое замыкание, В» [2].

$R_{\Sigma}$  – «суммарное активное сопротивление прямой последовательности» [2].

Суммарное активное сопротивление прямой последовательности до точки К2 равно:

$$R = R_T, \quad 7.7$$

до точки К3:

$$R_{\Sigma 3} = R_{\Sigma 2} + R_{TT} + R_{КЛ1} + R_{AB1} + 4 \cdot R_K \quad (7.8)$$

до точки К4:

$$R_{\Sigma 4} = R_{\Sigma 3} + R_{AB1} + 2 \cdot R_K \quad (7.9)$$

до точки К5:

$$R_{\Sigma 5} = R_{\Sigma 4} + R_{AB2} + R_{КЛ2} + 2 \cdot R_K \quad (7.10)$$

до точки К6

$$R_{\Sigma 6} = R_{\Sigma 3} + R_{AB3} + R_{КЛ3} + 2 \cdot R_K, \quad (7.11)$$

где  $R_T$  – «активное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведённое к ступени низшего напряжения сети» [2].

$R_{КЛ}$  – «активное сопротивление прямой последовательности кабельной линии» [22].

$R_K$  – «активное сопротивление контактного соединения» [2].

$R_{AB}$  – «активное сопротивление токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм» [2].

$R_{TT}$  – «активное сопротивление первичной обмотки трансформатора тока, мОм» [2].

«Активное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведённое к ступени низшего напряжения сети» [2].

$$R_T = \frac{P_k \cdot U_{\text{ННном}}^2}{S_{\text{Т.ном}}^2} \cdot 10^6, \quad (7.12)$$

где  $P_k$  – «потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт, принимаем равным 0,27 кВт» [2].

$U_{\text{ННном}}$  – «номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора, кВ, принимаем равным 0,4 кВ» [2].

$S_{\text{Т.ном}}$  – «номинальная мощность трансформатора, кВА» [2].

Суммарное индуктивное сопротивление прямой последовательности до точки К2:

$$X_{\Sigma 2} = X_T + X_C, \quad (7.13)$$

до точки К3:

$$X_{\Sigma 3} = X_{\Sigma 2} + X_{\text{ТТ}} + X_{\text{КЛ1}} + X_{\text{АВ1}}, \quad (7.14)$$

до точки К4:

$$X_{\Sigma 4} = X_{\Sigma 3} + X_{\text{АВ1}}, \quad (7.15)$$

до точки К5:

$$X_{\Sigma 5} = X_{\Sigma 4} + X_{\text{АВ2}} + X_{\text{КЛ2}}, \quad (7.16)$$

до точки К6:

$$X_{\Sigma 6} = X_{\Sigma 3} + X_{\text{АВ3}} + X_{\text{КЛ3}}, \quad (7.17)$$

где  $X_T$  – «индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети» [2].

$X_C$  – «эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведённое к ступени низшего напряжения» [2].

$X_{КЛЗ}$  – «индуктивное сопротивление прямой последовательности кабельной линии» [2].

$X_{АВЗ}$  – «индуктивное сопротивление токовых катушек и переходных сопротивлений подвижных контактов автоматических выключателей, мОм» [2].

$X_{ТТ}$  – «индуктивное сопротивление первичной обмотки трансформатора тока, мОм» [2].

«Индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения сети» [2].

$$X_C = \overline{u_K^2 - \frac{100 \cdot P_{к.ном}}{S_{т.ном}}^2} \cdot \frac{U_{нн.ном}^2}{S_{т.ном}} \cdot 10^4, \quad (7.18)$$

где  $u_K$  – напряжение короткого замыкания трансформатора, %, по данным производителя составляет 4,5%.

«Эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения» [2]:

$$X_T = \frac{U_{ср.нн}^2}{\sqrt{3} \cdot I_{к.вн} \cdot U_{ср.вн}}, \quad (7.19)$$

где  $I_{к.вн}$  – «действующее значение периодической составляющей тока при трехфазном КЗ у выводов обмотки высшего напряжения трансформатора» [2], кА, равно (см. расчет выше) 8,449 кА.

$U_{\text{ср.ВН}}$  – «среднее номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка высшего напряжения трансформатора» [2], В, принимаем равным 11000 В.

Для расчета принимаем:

$$U_{\text{ср.НН}} = 400\text{В};$$

$$R_{\text{КЛ1}} = 0,86 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{КЛ2}} = 6,372 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{КЛ3}} = 6,372 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{К}} = 0,1 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{АВ1}} = 0,99 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{АВ2}} = 7 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{АВ3}} = 7 \text{ мОм};$$

$$R_{\text{ТТ}} = 1,2 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{КЛ1}} = 0,089 \text{ мОм/м};$$

$$X_{\text{КЛ2}} = 0,169 \text{ мОм/м};$$

$$X_{\text{КЛ3}} = 0,169 \text{ мОм/м};$$

$$X_{\text{АВ1}} = 0,42 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{АВ2}} = 4,5 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{АВ3}} = 4,5 \text{ мОм};$$

$$X_{\text{ТТ}} = 0,75 \text{ мОм};$$

«Активное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора» [2]:

$$R_{\text{T}} = \frac{0,27 \cdot 0,4^2}{100^2} \cdot 10^6 = 4,32 \text{ мОм}.$$

«Индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора» [2]:

$$X_T = \sqrt{4,5^2 - \frac{100 \cdot 0,27^2}{40} \cdot \frac{0,4^2}{100}} \cdot 10^4 = 71,518 \text{ мОм.}$$

«Эквивалентное индуктивное сопротивление системы» [2]:

$$X_C = \frac{400^2}{\sqrt{3} \cdot 8,449 \cdot 11000} = 0,986 \text{ мОм.}$$

«Суммарные активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности» [2]:

До точки К2:

$$R_{\Sigma 2} = 4,32 \text{ мОм;}$$

$$X_{\Sigma 2} = 71,518 + 0,986 = 72,504 \text{ мОм.}$$

До точки К3:

$$R_{\Sigma 3} = 4,32 + 1,2 + 95 \cdot 0,86 + 0,99 + 0,4 \cdot 0,1 = 28,41 \text{ мОм;}$$

$$X_{\Sigma 3} = 72,504 + 0,75 + 95 \cdot 0,089 + 0,42 = 75,899 \text{ мОм;}$$

До точки К4:

$$R_{\Sigma 4} = 28,41 + 0,99 + 2 \cdot 0,1 = 29,6 \text{ мОм;}$$

$$X_{\Sigma 4} = 75,889 + 0,42 = 76,319 \text{ мОм;}$$

До точки К5:

$$R_{\Sigma 5} = 29,6 + 7 + 60 \cdot 6,372 + 2 \cdot 0,1 = 419,12 \text{ мОм;}$$

$$X_{\Sigma 5} = 76,319 + 4,5 + 60 \cdot 0,169 = 90,971 \text{ мОм;}$$

До точки К6:

$$R_{\Sigma 6} = 28,41 + 7 + 60 \cdot 6,372 + 2 \cdot 0,1 = 417,93 \text{ мОм;}$$

$$X_{\Sigma 6} = 75,899 + 4,5 + 60 \cdot 0,169 = 90,551 \text{ мОм;}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного тока короткого замыкания в точках К2 – К6:

$$I_{3К2}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{4,32^2 + 72,504^2}} = 3,18 \text{ кА;}$$

$$I_{3К3}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{28,41^2 + 75,899^2}} = 2,85 \text{ кА;}$$

$$I_{3K4}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{29,6^2 + 76,319^2}} = 2,821 \text{ кА};$$

$$I_{3K5}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{419,12^2 + 90,971^2}} = 0,538 \text{ кА};$$

$$I_{3K6}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{417,93^2 + 90,551^2}} = 0,54 \text{ кА};$$

Ток однофазного короткого замыкания определяется по формуле:

$$I_K^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср.НН}}}{2 \cdot R_{\Sigma} + R_{0\Sigma}^2 + 2 \cdot X_{\Sigma} + X_{0\Sigma}^2}, \quad (7.20)$$

где  $R_{0\Sigma}$ ,  $X_{0\Sigma}$  – «соответственно суммарные активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ, мОм» [2].

«Суммарные активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности» [2]:

до точки К2:

$$R_{0\Sigma 2} = R_{0T}, \quad (7.21)$$

$$X_{0\Sigma 2} = X_{0T}, \quad (7.22)$$

до точки К3:

$$R_{0\Sigma 3} = R_{0\Sigma 2} + R_{TT} + R_{0КЛ1} + R_{AB1} + 4 \cdot R_K, \quad (7.23)$$

$$X_{0\Sigma 3} = X_{0\Sigma 2} + X_{TT} + X_{0КЛ1} + X_{AB1}, \quad (7.24)$$

до точки К4:

$$R_{0\Sigma 4} = R_{0\Sigma 3} + R_{AB1} + 2 \cdot R_K, \quad (7.25)$$

$$X_{0\Sigma 4} = X_{0\Sigma 3} + X_{AB1}, \quad (7.26)$$

до точки К5:

$$R_{0\Sigma 5} = R_{0\Sigma 4} + R_{AB2} + R_{0КЛ2} + 2 \cdot R_K, \quad (7.27)$$

$$X_{0\Sigma 5} = X_{0\Sigma 4} + X_{AB2} + X_{0КЛ2}, \quad (7.28)$$

до точки К6:

$$R_{0\Sigma 6} = R_{0\Sigma 3} + R_{AB3} + R_{0КЛ3} + 2 \cdot R_K, \quad (7.29)$$

$$X_{0\Sigma 6} = X_{0\Sigma 5} + X_{AB3} + X_{0КЛ3}, \quad (7.30)$$

где  $R_{0T}$  – «активное сопротивление нулевой последовательности трансформатора» [2].

$R_{0КЛ}$  – «активное сопротивления нулевой последовательности кабельной линии мОм/м» [2].

$X_{0T}$  – «активное сопротивление нулевой последовательности трансформатора» [2].

$X_{0КЛ}$  – «индуктивное сопротивление нулевой последовательности кабельной линии, мОм/м» [2].

Для расчета примем:

$$R_{0\text{КЛ}1} = 0,86 \text{ мОм/м};$$

$$R_{0\text{КЛ}2} = 6,372 \text{ мОм/м};$$

$$R_{0\text{КЛ}3} = 6,372 \text{ мОм/м};$$

$$X_{0\text{КЛ}1} = 0,089 \text{ мОм/м};$$

$$X_{0\text{КЛ}2} = 0,169 \text{ мОм/м};$$

$$X_{0\text{КЛ}3} = 0,169 \text{ мОм/м}.$$

«Для схемы соединения обмоток трансформатора  $\Delta/Y_n$  сопротивления нулевой последовательности равны сопротивлениям прямой последовательности» [2], поэтому:

$$X_{0T} = X_T \quad (7.31)$$

$$R_{0T} = R_T \quad (7.32)$$

Суммарные активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности равны:

$$R_{0\Sigma 2} = 4,32 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma 2} = 71,518 \text{ мОм};$$

$$R_{0\Sigma 3} = 4,32 + 1,2 + 40,75 + 0,99 + 4 \cdot 0,1 = 47,66 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma 3} = 71,518 + 0,75 + 22,75 + 0,42 = 96,424 \text{ мОм};$$

$$R_{0\Sigma 4} = 47,66 + 0,99 + 2 \cdot 0,1 = 48,85 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma 4} = 96,424 + 0,42 = 96,844 \text{ мОм};$$

$$R_{0\Sigma 5} = 48,85 + 7 + 439,56 + 2 \cdot 0,1 = 495,61 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma 5} = 96,844 + 4,5 + 182,52 = 283,864 \text{ мОм};$$

$$R_{0\Sigma 6} = 47,66 + 7 + 439,56 + 2 \cdot 0,1 = 494,42 \text{ мОм};$$

$$X_{0\Sigma 6} = 96,844 + 4,5 + 182,52 = 283,864 \text{ мОм};$$

Токи однофазных коротких замыканий равны:

$$I_{K2}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{2 \cdot 4,32 + 4,32^2 + 2 \cdot 72,504 + 71,518^2} = 3,194 \text{ кА};$$

$$I_{K3}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{2 \cdot 28,41 + 47,66^2 + 2 \cdot 75,899 + 96,424^2} = 2,573 \text{ кА};$$

$$I_{K4}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{2 \cdot 29,6 + 48,85^2 + 2 \cdot 76,319 + 36,844^2} = 2,548 \text{ кА};$$

$$I_{K5}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{2 \cdot 419,12 + 495,61^2 + 2 \cdot 90,971 + 283,864^2} = 0,49 \text{ кА};$$

$$I_{K6}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{2 \cdot 417,93 + 494,42^2 + 2 \cdot 90,551 + 283,444^2} = 0,492 \text{ кА};$$

Сопrotивления цепей трехфазного короткого замыкания (для расчета сопротивлений дуги):

$$Z_{\Sigma K5} = \sqrt{R_{\Sigma K5}^2 + X_{\Sigma K5}^2}; \quad (7.33)$$

$$Z_{\Sigma K6} = \sqrt{R_{\Sigma K6}^2 + X_{\Sigma K6}^2}; \quad (7.34)$$

$$Z_{\Sigma K5} = \sqrt{419,12^2 + 90,971^2} = 428,879 \text{ МОм};$$

$$Z_{\Sigma K6} = \sqrt{417,93^2 + 90,551^2} = 427,627 \text{ МОм};$$

Коэффициенты  $K_C$  (для расчета сопротивления дуги):

$$K_C = 0,6 - 0,0025 \cdot Z_K + 0,014 \cdot \sqrt{Z_K} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{Z_K}; \quad (7.35)$$

$$K_{C5} = 0,6 - 0,0025 \cdot 428,879 + 0,014 \cdot \sqrt{428,879} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{428,879} = 0,909;$$

$$K_{C5} = 0,6 - 0,0025 \cdot 427,627 + 0,014 \cdot \sqrt{427,627} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{427,627} = 0,909;$$

Сопротивления дуги короткого замыкания:

$$R_{д5} = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3 \cdot I_{K5}^2 \cdot K_{C5}^2} - X_{\Sigma K5}^2 - R_{\Sigma K5}^2; \quad (7.36)$$

$$R_{д6} = \frac{U_{\text{ср.НН}}^2}{3 \cdot I_{K6}^2 \cdot K_{C6}^2} - X_{\Sigma K6}^2 - R_{\Sigma K6}^2; \quad (7.37)$$

$$R_{д5} = \frac{400^2}{3 \cdot 0,538^2 \cdot 0,909^2} - 90,971^2 - 419,12^2 = 43,702 \text{ мОм};$$

$$R_{д6} = \frac{400^2}{3 \cdot 0,54^2 \cdot 0,909^2} - 90,551^2 - 417,93^2 = 43,74 \text{ мОм};$$

Минимальные токи трехфазных коротких замыканий для точек К5 и К6 (с учетом сопротивления дуги):

$$I_{K5(д)}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_{\Sigma K5}^2 + R_{д5}^2 + X_{\Sigma K5}^2}}; \quad (7.38)$$

$$I_{K6(д)}^{(3)} = \frac{U_{\text{ср.НН}}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{Z_{\Sigma K6}^2 + R_{д6}^2 + X_{\Sigma K6}^2}}; \quad (7.39)$$

$$I_{K5(д)}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{419,12^2 + 43,702^2 + 90,971^2}} = 0,49 \text{ кА};$$

$$I_{K6(д)}^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{417,93^2 + 43,74^2 + 90,551^2}} = 0,491 \text{ кА};$$

Сопротивления цепей однофазного короткого замыкания (для расчета сопротивления дуги):

$$Z_{\Sigma K5} = \frac{\sqrt{2 \cdot R_{\Sigma K5}^2 + R_{\Sigma 05}^2 + 2 \cdot X_{\Sigma K5}^2 + X_{0\Sigma K5}^2}}{3}; \quad (7.40)$$

$$Z_{\Sigma K6} = \frac{\sqrt{2 \cdot R_{\Sigma K6}^2 + R_{\Sigma 06}^2 + 2 \cdot X_{\Sigma K6}^2 + X_{0\Sigma K6}^2}}{3}; \quad (7.41)$$

$$Z_{\Sigma K5} = \frac{\sqrt{2 \cdot 419,12^2 + 495,61^2 + 2 \cdot 90,971^2 + 283,864^2}}{3} = 470,948 \text{ мОм};$$

$$Z_{\Sigma K6} = \frac{\sqrt{2 \cdot 417,93^2 + 494,42^2 + 2 \cdot 90,551^2 + 283,444^2}}{3} = 469,786 \text{ мОм};$$

Коэффициенты  $K_c$  (для расчета сопротивлений дуги):

$$K_{C5} = 0,6 - 0,0025 \cdot 470,948 + 0,014 \cdot \sqrt{470,948} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{470,948} = 0,885;$$

$$K_{C6} = 0,6 - 0,0025 \cdot 469,786 + 0,014 \cdot \sqrt{469,786} - 0,13 \cdot \sqrt[3]{469,786} = 0,886;$$

Сопротивления дуг коротких замыканий:

$$R_{д5} = \frac{400^2}{3 \cdot 0,49^2 \cdot 0,885^2} - 90,971^2 - 419,12^2 = 105,097 \text{ мОм};$$

$$R_{д6} = \frac{400^2}{3 \cdot 0,492^2 \cdot 0,886^2} - 90,551^2 - 417,93^2 = 104,461 \text{ мОм};$$

Минимальные токи однофазных коротких замыканий для точек К5 и К6 (с учетом сопротивлений дуги):

$$I_{K5(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НН}}{\sqrt{2 \cdot R_{\Sigma K5} + R_{\Sigma 05} + 2 \cdot R_{д5}^2 + 2 \cdot X_{\Sigma K5} + X_{0\Sigma K5}^2}}; \quad (7.42)$$

$$I_{K6(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot U_{ср.НН}}{\sqrt{2 \cdot R_{\Sigma K6} + R_{\Sigma 06} + 2 \cdot R_{д6}^2 + 2 \cdot X_{\Sigma K6} + X_{0\Sigma K6}^2}}; \quad (7.43)$$

$$I_{K5(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{2 \cdot 419,12 + 495,61 + 2 \cdot 105,097^2 + 2 \cdot 90,971 + 283,864^2}} = 0,43 \text{ кА}$$

$$I_{K5(д)}^{(1)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 400}{\sqrt{2 \cdot 417,93 + 494,42 + 2 \cdot 104,461^2 + 2 \cdot 90,551 + 283,444^2}} = 0,431 \text{ кА}$$

Таким образом, максимальный ток КЗ на шинах ЩСН составит: однофазного КЗ – 2,573 кА, трехфазного – 2,85 кА. Максимальный ток КЗ в конце линий, питающих здание СДТУ: однофазного КЗ – 0,492 кА, трехфазного – 0,54 кА. Минимальный ток КЗ в конце линий, питающих здание СДТУ: однофазного КЗ – 0,43 кА, трехфазного – 0,49 кА.

## 8 Выбор электрических аппаратов

В соответствии с РД 153-34.0-20.527-98 технические характеристики оборудования должны удовлетворять условиям выбора:

1. «По номинальному напряжению» [2]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}};$$

2. «По номинальному току» [2]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч.}};$$

3. «По отключающей способности» [2]:

$$I_{\text{откл}} \geq I_{\text{по}};$$

4. По току динамической стойкости:

$$i_{\text{дин}} \geq i_{\text{уд}};$$

5. По току термической стойкости:

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} \geq B_{\text{к}} \gg [2].$$

### 8.1 Выбор выключателя

Проверка выключателей РУ 110 и 10 кВ на примере выключателя 110 кВ ячейки трансформатора Т-1:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}};$$

2. По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{T}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (8.1.1)$$

где  $S_{\text{T}}$ , кВА – мощность трансформатора, принимаем равным 16 МВА;

1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 3150 \text{ А}; I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}};$$

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{по}} = 9,181; I_{\text{откл}} > I_{\text{по}};$$

4. По току динамической стойкости:

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I_{\text{по}}, \quad (8.1.2)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент;

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,181 = 23,27 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 102 \text{ кА}; i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}};$$

5. По току термической стойкости:

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 t_{\text{откл}}; \quad (8.1.3)$$

где  $t_{\text{откл}}$ , с – время отключения тока КЗ;

$$W_{\text{к}} = 9,181^2 \cdot 2 = 168,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} > W_{\text{к}}.$$

Результаты проверки силовых выключателей 110 кВ и 10 кВ сведены в таблицу 8.1.1

Таблица 8.1.1 - Проверка силовых выключателей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с.}$ кВ	$I_{нр.}$ А	$I_{по.}$ кА	$i_{уд.}$ кА	$B_{к.}$ кА <sup>2</sup> · с	$U_{н.}$ кВ	$I_{н.}$ А	$I_{откл.}$ кА	$i_{дин.}$ кА	$I^2 \cdot t,$ кА <sup>2</sup> · с
ОРУ 110кВ ячейка Т1	110	117,6	9,181	23,37	168,58	110	1600	40	102	4800
ОРУ 110кВ ячейка Т2	110	117,6	9,181	23,37	168,58	110	1600	40	102	4800
КРУ 10кВ ячейки Т1, Т2	10	2023	8,449	22,1	144,84	10	3150	31,5	81	2977
КРУ 10кВ ячейка ф-9 «К.ф-25.Мат. ТУРС»	10	26	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ ячейка ф-8 «ТУСМ-4»	10	100	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ ячейка ф-2 «с. Узюково ТУРС»	10	35	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ ячейка ф-5 ст. «Родники»	10	6	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ ячейка ф-6 «К.ф-7 Узюк., ТУРС»	10	40	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ ячейка ф-7 «К.ф-16 Мус. К.ф-6 Узюк. ТУРС»	10	40	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ резервные ячейки	10	-	8,449	22,1	144,84	10	1000	20	52	1200
КРУ 10кВ ячейка СВ	10	2023	8,449	22,1	144,84	10	3150	31,5	81	2977

По результатам расчетов на стороне ВН был выбран элегазовый выключатель бакового типа - ЗАИДТ-145/ЕК 110-40/1650 У1.

По результатам расчетов на стороне НН были выбраны выключатели типа - ВВУ-СЭЩ-П-10-31,5 и ВВУ-СЭЩ-ПЗ-10-20.

Выключатели предназначены для установки в комплектных распределительных устройствах. Проектом выбраны вакуумные выключатели для установки в ячейки КРУН-10 кВ.

## 8.2 Выбор разъединителей

Проверка разъединителей РУ 110 и 10 кВ на примере разъединителя ячейки Т-1:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}};$$

2. По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{S_{\text{T}} \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном.сети}}}, \quad (8.2.1)$$

где  $S_{\text{T}}$ , кВА – мощность трансформатора, принимаем равным 16 МВА  
1,4 – коэффициент перегрузки трансформатора.

$$I_{\text{ном.расч}} = \frac{16000 \cdot 1,4}{\sqrt{3} \cdot 110} = 117,6 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}; I_{\text{ном}} > I_{\text{ном.расч}};$$

3. По отключающей способности:

$$I_{\text{откл}} = 40 \text{ кА}; I_{\text{по}} = 9,181; I_{\text{откл}} > I_{\text{по}};$$

4. По току динамической стойкости:

Ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} k_{уд} I_{по}, \quad (8.2.2)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент;

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 9,181 = 23,27 \text{ кА};$$

$$i_{дин} = 80 \text{ кА}; \quad i_{дин} > i_{уд};$$

5. По току термической стойкости:

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_k = I_{по}^2 t_{откл}; \quad (8.2.3)$$

где  $t_{откл}$ , с – время отключения тока КЗ;

$$W_k = 9,181^2 \cdot 2 = 168,58 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{тер}^2 t_{тер} = 31,5^2 \cdot 3 = 2977 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \quad I_{тер}^2 t_{тер} > W_k.$$

Таблица 8.2.1 - Проверка разъединителей

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{н.с}$ , кВ	$I_{нр}$ , А	$I_{по}$ , кА	$i_{уд}$ , кА	$W_k$ , кА <sup>2</sup> · с	$U_n$ , кВ	$I_n$ , А	$I_{откл}$ , кА	$i_{дин}$ , кА	$I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> · с
ОРУ 10кВ	10	117,6	9,181	23,37	168,58	110	1000	31,5	80	2977

По результатам расчетов был выбран разъединитель горизонтально-поворотный с полимерной изоляцией типа РГНП.1(2)-110/1000 УХЛ1 с приводами главных и заземляющих ножей ПД-14.

### 8.3 Выбор трансформаторов тока

Проверка трансформаторов тока 10 кВ на примере трансформаторов тока ячейки Т-1:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}; U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ном}} = U_{\text{ном.сети}};$$

2. По номинальному току:

$$I_{\text{ном.расч}} = 1295 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} = 1500 \text{ А};$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}}$$

3. По току динамической стойкости:

Ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} k_{\text{уд}} I_{\text{по}}, \quad (8.3.1)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент;

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,8 \cdot 8,449 = 21,66 \text{ кА};$$

$$i_{\text{дин}} = 25 \text{ кА}; i_{\text{дин}} > i_{\text{уд}};$$

4. По току термической стойкости:

Тепловой импульс тока КЗ:

$$W_{\text{к}} = I_{\text{по}}^2 t_{\text{откл}}; \quad (8.3.2)$$

где  $t_{\text{откл}}$ , с – время отключения тока КЗ;

$$W_{\text{к}} = 8,449^2 \cdot 2 = 144,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с};$$

$$I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} = 20^2 \cdot 1 = 400 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; I_{\text{тер}}^2 t_{\text{тер}} > B_{\text{к}}$$

Результаты проверки трансформаторов тока 10 кВ приведены в таблице 8.3.1

Таблица 8.3.1 - Проверка трансформаторов тока

Наименование	Расчетные данные					Каталожные данные				
	$U_{\text{н.с}}$ , кВ	$I_{\text{раб.мах}}$ , А	$I_{\text{по}}$ , кА	$i_{\text{уд}}$ , кА	$B_{\text{к}}$ , кА <sup>2</sup> · с	$U_{\text{н}}$ , кВ	$I_{\text{ном}}$ , А	$I_{\text{т}}$ , кА	$i_{\text{дин}}$ , кА	$I^2 \cdot t$ , кА <sup>2</sup> · с
КРУ 10кВ ячейки Т1, Т2	110	1295	8,449	22,1	144,84	10	1500	40	100	1600
КРУ 10кВ ячейка ф-9 «К.ф-25.Мат. ТУРС»	110	26	8,449	22,1	144,84	10	100	20	50	400
КРУ 10кВ ячейка ф-8 «ТУСМ-4»	10	100	8,449	22,1	144,84	10	100	20	50	400
КРУ 10кВ ячейка ф-2 «с. Узюково ТУРС»	10	35	8,449	22,1	144,84	10	150	20	50	400
КРУ 10кВ ячейка ф-5 ст. «Родники»	10	6	8,449	22,1	144,84	10	150	20	50	400
КРУ 10кВ ячейка ф-6 «К.ф-7 Узюк., ТУРС»	10	40	8,449	22,1	144,84	10	100	20	50	400
КРУ 10кВ ячейка ф-7 «К.ф-16 Мус. К.ф-6 Узюк. ТУРС»	10	40	8,449	22,1	144,84	10	300	20	50	400
КРУ 10кВ резервные ячейки	10	-	8,449	22,1	144,84	10	100	20	50	400
КРУ 10кВ ячейка СВ	10	1295	8,449	22,1	144,84	10	1500	40	100	1600

По результатам расчетов был выбран трансформатор тока с литой изоляцией типа ТОЛ-СЭЦ-10 для установки в ячейки КРУН-10 кВ.

#### 8.4 Выбор измерительных трансформаторов напряжения

Измерительные трансформаторы напряжения выбираются по следующим параметрам:

- по номинальному напряжению:  $U_{\text{ном}} \geq U_{\text{сети}}$ ;
- по классу точности;
- по конструктивному исполнению;
- по схеме соединения обмоток.

Результаты выбора и проверки трансформаторов напряжения представлены в таблице 8.4.1

Таблица 8.4.1 - Проверка трансформаторов напряжения

Место установки	Расчетные данные		Каталожные данные			
	$U_{\text{сети}}$ , кВ	$S_{\text{нагр}}$ , ВА	Обмотка	$U_{\text{н}}$ , В	$S_{\text{н}}$ , ВА	Класс точности
РУ 110кВ	110			$110000/\sqrt{3}$		
		75	№1	$100/\sqrt{3}$	75	0,2
		75	№2	$100/\sqrt{3}$	75	0,5
		75	№3	100	75	3Р
РУ 10 кВ	10			11000		
		200	№1	$6000/\sqrt{3}$	200	0,5
		600	№2	$100/\sqrt{3}$	600	3Р

**Трансформатор напряжения 110 кВ:** Производится установка элегазовых трансформаторов напряжения типа ЗНГ- 110 У1.

**Трансформатор напряжения 10 кВ:** Производится установка трехфазной группы трансформаторов напряжения НАЛИ-СЭЦ-10 в ячейки КРУН-10 кВ. Трансформаторы имеют литую изоляцию.

## 8.5 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ

Подстанция оснащается ограничителями перенапряжения для защиты от грозových перенапряжений.

Ограничители перенапряжений 110 кВ выбираем по следующим условиям:

а) «Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения на ОПН 110 кВ» [22].

$$U_d \geq 1,15 \cdot \frac{U_{нс}}{3} = 1,15 \cdot \frac{110}{3} = 73 \text{ кВ}; \quad (8.5.1)$$

Рассмотрим ОПН типа ОПН-110/88-10/650 (II) 4-УХЛ1 производства ЗАО «ФЕНИКС».

$$U_d=88 \text{ кВ} \geq 73 \text{ кВ} - \text{условие выполняется}$$

б) По номинальному разрядному току.

«Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. 10000 А — ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозových перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ» [9].

$$I_H=10 \text{ кА};$$

в) Определяем защитный уровень ограничителей перенапряжения 110 кВ при коммутационных и грозových перенапряжениях.

«Значение остающегося напряжения на ограничителе при расчетном токе должно быть ниже испытательного напряжения коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования» [22]:

Защищаемое оборудование новое:

$$U_{ок} \leq \frac{U_{ки}}{a}, \quad (8.5.2)$$

где  $a$  – «коэффициент, учитывающий износ оборудования (1,15-1,2 – для нового оборудования, 1,3-1,4 – для электрооборудования со сроком службы 10 лет)» [22].

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \bar{2} \cdot U_{1мин}, \quad (8.5.3)$$

где  $K_{и}=1,35$  – « коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным» [6].

$K_{к}=0,9$  – « коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции» [6].

$U_{1мин}$  – «одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц» [7].

$$U_{ок} \leq \frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \bar{2} \cdot 200}{1,2} = 286 \text{ кВ},$$

где  $U_{ок}$  - «значение остающегося напряжения на ограничителе при наибольшем расчетном токе,  $U_{ок}=222$  кВ» [6].

$222 \text{ кВ} \leq 286 \text{ кВ}$  - условие выполняется.

г) Определяем наибольший ток, который проходит через ОПН в режиме коммутационных перенапряжений:

$$I_{к} = \frac{U_{к} - U_{ок}}{Z_{в}}, \quad (8.5.4)$$

где  $U_{к}$ - «коммутационное перенапряжение, не ограниченное ОПН» [22].

$Z_{в}$  – «волновое сопротивление воздушной линии,  $Z_{в} = 400$  Ом» [22].

$$U_{к} = 0,82 \cdot K_{к} \cdot U_{м}, \quad (8.5.5)$$

где  $U_{м}$  – «максимальное длительно допустимое рабочее междуфазное напряжение сети (для сети с  $U_{ном}=110$  кВ  $U_{м} = 126$  кВ)» [22].

$K_k$  – «наибольшая кратность коммутационных перенапряжений по отношению к амплитуде максимального рабочего фазного напряжения,  $K_k=3$  (для 110 кВ)» [22].

$$U_k = 0,82 \cdot 3 \cdot 126 = 309,96 \text{ кВ},$$

$$I_k = \frac{309,96 - 222}{400} = 0,22 \text{ кА},$$

220 А ≤ 1000 А - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

д) «Остающееся напряжение на ограничителе при протекании расчетного тока грозовой волны должно быть ниже испытательного напряжения грозовым импульсом на защищаемом оборудовании» [22].

«Амплитуда испытательного униполярного импульса грозовых перенапряжений с наложенными колебаниями  $U_{ги}$  480 кВ» [22]:

$$U_{ог} \leq \frac{U_{ги}}{a}, \quad (8.5.6)$$

где  $U_{ог}$  - «остающееся напряжение на ограничителе при протекании расчетного тока грозовой волны» [22].

Защищаемое оборудование новое:

$$U_{ог} \leq \frac{480}{1,2},$$

$U_{ог} = 321 \text{ кВ}$  (из характеристики ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 20 кА);

321 кВ ≤ 400 кВ - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 20 кА)

е) Максимальное значение тока, протекающего через ОПН в режиме грозовых перенапряжений:

$$I_r = \frac{2,5 \cdot U_{50\%} - U_{ог} \cdot n}{Z_b}, \quad (8.5.7)$$

где «n - минимальное число воздушных линий, подключенных к шинам ПС n=5» [22].

$U_{50\%}$  - «пятидесятипроцентное напряжение перекрытия изоляции при грозовом импульсе отрицательной полярности,  $U_{50\%} = 900$  кВ» [22].

$$I_r = \frac{2,5 \cdot 900 - 321 \cdot 5}{400} = 1,61 \text{ кА},$$

1,61 кА ≤ 20 кА - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

ж) Проверка ОПН по способности рассеивать энергию.

«Энергия, поглощаемая ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях соответственно» [22]:

$$W_1 = \frac{m \cdot U_{ок} \cdot U_k - U_{ок} \cdot L_{вл}}{Z_b \cdot V} \quad (8.5.8)$$

$$W_2 = \frac{U_{ог} \cdot U_{ги} - U_{ог} \cdot L_{вл}}{Z_b \cdot V} \quad (8.5.9)$$

где  $L_{вл}$  - длина ВЛ, 4,16 км;

«V - скорость распространения волны перенапряжения по линии, V = 300 м/мкс (для воздушных линий)» [22].

m - «число воздействующих подряд импульсов коммутационных перенапряжений, m=2» [22].

$$W_1 = \frac{2 \cdot 222 \cdot 309,96 - 222 \cdot 4,16}{400 \cdot 300} = 1,354 \text{ кДж},$$

$$W_2 = \frac{321 \cdot 480 - 321 \cdot 4,16}{400 \cdot 300} = 1,773 \text{ кДж}.$$

В каталоге ОПН приведено значение удельной энергоемкости  $W_{\text{опн}}$  равной полной энергоемкости, отнесенной к номинальному напряжению ОПН  $U_{\text{ном}}$ . Исходя из этого полная энергоемкость =  $W_{\text{уд}} \cdot U_{\text{ном}}$  ( $3,5 \text{ кДж/кВ} \cdot 110 \text{ кВ} = 385 \text{ кДж}$  для ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

$385 > 1,354 \text{ (кДж/кВ)}$  – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС»,  
 $385 > 1,773 \text{ (кДж/кВ)}$  – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС».

з) Проверка ОПН по условиям обеспечения взрывобезопасности.

Этот параметр рассматривается в случае повреждения ОПН при замыкании на землю другой фазы. « При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства в электрических сетях 110-750кВ его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ в месте установки ограничителя» [9].

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot I_{\text{кз}}^3, \quad (8.5.10)$$

где  $I_{\text{кз}}^3$  - ток трехфазного КЗ (9,181 кА)

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot 9,181 = 10,6 \text{ кА},$$

где  $I_{\text{ср.опн}}$  - ток срабатывания противовзрывного устройства,

$$I_{\text{ср.опн}} = 40 \text{ кА (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)}$$

$40 > 10,6 \text{ кА}$  – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС».

Исходя из всех вышеперечисленных расчетов можно сделать вывод что ОПН-110/88-10/650 УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС» подходит по всем параметрам.

## 8.6 Выбор ограничителей перенапряжений 110 кВ (нейтраль силового трансформатора)

Для защиты силового трансформатора выберем ОПН 110 кВ в нейтрали по нескольким параметрам. Рассмотрим ОПН-110/56-10/650 УХЛ1 от ЗАО «ФЕНИКС»:

- а) Наибольшее длительное допустимое напряжение на ОПН 110 кВ:

$$U_d \geq \frac{U_{нр}}{3}; \quad (8.6.1)$$

Проверяем условие:

$$U_d \geq \frac{73}{3} = 42 \text{ кВ};$$

$$U_d = 56 \text{ кВ} \geq 42 \text{ кВ} - \text{условие выполняется}$$

- б) По номинальному разрядному току.

« Величина номинального разрядного тока - 10000 А для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ.» [10].

$$I_n = 10 \text{ кА};$$

- в) Определение защитного уровня ОПН 110 кВ при коммутационных и грозовых перенапряжениях.

Защищаемое оборудование новое:

$$U_{ок} \leq \frac{U_{ки}}{a}, \quad (8.6.2)$$

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \bar{2} \cdot U_{1мин}, \quad (8.6.3)$$

Рассчитываем без коэффициента а:

$$U_{ок} \leq \frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \bar{2} \cdot 80}{1} = 138 \text{ кВ},$$

где  $U_{ок}$  - «значение остающегося напряжения на ограничителе при наибольшем расчетном токе,  $U_{ок} = 141$  кВ (из характеристик ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 1000 А)» [22];

$$141 \text{ кВ} \leq 138 \text{ кВ} - \text{условие не выполняется.}$$

Расчетное значение не превышено каталожным на допустимые 5%.

г) Определяется наибольший ток, проходящий через ОПН в режиме коммутационных перенапряжений:

$$I_{к} = \frac{U_{к} - U_{ок}}{Z_{в}}, \quad (8.6.4)$$

где  $U_{к}$ - «коммутационное перенапряжение, не ограниченное ОПН» [22].

$Z_{в}$  – «волновое сопротивление воздушной линии,  $Z_{в} = 400$  Ом» [22].

$$U_{к} = 0,82 \cdot K_{к} \cdot U_{m}, \quad (8.6.5)$$

где  $U_{m}$  - «максимальное длительно допустимое рабочее междуфазное напряжение сети (для сети с  $U_{ном} = 110$  кВ  $U_{m} = 126$  кВ)» [22].

$$U_{к} = 0,82 \cdot 3 \cdot 126 = 309,96 \text{ кВ},$$

$$I_{к} = \frac{309,96 - 141}{400} = 0,42 \text{ кА},$$

$420 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$  - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

д) «Значение остающегося напряжения на ограничителе при протекании расчетного тока грозовой волны должно быть ниже испытательного напряжения грозовым импульсом защищаемого оборудования» [22].

«Амплитуда испытательного униполярного импульса грозовых перенапряжений с наложенными колебаниями  $U_{\text{ги}}$  190 кВ» [22]:

$$U_{\text{ог}} \leq \frac{U_{\text{ги}}}{a}, \quad 8.6.6$$

Производим расчет не учитывая коэффициента  $a$ :

$$U_{\text{ог}} \leq \frac{190}{1} = 190 \text{ кВ},$$

где « $U_{\text{ог}}$  - остающееся напряжение на ограничителе при протекании расчетного тока грозовой волны» [22].

$U_{\text{ог}} = 184 \text{ кВ}$  (из характеристики ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 10 кА);

$184 \text{ кВ} \leq 190 \text{ кВ}$  - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 10 кА)

е) Рассчитываем максимальное значение тока, протекающего через ОПН в режиме грозовых перенапряжений:

$$I_{\text{г}} = \frac{2,5 \cdot U_{50\%} - U_{\text{ог}} \cdot n}{Z_b}, \quad (8.6.7)$$

где « $n$  - минимальное число воздушных линий, подключенных к шинам ПС  $n=5$ » [22].

$U_{50\%}$  - «пятидесятипроцентное напряжение перекрытия изоляции при грозовом импульсе отрицательной полярности,  $U_{50\%} = 900 \text{ кВ}$ » [22].

$$I_{\text{г}} = \frac{2,5 \cdot 900 - 184 \cdot 5}{400} = 3,33 \text{ кА},$$

$3,33 \text{ кА} \leq 20 \text{ кА}$  - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

ж) Проверяем ОПН на способность рассеивания энергии.

«Энергия, которая поглощается ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях» [22]:

$$W_1 = \frac{m \cdot U_{\text{ок}} \cdot U_{\text{к}} - U_{\text{ок}} \cdot L_{\text{вл}}}{Z_{\text{в}} \cdot V} \quad (8.6.8)$$

$$W_2 = \frac{U_{\text{ог}} \cdot U_{\text{ги}} - U_{\text{ог}} \cdot L_{\text{вл}}}{Z_{\text{в}} \cdot V} \quad (8.6.9)$$

где  $L_{\text{вл}}$  - длина ВЛ, 0,01 км;

$V$  – «скорость распространения волны перенапряжения по линии,  $V = 300$  м/мкс (для воздушных линий)» [22].

$m$  – «количество импульсов коммутационных перенапряжений,  $m=2$ » [22];

$$W_1 = \frac{2 \cdot 141 \cdot 309,96 - 141 \cdot 0,003}{400 \cdot 300} = 1,191 \cdot 10^{-3} \text{ кДж},$$

$$W_2 = \frac{184 \cdot 190 - 184 \cdot 0,003}{400 \cdot 300} = 2,76 \cdot 10^{-5} \text{ кДж}.$$

В каталоге ОПН приведено значение удельной энергоемкости  $W_{\text{опн}}$  равной полной энергоемкости, отнесенной к номинальному напряжению ОПН  $U_{\text{ном}}$ . Исходя из этого полная энергоемкость =  $W_{\text{уд}} \cdot U_{\text{ном}}$  ( $3,5$  кДж/кВ·110 кВ = 385 кДж для ОПН ЗАО «ФЕНИКС»).

$385 > 1,191 \cdot 10^{-3}$  (кДж/кВ) – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС»,

$385 > 2,76 \cdot 10^{-5}$  (кДж/кВ) – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС».

з) Проверяем ОПН на обеспечение взрывобезопасности.

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot I_{\text{кз}}^3, \quad (8.6.10)$$

где  $I_{\text{ср.опн}}$  - ток срабатывания противозрывного устройства,

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot 9,181 = 10,6 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ср.опн}} = 40 \text{ кА (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)}$$

$40 > 10,6 \text{ кА}$  – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС».

Исходя из всех вышеперечисленных расчетов можно сделать вывод что ОПН-110/56-10/650 УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС» нам подходит.

### 8.7 Выбор ограничителей перенапряжений 10 кВ

Для выбора рассмотрим ОПН-10/13,7-10/650 УХЛ1 производства ЗАО «ФЕНИКС».

а) Выбор наибольшего длительно допустимого напряжения на ОПН 110 кВ:

$$U_{\text{д}} \geq 1,15 \cdot U_{\text{нс}} \quad (8.7.1)$$

Проверяем условие:

$$U_{\text{д}} \geq 1,15 \cdot U_{\text{нс}} = 1,15 \cdot 10 = 11,5 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{д}} = 13,7 \text{ кВ} \geq 11,5 \text{ кВ} \text{ – условие выполняется}$$

б) По номинальному разрядному току.

Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. «10000 А — ограничители для защиты электрооборудования от

коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ» [10].

$$I_H = 10 \text{ кА};$$

в) Рассчитаем защитный уровень ограничителей перенапряжения 110 кВ во время грозовых и коммутационных перегрузках

«Значение остающегося напряжения на ограничителе при расчетном токе должно быть ниже испытательного напряжения коммутационным импульсом защищаемого электрооборудования» [22].

Защищаемое оборудование новое:

$$U_{ок} \leq \frac{U_{ки}}{a}, \quad (8.7.2)$$

$$U_{ки} = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \bar{2} \cdot U_{1мин}, \quad (8.7.3)$$

$$U_{ок} \leq \frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \bar{2} \cdot 28}{1,2} = 40,1 \text{ кВ},$$

« $U_{ок}=34,2$  кВ (из характеристики ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 1000 А)» [6]

$34,2 \text{ кВ} \leq 40,1 \text{ кВ}$  – условие не выполняется, но не превышает допустимые 5%.

г) Определяем наибольший ток, проходящий через ОПН в режиме коммутационных перенапряжений:

$$I_k = \frac{U_k - U_{ок}}{Z_B}, \quad (8.7.4)$$

$$U_k = 0,82 \cdot K_k \cdot U_m, \quad (8.7.5)$$

где  $U_m$  - для сети с  $U_{ном}=10$  кВ  $U_m = 12$  кВ

$$U_k = 0,82 \cdot 3 \cdot 12 = 29,5 \text{ кВ},$$

$$I_k = \frac{29,5 - 34,2}{400} = 0,012 \text{ кА},$$

12 А ≤ 1000 А - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

д) «Значение остающегося напряжения на ограничителе при протекании расчетного тока грозовой волны должно быть ниже испытательного напряжения грозовым импульсом защищаемого оборудования» [22].

«Амплитуда испытательного униполярного импульса грозовых перенапряжений с наложенными колебаниями  $U_{ги} = 75 \text{ кВ}$ » [22]:

$$U_{ог} \leq \frac{U_{ги}}{a}, \quad (8.7.6)$$

$$U_{ог} \leq \frac{75}{1,2} = 62,5 \text{ кВ},$$

« $U_{ог} = 49,5 \text{ кВ}$  (из характеристики ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 20 кА)» [22].

49,5 кВ ≤ 62,5 кВ - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС» для 20 кА)

е) Максимальное значение тока, протекающего через ОПН в режиме грозовых перенапряжений:

$$I_r = \frac{2,5 \cdot U_{50\%} - U_{ог} \cdot n}{Z_b}, \quad (8.7.7)$$

где n=5;

$$I_r = \frac{2,5 \cdot 900 - 49,5 \cdot 5}{400} = 5,13 \text{ кА},$$

5,13 кА ≤ 20 кА - условие выполняется (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

ж) Проверяем ОПН на способность рассеивания энергии.

Энергия, которая поглощается ОПН при коммутационных и грозовых перенапряжениях рассчитывается согласно приведенным ниже формулам:

$$W_1 = \frac{m \cdot U_{\text{ок}} \cdot U_{\text{к}} - U_{\text{ок}} \cdot L_{\text{вл}}}{Z_{\text{в}} \cdot V} \quad (8.7.8)$$

$$W_2 = \frac{U_{\text{ог}} \cdot U_{\text{ги}} - U_{\text{ог}} \cdot L_{\text{вл}}}{Z_{\text{в}} \cdot V} \quad (8.7.9)$$

где  $L_{\text{вл}}$  - длина ВЛ, 0,01 км;

« $V$  - скорость распространения волны перенапряжения по линии,  $V = 300$  м/мкс (для воздушных линий)» [22];

$m$  - «число воздействующих подряд импульсов коммутационных перенапряжений,  $m=2$ » [22].

$$W_1 = \frac{2 \cdot 34,2 \cdot 29,5 - 34,2 \cdot 0,01}{400 \cdot 300} = 2,68 \cdot 10^{-5} \text{ кДж},$$

$$W_2 = \frac{49,5 \cdot 75 - 49,5 \cdot 0,01}{400 \cdot 300} = 1,052 \cdot 10^{-4} \text{ кДж}.$$

В каталоге ОПН приведено значение удельной энергоемкости  $W_{\text{опн}}$  равной полной энергоемкости. Полная энергоемкость =  $W_{\text{уд}} \cdot U_{\text{ном}}$  (3,5 кДж/кВ·10 кВ=35 кДж для ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)

$35 > 2,68 \cdot 10^{-5}$  (кДж/кВ) – условие выполняется для ОПН ЗАО  
«ФЕНИКС»,

$35 > 1,052 \cdot 10^{-4}$  (кДж/кВ) – условие выполняется для ОПН ЗАО  
«ФЕНИКС».

з) Проверка ОПН на обеспечение взрывобезопасности.

«Это условие проверяется для случая повреждения ОПН при наличии замыкания на землю другой фазы. При выборе ограничителей с токами срабатывания противовзрывного устройства в электрических сетях 110-750кВ

его значение должно быть на 15-20% больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ в месте установки ограничителя» [10].

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,1 \cdot I_{\text{кз}}^3, \quad (8.7.10)$$

где  $I_{\text{кз}}^3$  - ток трехфазного КЗ (8,449 кА)

$$I_{\text{ср.опн}} \geq 1,15 \cdot 8,449 = 9,361 \text{ кА},$$

$$I_{\text{ср.опн}} = 40 \text{ кА (ОПН ЗАО «ФЕНИКС»)}$$

$40 > 9,361 \text{ кА}$  – условие выполняется для ОПН ЗАО «ФЕНИКС».

Исходя из всех вышеперечисленных расчетов можно сделать вывод что ОПН-10/13,7-10/650 УХЛ1 ЗАО «ФЕНИКС» подходит по всем параметрам.

## Заключение

В этой выпускной квалификационной работе была реконструирована понизительная подстанция 110/10 кВ в Ставропольском районе Самарской области. В процессе разработки мероприятий по реконструкции ПС была показана необходимость замены устаревшего оборудования новым.

Были рассчитаны нагрузки подстанции в летние и зимние замерные дни, выбраны для установки два трансформатора марки ТДН– 16000-110/10 взамен существующего, выбраны два трансформатора собственных нужд ТМГ-100/0,4 кВ, электрическая схема подстанции была заменена на более совершенную и надежную схему на выключателях и разъединителях, были произведены расчеты токов короткого замыкания на стороне 10 кВ и 0,4 кВ, а также выбрано новое электрическое оборудование.

После проведения реконструкции подстанция будет удовлетворять современным требованиям по безопасности, надёжности.

## Список используемых источников

1. Правила устройства электроустановок (ПУЭ), 7-е издание, перераб. и доп., с изменениями. М.: Главгосэнергонадзор России, 2011.
2. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Жуков В.В., Кузнецов Ю.П. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования / Утв., РАО ЕЭС России, 1998.
3. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс] : электрон. учеб.-метод. пособие / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко. - Тольятти : ТГУ, 2016.
4. Справочник пособие по электрооборудованию и электроснабжению Шеховцов В.П. [Электронный ресурс]: - Режим доступа: <http://www.studfiles.ru/preview/5947956/page:3/>
5. Силовые трансформаторы: каталог ООО «Тольяттинский Трансформатор».
6. Технические характеристики ОПН ЗАО «ФЕНИКС» [Электронный ресурс]: [http://fenix88.com/documents/cat\\_list/opn-110\\_%D1%85%D1%85-10\\_650\\_П\\_uh11.pdf](http://fenix88.com/documents/cat_list/opn-110_%D1%85%D1%85-10_650_П_uh11.pdf)
7. Барыбина, Ю.Г. Справочник по проектированию электроснабжения/ Ю.Г. Барыбина. - М.: Энергоатомиздат, 1990.
8. Национальный стандарт Российской Федерации. ГОСТ 1516.3-96. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции: утв. и введены в действие Приказом Росстандарта от 01.01.2012
9. Методические указания по применению ограничителей в электрических сетях 110-750 кВ: утв. Департаментом стратегии развития и научно-технической политики РАО "ЕЭС России" 30.09.16 г.

10. Методические указания по применению ограничителей перенапряжений нелинейных в электрических сетях 6-35 кВ: утв. 27.04.2014  
РАО ЕЭС России

11. Проектирование электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ. Алгоритм выбора числа, типа и мощности силовых трансформаторов, разработка главной схемы подстанции, расчет параметров и показателей работы электрических аппаратов и проводников. [Электронный ресурс]:  
[https://knowledge.allbest.ru/physics/2c0a65635b2bc68b5d43b89421316d36\\_0.html](https://knowledge.allbest.ru/physics/2c0a65635b2bc68b5d43b89421316d36_0.html)

12. Курсовое проектирование по электроснабжению промышленных предприятий: учебное пособие / Е.Я. Абрамова; Оренбургский гос. ун-т. – Оренбург: ОГУ, 2014. – 106 с.

13. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие / С. Е. Кокин, С.А. Дмитриев, А.И. Хальясмаа.— Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015.— 100 с.

14. Справочник по проектированию электрических сетей / под ред. Д.Л. Файбисовича. – 4-е изд., перераб. и доп. – М. : ЭНАС, 2014. – 376 с.: ил.

15. Энергоснабжение: учебное пособие / Е.А. Блинов, С.И. Джаншиев, Г.З. Зайцев, С.В. Можяева. – СПб.: СЗТУ, - 117 с.

16. Review of Research Progress on the Electrical Properties and Modification of Mineral Insulating Oils Used in Power  
<https://doaj.org/article/34d515f9e9ab4cd980fd79b367ab5b9a> [Электронный ресурс].

17. Comparison of maintenance scheme effects on power transformer reliability performance <https://doaj.org/article/31ec12c28ee04f4ca3a75fc9cb4beb71>  
[Электронный ресурс].

18. Optimal load distribution estimation for fault location in electric power distribution systems <https://doaj.org/article/b6f300b8fcdf440f844444d7c14b281c>  
[Электронный ресурс].

19. Electronic Power Transformer for Power Distribution Networks  
<https://doaj.org/article/11b35f4ca2a64d9b8aabe24297ee1376> [Электронный ресурс].

20. Overvoltage Propagation from Transmission Line into Transformer  
<https://doaj.org/article/d00ea698679e4ae8905db81d36abde00> [Электронный ресурс].

21. Справочник цехового энергетика [Электронный ресурс] / Старкова Л.Е. - М.: Инфра-Инженерия, 2009. -  
<http://www.studentlibrary.ru/book/ISBN9785972900213.html>

22. Повышение эффективности систем зануления на основе обеспечения первичных критериев электробезопасности / Макаров Дмитрий Андреевич: диссертация кандидата технических наук: 2005. - 116 с.