

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

Институт энергетики и электротехники

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

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

Электроснабжение  
(направленность (профиль))

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

на тему «Реконструкция электрической части понизительной подстанции  
110/35/10 кВ АСК-2»

Студент(ка)

А.П. Ефимов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

А.А. Кувшинов

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

Консультанты

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

(И.О. Фамилия)

(личная подпись)

**Допустить к защите**

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

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2016 г.

Тольятти 2016

## АННОТАЦИЯ

В квалификационной работе представлен проект реконструкции ПС 110/35/10 кВ «АСК-2». Приведены основные потребители ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» и их технические параметры. Рассчитана величина нагрузок электроприемников и используемая мощность от энергосистемы. Рассчитаны токи КЗ.

Рассчитано и выбрано электрооборудование для реконструкции главной понизительной подстанции ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» ПАО "МРСК Волги". Выбрана схема электроснабжения ПС 110 кВ и источник питания ГПП.

Пояснительная записка к квалификационной работе выполнена на 48 листах формата А4. и содержит 5 рисунков, 25 таблиц.

Графическая часть представлена 6 на чертежах формата А1.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	6
1 Характеристика потребителей ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» и объекта реконструкции.....	7
1.1 Существующая схема. Необходимость реконструкции и технического перевооружения.....	9
1.2 Основные компоновочные решения .....	9
2.1 Расчет электрических нагрузок.....	11
3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ .....	15
3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «АСК-2».....	15
4 Расчет токов короткого замыкания.....	19
4.1 Расчет токов короткого замыкания.....	20
7.2 Расчет ударных токов .....	23
5 Выбор оборудования электросилового оборудования ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» .....	25
5.1 Выбор оборудования ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «АСК-2».....	25
5.2. Выбор оборудования ОРУ 35 кВ ПС «АСК-2».....	30
5.3 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ подстанции «АСК-2».....	33
6 Выбор релейной защиты и автоматики ПС 110 кВ «АСК-2».....	41
6.1 Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2.....	41
6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2 .....	41
6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора.....	43
Заключение.....	46
Список использованных источников.....	47

## ВВЕДЕНИЕ

Для России проблема электроснабжения городов и промышленных центров имеет особую значимость, поскольку большая часть ее территории находится в суровых климатических зонах, и требования к надежности систем электроснабжения должны быть очень жесткими. На современном этапе требуется повышение надежности электроснабжения городов в связи с массовой многоэтажной застройкой административных и жилых районов города, возрастающей электрификацией бытовой и коммунальной сфер, ростом разнообразия, единичных мощностей и категорийности электроприемников.

Анализируя современные тенденции электрификации коммунально-бытовых и производственных процессов в городах, следует отметить, что надежность их электроснабжения должна рассматриваться как комплекс, состоящий из таких единичных свойств, как безотказность, живучесть и безопасность.

Основные проблемы электроснабжения городов связаны с живучестью и безопасностью. При этом невозможно обеспечить надежность системы электроснабжения без модернизации электрических сетей и использования на распределительных, главных понизительных подстанциях современного оборудования и новейших систем автоматического управления и микропроцессорный релейной защиты.

Целью данной квалификационной работы является – рационально выбрать на замену устаревшему электросиловое оборудование главной понизительной подстанции с высшим напряжением 110 кВ ПС «АСК-2» 110/35/10 кВ ПАО "МРСК Волги".

Для решения поставленной цели необходимо произвести расчет нагрузки приходящуюся на данную подстанцию с учетом ввода новых потребителей проверить загрузку силовых трансформаторов и выбрать оборудование ПС 110 кВ «АСК-2».

## **1 Характеристика потребителей ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» и объекта реконструкции**

ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» относится к высоковольтным подстанциям системообразующей сети системы электроснабжения г. Самары и является одним из основных источников питания Промышленного района г.о. Самара и предприятия ООО "Самарский Стройфарфор".

Основным потребителем от ПС 110 кВ «АСК-2» является ООО "Самарский Стройфарфор" Промышленного района г.о. Самара. Особенностью данного района является большая концентрация электрических нагрузок, связанная с наличием промышленных потребителей. В связи с этим доля потребителей первой и второй категории по надежности с перспективой на 2020 год оценивается в 50-70 % общей нагрузки данного района. Это определяет высокие требования к надёжности схемы электроснабжения данного района. Выполнение реконструкции в условиях действующей подстанции осложняется необходимостью непрерывности функционирования подстанции в период ее реконструкции, требованиями обеспечения надежности электроснабжения потребителей на всех этапах реконструкции, а также требованиями условий безопасности при выполнении строительно-монтажных работ.

Питающим центром ПС 110 кВ «АСК-2» является ПС 220 кВ Кинельская. Посредством ВЛ 110 кВ Кинельская – АСК-2 I,II цепь осуществляется питание непосредственно ПС 110 кВ АСК-2.

Существующие схема электрических соединений ОРУ 110 кВ двух трансформаторной ПС 110 кВ «АСК-2» 110/35/10 кВ выполнена по схеме «Два блока 110 кВ с отделителями в цепях линий и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями» (рисунок 1.1). Согласно стандарту СТО ПАО «ФСК ЕЭС», на ПС 110/35/10 кВ «АСК-2», электрическую схему соединений ОРУ-110 кВ необходимо выполнить по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий».

В ОРУ 110 кВ подключены шесть ВЛ 110 кВ и два трех обмоточных силовых трансформатора Т1-ТДТН-40000/110/35, Т2-ТДТН-40000/110/35.

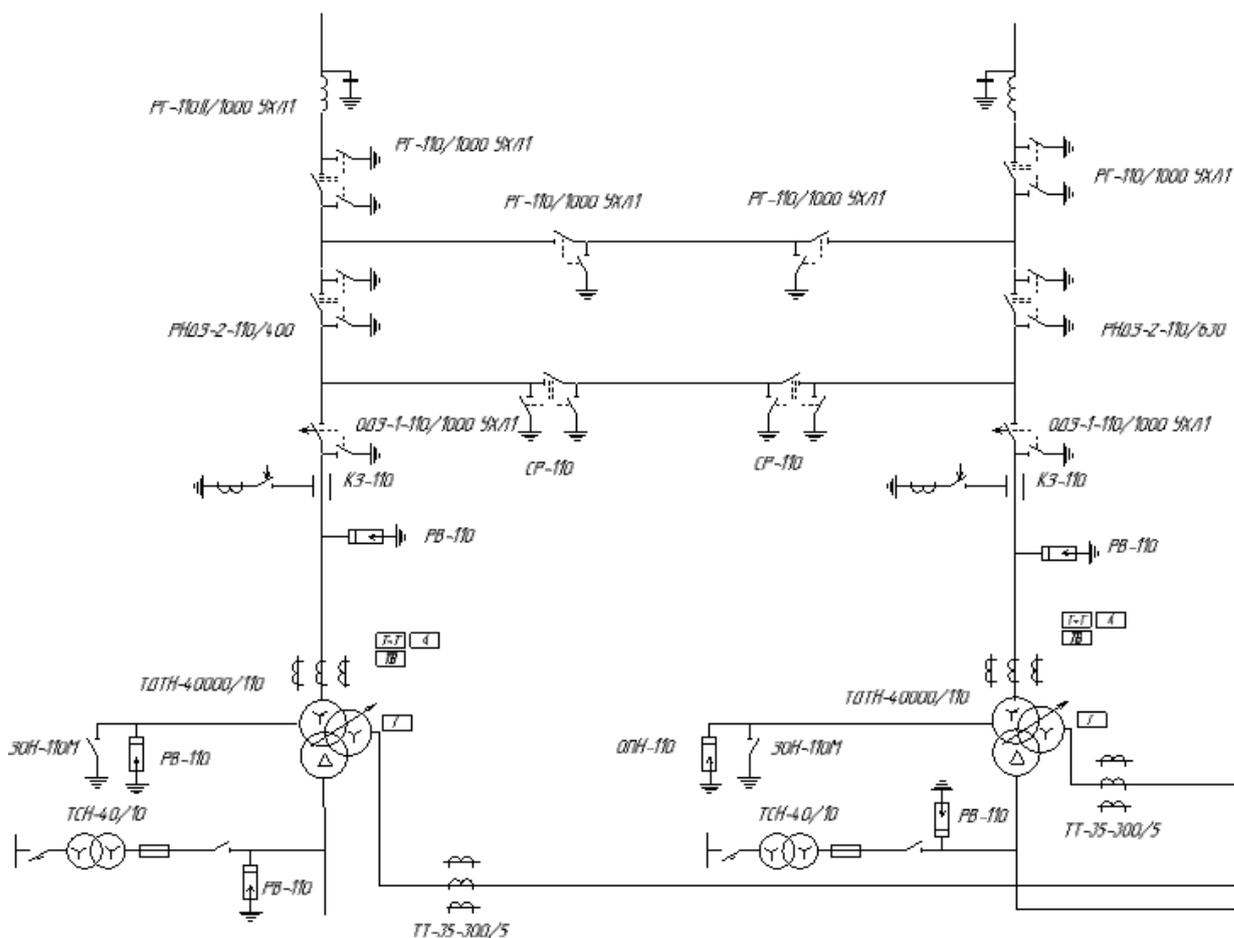


Рисунок 1.1 - Карта – Схема ОРУ-110 кВ ПС 110 кВ «АСК-2»

В ОРУ 110 кВ установлены выносные трансформаторы тока ТФНД-110, разъединители РЛНД-110/1000, с ручными приводами на главных и заземляющих ножах, трансформаторы напряжения НКФ-110, разрядники вентильные РВС-110.

Оборудование ОРУ 110 кВ требует модернизации, строительные конструкции находятся в неудовлетворительном состоянии.

## **1.1 Существующая схема. Необходимость реконструкции и технического перевооружения**

Существующие схемы электрических соединений ОРУ 110 кВ по схеме выполнена по схеме «Два блока 110 кВ с отделителями в цепях линий и ремонтной перемычкой с двумя разъединителями». В ОРУ 110 кВ подключены шесть ВЛ 110 кВ и два трех обмоточных силовых трансформатора Т1-ТДТН-40000/110/35/10 кВ, Т2-ТДТН-40000/110/35/10 кВ.

Питающим центром ПС 110 кВ «АСК-2» является ПС 220 кВ Кинельская. Посредством ВЛ 110 кВ от Кинельская – АСК-2 I,II цепь осуществляется питание непосредственно ПС 110 кВ «АСК-2».

В связи с расширением производства ООО "Самарский Стройфарфор" и подключением новых потребителей до 2020 года необходимо рассмотреть загрузку существующих силовых трансформаторов.

Оборудование ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ требует замены.

В связи с этим в данной квалификационной работе будет рассмотрен вопрос реконструкции электрической части ОРУ 110 кВ и ОРУ-35 кВ понизительной подстанции 110/35/10 кВ «АСК-2».

## **1.2 Основные компоновочные решения**

Самым главным, при предварительной проработке вариантов, считается повышение надежности работы подстанции и возможность организации строительства в условиях действующей подстанции.

Повышение надежности работы подстанции достигается заменой существующего оборудования на современное оборудование.

При рассмотрении выбора вариантов реконструкции примем следующие:

- ОРУ 110 кВ выполнить на оборудовании открытой установки. Так как строительство КРУЭ 110 кВ, в современной экономической обстановке в

России (кризисные явления в комплексе с экономическими санкциями со стороны стран ЕС и США) является не рациональным и делает реализацию данного варианта сложным и дорогостоящим.

- Схему ОРУ 110 кВ необходимо выполнить по схеме 110-4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» с подключением Т1 и Т2 через элегазовые выключатели.

- Предусмотреть ячейки под расширение ОРУ 110, 35кВ и ЗРУ 10 кВ.

Все оборудование, устанавливаемое на подстанции, должно быть устойчивым к токам короткого замыкания и обеспечивать протекание токов нагрузки – шины ОРУ 110 кВ.

При проведении реконструкции ОРУ-110 кВ рекомендовать к использованию следующее оборудование:

- выключатели – элегазовые бакового типа;
- трансформаторы тока – выносные;
- разъединители – горизонтально-поворотного типа с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей;
- трансформаторы напряжения – емкостного типа, антирезонансные;
- ограничители перенапряжения нелинейные, со счетчиком срабатываний;

Для ОРУ-35 кВ:

- выключатели – вакуумные;
- трансформаторы тока – выносные;
- разъединители – горизонтально-поворотного типа с двигательными приводами для главных и заземляющих ножей;
- трансформаторы напряжения – емкостного типа, антирезонансные;
- ограничители перенапряжения нелинейные, со счетчиком срабатываний.

При проведении реконструкции ЗРУ - 10 кВ рекомендовать использование модульного здания с ячейками СЭЩ - 70 укомплектованными вакуумными выключателями.

## 2 Расчет электрических нагрузок ПС 110/35/10 кВ «АСК-2»

### 2.1 Расчет электрических нагрузок

В основу расчета положена «Инструкция по проектированию городских электрических сетей» РД 34.20.185-94 [5].

Суть данного метода состоит в следующем:

1. Все электроприемники разбиваются на характерные группы с однородным режимом работы и объединяются по месту подключения.

2. Для каждой характерной группы определяют:

а) среднюю активную мощность за наиболее загруженный период суток группы электроприемников одинакового режима работы:

$$P_{cpi} = K_u \cdot \sum P_{номi} \quad (2.1)$$

где  $P_{номi}$  – номинальная мощность электроприемников,

$K_u$  – групповой коэффициент использования.

б) среднюю реактивную мощность за наиболее загруженный период суток для группы электроприемников одинакового режима работы:

$$Q_{cpi} = \sum p_{cp} \cdot tg \varphi, \quad (2.2)$$

где  $tg \varphi$  – соответствует групповому коэффициенту мощности.

3. Находят суммарную среднюю нагрузку по месту подключения электроприемников:

$$P_{cp\Sigma} = \sum_k P_{cpi}, \quad (2.3)$$

$$Q_{cp\Sigma} = \sum_k Q_{cpi}, \quad (2.4)$$

4. Определяют средневзвешенный коэффициент использования для рассматриваемой группы электроприемников:

$$K_{иср} = \frac{P_{ср\Sigma}}{\Sigma P_{ном}}, \quad (2.5)$$

5. Определяется эффективное или приведенное число электроприемников в группе  $n_{\text{э}}$

$$n_{\text{э}} = \frac{\left( \sum_{i=1}^m n_i \cdot P_{н.эi} \right)}{\sum n_i \cdot P_{н.эi}^2} \quad (2.6)$$

где  $n_i$  – приведенное число электроприемников.

$P_{н.эi}$  – номинальная мощность ”приведенного” электроприемника, которая для  $i$ -го узла определяется из соотношения  $P_{н.эi} = P_{ни} / n_i$ .

$P_{ни}$  – суммарная мощность всей группы электроприемников  $i$ -го узла.

Если в результате расчета получили, что  $n_{\text{э}} > n$ , то  $n_{\text{э}} = n$ .

6. По упорядоченным диаграммам определяют коэффициент максимума:

$$K_m = f(K_{иср}; n_{\text{э}}) \quad (2.7)$$

7. Определяется расчетная нагрузка:

$$P_p = K_m \cdot P_{ср\Sigma} \quad (2.8)$$

$$Q_p = K'_m \cdot Q_{ср\Sigma}, \quad (2.9)$$

где  $K'_m = 1.1$ , если  $n_{\text{э}} \leq 10$ ;  $K'_m = 1$ , если  $n_{\text{э}} > 10$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2} \quad (2.10)$$

Данные расчета электрической нагрузки с учетом ввода новых объектов до 2025 года в соответствии с расчетными данными Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области. Расчет сведен в таблицу 2.2.

Таблица 2.1 - Ввод новых объектов до 2025 года согласно техническим условиям на основании данных Министерства энергетики и жилищно-коммунального хозяйства Самарской области

№ п/п	Потребитель	Год ввода в эксплуатацию	Максимальная мощность, МВт
1	ЗАО (ППСО) АО "Авиакор"	2017	10
2	ООО "Экодолье Самара"	2015-2017	3,9
3	ООО "Танфер"	2016	1,2
4	ООО "Самара-Базис"	2015, 2017	0,912
5	Муниципальное Предприятие города Самары "Самараводоканал"	2016	0,835
6	ООО "Прад"	2016	2,252
7	ООО " Самарский Стройфарфор "	2017	5,0
8	ГБУЗ "СОКОД"	2016, 2017	3,145
ИТОГО			28,0

Таблица 2.1 – Расчет электрических нагрузок по данным Министерства энергетики и ЖКХ Самарской области

Наименование потребителя	$\cos\varphi$	Расчетная электрическая нагрузка $P_p$ , кВт, приведенная к шинам 110 кВ ПС 110 кВ	$\operatorname{tg}\varphi$	$Q_{p.l.}$ , кВар	$S_p$ , кВА
Коммунально-бытовая нагрузка	0,85	18014	0,65	13501	
Промышленная нагрузка	0,8	27500	0,75	17832	
Ввод новых объектов до 2025 года согласно новым ТУ	0,92	28000	0,43	12040	
Итого по ПС 110 кВ		73514	0,59	43373	77782

### 3 Выбор числа и мощности силовых трансформаторов ПС 110 кВ

#### 3.1 Выбор типа силовых трансформаторов ПС 110 кВ «АСК-2»

Так как все преобладают потребители 1 и 2 категории, выбираются два трансформатора.  $S_{Т.НОМ}$  определяется с учетом коэффициента участия потребителей первой категории. Определим загрузку трансформаторов с учетом ввод новых потребителей до 2025 года согласно техническим условиям и выбираем 2 силовых трёхобмоточных трансформатора используя формулу:

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{S_{МАХ.ПС} \cdot K_{1-2}}{K_{ПЕР} \cdot (n - 1)}, \quad (3.1)$$

где  $K_{1-2}$  - коэффициент участия в нагрузке потребителей первой и второй категории (0,75...0,85);

$K_{ПЕР}$  - коэффициент перегрузки трансформатора равный 1,4.

$$S_{НОМ.Т} \geq \frac{77,782 \cdot 0,7}{1,4 \cdot (2 - 1)} \geq 41,670 \text{ (МВА)} \quad (3.2)$$

Исходя из этого видно, что загрузка одного трансформатора типа ТДТН-40000/110/35/10 кВ при вводе новых потребителей составляет 104%, что является недопустимым режимом работы, таким образом, выбираем для дальнейшего рассмотрения выбираем трехобмоточных трансформаторы с мощностью 103 МВА.

Выбирая по справочнику трансформаторы марок:

ТДТН-63000/110/35/10-76У1

Рассмотрим вариант, если подстанция будет укомплектована двумя трансформаторами ТДТН 63000/110

Таблица 3.1 – Паспортные параметры силового трансформатора

Тип	$S_{ном.т.},$ МВА	Каталожные данные						
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_k, \%$	$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_x,$ кВт	$I_x,$ %
		ВН	СН	НН				
ТДТН – 63000/110	63	115	35	10,5	10,5/17/6,5	290	70	0,85

Стоимость 22 931 т. руб.

Потери реактивной мощности трансформатора в режиме XX :

$$\Delta Q_X = \frac{I_{X\%}}{100} \cdot S_{ном.т} = \frac{0,85}{100} \cdot 63000 = 535,5 \text{ квар} \quad (3.3)$$

Приведенные потери мощности определяются

Потери активной мощности трансформатора в режиме XX :

$$\Delta P'_X = \Delta P_X + K_{III} \cdot \Delta Q_X = 70 + 0,05 \cdot 535,5 = 96,775 \text{ кВт}, \quad (3.4)$$

где  $K_{III} = 0,05$  кВт/квар.

Потери активной мощности в режиме КЗ соответствующих обмоток трансформатора при 100% их нагрузке:

$$P_{к.в} = P_{к.с} = P_{к.н} = 0,5 \cdot \Delta P_{кз} = 0,5 \cdot 290 = 145 \text{ кВт} \quad (3.5)$$

Приведенные потери активной в соответствии с формулой (3.4) мощности к.з. соответствующих обмоток трехобмоточного трансформатора

$$P'_{к.в} = P_{к.в} + \kappa_{III} \cdot Q_{к.в} = 145 + 0,05 \cdot 6615 = 475,75 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.с} = 145 \text{ кВт},$$

$$P'_{к.н} = P_{к.н} + \kappa_{ин} \cdot Q_{к.н1} = 145 + 0,05 \cdot 8190 = 554,5 \text{ кВт},$$

$\kappa_{з.в} = \frac{S_B}{S_{ном.Т}}$ ,  $\kappa_{з.н1} = \frac{S_{н1}}{S_{ном.Т}}$ ,  $\kappa_{з.н2} = \frac{S_{н2}}{S_{ном.Т}}$  – коэффициенты загрузки обмоток трансформатора высшего, среднего и низшего напряжений;

Потери реактивной мощности соответствующих обмоток трехфазного трансформатора в режиме к.з.

$$Q_{к.в} = \frac{U_{к.в}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{10,5}{100} \cdot 63000 = 6615 \text{ квар},$$

$$Q_{к.с} = 0 \text{ квар},$$

$$Q_{к.н} = \frac{U_{к.н}(\%)}{100} \cdot S_{ном.Т} = \frac{13}{100} \cdot 63000 = 8190 \text{ квар}$$

Определим потери мощности в трансформаторах :

$$\begin{aligned} \Delta A_{Ti} &= n \cdot \Delta P_{xx} \cdot t + \frac{1}{n} \Delta P_{кз} \cdot \left( \frac{S'_i}{S_{номТ}} \right)^2 \cdot \tau = 2 \cdot 96,775 \cdot 7060 + \frac{1}{2} 290 \cdot \left( \frac{77782}{126000} \right)^2 \cdot 6054 = \\ &= 1366463 + 178488,3 = 1544951,3 \text{ кВт ч} \end{aligned}$$

На основании полученных расчетных данных определяется стоимость потерь электроэнергии в трансформаторе на ПС:

$$\begin{aligned} I_{\Delta W_{ПС}} &= C_{эx} T_x \times \Delta W_x + C_{эк}(t) \times \Delta W_k = 0,012 \times 1366463 + 0,015 \times 178488,3 = \\ &= 28740952 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Приведенные затраты :

$$Z_{\text{пр}} = E_{\text{н}} \times K + И = E_{\text{н}} \times K + И_{\text{э}} + И_{\Delta\text{ВПС}} = 0,15 \times 22,931 \times 10^6 + 0,094 \times 60 \times 10^6 + 2,874 \times 10^6 = 17,514 \times 10^6 \text{ руб.}$$

Принимаем к установке на ПС 110 кВ «АСК-2» трансформаторы мощностью 63 МВА, так как при вводе новых потребителей у трансформаторов мощностью 40 МВА в послеаварийных и ремонтных режимах загрузка оставшегося в работе трансформатора составит более 140%, что превышает допустимые 105%. В таком случае, установка трехобмоточных силовых трансформаторов 63 МВА позволит обеспечить надёжное электроснабжение перспективных потребителей в 2025 г. без погашения нагрузки при выводе в ремонт или аварийном отключении одного трансформатора ПС 110 кВ АСК-2. В связи с этим к установке принимаем устанавливаться 2× ТРДЦН-63000/110/35/10.

## 4 Расчет токов короткого замыкания

На рисунке 4.1 и 4.2 приведена расчетная схема и схема замещения ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» для расчетов токов короткого замыкания.

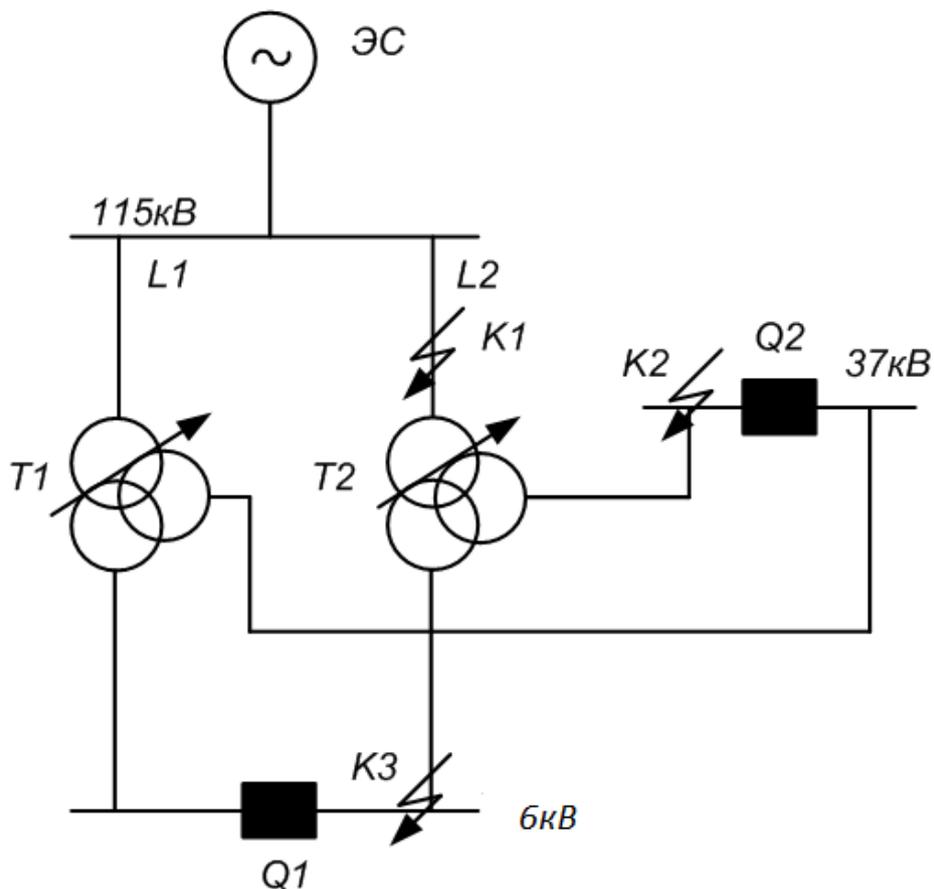


Рисунок 4.1 - Расчетная схема для определения токов короткого замыкания замещения ПС 110/35/10 кВ «АСК-2»

Известные параметры электросхемы, необходимые для дальнейших вычислений:

Система:  $U_H = 110 \text{ кВ}$   $S_B = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  ,  $S_{K3} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$

Линии:  $x_{\text{удл}} = 0,42 \text{ Ом} / \text{км}$  ,  $l = 8 \text{ км}, 340 \text{ м}$  ,  $U_H = 110 \text{ кВ}$  ,

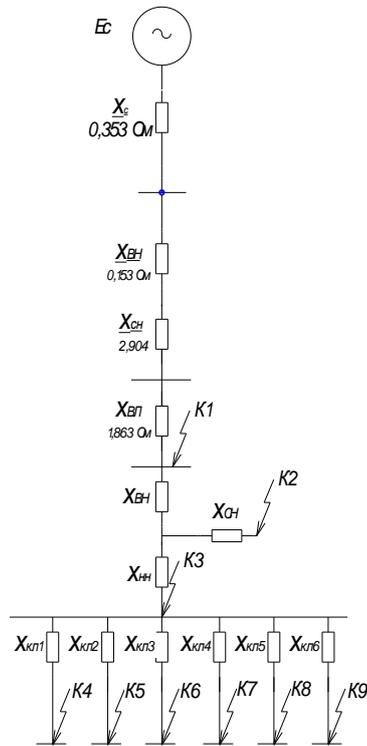


Рисунок 4.2 - Расчетная схема замещения ПС 110/35/10 кВ «АСК-2»

#### 4.1 Расчет токов короткого замыкания

Необходимо определить параметры схемы замещения при приближенном приведении в относительных единицах

$$X_{НН.МІN} = U_{НН}^2 \cdot \left[ \frac{X_{С.МАХ}}{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U)} + \frac{U_{СР.ВН} \cdot (1 - \Delta U) \cdot U_{К.МІN}}{100 \cdot S_{Н.ТР}} \right]; \quad (4.1)$$

$$X_{НН.МАХ} = U_{НН}^2 \cdot \left[ \frac{X_{С.МІN}}{U_{СР.ВН}^2} + \frac{U_{К.МАХ}}{100 \cdot S_{Т.ТР}} \right], \quad (4.2)$$

где,  $U_{НН}$  - номинальное напряжение трансформатора стороны НН 10,5 кВ;

Сопротивление в расчетной точке для определения ТКЗ, (на шинах низкого напряжения подстанции) определяют по формуле:

$$I_{К.НН.МАХ}^{(3)} = \frac{U_{НН}}{\sqrt{3} \cdot X_{НН.МІN}}; \quad (4.3)$$

$$I_{K.HH.MIN}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot X_{HH.MAX}}. \quad (4.4)$$

Токи трехфазного ТКЗ на шинах высокого напряжения подстанции ПС 110/35/10 «АСК-2» определяются по выражению:

$$I_{K.BH.MAX}^{(3)} = I_{K.HH.MAX}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{CP} \cdot (1 - \Delta U)}; \quad (4.5)$$

$$I_{K.BH.MIN}^{(3)} = I_{K.HH.MIN}^{(3)} \frac{U_{HH}}{U_{BH.MAX}} \quad (4.6)$$

Трехфазный ТКЗ на шинах низкого напряжения подстанции ПС 110/35/10 «АСК-2» определяется по формуле (4.7):

$$I_{кз}^{(3)} = \frac{U_{HH}}{\sqrt{3} \cdot Z}, \quad (4.7)$$

где  $U_{na}$  - напряжение в максимальном или минимальном режиме по таблице 4.1., кВ;

$Z$  - сопротивление до расчетной точки ТКЗ, [Ом].

Определим сопротивление энергосистемы на шинах ОРУ-110 кВ подстанции «АСК-2»:

$$X_{MAXC} = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{126^2}{5000} = 3.2 \text{ Ом}; \quad (4.8)$$

$$X_{MINC} = \frac{U_C^2}{S_{K3}} = \frac{110^2}{1500} = 8.07 \text{ Ом}; \quad (4.9)$$

Найдем сопротивления трансформатора ТДТН-63000/110/35/10, находящегося на подстанции.

Для первой и второй секции шин 10 кВ ЗРУ-10 кВ

$$X_{\text{ННЗ.МІН}} = \frac{6,3^2}{110} \cdot \left[ \frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 9,52}{100 \cdot 63} \right] = 0,519 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{ННЗ.МАХ}} = 6,3^2 \cdot \left[ \frac{18,976}{126^2} + \frac{19,59}{100 \cdot 63} \right] = 0,728 \text{ Ом}.$$

Определим напряжение короткого замыкания в максимальном и минимальном режиме на стороне 35 кВ:

$$U_{\text{к.мін}} = 0,5(U_{\text{к.вс.мін}} + U_{\text{к.сн.мін}} - U_{\text{к.сн.ср}}) = 0,5 \cdot 9,52 + 17,04 - 6,5 = 10,03 \%$$

$$U_{\text{к.мах}} = 0,5(U_{\text{к.вс.мах}} + U_{\text{к.сн.мах}} - U_{\text{к.сн.ср}}) = 0,5 \cdot 11,56 + 19,29 - 6,5 = 12,175 \%$$

Определяем сопротивление в точке короткого замыкания для шин 35 кВ:

$$X_{\text{НС.МІН}} = \frac{38,5^2}{110} \cdot \left[ \frac{5,864}{115 \cdot (-0,16)} + \frac{115 \cdot (1-0,16) \cdot 10,03}{100 \cdot 63} \right] = 4,082 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{НС.МАХ}} = 38,5^2 \cdot \left[ \frac{18,976}{126^2} + \frac{12,175}{100 \cdot 63} \right] = 6,283 \text{ Ом}.$$

Определяем ТКЗ расчетной точке на шинах 10 кВ:

$$I_{\text{к.ННІ.МАХ}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ННІ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ННІ.МІН}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,351} = 10,374 \text{ кА};$$

$$I_{\text{к.ННІ.МІН}}^{(3)} = \frac{U_{\text{ННІ}}}{\sqrt{3} \cdot X_{\text{ННІ.МАХ}}} = \frac{6,3}{\sqrt{3} \cdot 0,67} = 5,435 \text{ кА}.$$

Найденные токи к.з. приводим к стороне высокого напряжения трехобмоточного трансформатора ТДТН-63000/110/10 кВ:

Найденные токи к.з. приводим к стороне высокого напряжения ОРУ-110 кВ

$$I_{К.ВН1,2.МАХ}^{(3)} = I_{К.НН1.МАХ}^{(3)} \frac{U_{НН1}}{U_{СР} \cdot (1 - \Delta U)} = 10.374 \cdot \frac{10,5}{115 \cdot (1 - 0,16)} = 1,328 \text{ кА};$$

$$I_{К.ВН1,2.МІН}^{(3)} = I_{К.НН1.МІН}^{(3)} \frac{U_{НН1}}{U_{ВН.МАХ}} = 5.435 \cdot \frac{10,5}{126} = 0,597 \text{ кА}.$$

Для упрощения расчета токов к.з. в конце присоединений результаты расчета на шинах подстанции сведём в таблицу 4.1.

Таблица 4.1 - Результаты расчета ТКЗ на шинах ПС “АСК-2”

Полученные значения	Шины 10 кВ		Шины 35 кВ		Шины 110 кВ
	1 секция	2 секция	1 секция	2 секция	
Ik3.max , кА	10.374	10.374	5.374	5.374	1,457
Ik3.min , кА	5.435	5.435	2.435	2.435	0,765
Xi.max , Ом	0.351	0.351	4,082	4,082	3,175
Xi.min , Ом	0,67	0,67	0,67	0,67	8,067

## 7.2 Расчет ударных токов

Ударный ток КЗ требуется для выбора коммутационного и измерительного оборудования по динамической стойкости.

Определяется по формуле :

$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I^{(3)}$$

где  $K_y$  - ударный коэффициент, определяется по формуле :

$$K_y = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{T_a}}\right) = \left(1 + e^{\frac{-0,01}{0,02}}\right) = 1,6$$

где  $T_a$  - время затухания аperiodической составляющей тока КЗ, для 110 кВ  $T_a = 0,02$  сек, для 6 кВ  $T_a = 0,01$  :

По полученным расчетным значения токов короткого замыкания выполним выбор оборудования электрической части ПС 110 кВ «АСК-2».

## **5 Выбор оборудования электросилового оборудования ПС 110/35/10 кВ «АСК-2»**

Выбор высоковольтного оборудования осуществляется в соответствии с требованиями СТО 5694700729.130.10.095 – 2011. «Указания по выбору высоковольтного оборудования» п. 3.1 [10].

### **5.1 Выбор оборудования ОРУ 110 кВ ПС 110 кВ «АСК-2»**

Выбираем баковый элегазовый выключатель серии ВЭБ-110 кВ от производителя ОАО «УЭТМ», так данные выключатели хорошо себя зарекомендовали в течении эксплуатации на многих электроэнергетических предприятиях.

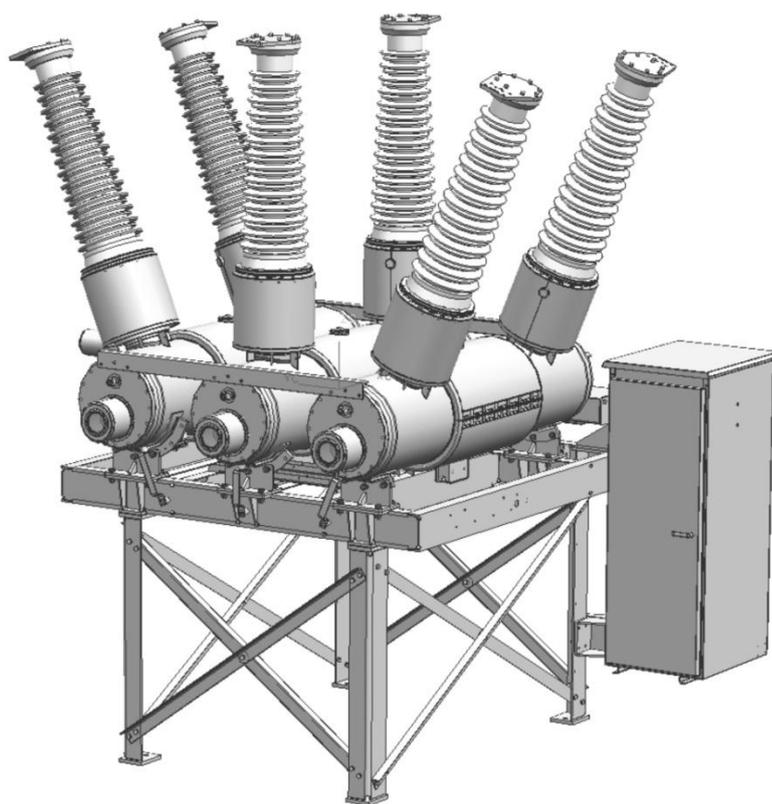


Рисунок 5.1 - Баковый элегазовый выключатель серии ВЭБ-110 кВ

Таблица 5.1 - Технические данные выключателя ВГТ-110-31,5/400У1

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные значения
Номинальное напряжение, кВ	110,0	110,0
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121,0	121,0
Номинальный ток, А	2000	400
Номинальный ток отключения, кА	40	1,5
Ток электродинамической стойкости кА	102,0	14,5
Полное время отключения, сек	0.045	0.045
Собственное время отключения, сек	0.03	0.03
Ток термической стойкости, кА	40,0	14,5

Данный выключатель удовлетворяет расчетным требованиям.

Разъединитель РНДЗ-110/630 с приводом ПРН-110

Таблица 5.2 - Технические данные разъединителя РНДЗ-110/630

Наименование параметра	Паспортные значения	Расчетные значения
Номинальное напряжение, кВ	110	110
Наибольшее рабочее напряжение, кВ	121	121
Номинальный ток, А	400	210
Ток электродинамической стойкости, кА	80	14,5
Ток термической стойкости, кА	31,5	14,5

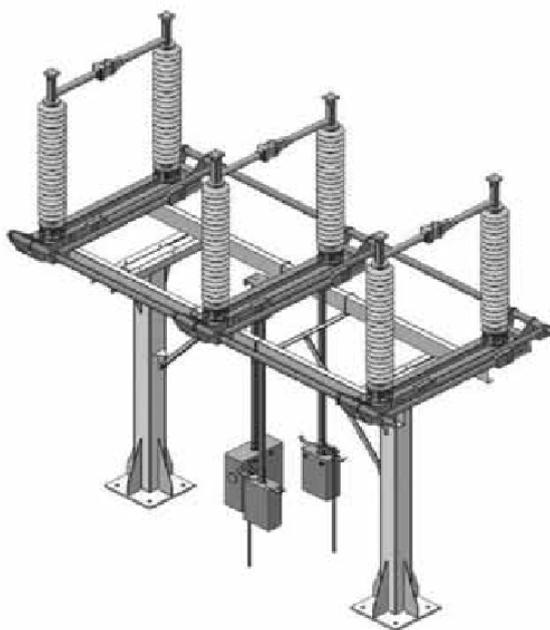


Рисунок 5.2 - Разъединитель марки РНДЗ-110/630

Выбор измерительных трансформаторов тока (ТТ) выполняется в соответствии с требованиями «Типовые технические требования к трансформаторам тока 110 и 220 кВ» [7]. ТТ выбирают по номинальным параметрам в соответствии с п.5 данной работы.

1. Номинальному напряжению :

$$U_{уст} = 110 \leq U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

2. Номинальному длительному току :

$$I_{раб} = 80,3 \leq I_{ном} = 300 \text{ А}$$

3. Тепловому импульсу – на термическую стойкость :

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m = 12^2 \cdot 0,3^2 \cdot 3 = 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где:  $K_T = 12$  – термический коэффициент по справочнику ;

$t_T$  – длительность протекания тока термической устойчивости.

$$B_k = 2,625 \leq 38,88 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

4. На электродинамическую стойкость :

$$i_y = 31,9 \text{ кА}; I_{эд} = 82 \text{ кА} \quad i_y = 31,9 \leq I_{эд} = 82 \text{ кА}$$

5. Вторичной нагрузке :

Таблица 5.3 – Нагрузка ТТ на вторичной обмотке

Прибор	Тип	Нагрузка по фазам, В · А		
		А	В	С
Амперметр	АМ-А301	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	Ц-301/1	0,5	0,5	0,5
Счетчик	СЭТ-4ТМ	3,6	3,6	3,6
Итого:		4,6	4,6	4,1

Сопротивление приборов находится по формуле:

$$r_{\text{приб}} = \frac{4,6}{5^2} = 0,184 \text{ Ом.}$$

Для ТГФМ – 110Б-1-У1 в классе 0,5  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом.}$

Допускаемое сопротивление проводника :

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,184 - 0,1 = 0,916 \text{ Ом.}$$

Тогда:

$$q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,916} = 3,21 \text{ мм.}$$

Кабель контрольный с алюминиевыми жилами - 4мм<sup>2</sup>.

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{4} = 0,74 \text{ Ом.}$$

Вторичная нагрузка ТТ:

$$r_2 = 0,184 + 0,74 + 0,1 = 1,024 \text{ Ом.}$$

Согласно расчетам, выбираем трансформатор тока (ТТ) типа ТГФМ – 110Б-1-У1 (ЗАО Энергомаш, г. Екатеринбург-Уралэлектротяжмаш).

Таблица 5.5 – Расчет трансформатора тока 110 кВ

Расчёт	Паспорт ТГФМ-110Б-1-У1
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 225,18 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 50 - 600 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 38,3 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 126 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 20,79 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\kappa} = 2028 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$r_2 = 1,024 \text{ Ом}$	$r_2 = 1,2 \text{ Ом}$

На рисунке 5.3 представлен трансформатор тока ТГФМ-110Б-1-У1.



Рисунок 5.3 - Трансформатор тока ТГФМ-110Б-1-У1

Также для установки принимается трансформатор тока типа ТВТ – 300/5 встраиваемый в высоковольтные вводы трансформатора со стороны 110 кВ производства ООО ТД «Автоматика» г. Смоленск.

Ограничители типа ОПН-110 кВ предназначены для защиты электрооборудования распределительных электрических сетей переменного тока с изолированной или компенсированной нейтралью от грозовых и коммутационных перенапряжений в соответствии с их вольтамперными характеристиками и пропускной способностью.

Выбираем ограничитель перенапряжения марки ОПН-110/82/10/40 УХЛ1.

## 5.2. Выбор оборудования ОРУ 35 кВ ПС «АСК-2»

На сегодняшний день широкое распространение получают закрытые распределительные устройства (ЗРУ) 35 кВ блочного типа, они имеют множество преимуществ по сравнению с открытыми распределительными устройствами ОРУ 35 кВ, и стоимость у них приблизительно одинаковая. При реконструкции ПС 110 кВ АСК-2 рассматривалось оборудование ОРУ-35 кВ, так как при данной реконструкции капитальные затраты ниже, чем при полной реконструкции ОРУ-35 кВ на ЗРУ-35 кВ.

Выбираем выключатели для ОРУ 35 кВ.

Для сравнения выбираем два выключателя, сравнительная характеристика представлена в таблицу 5.5.

Таблица 5.5 - Сравнительная характеристика вакуумных выключателей 35 кВ

№ п/п	Наименование параметра	ВГБП-35-25/1000У1	ВБН-35-20/1000У1
1	Номинальное напряжение, кВ	35	35
2	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	40,5	40,5
3	Номинальный ток, А	1000	1000
4	Номинальный ток отключения, кА	25	20
5	Номинальное относительное содержание апериодической составляющей, %, не более	40	32

Выбираем выключатель ВГБП-35 по условиям более высоких технических характеристик, и более низкой стоимости.

Проверяем выключатель по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} = 35 \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ}$$

2. По номинальному току:

$$I_{\text{раб}} = 240 \text{ A}$$

$$I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}$$

$$I_{\text{раб}} = 240 \text{ A} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ A}$$

3. По отключающей способности :

а) на симметричный ток отключения:

$$I_{\text{пт}} = 5 \text{ кА}$$

$$I_{\text{откл.НОМ}} = 25 \text{ кА}$$

$$I_{\text{отк.вв}} = 5 \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 25 \text{ кА}$$

б) на отключение апериодической составляющей тока к.з.:

$$t = t_{\text{р.з.}} + t_{\text{с.в.}} = 0,015 + 0,04 = 0,065 \text{ сек}$$

где  $t_{\text{р.з.}} = 0,015 \text{ с.}$  - время действия релейной защиты;

$t_{\text{с.в.}} = 0,04 \text{ с.}$  – собственное время отключения выключателя:

$$i_{\text{а.НОМ}} = \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{НОМ.}} \cdot I_{\text{откл.НОМ.}} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 25 = 12,4 \text{ кА}$$

$$\beta_{\text{а.НОМ}} = \frac{i_{\text{а.т}}}{\sqrt{2} \cdot I_{\text{н.т}}} \Rightarrow i_{\text{а.т}} = \beta_{\text{НОМ.}} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{\text{н.т}} = \sqrt{2} \cdot 0,35 \cdot 5 = 2,47 \text{ кА}$$

$$i_{\text{а.т}} = 2,47 \leq i_{\text{а.НОМ.}} = 12,4 \text{ (кА)}$$

4. По предельному сквозному току к.з. – на электродинамическую стойкость:

$$I_{\text{п.о.}} = 4,3 \leq I_{\text{пр.с}} = 35 \text{ кА}$$

5. По тепловому импульсу – на термическую стойкость:

$$B_{\text{к.}} \leq B_{\text{НОМ}}$$

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 5^2 \cdot 0,065 = 2,625 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{ном} = I_{тер}^2 \cdot t_m = 25^2 \cdot 3 = 1875 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_k = 2,62 \leq B_{ном} = 1875 \text{ (кА}^2 \cdot \text{с)}$$

Выбираем разъединитель РГПЗ-35/400 с приводом ПР-3

Выбираем встроенный трансформатора тока на стороне 35 кВ

1. По номинальному напряжению:

$$U_{уст} = 35 \leq U_{ном} = 35 \text{ кВ}$$

2. По номинальному длительному току:

$$I_{ном} = 240 \text{ А}$$

$$I_{ном} = 300 \text{ А}$$

$$I_{норм} = 240 \leq I_{ном} = 300 \text{ А}$$

3. На электродинамическую стойкость:

$$I_{y.} = 17,5 \text{ кА}$$

$$I_{эд} = 42 \text{ кА}$$

$$I_{y.} = 17,5 \text{ кА} \leq I_{эд} 42 \text{ кА}$$

4. По тепловому импульсу - на термическую стойкость:

$$B_k = I_n^2 \cdot t = 6^2 \cdot 1 = 36 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

$$B_{тер} = K_m^2 \cdot I_{ном}^2 \cdot t_m = 120^2 \cdot 0,3^2 \cdot 4 = 5184 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

где  $K_T = 120$  термический коэффициент по справочнику

$t_T$  – длительность протекания тока термической устойчивости:

$$V_{к.} = 36 \leq V_{тер} = 35184 (\text{кА}^2 \cdot \text{с})$$

Таблица 5.6 - Данные приборов подключенные ко вторичной обмотке ТТ

Прибор	Тип	Количество	S прибора (В·А)
			0,5
Амперметр	АМ – А801	1	0,5
Ваттметр	Д-142	1	2,5
Варметр	Д-143	1	2,5
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	3	0,1
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3	0,1
			$S_{\Sigma пр} = 5,2 \text{ В} \cdot \text{А}$

Выбираем трансформатор тока ТВТ-35А-УІ-300/5

Выберем трансформатор напряжения 35 кВ

Таблица 5.7 - Данные приборов

Прибор	Тип	Количество	S прибора (В·А)
Ваттметр	Д-142	1	0,5
Варметр	Д-143	1	0,5
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	1	2,5
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	1	2,5
Вольтметр межфазный	МВК	1	0,1
Вольтметр	МВК	1	0,1
			$S_{\Sigma пр} = 6,2 \text{ В} \cdot \text{А}$

### 5.3 Выбор оборудования закрытого распределительного устройства 6 кВ подстанции «АСК-2»

Выбираем КСО - 293 компании «УЭТМ» исходя из широкого применения различного встраиваемого оборудования, безопасности, высокого срока службы и надежности, а так же удобства и простоты монтажа.

Таблица 5.8 - Технические характеристики КСО - 293

Номинальное напряжение, кВ	10
Номинальный ток главных цепей, А	2500;
Номинальный ток сборных шин, А	3150
Номинальный ток отключения выключателя, кА	31,5;40,0
Номинальный ток электродинамической стойкости шкафа, кА	128
Ток термической стойкости в течение 3с, кА	31,5; 40
Вид изоляции	Воздушная, комбинированная
Типы выключателей	
Вакуумные	ВВЭ-М-10; ЭВОЛИС
Элегазовые	LF-2; LF-3;
Вид поставки	1-2 ячейки
Дуговая защита	Фототирристор и конечные выключатели - двухступенчатая
Освещение отсеков КРУ	Стационарное освещение отсеков ввода, РЩ, выключателя

Подберем оборудование для данного типа ячеек.

В ЗРУ – 10 кВ предлагается установить вакуумные выключатели. Вакуумные выключатели предназначены для работы в распределительных устройствах (КСО). Установке подлежат: на ввода выключатели фирмы “Schneider Electric” типа Evolis24 - 10 - 3150, на секционные выключатели Evolis24 - 10 - 1600, в цепях отходящих линий ВВ Evolis24 - 10- 1000.

Выберем вводные выключатели:

За максимальный рабочий ток принимаем номинальный ток трансформаторов на стороне 10 кВ, но с учетом возможной 40% перегрузки:

$$I_{p.max} = 1,4 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} \cdot 0,5 = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} \cdot 0,5 = 3082,8 \text{ А}$$

Определим ударный ток:

$$i_y = \sqrt{2} \cdot 17,3 \cdot 1,82 = 36,26 \text{ кА.}$$

Выбор вводных выключателей ЗРУ-10 ПС 110 кВ «АСК-2» сведем в таблицу 5.9.

Таблица 5.9 - Выбор вводных выключателей на стороне 6 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб.н} = 3082,8 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$I_{ПО} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{ОТКЛ} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} \leq I_{ОТКЛ}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
$B = 17,3^2 \cdot (0,465 + 0,12) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Выбранный тип выключателя Evolis24 – 6 – 3150 проходит по всем условиям таблицы 5.8. Данный вакуумный выключатель устанавливаем в шкаф КСО-293.

Выберем секционные выключатели:

За максимальный рабочий ток принимаем 70 % номинального тока силового трансформатора:

$$I_{р.мах} = 0,7 \cdot \frac{S_H}{\sqrt{3} \cdot U_H} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1541,4 \text{ А}$$

Ударный ток принимаем таким же, как и для вводного выключателя.

Выбор секционных выключателей по условиям ЗРУ-10 ПС 110 кВ «АСК-2» сведем в таблицу 5.10.

Таблица 5.10 – Технические параметры выключателей на 10 кВ

Расчетные параметры	Каталожные данные выключателя	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} < U_{ном}$
$I_{раб.н} = 1541,4 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.н} < I_{ном}$
$I_{по} = 17,3 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{по} \leq I_{откл}$
$i_y = 36,26 \text{ кА}$	$I_{м\ дин} = 40 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{м\ дин}$
$B = 17,3^2 \cdot (0,465 + 0,12) = 104,52 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B_k = I_T^2 \cdot t_T = 13,1^2 \cdot 3 = 514,83 \text{ (кА)}^2 \text{ с}$	$B \leq B_k$

Выбранный тип выключателя Evolis24 – 6 – 1600 проходит по всем условиям таблицы 8.10. Данный вакуумный выключатель устанавливаем в шкаф.

Выберем ТСН и схемы их питания на подстанции «АСК-2».

Мощность потребителей собственных нужд невелика, поэтому они питаются от сети 380/220 В, которая получает питание от понижающих трансформаторов. На двух трансформаторных подстанциях 35-750 кВ устанавливаются два ТСН, мощность которых выбирается в соответствии с нагрузкой, с учетом допустимой перегрузки при выполнении ремонтных работ и отказа одного из трансформаторов.

Расчетная мощность потребителей собственных нужд подстанции определяется по выражению, кВА:

$$S_{расч} = k_c \cdot S_{уст}, \quad (5.9)$$

где  $k_c$  - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, принимается равным 0,85.

Итого полная установленная мощность СН, кВА:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2} = \sqrt{321^2 + 9,9^2} = 379,1 \text{ кВА}$$

Определим расчетную мощность:

$$S_{\text{расч}} = 0,85 \cdot 379,1 = 322,24 \text{ кВА.}$$

Мощность трансформатора определяется:

$$S_T = \frac{S_{\text{расч}}}{k_{\text{ав}} \cdot (n-1)}, \quad (5.10)$$

где  $S_{\text{расч}}$  – суммарная расчетная мощность потребителей СН, кВА;

$k_{\text{ав}}$  - коэффициент аварийной перегрузки,  $k_{\text{ав}} = 1,4$ ;

$n$  - количество трансформаторов.

$$S_T = \frac{S_{\text{расч}}}{1,4} = \frac{322,24}{1,4} = 230,17 \text{ кВА.}$$

Выбираем трансформатор типа ТМЗ-250/10.

Для защиты ТСН используем предохранители.

Найдем номинальный ток трансформатора на высокой стороне:

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 10} = 14,43 \text{ А.}$$

Максимальный ток для предохранителя будет являться ток на 40-50% больше номинального, из-за тока намагничивания:

$$I_{\text{НАХ}} = I_{\text{НОМ}} \cdot 1,5 = 17,3 \cdot 1,5 = 21,64 \text{ А}$$

Напряжение установки:  $U = 10 \text{ кВ}$ .

Выбираем предохранитель типа ПК102-6-31,5-31,5У3.

$$I_{\text{макс}} = 21,64 \text{ А} < I_{\text{НОМ}} = 31,5 \text{ А};$$

$$I_{\text{по}} = 17,3 \text{ кА} < I_{\text{откл}} = 31,5 \text{ кА.}$$

Выбранный предохранитель соответствует условиям выбора.

Осуществим выбор трансформаторов тока (ТА):

Выбираем и проверяем трансформатор тока: ТОЛ – 10 ОАО «УТЭМ» г. Екатеринбург. Все каталожные и расчетные величины сведены в таблице 5.11. Трансформатор тока ТОЛ –10 кВ обеспечивает передачу сигнала измерительной информации измерительным приборам.

Таблица 5.11 – Расчетные и каталожные данные трансформатора тока ТОЛ 10 кВ

Расчёт	Паспорт: ТОЛ-СЭЩ 6 кВ
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 2055 \text{ А}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$i_{y0} = 25,33 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$
$B_k = 1,85 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Данные с КИП представлены в таблице 5.12.

Таблица 5.12 – Данные контрольно-измерительных приборов

№ п/п	Прибор	Тип	S прибора [В·А]
1	Амперметр	ЭА-0702	0,5
2	Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
3	Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	3,6
4	Варметр	Н-395	2
5	Ваттметр	Ц-301/1	0,5
	Итого		10,2

Расчет вторичной нагрузки трансформатора тока:

$$r_{приб} = \frac{10,2}{5^2} = 0,45 \text{ Ом.}$$

Для ТОЛ-10 кВ в классе 0,5  $Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Допустимое сопротивление провода:

$$r_{\text{пров}} = Z_{2ном} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}};$$

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,45 - 0,1 = 0,65 \text{ Ом}.$$

$$\text{Тогда: } q = \frac{\rho \cdot \sqrt{3} \cdot l_{\text{расч}}}{r_{\text{пров}}};$$

$$q = \frac{(0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60)}{0,65} = 4,51 \text{ мм}.$$

$$r_{\text{пров}} = \frac{0,0283 \cdot \sqrt{3} \cdot 60}{5} = 0,59 \text{ Ом}.$$

Активное сопротивление, вторичной нагрузки подключенной к ТА ТОЛ-10 кВ:

$$r_2 = 0,45 + 0,59 + 0,1 = 1,14 \text{ Ом}$$

Трансформаторы напряжения (ТВ).

Из предлагаемого перечня трансформаторов напряжения (ТН) к установке принимается трансформатор напряжения НАМИ – 10 кВ ОАО «УТЭМ» г. Екатеринбург.

Контроль на стороне 10 кВ осуществляется с помощью следующих контрольно-измерительных приборов: вольтметр, вольтметр фазный, фазометр, частотомер. Данные контрольно-измерительных приборов представлены в таблице 5.13.

Таблица 5.13 - Выбор трансформаторов напряжения

Прибор	Типы приборов	Потребляемая мощность одной катушки, ВА	Число катушек	$\cos \varphi$	$\sin \varphi$	Число приборов	Суммарная мощность приборов	
							$P, Вт$	$Q, вар$
Вольтметр	Э – 351	2,0	1	1	0	1	2	---
Ваттметр	Ц-301/1	2,0	1	1	0	1	2	---
Счетчик активной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Счетчик реактивной энергии	СЭТ-4ТМ	2	2	0,38	0,925	1	1,52	3,7
Итого							7,04	7,4

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{приб} \cos \varphi)^2 + (\sum S_{приб} \sin \varphi)^2} = \sqrt{P_{приб}^2 + Q_{приб}^2} = \sqrt{7,04^2 + 7,4^2} = 9,91 В \cdot А. ВА$$

Выбранный трансформатор напряжения НАМИТ – 10 кВ имеет номинальную мощность в классе точности 0,5, необходимом для присоединения счетчиков, 75 В · А.

Выбираем трансформатор типа НАМИТ-10  $S_{2ном}=75$  ВА класс точности 0,5.

## **6 Выбор релейной защиты и автоматики ПС 110 кВ «АСК-2»**

### **6.1 Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2**

Микропроцессорное устройство РС83-ДТ2 изготавливается компанией ООО «Системы РЗА» (г. Москва), и выполняет функции токовой защиты (в том числе дифференциальной) для трансформаторов с расщепленной обмоткой низкого напряжения, синхронных компенсаторов, генераторов, электродвигателей и т.д.

Функции данного устройства таковы:

- максимально-токовая - защита (МТЗ) может иметь четыре ступени. Каждая из четырех ступеней может быть с независимой или зависимыми времятоковыми характеристиками;

- дифференциальная защита - трехфазная по действующим значениям первых гармоник дифференциальных токов. В устройстве есть две ступени защиты дифференциальная защита торможением (ДТ) и дифференциальная отсечка (ДО).

Питание устройства РС83-ДТ2 может осуществляться как от источника постоянного, так и от источника переменного оперативного тока.

Все имеющиеся данные в устройстве передаются диспетчеру и могут обрабатываться по месту или дистанционно.

### **6.2 Расчёт уставок защиты трансформатора с применением устройства РС83-ДТ2**

Параметры терминала РС83-ДТ2 для защиты силового трансформатора, со схемой  $Y/ Y /\Delta$ :

- на ВН – звезда с нулем;
- на СН - звезда
- на НН – треугольник.

Значения токов КЗ (максимальный/минимальный режим) на стороне 110 кВ (точка К1), на шинах 35 кВ (точка К2) шинах 10 кВ (точка К3) представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Значения токов КЗ

Величина напряжения	Режим ЭЭС	Ток КЗ
Сторона 110 кВ	Максимальный	$I_{K1MAX}^{(3)BH} = 4827 \text{ A}$
	Минимальный	$I_{K1MIN}^{(3)BH} = 2357 \text{ A}$
Сторона 35 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)CH} = 7827 \text{ A}$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)CH} = 5357 \text{ A}$
Сторона 10 кВ	Максимальный	$I_{K2MAX}^{(3)HH} = 24840 \text{ A}$
	Минимальный	$I_{K2MIN}^{(3)HH} = 21323 \text{ A}$

Значения токов короткого замыкания в К5, приведенные к стороне ВН определяются по выражению:

$$I_{K2}^{(3)BH} = \frac{I_{K2}^{(3)HH}}{k_T}, \quad (6.1)$$

где  $I_{K2}^{(3)HH}$  - ток 3х-фазного КЗ на стороне 10 кВ;

$k_T$  - коэффициент трансформации СТ.

Ток короткого замыкания в максимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MAX}^{(3)BH} = \frac{24840}{115 / 10,5} = 1361 \text{ A}.$$

Ток КЗ в минимальном режиме электроэнергетической системы:

$$I_{K2MIN}^{(3)BH} = \frac{21323}{115 / 10,5} = 1168A.$$

### 6.3 Расчёт уставок дифференциальной защиты трансформатора

Дифференциальная защита реализуется на основе терминала типа РС83-ДТ2. Методика выбора уставок представлено ниже:

- На стороне ВН – 110 кВ, коэффициент выравнивания:

$$K_{B1} = \frac{I_{НОМ.ЛТ.ВН}}{\sqrt{3} \cdot I_{НОМ.ТР.ВН}}, \quad (6.2)$$

$$K_{B1} = \frac{300}{\sqrt{3} \cdot 160,8} = 1,078, \quad K_{B1} = 1,08.$$

На стороне НН – коэффициент выравнивания:

$$K_{B2} = \frac{I_{НОМ.ЛТ.НН}}{I_{НОМ.ТР.НН}}, \quad (6.3)$$

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

Уставки по току находятся:

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

$$I_{УСТ.ВН}^{ДТ} = 4,6A.$$

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

$$I_{УСТ.НН}^{ДТ} = 4,9 А.$$

Ток срабатывания:

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

$$I_{СЗ.ВН}^{ДТ} = \frac{I_{УСТ.ВН}^{ДТ} \cdot K_{ТТ.ВН}}{K_{СХ.ВН}}, \quad (6.4)$$

Коэффициент чувствительности:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{КЗ.min}^{(2)}}{I_{СР.ТО}}, \quad (6.5)$$

$$I_{КЗ}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{КЗ}^{(3)}; \quad (6.6)$$

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

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

Уставка по вторичному току срабатывания:

$$I_{УСТ.ВН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_1}}; \quad (6.7)$$

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

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot I_{\bullet СР}^{ДО}}{K_{B_2}}; \quad (6.8)$$

$$I_{УСТ.НН}^{ДО} = \frac{5 \cdot 6,0}{1,02} = 29,41 А. \quad I_{УСТ.НН}^{ДО} = 30 А.$$

Степень отсечки дифференциальной:

$$I_{СЗ.ВН}^{ДО} = \frac{28 \cdot 300 / 5}{\sqrt{3}} = 971,09 \text{ A.}$$

Чтобы найти ток двухфазного короткого замыкания, используем ранее вычисленное значение тока трёхфазного короткого замыкания:

$$I_{K_1 \min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 2357 = 2041 \text{ A ;}$$

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

Первая ступень отсечки терминала РС83-ДТ2 удовлетворяет требованиям.

## Заключение

В данной квалификационной работе выполнена реконструкция электрической части ПС 110/35/10 кВ «АСК-2».

ПС 110/35/10 кВ «АСК-2» является одним из основных источников питания Промышленного района г.о. Самара и предприятия ООО "Самарский Стройфарфор", проверена нагрузочная способность существующих трансформаторов с учетом подключения новых потребителей до 2025 года. По результатам расчетов, было установлено, что только при замене силовые трансформаторов ТДТН-40000/110 на трехобмоточные трансформаторы установленной мощностью 63 МВА будет обеспечено надёжное электроснабжение перспективных потребителей в 2025 г. без погашения нагрузки при выводе в ремонт или аварийном отключении одного из трансформаторов ПС 110 кВ АСК-2.

При рассмотрении реконструкции ПС 110 кВ АСК-2 было рассмотрено:

- 1 Расчетные нагрузки города с перспективой до 2025 года
- 2 Расчет токов короткого замыкания и выбрано оборудование ГПП;
- 3 Выбрано современное оборудование ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ и ЗРУ 10 кВ;
- 4 Расчет уставок релейной защиты.

Выбранное оборудование ОРУ 110 кВ, ОРУ 35 кВ, ЗРУ 10 кВ и схема ПС 110 кВ АСК-2 соответствует всем требованиям предъявляемые к современному исполнению системы электроснабжения городов и технологических комплексов.

## Список использованных источников

- 1 ГОСТ 12.1.038 «Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов»
- 2 Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей и Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. – М.: Энергоатомиздат, 2005.
- 3 Правила устройства электроустановок. 7-е издание. СПб.: Энерготомиздат, 2010.
- 4 Барыбин, Ю.Г., Справочник по проектированию электроснабжения/Ю.Г. Барыбин, Л.Е.Федорова, М.Г. Зименкова, А.Г. Смирнова / – М.: 2010
- 5 Вахнина, В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610 "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007. - 53 с.
- 6 Вахнина, В. В. Компенсация реактивной мощности в системах электроснабжения промышленных предприятий : учеб.пособие для вузов / В. В. Вахнина; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Изд. 2-е, стер. ; Гриф УМО ; ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.
- 7 Вахнина, В. В. Электроснабжение промышленных предприятий и городов : учеб.- метод. пособие для практ. занятий и курсового проектирования спец. 140211 "Электроснабжение" и 140610 "Электрооборудование и электрохозяйство предприятий, организаций и учреждений" / В. В. Вахнина, А. Н. Черненко; ТГУ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2007.
- 8 Грунин, С.К. Расчет электрических нагрузок, выбор главных схем и оборудования промышленных предприятий: Учеб.пособие, 2008-104 с.

9 Железко, Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических сетях : руководство для практических расчетов/Ю.С.Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2009.

10 Железко, Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии: руководство для практ. расчетов / Ю. С. Железко. - М. : ЭНАС, 2009.

11 Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : учеб.для вузов / Б. И. Кудрин. - Гриф УМО. - М.: Интермет Инжиниринг, 2008.

12 Макаров, Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: в 6 т.: учеб.-произв. изд. Т.4 / Е.Ф. Макаров; под ред. И.Т. Горюнова [и др.]. - М.: Папирус Про, 2009.

13 Опалева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: Справочник: Учебное пособие/Г.Н. Опалева - М.: ФОРУМ-М, 2008. - 480 с. (Высшее образование).

14 Рекомендации по выбору и применению ОПН для оптимальной защиты электрооборудования. г.Великие Луки 2008.

15 Степкина, Ю. В. Электрооборудование станций и подстанций предприятий : учеб.пособие / Ю. В. Степкина, В. В. Вахнина; ТГУ; Электротехн. фак.; каф. "Электроснабжение и электротехника". - Гриф УМО; ТГУ. - Тольятти: ТГУ, 2009.

16 Федорова А.А. и Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Промышленные электрические сети/ А.А. Федорова, Г.В. Сербиновского. – 2-е изд. перераб. и доп. М.: «Энергия»,2009 –576 с.

17 Шлыков С. В. Потребители электрической энергии : учеб.пособие / С. В. Шлыков, В. А. Шаповалов, Н. А. Шаповалова; ТГУ ; Электротехн. фак. ; каф. "Электроснабжение и электротехника". - ТГУ. - Тольятти : ТГУ, 2011.

- 18 Каталог ООО «ЭМК». Низковольтное электрооборудование. 2015г.
- 19 Каталог ОАО «УТЭМ». Высоковольтное электрооборудование. 2015г.
- 20 McDonald, J. D. Electric Power Substations Engineering / J. D. McDonald [и др.]. – Майями: CRC Press Taylor & Francis Group, 2012. – 593с
- 21 Hewitson, Leslie G. Practical System Protection (Practical Professional Books) / L. G. Hewitson. – Newnes, 2005. – 290 с.
- 22 Gers, J. M. Protection of Electricity Distribution Networks, 3rd Edition (Energy Engineering) / J. M. Gers, E. D. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2011. – 368 с.
- 23 Lakervi, E. Electricity Distribution Network Design, 2nd Edition (Energy Engineering) / E. Lakervi, E. J. Holmes. - The Institution of Engineering and Technology, 2005. – 338 с.
- 24 Bayliss, C. Transmission and Distribution Electrical Engineering / C. Bayliss, B. Hardly. – Newnes, 2012. – 1180 с.