

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электроснабжения промышленно-индустриальной зоны в Пензенской области

Обучающийся

Ангел М.

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н, доцент, А.Н. Черненко

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

Тольятти 2024

## Аннотация

В данной выпускной квалификационной работе на тему «Проектирование электроснабжения промышленно-индустриальной зоны в Пензенской области» рассматриваются технические решения по созданию надёжной и энергоэффективной системы электроснабжения промышленно-индустриальной зоны.

В представленной работе подробно изложены основополагающие разделы проектирования системы электроснабжения, такие как анализ режимов работы и места расположения энергопринимающих устройств (потребителя), определение центра питания (понижительной подстанции), определение класса напряжения питающей сети (35 кВ и выше), расчеты токов короткого замыкания на шинах центра питания (понижительной подстанции), выбор электрической схемы центра питания и первичного (высоковольтного) оборудования системы электроснабжения, вопросы электромагнитной совместимости.

Цель работы заключается в разработке решений по созданию надёжной и энергоэффективной системы электроснабжения промышленно-индустриальной зоны в Пензенской области.

В результате выполнения работы проведены расчёты высоковольтных линий, выбраны трансформаторы, рассчитаны электрические нагрузки, выбрано первичное (высоковольтное оборудование) и вторичное оборудование (РЗА, система собственных нужд) проектируемой подстанции.

Данная работа изложена на 67 листах, графическая часть имеет 6 чертежей, формата А1, список используемых источников и используемой литературы включает в себя 26 наименований.

## Содержание

Введение.....	4
1 Особенности и технические характеристики объекта электроснабжения.....	5
1.1 Техничко-экономические характеристики объекта электроснабжения....	5
1.2 Климатические особенности размещения объекта.....	6
1.3 Существующая схема внешнего электроснабжения.....	6
2 Расчёт электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов центра питания.....	9
3 Выбор напряжения питания и схемы распределительного устройства подстанции.....	12
3.1 Выбор схемы распределительного устройства подстанции.....	12
3.2 Выбор напряжения питания подстанции.....	14
5 Расчет токов короткого замыкания на подстанции.....	21
6 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы подстанции.....	24
6.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования.....	24
6.2 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений.....	28
7 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока.....	32
8 Решения по организации РЗА.....	47
8.1 Дифференциальная защита трансформатора.....	48
8.2 Расчёт уставки токовой отсечки трансформатора.....	58
8.3 Расчёт уставки максимальной токовой защиты трансформатора.....	59
8.4 Расчёт защиты от перегруза трансформатора.....	60
8.5 Выбор предохранителей для защиты трансформатора собственных нужд.....	61
Заключение.....	63
Список используемой литературы.....	65

## Введение

В современных условиях сроки строительства промышленных предприятий являются тем критерием, который определяет инвестиционную привлекательность проекта. Не для никого не секрет, чем меньше занимает время от момента создания технико-экономического обоснования до выпуска продукции, тем быстрее вложенные инвестиции начнут себя окупать и в будущем приносить доход.

Для решения вышеуказанной задачи во многих субъектах Российской Федерации возводятся инвестиционные площадки промышленно-производственной зоны (промышленно-индустриальные зоны), в которых создается необходима инфраструктура, дорожная, энергетическая т.д., за счет чего сроки возведения предприятий на таких площадках существенно снижаются, что дает экономический эффект не только инвестору, но и региону в целом.

Функционирование таких промышленно-индустриальных зон зависит от системы электроснабжения, которая представляет собой собственный центр питания (понижительная подстанция), подключенный к электроэнергетической системе региона.

Цель данной выпускной квалификационной работы (ВКР) – создание энергоэффективной и надежной системы электроснабжения промышленно-индустриальной зоны (ОЭЗ ППТ), планируемой к размещению в Пензенской области, соответствующей всем требованиям нормативно-технической документации (НТД) Российской Федерации.

Задачи ВКР: составить схему внешнего электроснабжения; рассчитать прогнозируемы электрические нагрузки (ОЭЗ ППТ); выбрать центр питания; выбрать электрооборудование системы электроснабжения, выполнить расчёты токов короткого замыкания (КЗ) и параметрирование микропроцессорных устройств РЗА, устанавливаемых на проектируемой подстанции.

# 1 Особенности и технические характеристики объекта электроснабжения

## 1.1 Техничко-экономические характеристики объекта электроснабжения

Объектом электроснабжения является на территории г. Пенза промышленно-индустриальная зона с общей площадью 250 га.

В соответствии с материалами проекта изменений в схему территориального планирования и информацией, инвестиционная площадка промышленно-производственного типа «Заря» планируется к расположению севернее трассы ФАД М-5 «Урал» (в районе ул. Побочинская г. Пенза). Предварительная требуемая максимальная мощность – 50 МВт. Схема размещения площадки относительно г. Пенза приведена на рисунке 1.

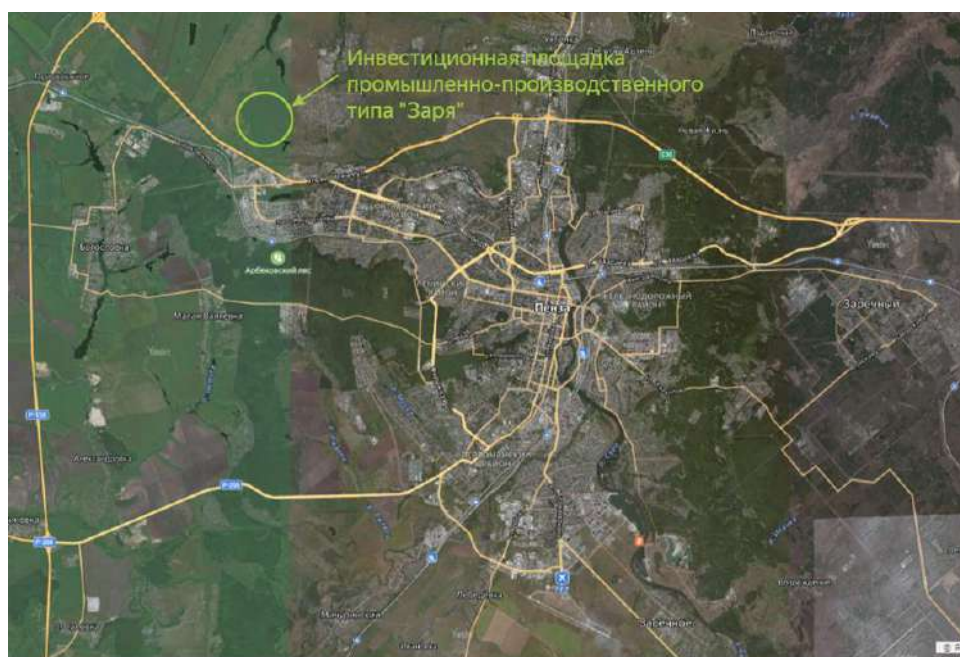


Рисунок 1 - Схема размещения площадки «Заря»

Договоры технологического присоединения с резидентами на данный момент отсутствуют, и не могут быть заключены в связи с отсутствием

необходимой мощности электроснабжения на данной инвестиционной площадке. Проектируемая мощность ОЭЗ ППТ «Заря» составляет 50 МВт.

## **1.2 Климатические особенности размещения объекта**

Месторасположение объекта строительства: Пензенская область, г. Пенза.

Климатические условия в районе расположения проектируемой подстанции ПС 110/10 кВ: II и III районы соответственно по ветру и гололеду (ветровое давление 500 Па, толщина стенки гололеда 20 мм) [12].

«Среднегодовая температура воздуха составляет плюс 5,1°С, минимальная температура в зимний период составляет минус 43°С, максимальная в летний период плюс 41 °С. Средняя температура самого холодного месяца - января составляет минус 9,8 °С, самого теплого – июля - плюс 19,8 °С» [12].

## **1.3 Существующая схема внешнего электроснабжения**

Ближайшими понизительными подстанциями 110 кВ, расположенными на расстоянии до 3 км от планируемого места размещения инвестиционной площадки, являются:

- ПС 110/10 кВ «Юбилейная». Мощность - 2×25 МВА Резерв мощности с учетом максимального замера за 5 лет и договор ТП, находящихся на исполнении составляет: Зимний замерный день – 13,0 МВА, летний замерный день – 13,78 МВА.
- ПС 110/10 кВ «Арбеково-2». Мощность – 2×16 МВА. Резерв мощности с учетом максимального замера за 5 лет и договор ТП, находящихся на исполнении составляет: Зимний замерный день – 5,23 МВА, летний замерный день – 4,16 МВА.

- ПС 110/10 кВ «Арбеково». Мощность – 2×16 МВА. Резерв мощности отсутствует.

Карта-схема существующих сетей приведена на рисунке 2.

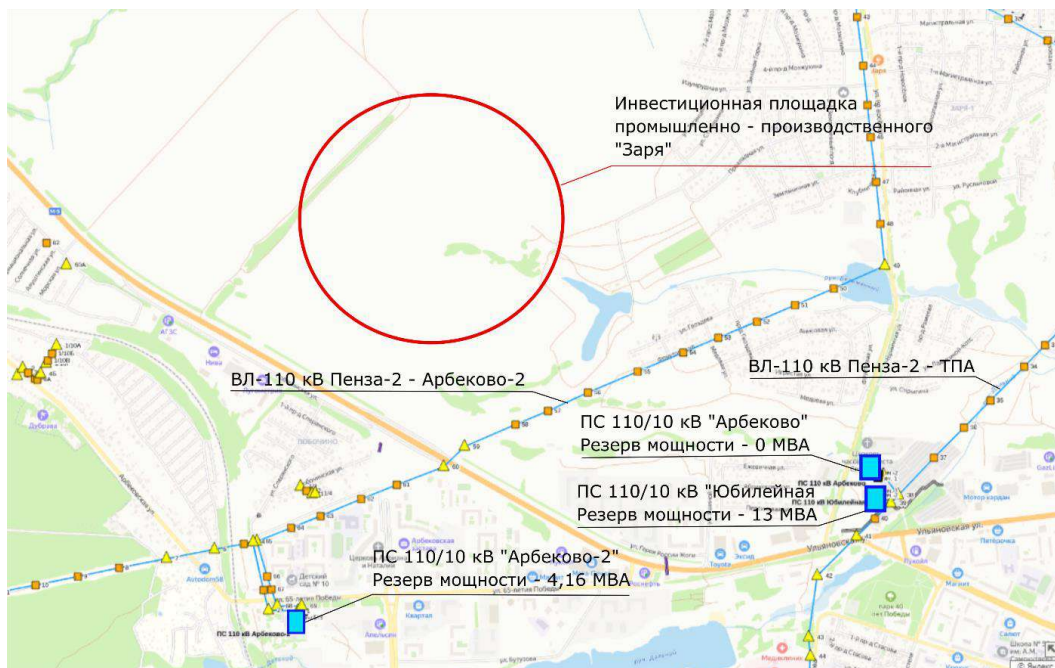


Рисунок 2 - Карта-схема существующих сетей 110 кВ

Перераспределение мощности в объёме 50 МВт по вышеуказанным центрам питания с учётом обеспечения требуемой категории надёжности потребует прокладки не менее 18 многожильных кабелей ориентировочной протяжённостью не менее 5 км по трассе каждый, разместить которые в ограниченных условиях городской застройки невозможно.

Учитывая большой объём мощности и значительное расстояние от имеющихся объектов, электроснабжение инвестиционной площадки «Заря» необходимо осуществить от новой подстанции, размещаемой непосредственно на территории земельного участка инвестиционной площадки в непосредственной близости от энергопринимающих устройств.

Для обеспечения электроснабжения инвестиционной площадки «Заря» требуется:

- строительство ПС 110/10 кВ с двумя силовыми трансформаторами мощностью 63 МВА каждый;
- строительство 2 (двух) ВЛ-110 кВ с сечением провода 185 мм<sup>2</sup> и ориентировочной протяжённостью 2,3 км каждая, подключенных в рассечку линии ВЛ 110 кВ Пенза-2 – ТПА на опоре № 40 с заходами на строящуюся ПС 110 кВ.

Схема присоединения приведена на рисунке 3.

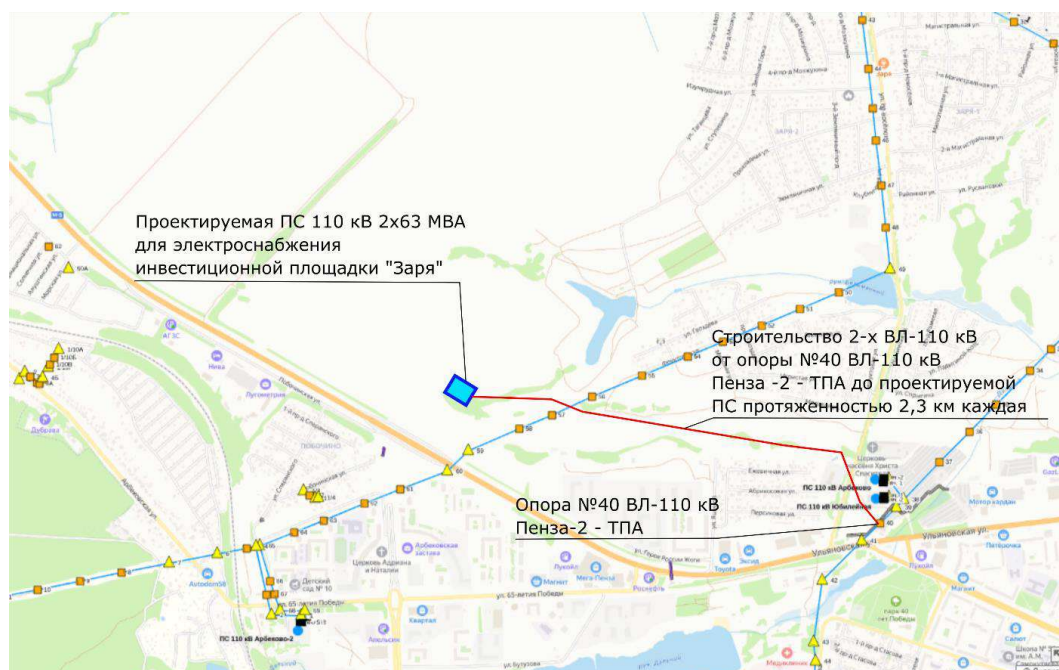


Рисунок 4 - Схема присоединения ПС 110/10 к сети 110 кВ

Строительство нового центра питания мощностью 2×63 МВА полностью обеспечивает потребности инвестиционной площадки «Заря» в максимальной мощности, позволит осуществлять качественное электроснабжение уже подтвержденных резидентов, повысит привлекательность площадки для будущих инвесторов.

Выводы к разделу 1.

В данном разделе определены параметры внешней системы электроснабжения проектируемой площадки, а также предварительно выбран центр питания.



## 2 Расчёт электрических нагрузок и выбор силовых трансформаторов центра питания

В связи с тем, что договора на технологическое присоединение отсутствуют, в качестве основы возьмем данные по ОЭЗ ППТ «Заря» максимальная мощность новой нагрузки, которой составляет 50 МВт,  $\cos\varphi = 0,996$ . [10].

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = S_{\text{макс}}^{\text{факт}} + \sum S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}} + S_{\text{доп}} - S_{\text{срм}}, \quad (1)$$

где « $S_{\text{ту}} \cdot K_{\text{наб}}$  – мощность новых потребителей, подключаемых к ПС в соответствии с ТУ на ТП, с учетом коэффициентов набора;

$S_{\text{доп}}$  – увеличение нагрузки рассматриваемой подстанции в случае перераспределения мощности с других центров питания;

$S_{\text{срм}}$  – объем схемно-режимных мероприятий, направленных на снижение загрузки трансформаторов подстанции, в соответствии с Методическими указаниями по проектированию развития энергосистем» [10].

Согласно формуле (1), перспективная нагрузка новых трансформаторов составит:

$$S_{\text{персп}}^{\text{тр}} = 0 + 50,2 \cdot 1 + 0 - 0 = 50,2 \text{ МВА}$$

«Определим длительно допустимую перегрузку трансформатора с учетом коэффициента допустимой длительной перегрузки трансформаторов (без ограничения длительности)» [10]:

$$S_{\text{ддн}} = S_{\text{ном.т}} \cdot k_{\text{пер}} = 63 \cdot 1,186 = 74,718 \text{ МВА}$$

где « $S_{\text{ном.т}}$  – номинальная мощность силового трансформатора, МВА;

$k_{пер}$ - коэффициент допустимой длительной (без ограничения длительности) перегрузки при ТНВ, °С» [11].

«Определим коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме (далее - ПАР)  $k_3$ » [10]:

$$k_3 = \frac{S_{пер}^{тр}}{S_{ддн}} = \frac{50,2}{74,718} = 0,67$$

«В ПАР отключения одного из трансформаторов максимальная нагрузка оставшегося в работе трансформатора составит» [11] 67,0 % от  $S_{ддн}$ , что не превышает  $S_{ддн}$  трансформаторов. «При аварийном отключении перевод нагрузки на другие центры питания невозможен не планируется» [11].

С учетом вышеизложенного примем к установке трансформаторы мощностью 63 МВА. Коэффициент загрузки оставшегося в работе трансформатора с учетом перспективной нагрузки составит 0,67 [19].

Согласно полученным результатам рассмотрим следующие варианты силовых трансформаторов:

Таблица 1 – Данные заводов изготовителей силовых трансформаторов

Показатель	Тип трансформатора			
	ТРДЦН-63000/110 У1	ТРДЦН-63000/110 У1	ТРДЦН-63000/110 УХЛ1	ТРДЦН-63000/110 У1
1	2	3	4	5
Производитель	ООО «Гольятгинский трансформатор»	ООО «Сименс трансформаторы»	ОАО «Электрозавод»	АО «Группа «СВЭЛ»
Напряжение КЗ, % ВН-НН	10,5	10,5	10,5	10,5
Потери КЗ, кВт	260	260	260	260
Ток холостого хода, %	0,6	0,6	0,6	0,6

Продолжение таблицы 1

1	2	3	4	5
Потери холостого хода, кВт	59	59	59	59
Полная масса, кг	149100	122500	149975	136500
Срок службы, лет	30	30	30	30
Гарантийный период, мес.	60	36	-	60
Периодичность текущего ремонта	1 раз/год	1 раз/год	1 раз/год	1 раз/год
Периодичность капитального ремонта	не позднее, чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию	не позднее, чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию	не позднее, чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию	не позднее, чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию
Затраты на ТОиР в год, тыс. руб.	84,757	80,873	160,23	81,183
Потери электроэнергии в год, кВт*ч	724014,0	778983,0	866583,0	735183,0
Стоимость, тыс. руб. (с НДС)	57128,67	54811,2	108000,0	54720,0

Рассмотрев четырех производителей силовых трансформаторов ТРДЦН-63000/110 У1, выяснили, что у всех трансформаторов паспортные данные практически одинаковые.

Принимая в расчет меньшую стоимость, к установке принимается силовой трансформатор производства АО «Группа «СВЭЛ».

Выводы к разделу 2.

В данном разделе провели расчеты ожидаемой загрузки трансформаторов, планируемых к установке на проектируемой подстанции. В ходе расчетов установлено, что в послеаварийном режиме загрузка оставшегося в работе не превысит нормативных значений и составит 67% от номинальной мощности трансформатора. Также на основании технико-экономического расчета выбрали к установке два силовых трансформатора 63 МВ производства АО «Группа «СВЭЛ» [3].

### **3 Выбор напряжения питания и схемы распределительного устройства подстанции**

#### **3.1 Выбор схемы распределительного устройства подстанции**

Уровень напряжения питания инвестиционной площадки выбираем 10 кВ. Данный уровень напряжения является основным на ближайший перспективный период для вновь сооружаемых систем электроснабжения современных промышленных предприятий.

«Выбор места расположения ПС 110 кВ производим с учётом, минимизации потерь напряжения в линиях 10 кВ и условий застройки территории. Также следует стремиться к расположению вблизи границы питаемого им участка сети, углубляясь в район обслуживания на 10 – 15 % его протяжённости, с целью уменьшения обратных потоков энергии в линиях распределительной сети 10 кВ и лишнего расхода проводникового металла» [20].

Согласно расчётным нагрузкам застраиваемой территории, ближайшие подстанции – ПС-110/10 кВ Юбилейная, ПС 110/10 кВ Арбеково и ПС-110/10 кВ Арбеково-2, не располагают необходимой мощностью для электроснабжения района проектирования (раздел 1).

В связи с этим рассматриваем возможность подключение ПС 110 кВ, питающей ОЭЗ ППТ, в рассечку линий ВЛ 110 кВ Пенза-2 – ТПА на опоре № 40 с заходами на строящуюся ПС 110 кВ, запитанные от ПС 220/110/10 Пенза-2 и подключённые к разным СШ-110 - являются взаимно резервируемым линиями и обеспечивают надёжность электроснабжения района.

Местом расположения ПС выбираем согласно очереди застройки территории и плотности застраиваемой территории. Наиболее оптимальным вариантом расположения ПС 110 кВ является западная часть г. Пенза, севернее трассы ФАД М-5 «Урал» (в районе ул. Побочинская г. Пенза).

«Схему подключения ПС выбираем 110-5Н «Мостик», так как ПС является с двусторонним питанием и при необходимости сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ или ремонта на одной из питающей линии. Схема 110-5Н «Мостик» [11] показана на рисунке 5.

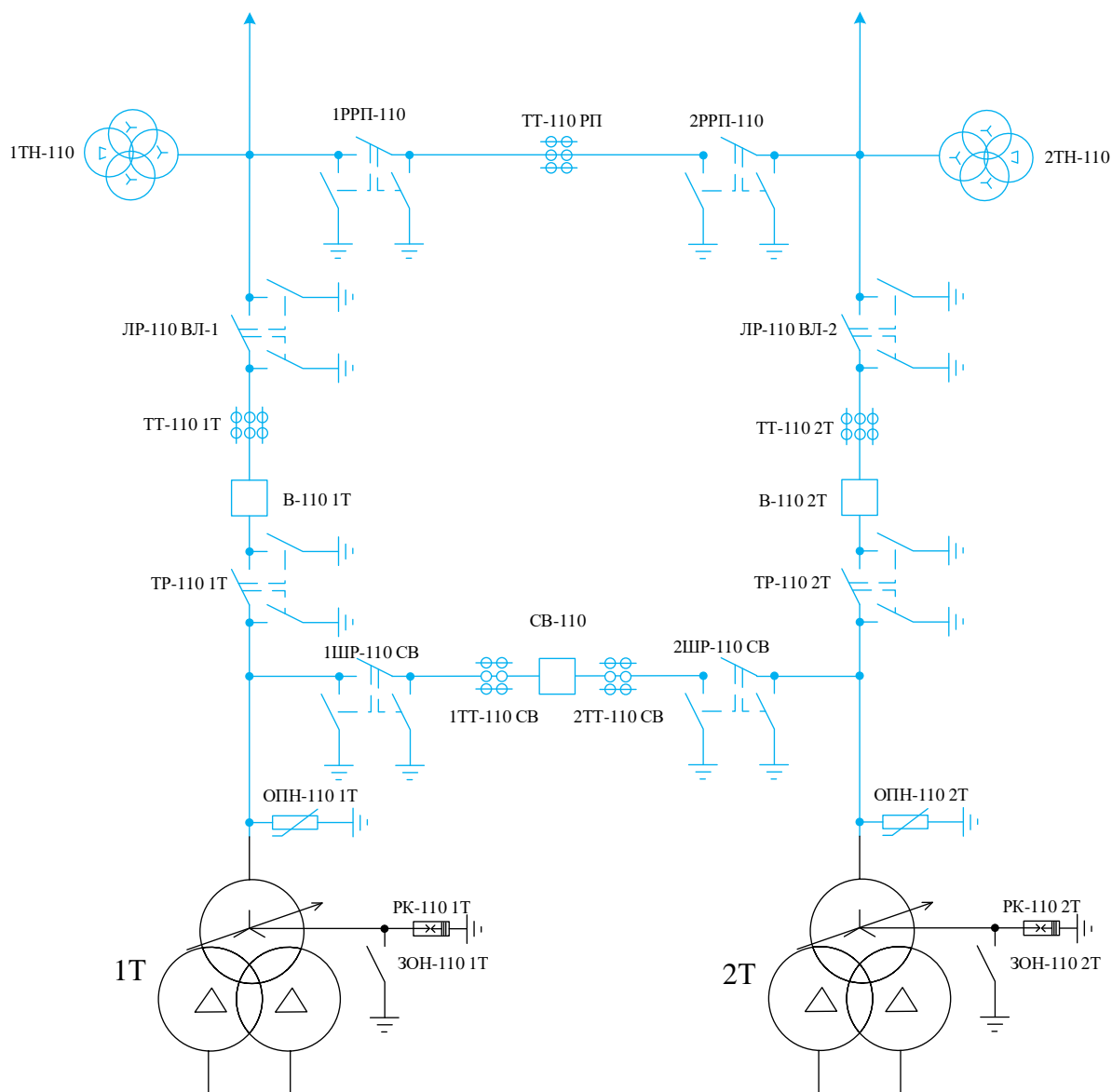


Рисунок 5 – Схема 110-5Н «Мостик»

Распределительные устройства 10 кВ принимаем с четырёх секционированной системой шин, трансформаторы работают отдельно. Резервирование блоков осуществляется путём устройства АВР на секционном выключателе РУ 10 кВ [6].

Так как место расположения трансформаторной ПС выбрано рядом с промышленной площадкой тип РУ-110/10 кВ планируется выполнить открытого типа [2].

### 3.2 Выбор напряжения питания подстанции

Так как проектируемая подстанция будет запитана от 2 (двух) ВЛ-110 кВ с сечением провода 185 мм<sup>2</sup> и ориентировочной протяжённостью 2,3 км каждая, подключенных в рассечку линии ВЛ 110 кВ Пенза-2 – ТПА на опоре № 40 с заходами на строящуюся ПС 110 кВ, то принимаем напряжение питающей сети 110 кВ.

Площадь сечения жилы воздушной линии рассчитываем с учетом максимально возможной мощности для ремонтной работы ПС – одна ВЛ-110 кВ в ремонте, и загрузка ВЛ 110 кВ равна  $S_{\text{расч.ТП}} = 50,2$  МВА.

Проведем расчет достаточности провода типа АС сечением 185 мм<sup>2</sup>.

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{расч.ТП}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ВН}}}, \quad (2)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{50200}{\sqrt{3} \times 115} = 252 \text{ А,}$$

где  $I_{\text{раб}}$  – номинальный рабочий ток;

$U_{\text{ВН}}$  – номинальное рабочее напряжение ПС по стороне 110 кВ.

Длительно допустимый ток АС-185 мм<sup>2</sup> составляет 510 А [7]. Соответственно  $I_{\text{раб}}$  не превышает длительно допустимый ток, равный 510 А.

Проведем расчет достаточности провода типа АС сечением 185 мм<sup>2</sup> с учетом загрузки ВЛ по установленной мощности выбранных силовых трансформаторов 63 МВА.

Площадь сечения жилы воздушной линии рассчитываем для ремонтного режима работы ПС – одна ВЛ-110 кВ в ремонте, и 130 % загрузке ПС 110 кВ по выражению:

$$I_{\text{раб}} = \frac{81900}{\sqrt{3} \times 115} = 411 \text{ A}$$

Соответственно  $I_{\text{раб}} = 443 \text{ A}$  не превышает длительно допустимый ток, равный 510 А.

Выводы по разделу 3.

В данном разделе определены основные технические решения электрической схемы проектируемой подстанции 110 кВ. Выбран источник питания, номинальный класс напряжений по стороне ВН и НН, а также сечение проводов питающей линии 110 кВ -185 мм<sup>2</sup>.

#### 4 Компонентные решения

Схема ОРУ-110 кВ проектируемой подстанции ПС 110 кВ «Заря» - «Мостик с выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий» [12]. Количество линий 110 кВ, присоединенных к РУ-110 кВ - две.

Для установки электрооборудования рассмотрим следующие варианты производителей ОРУ-110 кВ, представленных в таблице 2.

Таблица 2 - Данные заводов изготовителей производителей ОРУ-110 кВ

Параметр	ОРУ-110 кВ	ОРУ-110 кВ	ОРУ-110 кВ
1	2	3	4
Производитель	ЗАО «ЗЭТО»	ЗАО «ГК «Электроцит»- ТМ Самара»	АО «УЭТМ»
Марка выключателя	ВГТ-110	ВГП-110Ш	ВЭБ-УЭТМ-110 кВ
Ном. ток выключателя, А	2000	2000	2000
Ном. ток отключения выключателя, кА	40	40	40
Ток электродинамической стойкости выключателя, кА	102	102	100
Ток термической стойкости выключателя, кА	40	40	40
Марка ТТ-110 кВ	ТОГФ-110	ТГФМ-110	ТВТГ-УЭТМ
Ном. ток ТТ, А	600-400-300	600-400-300	600-400-300
Ном. ток отключения ТТ, кА	40	40	40
Ток электродинамической стойкости ТТ, кА	102	100	100
Ток термической стойкости ТТ, кА	40	40	40
Марка ТН-110 кВ	ЗНОГ-110	ЗНГА-110	ЗНОГ-110
Марка разъединителей П кВ	РГН-110	РГП-СЭЩ	РГПН-110



Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
Ном. ток разъединителя, А	1000	1250	1600
Ток электродинамической стойкости разъединителя, кА	80	80	100
Ток термической стойкости разъединителя, кА	31,5	31,5	40
Марка заземлителя нейтрали трансформатора	ЗОН-110М	ЗОН-СЭЦ-110	ЗОН-110М
Ток электродинамической стойкости заземлителя, кА	100	100	100
Ток термической стойкости заземлителя, кА	40	40	40
Металлоконструкции под оборудование	Блочные	Блочные	Блочные
Порталы 110 кВ	Трубчатые	Решетчатые	Трубчатые
Стоимость, тыс. руб. (без НДС)	36800,822	36831,500	36590,000

Учитывая, что характеристики оборудования ОРУ-110 кВ у разных производителей аналогичны, принимая во внимание наименьшую стоимость, для дальнейшей работы принимается ОРУ-110 кВ с оборудованием АО «УЭТМ».

В соответствии с таблицей 2 на ОРУ-110 кВ предусматривается установка следующего электротехнического оборудования:

- элегазовые баковые выключатели ВЭБ-УЭТМ-110 кВ с встроенными трансформаторами тока ТВТГ-УЭТМ 110-0,2S/0,2/5P/5P/5P/5P;
- разъединители горизонтально-поворотного типа с фарфоровой изоляцией РГПН-110;
- антирезонансные трансформаторы напряжения ЗНОГ-110-0,2/0,5/ЗР-15/25/100;

- ограничители ОПНп-110/1000/83-10-Ш УХЛ1;
- заземлители нейтрали трансформатора РГПН-110 с ограничителями перенапряжений ОПНп-110/1000/56-10-Ш УХЛ1.

Предусматривается дистанционное управление разъединителей 110 кВ и заземлителей нейтрали силовых трансформаторов с выносных блоков управления [13].

Строительство ПС ведется с применением металлических блоков заводской готовности для устанавливаемого оборудования. В качестве завода-изготовителя блоков для КТПБ-110 кВ выступает АО «УЭТМ». Блоки устанавливаются на железобетонные лежни [15].

Для приема проводов ВЛ 110 кВ и подвески гибкой ошиновки АСТ-185/43 на территории ОРУ применяются трубные порталы производства АО «УЭТМ».

Для выполнения внутриячейковых связей ОРУ-110 кВ применяется жесткая ошиновка производства АО «УЭТМ». Жесткая ошиновка выполнена из трубчатых шин. В качестве опорной изоляции применяются фарфоровые изоляторы.

Гибкая ошиновка от силовых трансформаторов до проходных изоляторов ОРУ-10 кВ выполнена проводом 3×АС-400/51 с креплением на блоках опорных изоляторов 10 кВ.

Кроме того, на территории ОРУ устанавливаются шкафы обогрева оборудования, шкафы питания блоков управления разъединителями и заземлителями, блоки управления приводами разъединителей и их заземляющими ножами, шкафы управления РПН. номинальным напряжением 115/11, диапазон регулирования РПН  $\pm 9 \times 1,78$  % [14].

Проектом предполагается установка здания ОПУ, совмещенного со ЗРУ модульного типа производства АО «Орбита».

Здание состоит из нескольких помещений, в которых находятся панели управления, защиты и автоматики, панели собственных нужд переменного

тока, щит постоянного тока, панели телемеханики, шкаф связи шкаф видеонаблюдения, шкаф собственных нужд, щит освещения ОРУ-110 кВ [22].

Для поддержания требуемых параметров температуры в здании устанавливаются кондиционеры. ОПУ укомплектовано в заводских условиях инженерными сетями, включающими в себя: отопление, освещение, вентиляцию, ОПС. На ПС здание поставляется отдельными транспортабельными блоками заводской готовности, которые монтируются между собой на месте. Прокладка контрольных и низковольтных силовых кабелей в ОПУ осуществляется по кабельным конструкциям, расположенным в полах [26].

В проектируемом ЗРУ-10 кВ предусматривается установка ячеек КРУ Орб-07 производства АО «Орбита». РУ-10 кВ выполнено по схеме 10(6)-2 «Две секционированные выключателями системы шин». Ячейки КРУ устанавливаются в два ряда.

В ячейках КРУ применены вакуумные выключатели с электромагнитным приводом ВВ/TEL-10.

В ячейках установлены трехфазные антирезонансные группы трансформаторов напряжения 3×ЗНОЛП-10, 3×ЗНОЛ.06-10.

Во вводных, секционных и отходящих ячейках КРУ применены трансформаторы тока ТОЛ-10 с четырьмя вторичными обмотками 0,2S/0,2/10P/10P.

В ячейках КРУ-10 кВ установлены трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗРЛ-100.

«Питание панелей собственных нужд выполняется кабелем с алюминиевыми жилами, с изоляцией из ПВХ пластика, с броней из стальных оцинкованных лент и защитным шлангом из ПВХ пластика пониженной горючести, не распространяющей горение (АВШвнг-LS) [1].

Питание потребителей собственных нужд выполняется кабелем с медными жилами, с изоляцией и оболочкой из ПВХ пластика пониженной пожарной опасности, не распространяющей горение (ВВГнг(А F/R)-LS)» [1].

Кабели собственных нужд на ОРУ-110 кВ проложены в проектируемых наземных ж/б лотках, а также в навесных металлических лотках, установленных на блочных конструкциях оборудования.

В проектируемом здании ОПУ предусматривается установка шкафа организации оперативного постоянного тока. Принята система оперативного постоянного тока (СОПТ) напряжением 110 В [26].

После монтажа здания ОПУ проводятся работы по прокладке кабельных лотков и кабелей. Силовые и контрольные кабели проложены в разных лотках.

Выводы к разделу 4.

В данном разделе определены основные компоновочные решения на основании паспортных данных заводов изготовителей ОРУ 110 кВ и ЗРУ 10 кВ.

На основании технико-экономических показателей выбрано электрооборудование по стороне 110 кВ производства АО «УЭТМ». По стороне 10 кВ выбраны ячейки КРУ Орб-07 производства АО «Орбита» с необходимым электрооборудованием.

## 5 Расчет токов короткого замыкания на подстанции

«На первоначальном этапе определим номинальные токи по стороне ВН и НН вновь устанавливаемых силовых трансформаторов» [15]:

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{S_{\text{макс.}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \quad (3)$$

где 1,3 – коэффициент длительно-допустимой перегрузки трансформатора (30%) [10].

«Рабочие максимальные токи вводных присоединений с учетом наличия расщепленной обмотки по стороне НН у устанавливаемых силовых трансформаторов» [9]:

$$I_{\text{макс}} = 1,3 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 411 \text{ А,}$$

$$I_{\text{макс}} = 0,7 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 2424 \text{ А,}$$

Данные расчеты равнозначны как для трансформатора Т1, так и для трансформатора Т2.

Проведем расчеты токов короткого замыкания на шинах ПС 110 кВ Заря для дальнейшего выбора оборудования. Исходные данные предоставлены собственником электрооборудования [13].

Таблица 3 – Исходные данные для расчетов (данные собственника)

Место КЗ	Начальное значение периодической составляющей токов $I_{п0}$ , кА	Ударный ток трехфазного КЗ $i_{уд}$ , кА
	Трехфазное КЗ	
Шины 110 кВ	12,7	29,63

Начальное значение периодической составляющей токов  $I_{n0} = 12,7$  кА  
Ударный ток трехфазного КЗ  $i_{уд} = 29,63$  кА. Указанные данные для ПС 110 кВ  
на шинах 110 кВ.

«Целью проведения расчёта токов короткого замыкания (КЗ)  
заключается в выявлении максимальных значений токов, которые могут  
возникнуть в электроустановке при КЗ» [15].

Сопротивление системы в максимальном режиме

$$X_{с.макс} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{КЗ.макс}} \quad (4)$$

$$X_{с.макс} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot 12700} = 5,23 \text{ Ом}$$

где  $I_{КЗ.макс}$  - ток трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ, в  
максимальном режиме.

Сопротивление трансформатора, отнесенное к стороне ВН с учетом  
расщепленных обмоток по стороне НН [20]:

$$X_{тр.макс} = 1,4 \cdot \frac{U_k \cdot [U_{ном.ВН}]^2}{100 \cdot S_{ном} \cdot 0,5} \quad (5)$$

$$X_{тр.макс} = 1,4 \cdot \frac{10,5 \cdot [115000]^2}{100 \cdot 31500} = 61,71 \text{ Ом}$$

где  $U_k$ , - напряжение короткого замыкания трансформатора ТРДЦН-  
63000/110 (справочные данные) [21].

Минимальный ток трехфазного КЗ, отнесенный к стороне НН:

$$I_{КЗ.мин} = \frac{U_{ном.ВН}}{\sqrt{3} \cdot (X_{с.макс} + X_{тр.мин})} \cdot \frac{U_{ном.ВН}}{U_{ном.НН}} \quad (6)$$

$$I_{КЗ.мин} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (5,23 + 61,7)} \cdot \frac{115000}{10500} = 10,862 \text{ кА}$$

Минимальное сопротивление трансформатора, отнесенное к стороне ВН:

$$X_{\text{тр.мин}} = 1,4 \cdot \frac{U_{\text{к}} \cdot [U_{\text{ном.ВН}} \cdot (1 - \Delta U_{\text{рег}})]^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}} \quad (7)$$
$$X_{\text{тр.мин}} = 1,4 \cdot \frac{10,5 \cdot [115000 \cdot (1 - 0,16)]^2}{100 \cdot 31500} = 43,54 \text{ Ом}$$

Максимальный ток трехфазного КЗ, отнесенный к стороне НН:

$$I_{\text{КЗ.макс}} = \frac{115000}{\sqrt{3} \cdot (5,23 + 43,54)} \cdot \frac{115000}{10500} = 14,901 \text{ кА}$$

На основании полученных данных проведем дальнейшие расчеты оборудования.

Таким образом дополнительного оборудования для снижения токоограничивающих реакторов не требуется [25].

Выводу по разделу 5.

В данном разделе проведены расчеты токов короткого замыкания по сторонам 110 кВ и 10 кВ с учетом наличия расщепленной обмотки по стороне НН, устанавливаемых силовых трансформаторов 63 МВА. Сделаны выводы об отсутствии необходимости установки токоограничивающих реакторов по стороне 10 кВ.

## **6 Выбор электрических аппаратов и проводников, электрической схемы подстанции**

«В качестве расчетного режима работы принимается выбор и проверка оборудования в цепи ВН и НН двухобмоточного трансформатора по номинальному току устанавливаемого силового трансформатора (63 МВА), с учетом его перегрузки на 30 %» [26].

«Производится по следующим параметрам:

- номинальному напряжению;
- току нагрузки;
- термической стойкости;
- динамической стойкости (для выключателей, жесткой ошиновки)» [12].

Ток короткого замыкания (в максимальном режиме) на шинах ОРУ 110 кВ составляет 12,7 кА.

Пропускная способность ошиновки присоединения Т-1 на стороне 110 кВ, при коэффициенте допустимой длительной перегрузки трансформаторов 0,95 при ТНВ 25 °С и при нормальном режиме нагрузки, не превышает 316 А при  $t=25^{\circ}\text{C}$ , в соответствии с п. 1.3.22 ПУЭ (в действующей редакции ) [16].

Максимальный рабочий ток присоединений определяется с учётом наличия резервирования в схеме составляет  $I_{max} = 411\text{ А}$ .

### **6.1 Расчетные условия для выбора и проверки электротехнического оборудования**

Выбор и проверка основного электротехнического оборудования производится в соответствии с РД 153 34.0 20.527-98 «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» [26].



«Выбор по условиям рабочих продолжительных режимов» [26]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{ном.сети}} \quad (8)$$

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{ном.расч}} \quad (9)$$

«Проверка на электродинамическую стойкость  $i_{\text{выкл}}$ » [25]:

$$i_{\text{выкл}} \geq i_{\text{уд}} \quad (10)$$

«Ударный ток в точке к.з.  $i_{\text{уд}}$ » [25]:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} \quad (11)$$

где « $I_{\text{п.о.}}^{(3)} = I(3)$  – ток короткого 3-х фазного КЗ в максимальном режиме;  
 $K_{\text{уд}}$  - ударный коэффициент (принимается в соответствии  
РД 153 34.0 20.527-98)» [25].

«Проверка по термической стойкости» [19]:

$$I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} \geq B_{\text{к}} = \int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt \quad (12)$$

где « $I_{\text{терм}}$  - ток термической стойкости, кА;

$t_{\text{терм}}$  - нормированное допустимое время его протекания, с;

$\int^{t_{\text{откл}}} i_{\text{к}}^2 dt$  - интеграл Джоуля для условий к.з.;

$t_{\text{откл}}$  - полное время отключения короткого замыкания  
выключателем  $t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}}$ , с;

$t_{\text{собств.}}$  - собственное время отключения выключателя, с;

$t_{\text{рз}}$  - полное время действия релейной защиты при к.з., с» [19].

Проведем выбор и проверку высоковольтных выключателей.

Пример расчета приведен для высоковольтного выключателя 110 кВ трансформатора Т-1.

К установке предусматривается элегазовый выключатель (ВЭБ-УЭТМ-110 кВ УХЛ1) с номинальными параметрами:  $U_{\text{ном}}=110$  кВ,  $I_{\text{ном}}=2000$  А,  $I_{\text{откл}}=40$  кА,  $t_{\text{терм}}=3$  с,  $I_{\text{дин.ст.}}=102$  кА,  $t_{\text{собств.}}=0,055$  с.

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ ПС» [19]:

$$I_{\text{п.о.}}^{(3)} = 12,7 \text{ кА}$$

«Ударный коэффициент  $K_{\text{уд}}$ » [11]:

$$K_{\text{уд}} = 1 + e^{-0.01/0.02} = 1,65.$$

«Ударный ток  $i_{\text{уд}}$ » [19]:

$$i_{\text{уд}} \geq \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.о.}}^{(3)} \cdot K_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 12,7 \cdot 1,65 = 29,63 \text{ кА.}$$

«Наибольший пик тока электродинамической стойкости выключателя составляет» [11].

$$i_{\text{выкл}} = 102 \text{ кА} \geq 29,63 \text{ кА}$$

«Ток термической стойкости для выключателя составляет 40 кА, а время протекания тока термической стойкости 3 с. В качестве расчетного времени отключения КЗ принимается сумма времен действия основной защиты и времени отключения выключателя, где  $t_{\text{рз}}=0,1$  с - время действия основной релейной защиты при КЗ» [17].

«Полное время отключения короткого замыкания» [17]:

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{собств.}} + t_{\text{рз}} = 0,055 + 0,1 = 0,155 \text{ с.}$$

«Допустимое для выключателя значение интеграла Джоуля следует определять» [17] по формуле (13):

$$\begin{aligned} B_{\text{тер.доп}} &= I_{\text{терм}}^2 \cdot t_{\text{терм}} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}; \\ B_{\text{тер.доп}} &= I_{\text{п.о.}}^2 \cdot (t_{\text{откл}} + T_{\text{а}}) = 12,7^2 \cdot (0,155 + 0,02) = 79,56 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \\ &4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \geq 104,84 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \end{aligned}$$

Выбор по коммутационной способности:

«Начальное действующее значение периодической составляющей тока включения для выключателя составляет» [17].

$$\begin{aligned} I_{\text{вкл}} &= 40 \text{ кА} > 12,7 \text{ кА}; \\ I_{\text{пр.скв}} &= 102 \text{ кА} > 29,63 \text{ кА}. \end{aligned}$$

«Проверка по коммутационной способности» [17]:

$$\tau = \tau_{\text{з.мин}} + \tau_{\text{собств}} = 0,1 + 0,055 = 0,155 \text{ с.}$$

где « $\tau_{\text{з.мин}}$  - минимальное время действия релейной защиты при КЗ, 0,1 с.» [14].

$$\begin{aligned} \beta_{\text{норм}} &= e^{-22,5 \cdot 0,155} = 0,031; \\ i_{\text{а.норм}} &= \sqrt{2} \cdot \beta_{\text{норм}} \cdot I_{\text{откл.норм}} = \sqrt{2} \cdot 0,031 \cdot 40 = 1,754 \text{ кА}; \\ i_{\text{а.}\tau} &= \sqrt{2} \cdot I_{\text{п0}} \cdot e^{-\frac{\tau}{T_{\text{а}}}} = \sqrt{2} \cdot 12,7 \cdot e^{-\frac{0,155}{0,02}} = 0,094 \text{ кА} \\ i_{\text{а.норм}} &= 1,754 > 0,094 \text{ кА} \end{aligned}$$

Устанавливаемые выключатели удовлетворяют требованиям завода изготовителя.

## 6.2 Выбор и проверка ограничителей перенапряжений

«Защита оборудования от грозовых и коммутационных перенапряжений на стороне 110 кВ предусматривается ограничителями перенапряжений нелинейными» [16] (далее – ОПН).

Проверку выбора ОПН проведем в соответствии с действующими требованиями НТД [16].

«Для повышения надежности выбирают ограничители с наибольшим длительно допустимым рабочим напряжением не менее чем на 2–5 % выше наибольшего уровня напряжения сети в точке установки ОПН» [4].

$$U_d \geq 1,05 \cdot \frac{U_{нс}}{\sqrt{3}} \quad (13)$$

где « $U_d$  - наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, кВ;

$U_{нс}$  - наибольшее рабочее напряжение сети, кВ» [8].

$$U_d = 1,05 \cdot \frac{126}{\sqrt{3}} = 76,4 \text{ кВ}$$

$$88 \text{ кВ} \geq 79,56 \text{ кВ}$$

Выбор номинального разрядного тока для ОПН.

«Величина номинального разрядного тока служит для классификации ОПН. 10 кА – ограничители для защиты электрооборудования от коммутационных и грозовых перенапряжений на классы напряжения от 3 до 330 кВ» [7].

«Величина коммутационных перенапряжений определяется значением остающегося напряжения на ограничителе  $U_{(ост.30/60)}$ , кВ, которое должно быть при расчетном токе не менее чем на 15–20 % ниже испытательного напряжения  $U_K$ , кВ, коммутационным импульсом фронтом 30/60 мкс защищаемого оборудования» [7]:

$$U_{(ост.30/60)} \leq \frac{U_K}{1,15-1,2} \quad (14)$$

$$U_K = K_{и} \cdot K_{к} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1 \text{ мин}}, \text{ кВ}, \quad (15)$$

где « $K_{и} = 1,35$  - коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным;

$K_{к} = 0,9$  - коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции;

$U_{1 \text{ мин}}$  - одноминутное испытательное напряжение частоты 50 Гц для электрооборудования 110–220 кВ нормируется ГОСТ 1516.3-96; 1,15–1,2 – коэффициент, учитывающий износ оборудования» [7].

$$\begin{aligned} U_{(ост.30/60)} &= 2110 \text{ кВ} \\ \frac{1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 200}{1,2} &= 285,5 \text{ кВ} \\ 2110 \text{ кВ} &\leq 285,5 \text{ кВ} \end{aligned}$$

«Остающееся напряжение на ограничителе при грозовом импульсе фронтом 8/20 мкс  $U_{(ост.8/20)}$ , кВ, должно быть на 20–40 % ниже нормируемого максимального значения испытательного напряжения грозовых импульсов для оборудования 110 кВ  $U_{исп}$ , кВ (нормируется ГОСТ 1516.3-96)» [7].

$$U_{(ост.8/20)} \leq \frac{U_{исп}}{1,2-1,4} \quad (16)$$

$$\frac{450}{1,4} = 321 \text{ кВ}$$

$$2510 \text{ кВ} \leq 321 \text{ кВ}$$

«Ограничитель должен выдерживать максимальный ток короткого замыкания без взрывного разрушения. При выборе ограничителей с токами срабатывания противозрывного устройства до 40 кА, его значение должно быть на 15–20 % больше значения тока (однофазного или трехфазного) КЗ в месте установки ограничителя» [11].

$$I_{\text{ср.ОПН}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)}, \text{ кА} \quad (17)$$

где « $I_{\text{ср.ОПН}}$  - ток срабатывания противозрывного устройства ОПНп, кА;

$I_{\text{КЗ}}^{(3)}$  - ток трехфазного КЗ, кА» [11].

$$65 \text{ кА} \geq 12,7 \text{ кА}$$

Устанавливаемые ограничители перенапряжений удовлетворяют требованиям завода изготовителя. Результат расчетов занесем в таблицу 4.

Таблица 4 – Устанавливаемое оборудование в рамках проведения реконструкции

Наименование оборудования	Ед. изм.	Количество
1	2	3
Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточного типа ТРДЦН-63000/110/10 63 МВА	компл.	2
Оборудование 110 кВ		
Выключатель ВЭБ-УЭТМ-110 $I_{\text{ном}}=2000$ А с ТВТГ-УЭТМ 400/5 А, кл точн. 0,2S/0,2/10P/10P	компл.	3

Продолжение таблицы 4

1	2	3
Трансформатор тока ТВ-110-IX 600/5	компл.	6
ОПНп-110/1000/83-10-III УХЛ1	компл.	6
Трансформаторы напряжения антирезонансные трансформаторы напряжения ЗНОГ-110- 0,2/0,5/3Р-15/25/100	компл.	2
Оборудование 10 кВ		
Трансформатор тока ТОЛ-10-6,1-4 компл. Iном=3000		6
Выключатель ВВ/TEL-10 компл. Iном=4000 31,5 кА		16
Ячейка КРУ Орб-07 производства АО «Орбита»		20
Трехфазные антирезонансные группы трансформаторов напряжения 3×ЗНОЛП-10, 3×ЗНОЛ.06-10		6
Разъединителей РВР(З)-10/4000 М УЗ компл. Iном=4000		4
Трансформаторы тока нулевой последовательности ТЗРЛ-100		
Ошиновка 10 кВ		
Шина 2×АД31Т 120х10	м	370
Опорные изоляторы ШОП-10-3М100-3 УХЛ1	компл.	45
Проходные изоляторы ИПК 10/3150-IV/IV УХЛ1 Исполнение 2	компл.	6
Гибкая шина 3×АС-400/51	компл.	6
Шинный компенсатор КШМ 120х10	компл.	12

Выводы по разделу 6.

В данном разделе проведен выбор электротехнического оборудования электрической части понизительной подстанции 110 кВ Заря. В разделе представлены подробные расчеты выбора выключателей 110 кВ – выбраны выключатели типа ВЭБ-УЭТМ-110 кВ-2000 УХЛ1. В результате проведенных расчетов выбрано оборудование, которое удовлетворяет всем требованиям, обеспечивающим нормальный режим работы электрооборудования и понизительной подстанции в целом.

## 7 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

Потребителями собственных нужд являются оперативные цепи, электродвигатели систем охлаждения трансформаторов, приводы выключателей, разъединителей, приводы РПН трансформаторов, электрообогрев приводов и шкафов управления оборудования высокого напряжения и др. [22].

Для монтируемого оборудования на ОРУ-110 кВ устанавливаются распределительные шкафы, которые присоединяются к ПСН по кольцевым схемам. Групповые потребители присоединяются к распределительным шкафам по радиальным схемам. В качестве аппаратов защиты и коммутации приняты автоматические выключатели. К установке предусмотрены шкафы обогрева оборудования, шкафы питания блоков управления разъединителями, блоки управления приводами разъединителей и их заземляющими ножами, шкаф питания приводов РПН, шкаф питания системы охлаждения силовых трансформаторов, шкаф хозяйственных нужд.

Для надёжного электроснабжения потребителей собственных нужд ПС (СН ПС), обеспечивающие нормальный режим работы силового оборудования ПС, планируем установить два трансформатора собственных нужд (ТСН), запитанных от разных секций 10 кВ.

Специально для этого устанавливаются шкафы ТСН-10/0,4 кВ производства АО «Орбита».

В нормальном режиме работы в работе находится только один трансформатор собственных нужд. При аварийной ситуации, питание щита собственных нужд вручную переключается на второй трансформатор собственных нужд. В качестве шкафов собственных нужд выступают панели ШНЭ 8300 производства ООО НЛП «ЭКРА», устанавливаемые в ОПУ. Во вводной панели установлены выдвижные автоматические выключатели Compact NSX и АВР-0,4 кВ. На вводах установлены приборы учета электроэнергии с возможностью передачи данных по интерфейсу RS-485. Для



питания потребителей собственных нужд применяются четыре панели отходящих линий с выключателями Compact NSX.

Для правильного выбора трансформаторов, необходимо рассчитать нагрузку, приходящуюся на собственные нужды ПС. Для расчёта нагрузки будем использовать перечень оборудования, подключенного к шинам ТСН указанным в таблице 5 [24].

Таблица 5 – Перечень оборудования, подключенного к шинам СН ПС

Наименование нагрузки	$S_{ном},$ кВА.	$K_c$	$S_{рас},$ кВА
1	2	3	4
Освещения ЗРУ-110	2,7	1	2,7
Освещения ЗРУ-10	2	1	2
Аварийное освещение	1,5	1	1,5
Освещение шкафов РЗА	1	0,4	0,4
Питание устр. АСУ и пож. сигнал.	1,4	1	1,4
Питание РПН	2	0,5	1
Питание обогрева привода РПН	1,5	1	1,5
Обдув трансформаторов	5	1	5
Зарядное ус-во.	22	1	22
Обогрев ЗРУ-110	75	1	75
Обогрев ЗРУ-10	40	1	40
Система вентиляции и кондиционирования ЗРУ-110	36	0,5	18
Система вентиляции и кондиционирования ЗРУ-10	24	0,5	12
Питание двигателей заводки пружин приводов В-110	10	0,2	2
Питание приводов разъединителей 110	10	0,2	2
Всего			186

Суммарная расчётная нагрузка на ТСН согласно данным указанным в таблице 27 составляет 186 кВА рассчитанным согласно выражению:

$$S_{расч.} = S_{ном} \times k_c$$

Определяем мощность трансформаторов собственных нужд:

$$S_{\text{ном.ТСН}} \leq \frac{S_{\text{расч}}}{0,7 \times n} = \frac{186}{0,7 \times 2} = 132 \text{ кВА},$$

где  $S_{\text{ном.ТСН}}$  - номинальная мощность трансформатора СН,

$n$  – количество трансформаторов СН.

«При выборе мощности одного ТСН учитываем, что мощность одного ТСН должна обеспечить нормальную работу потребителей всего РУ-110/10 кВ с учетом допустимой перегрузки 40%, при выполнении ремонтных работ» [15].

Ближайшая наибольшая типовая мощность трансформаторов составляет 160 кВА. Выбираем ТСН типа ТС-160/10-11УХЛ1.

Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме определяем как:

$$k_3 = \frac{S_{\text{нагр}}}{S_{\text{ном.ТСН}} \times n} = \frac{132}{2 \times 160} = 0,41,$$

где  $k_3$  - коэффициент загрузки ТСН.

Рассчитываем коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме:

$$k_3^{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч.}}}{S_{\text{ном.ТСН}}} = \frac{132}{160} = 0,8,$$

где  $k_3^{\text{ав}}$  - коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме.

При расчёте определено, что 2 ТСН мощностью 160 кВА не испытывают перегрузок.

Данные трансформаторов для питания собственных нужд ПС на основании расчётной мощности потребителей собственных нужд в нормальном и ремонтном режиме работы ПС соответствуют паспортным данным завода изготовителя.

Таблица 6 – Характеристики трансформатора ТС-160/10

Тип	S <sub>ном</sub> , кВА	Напряжение, кВ		Потери, кВт		U <sub>к</sub> %
		ВН	НН	P <sub>xx</sub>	P <sub>кз</sub>	
ТС-160/10	40	10,5	0,4	0,175	1	4,5

Питание потребителей постоянного тока ПС 110 кВ Заря осуществляется от аккумуляторной батареи (АБ) типа OPzS из 60 элементов и двух зарядно-подзарядных устройств. Питание потребителей постоянного тока осуществляется на напряжении =110 В. В щите постоянного тока предусматривается устройство автоматического поиска повреждения изоляции на отходящих линиях. Существующие зарядно-подзарядные устройства и аккумуляторная батарея (АБ) находятся в эксплуатации с 2019г. и удовлетворяют условиям использования в новой системе постоянного тока и замене не подлежат.

Нагрузка постоянного оперативного тока приведем в таблице 7.

Таблица 7 - Нагрузка постоянного оперативного тока

Наименование потребителя	Кол-во потребителей	Мощность в режиме покоя, Вт	Мощность в режиме срабатывания, Вт	Ток в режиме покоя, А	Ток в режиме срабатывания, А	Примечание
1	2	3	4	5	6	7
Шинки ШП ВВ Л-613, 614, 615, 616, 617, 618	6	0	660	0	6	С учетом взвода пружин на одном выключателе (ВВ ВБ-10-20 с пружинно-электромагнитным приводом)
Шинки ШП ВВ Л-601, 602, 603, 604, 606, 611, 620; МВ Л-607, 608, 612, ТСН-1, ТСН-2	1	0	21450	0	195	Режим включения одного МВ с приводом ПС-10
Шинки ШП СВ-110, МВ ВЛ-123, МВ ВЛ-130	1	0	53680	0	488	Режим включения одного СВ-110 с приводом ШПЭ-33
Телесигнализация и телемеханика	1	660	-	6	-	-
Сигнализация	1	110	220	1	2	-
ВЧ-пост	1	110	110	1	1	-
Аварийное освещение ПС	1	1100	-	10	-	-
Защита и управление	20	400	1500	3,64	13,64	Режим отключения одного СВ-110 с приводом ШПЭ-33
АВ нижнего уровня 1 Секции						
ШМЗТЗ-72. Комплект основной защиты трансформатора Т-2	1	18	72	0,16	0,65	-
ШМЗТЗ-72. Комплект резервной защиты и АУВ ВН Т-1	1	17	71	0,15	0,65	-
Цепи ЭМВ и ЭМО1 ЭГВ-123	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-123 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)

Продолжение таблицы 7

1	2	3	4	5	6	7
Цепи ЭМО2 ЭГВ-130	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-123 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)
ШМЗТЗ-72. Комплект защиты и АУВ НН Т-1	1	7	24	0,06	0,22	-
АВ нижнего уровня 2 секции						
ШМЗТЗ-72. Комплект основной защиты трансформатора Т-1	1	18	72	0,16	0,65	-
ШМЗТЗ-72. Комплект резервной защиты и АУВ ВН Т-2	1	17	71	0,15	0,65	-
Цепи ЭМВ и ЭМО1 ЭГВ-130	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-130 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)
Цепи ЭМО2 ЭГВ-123	1	0	550	0	5	Режим отключения ЭГВ-130 (ВЭБ-УЭТМ-110 с приводом ППрК-УЭТМ)
ШМЗТЗ-72. Комплект защиты и АУВ НН Т-2	1	7	24	0,06	0,22	-
Суммарный ток в режиме покоя	-	-	-	22,38		-
Суммарный ток в режиме срабатывания	-	-	-	-	522,53	Режим срабатывания ДЗТ Т, в момент включения СВ-110

«Проверку выбранных сечений кабелей системы ЩПТ проводим по условию гарантированного отключения минимального тока КЗ автоматическими выключателями рассматриваемых «нагрузок»» [14].

«При расчете токов короткого замыкания учитывается снижение их уровней при замыкании через дугу. При этом зависимость снижения тока КЗ от дуги определяется коэффициентом снижения тока КЗ, зависящим от сопротивления контура КЗ» [14] – представлено на рисунке 6.

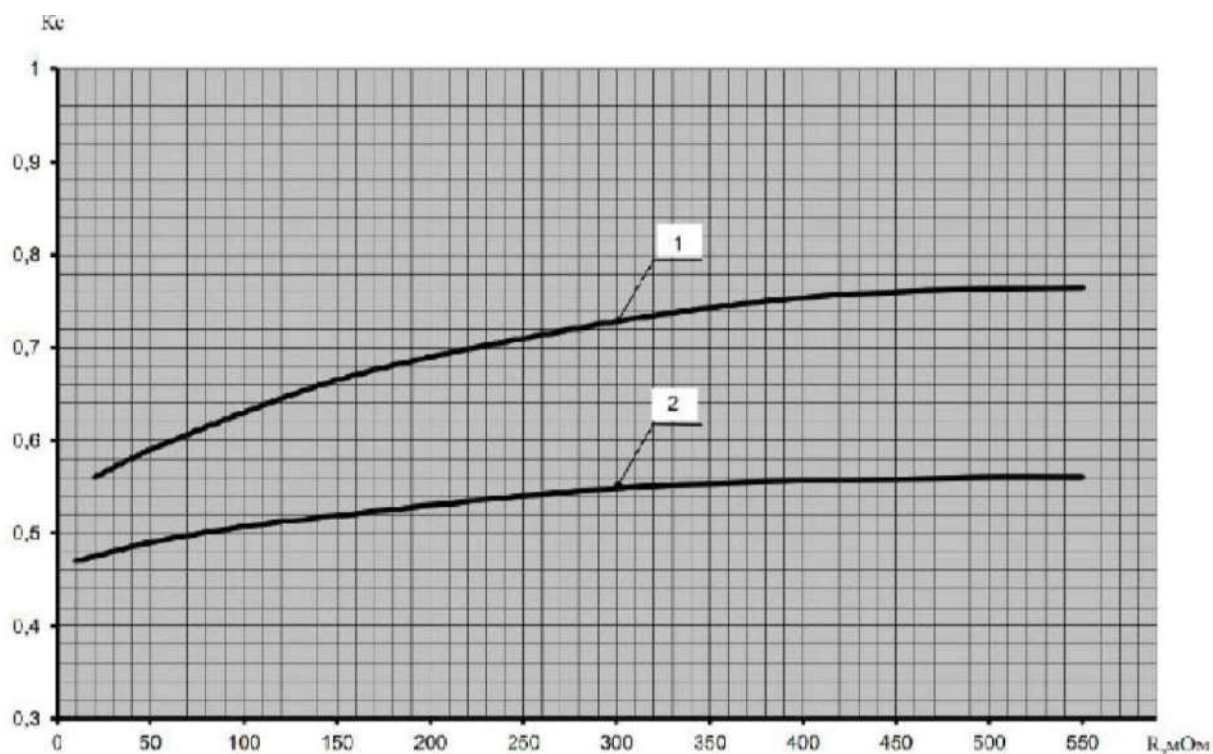


Рисунок 6 - Зависимость величины  $K_c$  от сопротивления цепи короткого замыкания: 1 - для амплитудных значений КЗ; 2 - для средних значений тока КЗ

«Выбор защитных аппаратов в цепях питания устройств СОПТ производим в соответствии с номинальными токами присоединений и учетом селективности защитных аппаратов» [5]:

Внутреннее сопротивление аккумуляторной батареи [9]:

$$R_{AB} = n \cdot R_{БЛ} = 60 \cdot 0,5 \cdot 10^{-3} = 0,03 \text{ Ом}$$

где  $n$  - количество 2-вольтовых блоков в батарее, равное 60;

$R_{БЛ}$  - внутреннее сопротивление одного 2-вольтового блока OPzS 490 составляет 0,5 мОм.

По схеме замещения ЩПТ определяем сопротивление элементов ЩПТ:

$$R_{кз.щит} = R_{AB} + R_{щпт} \quad (18)$$

Ток короткого замыкания определяем по формуле:

$$I_{\text{КЗ.М}} = \frac{E_{\text{ЗАР}}}{R_{\text{КЗ.ЩИТ}}} \quad (19)$$

Определяется ток КЗ с учётом сопротивления дуги. По характеристике  $K_c = f(R_{\text{ВН}})$  определяется  $K_c$  – коэффициент снижения тока КЗ, учитывающий сопротивление дуги.

Расчёты токов КЗ сведены в таблице 9. Значения сопротивления КЗ и токов короткого посчитано для наиболее удаленных устройств РЗА.

К нижнему уровню защиты ШПТ относятся аппараты, защищающие:

- цепи питания устройств РЗА и ПА (МП-терминалы);
- цепи управления выключателей 110, 10 кВ.

«Нижний уровень защиты выполняется автоматическими выключателями (АВ) с электромагнитными расцепителями работающими с временем не менее 10 мс. Время надёжного несрабатывания АВ принимается равной 5 мс» [23].

«Номинальный ток АВ нижнего уровня защиты определяется по выражению» [24]:

$$I_{\text{ном}} \geq K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нагр}}, \text{ А} \quad (20)$$

где  $K_{\text{н}}$  - коэффициент надёжности принимается равным 1,2;  $I_{\text{нагр}}$  - ток нагрузки, питающейся через данный АВ, А.

«Ток срабатывания АВ связан с номинальным током АВ и коэффициентом уставки» [26]:

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{у}} \cdot I_{\text{ном}} \quad (21)$$

«Для выключателя, в нашем случае, могут использоваться два типа характеристик: «С», «Z».

Характеристика типа «С» имеет коэффициент уставки  $K_y = 15$ , для типа «Z» имеет  $K_y = 8$ » [25].

«Коэффициент чувствительности АВ определяется из величины максимальных погрешностей, суммарная токовая погрешность которых не превышает 20% от тока срабатывания и коэффициента запаса равного  $K_3 = 1,1 - 1,5$ . Коэффициент чувствительности равен  $K_ч = 1,32 - 1,38$ . Величина  $K_ч$  обычно дается в конце зоны резервирования, в конце основной зоны  $K_ч$  должен быть не менее 2» [26].

$$K_ч \geq \frac{I_{кз,м} \cdot K_c}{I_{ср}} \quad (22)$$

где « $I_{кз,м}$  - ток металлического КЗ в конце основной защищаемой зоны;

$K_c$  - коэффициент снижения тока металлического КЗ (определяется согласно рисунка 3), для учета сопротивления дуги» [4].

Для питания шкафов РЗА с МП устройством на защищаемый АВ принимаем двухполюсный АВ с характеристикой срабатывания «К» и номинальным током 2 А.

Все высоковольтные выключатели 110 кВ имеют по два электромагнита отключения, которые питаются от разных секций ЩПТ. Потребление электромагнитов отключения (ЭМО) или электромагнитов включения (ЭМВ) элегазовых выключателей с трехфазным приводом напряжением 110 кВ равно 5 А (при 110В) и для них может быть выбран АВ с номинальным током  $\geq 0,4 \cdot A$ , то есть 4 А с характеристикой срабатывание «Z» (ток ЭМО имеет толчковый (кратковременный) тип и длится около 0,055 с, а ток ЭМВ 0,062 с) [18].

В цепях управления высоковольтных выключателей 110 кВ окончательно принимаем автоматические выключатели с  $I_{ном} = 4$  А и характеристикой срабатывания «Z» [5].



Принятые к использованию АВ (их технические характеристики), защищающие рассмотренных выше цепей, технологических защит и цепей управления приведены в таблице 8.

Таблица 8 - Технические характеристики АВ

Цепи питания	Характеристика срабатывания	$I_{ном}, А$	$I_{сраб}, А$	Сопротивление АВ, Ом
МП терминал РЗА	C	2	30	0,75
Цепи управления выключателями 110 кВ	Z	4	32	0,19
Цепи питания технологических защит и ГЗ	Z	2	16	0,75

Далее проведем выбор АВ.

Выбор аппаратов среднего уровня.

К среднему уровню защиты СОПТ относятся аппараты, защищающие:

- шинки питания приводов КРУ-10 кВ;
- шинки питания телесигнализации и телемеханики;
- шинки питания цепей сигнализации;
- цепи питания аварийного освещения и БАО;
- шинки питания защиты и управления.

«Аппараты среднего уровня защиты должны:

- отключать все КЗ на указанных выше шинках и питающих эти шинки кабелях;
- осуществлять функции дальнего резервирования, т.е. отключать защищаемые шинки при КЗ на нижнем уровне защиты (например, в цепях управления высоковольтных выключателей или защиты присоединения) и отказе АВ нижнего уровня защиты» [11].

Средний уровень защиты выполняется выключателями – предохранителями с плавкими вставками, для сети постоянного тока.

Для защиты существующих цепей среднего уровня принимается номинальный ток существующих предохранителей.

Выбор предохранителей питающего АВ нижнего уровня.

Для выбора номинального тока предохранителя необходимо на амперсекундные характеристики срабатывания номиналов предохранителей нанести характеристики АВ, выполняющих защиту нижнего уровня.

Защитный аппарат выбирается с учётом отстройки от длительной нагрузки секции шинок нижнего уровня защиты и резервирует отказ любого АВ нижнего уровня защиты.

Расчётными режимами для выбора номинала рассматриваемого защитного аппарата среднего уровня являются режимы короткого замыкания за АВ питания. Выбранные плавкие вставки будут обеспечивать селективную работу предохранителя среднего уровня.

Ток нагрузки  $I_{\text{нагр}} = 12 \text{ А}$  (принято с учетом перспективной нагрузки),  $K_{\text{н}} = 1,2$ :

$$I_{\text{н.пв}} = K_{\text{н}} \cdot I_{\text{нагр}} = 1,2 \cdot 12 = 14,4 \text{ А}$$

Бросок тока при включении ЩПТ (все включено) составляет 100 А (принят ориентировочно) не должен вызвать срабатывание плавкой вставки за время 0,005 сек.

Учитывая ток нагрузки, бросок тока при включении и ток КЗ за АВ (рисунок 7), к установке приняты ПВ с  $I_{\text{н.пв}} = 20 \text{ А}$ , типа NH-DC.

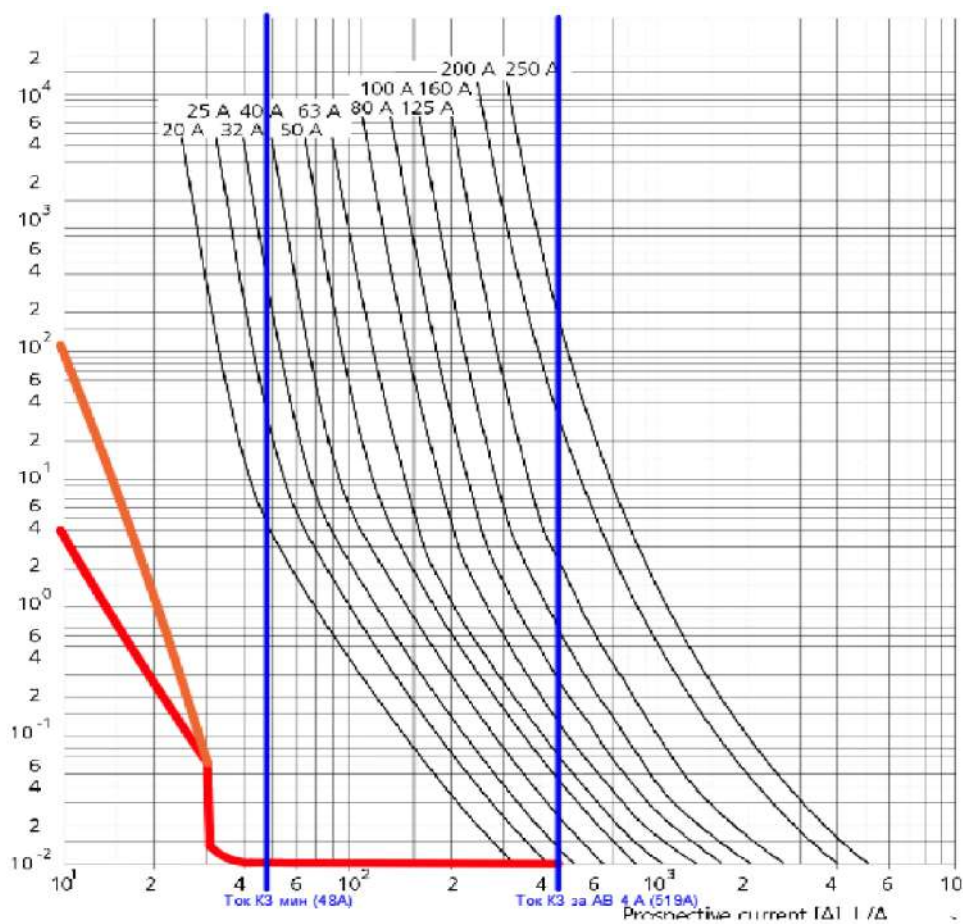


Рисунок 7 - Проверка времени срабатывания предохранителя: красная характеристика АВ 2А характеристика «С»; оранжевая характеристика АВ 4А характеристика «Z»

Далее проведем выбор аппаратов верхнего уровня

К верхнему уровню защиты СОПТ относятся аппараты, защищающие главные шинки ЩПТ аккумуляторной батареи (основная зона защиты), а также шинки, питающие устройства РЗА.

«Аппараты верхнего уровня защиты должны быть отстроены от тока толковой нагрузки системы ОПТ на ПС. Верхний уровень защиты выполняется предохранителями (плавкими вставками) для постоянного тока» [12].

Выбор номинального тока «головного» предохранителя осуществляется по отстройке от суммарного тока нагрузки и толкового тока в режиме срабатывания.

Полный суммарный расчетный ток в режиме срабатывания (таблица 7) равен 522,23 А, данный ток не должен вызвать срабатывание плавкой вставки за время меньше 1 сек.

Бросок тока при включении ЩПТ (все включено) составляет 400 А (принят ориентировочно) не должен вызвать срабатывание плавкой вставки за время 0,005 сек.

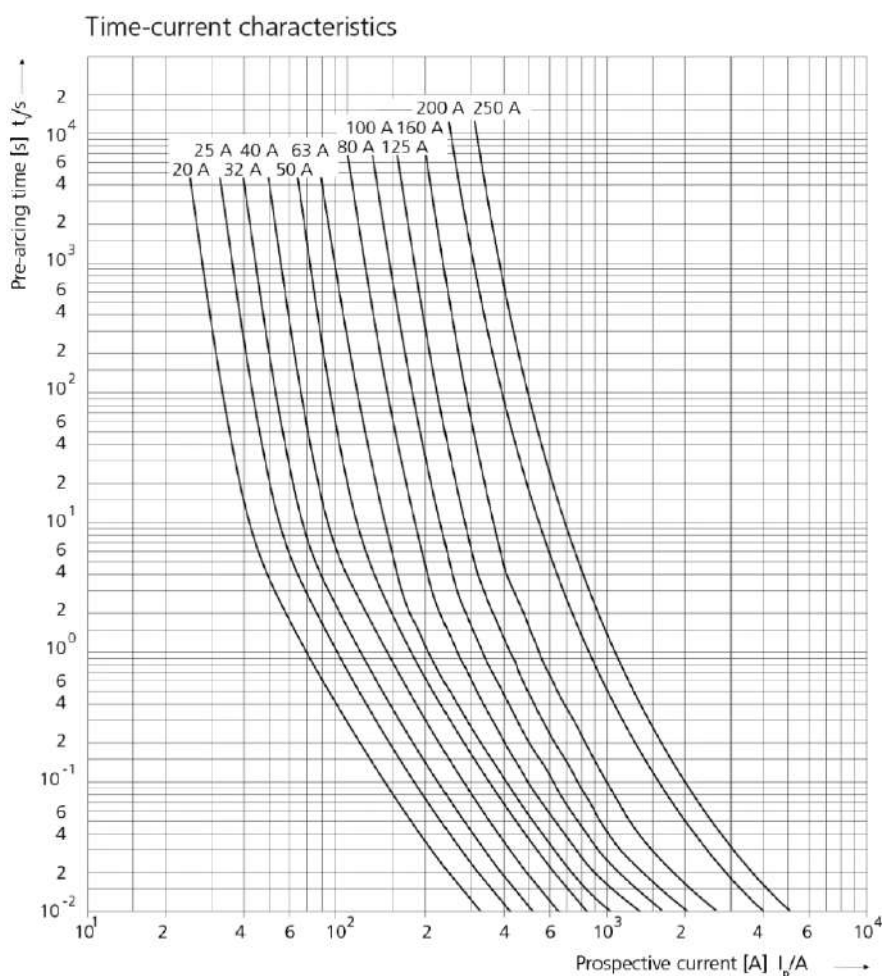


Рисунок 8 – Проверка времени срабатывания предохранителя

На основании вышеизложенного по представленному графику (рисунок 8) и с учетом селективности к предохранителям среднего уровня выбирается предохранитель с номинальным током плавкой вставкой  $I_{ПВ} = 250$  А типа NH-DC.

Номинальный ток ЗПУ  $I_{\text{НОМ}} = 100 \text{ А}$ ,  $K_{\text{ОТС}} = 1,2$ .

$$I_{\text{ПВ}} = K_{\text{ОТС}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 1,2 \cdot 100 = 120 \text{ А}$$

На основании вышеизложенного выбирается предохранитель с номинальным током плавкой вставкой  $I_{\text{ПВ}} = 125 \text{ А}$  и типа NH-DC.

Результаты расчетов и выбора аппаратов защиты представим в таблице 7.

Таблица 9 - Таблица расчета токов КЗ и проверки чувствительности выбранных аппаратов

Место КЗ	Длина кабеля, м	Сечение, мм <sup>2</sup>	Rкз.щпт, Ом	I кз. мет, А	Kс	I кз. дуг, А	Тип аппарата	Iном, А	Kч
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Шины ШПТ	15	120	0,034	3345	0,48	1606	Вставка плавкая	250	6,4
Шинки ШП ВВ Л-613, 614, 615, 616, 617, 618	40	35	0,074	1546	0,5	773	Вставка плавкая	60	12,9
Шинки ШП ВВ Л-601, 602, 603, 604, 606, 611, 620; МВ Л-607, 608, 612, ТСН-1, ТСН-2	15	150	0,038	3036	0,48	1457	Вставка плавкая	160	9,1
Шинки ШП СВ-110, МВ ВЛ-123, МВ ВЛ-130	74	150	0,052	2227	0,49	1091	Вставка плавкая	200	5,5
Телесигнализация и телемеханика	10	32	0,045	2538	0,49	1244	Вставка плавкая	25	49,7
Сигнализация	10	32	0,045	2538	0,49	1244	Вставка плавкая	10	124,4
ВЧ-пост	10	4	0,122	944	0,47	443	Вставка плавкая	10	44,3
Аварийное освещение ПС	10	32	0,045	2538	0,49	1244	Вставка плавкая	10	124,4
Защита и управление	8	12	0,058	1993	0,49	976	Вставка плавкая	25	39,1
Питание АВ 1 секции	-	-	0,209	549	-	48	Вставка плавкая	20	2,4

Продолжение таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Питание АВ 2 секции	-	-	0,209	549	-	48	Вставка плавкая	20	2,4
ШМЗТЗ-72. Комплект основной защиты трансформатора Т-1	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «С»	2	2,2
ШМЗТЗ-72. Комплект резервной защиты и АУВ ВН Т-1	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «С»	2	2,2
Цепи ЭМВ и ЭМО1 ЭГВ-123	80	2,5	1,334	86	0,56	48	Автом. выкл., хар-ка «Z»	4	1,5
Цепи ЭМО2 ЭГВ-123	80	2,5	1,334	86	0,56	48	Автом. выкл., хар-ка «Z»	4	1,5
ШМЗТЗ-72. Комплект защиты и АУВ НН Т-1	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «С»	2	2,2
ШМЗТЗ-72. Газовая защита основного комплекта	15	2,5	0,994	116	0,56	65	Автом. выкл., хар-ка «Z»	2	4,0

Выводы по разделу 7.

В данном разделе проведены расчеты токов короткого замыкания аппаратов защиты ЩПТ. По результатам проведенных расчетов аппараты защиты обеспечивают требуемую селективность.

Также в разделе выбраны два понижающих трансформатора собственных нужд ТМ-160/10 с мощностью 160 кВА.

## 8 Решения по организации РЗА

При разработке настоящего раздела приняты следующие исходные данные:

- выполняется строительство новой подстанции с питающей ВЛ;
- для соблюдения существующих нормативных документов на вновь сооружаемых объектах выполняется обеспечение необходимого количества трансформаторов тока, вторичных обмоток и их классов точности для отдельного подключения устройств РЗА и систем измерений (контроллеров АСУ ТП, автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учёта электроэнергии, мониторинга оборудования и других);
- выполняется отдельное питание по токовым (от отдельных трансформаторов тока) и оперативным (от отдельных автоматических выключателей) цепям МП терминалов основных и резервных комплектов защит;
- в качестве устройств релейной защиты и автоматики используются микропроцессорные терминалы;
- оперативный ток постоянный 110 В.

Устройствами РЗА должно быть обеспечено следующее основное оборудование ПС 110 кВ Заря:

- ВЛ 110 кВ в цепи Т1;
- ВЛ 110 кВ в цепи Т2;
- трансформаторы (Т1, Т2) 110/10 кВ мощностью 63 МВА;
- ячейки ввода 110 кВ;
- секционный выключатель (СВ) 110 кВ; шины 110 кВ.

Шины РУ 10 кВ:

- ЛЗШ;
- ЗДЗ.
- трансформатор напряжения РУ 10 кВ:

- защита минимального напряжения (ЗМН);
- сигнализация замыканий на землю (СЗЗ);
- контроль исправности цепей ТН.

Для обеспечения электромагнитной совместимости микропроцессорных устройств РЗА предусматривается применение экранированных контрольных кабелей и заземление экранов, а также заземление шкафов с микропроцессорными устройствами РЗА.

### **8.1 Дифференциальная защита трансформатора**

«Для защиты силовых трансформаторов от всех видов токов КЗ, связанные с повреждениями на высоковольтных выводах, а также от внутренних повреждений трансформатора, планируем применять дифференциальную токовую защиту (ДЗТ).

Выбираем ДЗТ типа БМРЗ, отечественного производства выполненную на микропроцессорной базе.

Зону действия ДЗТ определяем со стороны 110 кВ – от выносных ТТ-110 в сторону трансформатора включая ошиновку 110 кВ, со стороны 10 кВ – от ТТ-10 встроенные в высоковольтные ввода выключателей В-10 включая в зону защиты ошиновку 10 кВ.

Подключение токовых цепей к блоку ДЗТ выполняем по схеме «звезда», независимо от схемы соединения обмоток защищаемого трансформатора.

При организации токовых цепей за положительное направление токов принимаем направление в сторону защищаемого оборудования» [25].

Схема подключения БМРЗ по токовым цепям показана на рисунке 9.

Так как трансформатор по стороне 10 кВ подключен по схеме «треугольник», используем двухфазную схему подключения токовых цепей.



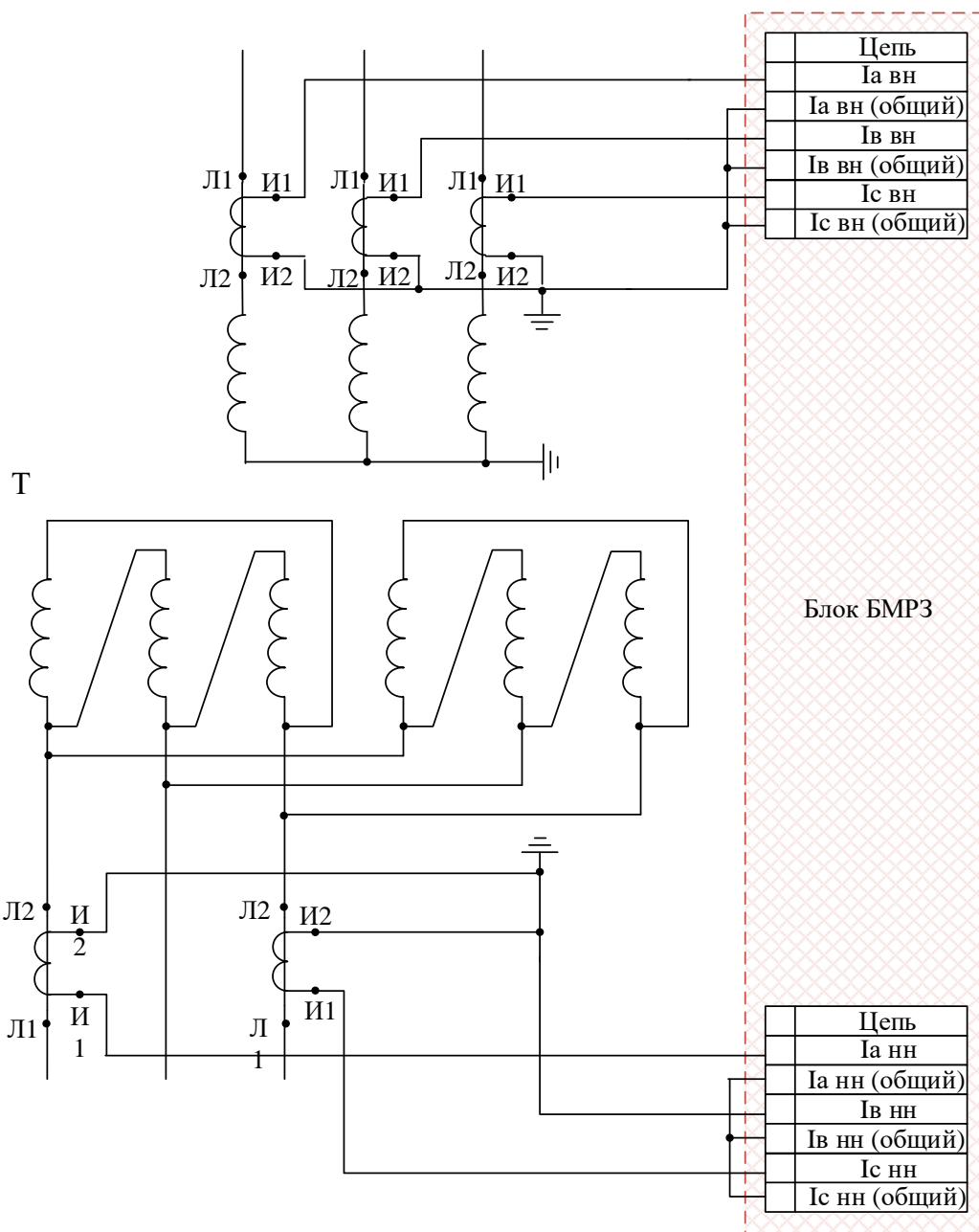


Рисунок 9 – Схема подключения вторичных цепей ТТ к блоку БМР3

В блоке БМР3, для исключения промежуточных трансформаторов тока (ПТТ), выполнен программный учёт значений коэффициента трансформации измерительных ТТ с возможностью «цифрового выравнивания» [13].

В применяемом блоке ДЗТ выполнено два вида дифференциальной защиты:

- дифференциальная токовая отсечка (ДТО);

– дифференциальная защита трансформатора (ДЗТ).

При расчётах учитываем, что значение уставки срабатывания ДТО должно находиться выше максимального значения броска тока намагничивания трансформатора, при постановке под напряжение и токов небаланса при внешнем КЗ [13].

Так как расчётный трансформатор выполнен с устройством РПН, все расчётные уставки защиты выполняем с учётом фактического положения РПН. Для выполнения данной возможности предназначен режим чувствительной характеристики ДЗТ, где блок ДЗТ производит расчёт фактического коэффициента трансформации и автоматически изменяет составляющую  $I_{н.б.}$

Рассчитываем уровень напряжения, в нижнем положении переключающего устройства РПН:

$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср.ном}}^{\text{ВН}} \times \left(1 - \frac{n-1}{2} \times \frac{\Delta U}{100}\right) \quad (23)$$
$$U_{\text{мин}}^{\text{ВН}} = 110 \left(1 - \frac{18-1}{2} \times \frac{1,78}{100}\right) = 93,4 \text{ кВ},$$

Рассчитываем уровень напряжения, в верхнем положении переключающего устройства РПН:

$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = U_{\text{ср.ном}}^{\text{ВН}} \times \left(1 + \frac{n-1}{2} \times \frac{\Delta U}{100}\right) \quad (24)$$
$$U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 110 \left(1 + \frac{18-1}{2} \times \frac{1,78}{100}\right) = 126,6 \text{ кВ},$$

Уровень напряжения в верхнем положении РПН составило выше максимально допустимого для сети 110 кВ, в связи с этим в дальнейших расчётах принимаем значение  $U_{\text{макс}}^{\text{ВН}} = 126 \text{ кВ}$ .

Рассчитываем сопротивление обмотки трансформатора в нижнем положении РПН:

$$X_{Т.мин} = \frac{U_{к.мин}}{100} \times \frac{U_{мин}^{ВН}{}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (25)$$

$$X_{Т.мин} = \frac{9,7}{100} \times \frac{93,4^2}{31,5} = 61,7 \text{ Ом},$$

где  $X_{Т.мин}$  – сопротивление трансформатора в крайнем нижнем положении РПН.

Сопротивление обмотки трансформатора в крайнем верхнем положению РПН:

$$X_{Т.макс} = \frac{U_{к.макс}}{100} \times \frac{U_{макс}^{ВН}{}^2}{S_{ном.тр}}, \quad (26)$$

$$X_{Т.макс} = \frac{11,2}{100} \times \frac{126^2}{31,5} = 43,57 \text{ Ом},$$

где  $X_{Т.макс}$  – сопротивление трансформатора, соответствующее крайнему верхнему положению РПН.

Периодическую составляющую максимального фазного тока КЗ на стороне 10 кВ рассчитываем как:

$$I_{к.макс.прив}^{НН} = \frac{U_{ср.ном}^{ВН}}{\sqrt{3} \times (X_{с.макс} + X_{Т.мин})}, \quad (27)$$

$$I_{к.макс.прив}^{НН} = \frac{115000}{\sqrt{3} \times (5,23 + 43,54)} = 1361 \text{ А},$$

$$I_{к.макс}^{НН} = I_{к.макс.прив}^{НН} \times \frac{U_{мин}^{ВН}}{U_{ср.мин}^{НН}}, \quad (28)$$

$$I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}} = 1361 \times \frac{93,4}{10,5} = 12108 \text{ А},$$

где  $I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$  – максимальная составляющая уровня периодического фазного тока КЗ на стороне 10 кВ.

Далее базисный коэффициент, принимаем коэффициент трансформации ТТ –  $K_{\text{ТТ.баз}} = 4000/5$  и рассчитываем, как:

$$K_{\text{цвп}} = \frac{K_{\text{ТТ.п}}}{K_{\text{ТТ.баз}}}, \quad (29)$$

$$K_{\text{цвп}} = \frac{4000/5}{4000/5} = 1,$$

Для присоединения с КТТ 600/5:

$$K_{\text{цвп}} = \frac{600/5}{4000/5} = 0,15,$$

где  $K_{\text{ТТ.п}}$  – КТТ присоединения.

Рассчитываем пределы преобразователя тока в напряжения (ПТН) в блоке ДЗТ.

Верхний предел измерения канала ПТН  $I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}}$ , при токе в режиме КЗ защищаемой зоны должно находится в пределах:

– для присоединений с КТТ – 600/5:

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}} \geq k_{\text{пер}} \frac{I_{\text{к.макс}}^{\text{вн}}}{K_{\text{ТТ}}}, \quad (30)$$

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{вн}} = 2 \frac{1361}{120} = 22,68 \text{ А},$$

– для присоединений с  $K_{\text{ТТ}} - 4000/5$ :

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{НН}} \geq k_{\text{пер}} \frac{I_{\text{к.макс.}}^{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}}, \quad (31)$$

$$I_{\text{макс.птн}}^{\text{НН}} = 2 \frac{12108}{800} = 30,27 \text{ А},$$

где  $I_{\text{макс.птн}}^{\text{ВН}}$ ,  $I_{\text{макс.птн}}^{\text{НН}}$  – максимальные значения тока измерительного канала по стороне ВН и НН;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент переходного режима, с  $K_{\text{ТТ}} - 600/5$  составляет 2 равный  $I_{\text{макс.птн}} = 260 \text{ А}$  и  $K_{\text{ТТ}} - 4000/5 = 1$  с  $I_{\text{ном птн}} = 130 \text{ А}$ .

Проверяем правильность определения диапазона измерительного канала ДЗТ при номинальном токе защищаемого трансформатора со стороны 110 кВ:

$$I_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \times 110} = 320 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном птн}} \leq 6 \times \frac{I_{\text{ном.тр}}^{\text{ВН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{ВН}}} = 2,5 \leq 6 \frac{320}{120} = 16,$$

При номинальном токе трансформатора со стороны 10 кВ:

$$I_{\text{ном.тр}}^{\text{НН}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{S_{\text{ном.тр}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном.тр}}^{\text{НН}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \times 10} = 1732 \text{ А},$$

$$I_{\text{ном птн}} \leq 6 \times \frac{I_{\text{ном.тр}}^{\text{НН}}}{K_{\text{ТТ}}^{\text{НН}}} = 1 \leq 6 \times \frac{1732}{800} = 13,$$

Выбранный ПТН для стороны 110 и 10 кВ трансформатора, обеспечит измерение тока нагрузочного режима с допустимой погрешностью.

Рассчитываем уставки срабатывания ДТО от бросков тока намагничивания.

«Для отстройки уставки срабатывания  $I_{\text{дто}}$  от БТН применяем от 4 до 5 о.е. номинального значения тока трансформатора согласно инструкции» [25].

Рассчитываем относительный  $I_{\text{нб.расч}}$  при максимальном тормозном токе внешнего КЗ ( $I_{\text{к.макс}}^{\text{нн}}$ ):

$$I_{\text{нб.расч}} = (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{\text{макс}} \times U_{\text{рег}} + \gamma) \times \frac{I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}, \quad (32)$$

$$U_{\text{рег}} = \frac{n-1}{2} \times \frac{\Delta U}{100}, \quad (33)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = \left( 2,5 \times 0,1 + \frac{18-1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) \times \frac{1021}{210} = 2,19 \text{ А},$$

«где  $K_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока = 2,5;

$\varepsilon_{\text{макс}}$  – максимальное значение погрешности ТТ при  $I_{\text{к.макс.}}$ , согласно паспортным данным ТТ не больше 10 %;

$U_{\text{рег}}$  – относительная погрешность, вызванная регулированием напряжения РПН;

$\gamma = 0,05$  – относительная погрешность цифрового выравнивания» [13].

Рассчитываем уставку срабатывания ДТО  $I_{\text{дто}}$ :

$$I_{\text{дто}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}}, \quad (34)$$

$$I_{\text{дто}} = 1,2 \times 2,19 = 2,63 \text{ А}.$$

«Рассчитываем уставки срабатывания ДЗТ с торможением, которые выполнены как «грубые» и «чувствительные».

Расчёт «грубых» уставок выполняем для среднего положения РПН, учитывая максимально возможное значение  $I_{\text{нб}}$ , при среднем положении РПН.

Расчёт «чувствительных» уставок, с контролем положения РПН, выполняем для значения  $I_{\text{нб.расч.}}$  вызванного отклонением РПН от текущего положения не менее 5 % от  $U_{\text{ном.}}$  [25].

Рассчитываем  $I_{\text{нб.расч.}}$  ДЗТ согласно выражению:

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (35)$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \left( 1 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,3 \text{ А.}$$

Рассчитываю уставку начального тока срабатывания ДЗТ:

$$I_{\text{ДЗТ.нач}} = 1,5 \times I_{\text{нб.расч}}, \quad (36)$$

$$I_{\text{ДЗТ.нач}} = 1,5 \times 0,3 = 0,45.$$

$I_{\text{ДЗТ.нач}}$  от 0,3 до 0,5 относительных единиц обеспечивает требуемый КЧ к витковым замыканиям в обмотке трансформатора.

Рассчитываем коэффициент торможения второго участка ДЗТ  $K_{\text{торм.2}}$  при токе торможения равным  $1,5 I_{\text{ном.Тр.}}$ :

$$I_{\text{нб.расч.2}} = K_{\text{отс}} \times 1,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{1,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (37)$$

$$I_{\text{дзт 2}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч.2}},$$

$$I_{\text{дзт 2}} = 1,2 \times 1,5 \left( 2 \times 1 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,72 \text{ А,}$$

Рассчитываем уставку  $K_{\text{торм.2}}$ :

$$K_{\text{торм 2}} = I_{\text{дзт 2}} - I_{\text{дзт.нач}} = 0,72 - 0,45 = 0,27,$$

Рассчитываем коэффициент торможения третьего участка ДЗТ  $K_{\text{торм.3}}$  с отстройкой тока срабатывания защиты от  $I_{\text{нб.расч.}}$  при максимальном токе внешнего КЗ. ( $I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}$ ).

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{\text{макс}}}{2}\right) \times \frac{I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}, \quad (38)$$

$$I_{\text{к.торм}} = \left(1 - \frac{2,5 \times 0,1}{2}\right) \times \frac{1361}{210} = 4,25 \text{ А},$$

$$K_{\text{торм } 3} = \frac{I_{\text{дт0}} - I_{\text{дзт2}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм2}}}, \quad (39)$$

$$K_{\text{торм } 3} = \frac{2,63 - 0,72}{4,25 - 1,5} = 0,69,$$

где  $I_{\text{торм2}} = 1,5$  – I торможения, соответствующий второму излому характеристики торможения.

Рассчитываем группы «чувствительных» уставок начального тока срабатывания ДЗТ  $I_{\text{дзт нач.ч.}}$ :

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (40)$$

$$U_{\text{рег}} = \frac{3 \times \Delta U}{100},$$

$$I_{\text{нб.расч}} = 0,5 \left(1 \times 0,1 + \frac{3 \times 1,78}{100} + 0,05\right) = 0,102 \text{ А},$$

$$I_{\text{дзт.нач.ч}} = K_{\text{отс}} \times I_{\text{нб.расч}},$$

$$I_{\text{дзт.нач.ч}} = 1,5 \times 0,102 = 0,16 \text{ А}.$$

«Значение уставки  $I_{\text{дзт нач.ч}}$  менее 0,3 относительных единиц согласно инструкции применять не рекомендуется, поэтому  $I_{\text{дзт нач.ч}} = 0,3$ .

Рассчитываем уставку коэффициента торможения второго участка торможения ДЗТ  $K_{\text{торм.2ч.}}$  чувствительных уставок при токе торможения  $1,5 I_{\text{ном.тр}}$ » [25].

$$I_{\text{дзт } 2} = 1,2 \times 1,5 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma), \quad (41)$$

$$I_{\text{дзт } 2} = 1,2 \times 1,5 \times \left(2 \times 1 \times 0,1 + \frac{3 \times 1,78}{100} + 0,05\right) = 0,55 \text{ А},$$



$$K_{\text{торм 2 ч}} = I_{\text{дзт 2}} - I_{\text{дзт.нач.ч}}$$

$$K_{\text{торм 2 ч}} = 0,55 - 0,3 = 0,25.$$

Рассчитываем ДЗТ  $K_{\text{торм.3ч}}$  чувствительных уставок:

$$I_{\text{дто ч}} = 1,2 \times (K_{\text{пер}} \times \varepsilon_{0,5} + U_{\text{рег}} + \gamma) \times \frac{I_{\text{к.макс.прив}}^{\text{нн}}}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}}}, \quad (42)$$

$$I_{\text{дто ч}} = 1,2 \times \left( 2,5 \times 1 \times 0,1 + \frac{3 \times 1,78}{100} \times 1 + 0,05 \right) \times \frac{1361}{210} = 2,06 \text{ А},$$

«где  $K_{\text{пер}} = 2,5$  – коэффициент, учитывающий увеличение погрешности ТТ в переходном режиме при наличии апериодической составляющей тока» [25].

$$K_{\text{торм 3 ч}} = \frac{I_{\text{дто.ч}} - I_{\text{дзт 2}}}{I_{\text{к.торм}} - I_{\text{торм 2 ч}}}, \quad (43)$$

$$K_{\text{торм 3 ч}} = \frac{2,06 - 0,55}{4,25 - 0,25} = 0,37.$$

Проверяем чувствительность ДЗТ на стороне 10 кВ:

$$I_{\text{к.мин.прив}}^{\text{нн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{U_{\text{ср ном}}^{\text{вн}}}{\sqrt{3}(X_{\text{с мин}} X_{\text{т макс}})}, \quad (44)$$

$$I_{\text{к.мин.прив}}^{\text{нн}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \times \frac{115000}{\sqrt{3} \times (16 + 44)} = 958 \text{ А}.$$

Рассчитываем коэффициент чувствительности ДЗТ при металлическом КЗ:

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к.мин.прив}}^{\text{нн}} \times (1 - \varepsilon_{\text{мин}})}{I_{\text{ном.тр}}^{\text{вн}} \times I_{\text{дзт нач}}}, \quad (45)$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{958 \times (1 - 0,1)}{210 \times 0,45} = 9,1.$$

Коэффициент чувствительности ДЗТ удовлетворяет требованиям.

Рассчитываем уставку сигнализации тока небаланса при максимальном рабочем токе трансформатора.

Рассчитываем относительный расчётный  $I_{нб}$ :

$$I_{нб.расч} = 1 \times (K_{пер} \times K_{одн} \times \varepsilon_{0,5} + U_{рег} + \gamma), \quad (46)$$

$$I_{нб.расч} = 1 \times \left( 1 \times 1 \times 0,1 + \frac{18 - 1}{2} \times \frac{1,78}{100} + 0,05 \right) = 0,3 \text{ А},$$

$$I_{нб} = K_{отс} \times I_{нб.расч}, \quad (47)$$

$$I_{нб} = 1,1 \times 0,3 = 0,33 \text{ А}.$$

Согласно руководству по эксплуатации блока БМРЗ уставка сигнализации  $I_{нб}$  рассчитываем, как:

$$K_{нб} = \frac{I_{нб}}{I_{дзт.нач.}}, \quad (48)$$

$$K_{нб} = \frac{0,33}{0,3} = 1,1.$$

Выбранный терминал БМРЗ на микропроцессорной базе, выполняет все требования надежности защиты трансформатора и обеспечивает селективное отключение трансформатора.

## 8.2 Расчёт уставки токовой отсечки трансформатора

Ток срабатывания токовой отсечки (ТО) защиты от междуфазных КЗ в обмотке трансформатора отстраиваем от максимального тока при внешнем КЗ со стороны 10 кВ:

$$I_{с.з.} \geq k_{отс} I_{КЗ \text{ макс.10}} / K_T, \quad (49)$$

где  $I_{с.з.}$  ток срабатывания защиты;

$k_{отс}$  – коэффициент запаса, равный 1,4;

$I_{КЗ макс.10}$  – ток трехфазного КЗ, на стороне 10 кВ;

$K_T$  – коэффициент трансформации трансформатора.

$$I_{с.з.10} = 1,4 \times 12,1/11 = 1,07 \text{ кА},$$

«Чувствительность ТО рассчитываем при металлическом двух фазном КЗ на стороне установки защиты в минимальном режиме работы ПС. Минимальный коэффициент чувствительности не менее 2» [25]:

$$k_{ч 110} = \frac{I_{п.КЗ 110}^{(2)}}{I_{с.з}} \geq 2, \quad (50)$$

$$k_{ч 110} = \frac{6,47}{1,07} = 6,$$

где  $I_{п.КЗ 110}^{(2)}$  – ток двухфазного КЗ минимального режима на стороне 110 кВ трансформатора.

По расчётам видно, что расчётная уставка ТО соответствует всем требованиям для защиты обмотки трансформатора по стороне 110 кВ.

### **8.3 Расчёт уставки максимальной токовой защиты трансформатора**

«Максимальная токовая защита (МТЗ) трансформатора предназначена для защиты от внешних КЗ. Она является резервной защитой для ТО и ДЗТ в случае отказа.

МТЗ по токовым цепям подключаем к ТТ установленному на стороне 110 кВ.

Ток срабатывания защиты определяем по условию отстройки от токов нагрузки в максимальном рабочем режиме работы ПС» [25].

$$I_{с.з} = 2 \frac{k_3 k_{сзп}}{k_B} \times I_{раб.макс}, \quad (51)$$

где  $I_{раб.макс}$  – максимальный рабочий ток трансформатора;

$k_B$  – коэффициент возврата;

$k_3$  – коэффициент запаса.

$K_{сзп}$  – коэффициент самозапуска потребителя электроэнергии принимаем 2,5.

$$I_{сз} = 2 \frac{1,2 \times 2,5}{0,85} \times (0,7 \times 210) = 1037 \text{ А.}$$

Коэффициент чувствительность срабатывания МТЗ рассчитываем как;

$$k_{ч} = \frac{I_{п.кз 10}^{(2)}}{I_{сз}}, \quad (52)$$

$$k_{ч} = \frac{5,15}{1,037} = 4,9,$$

МТЗ для защиты трансформатора с  $K_{ч} \geq 1,5$  МТЗ способна выполнять функции резервной защиты для отходящих от шин 10 кВ присоединений.

#### 8.4 Расчёт защиты от перегруза трансформатора

«Для защиты двух обмоточного трансформатора от токов перегрузки, подключаем защиту по токовым цепям к ТТ стороны 110 кВ.

Ток срабатывания защиты рассчитываем по условию возврата защиты при снижении тока до номинального значения трансформатора:

$$I_{с.з} = k_{отс} \frac{I_{НОМ}}{k_B}, \quad (53)$$

$$I_{с.з} = 1,05 \times \frac{210}{0,95} = 232 \text{ А,}$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки, составляет 1,05;

$k_b$  – коэффициент возврата, составляет 0,95.

Во избежание ложных сигналов от срабатывания защиты, время срабатывания определяем с выдержкой времени равной, согласно нормативной документации, 9 секунд» [25].

### 8.5 Выбор предохранителей для защиты трансформатора собственных нужд

Для защиты ТСН от предельно допустимых токов применяем плавкие вставки, которые рассчитываем на ток отключения в обмотке трансформатора с условием срабатывания по номинальному отключаемому току КЗ и номинальному напряжению.

Номинальный ток ТСН по стороне 10 кВ рассчитываем с учётом 40 % перегрузки.

$$I_{\text{ном.Тр}} = \frac{S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \times U_{\text{ном}}} \times 1,4, \quad (54)$$
$$I_{\text{ном.Тр}} = \frac{160}{\sqrt{3} \times 10} \times 1,4 = 12,8 \text{ А},$$

Номинальные данные для предохранителей на расчётный ток 12,8 А занесены в таблицу 10.

Таблица 10 – Номинальные данные предохранителей по стороне 10 кВ

Условие выбора	Расчётные данные	Каталожные данные
$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$ ,	10,5 кВ	12 кВ
$I_{\text{тах}} > I_{\text{ном}}$ ,	12,8 А	32 А
$I_{\text{п.т}} \leq I_{\text{ном.откл}}$	8,41 кА	31 кА

## Выводы по разделу 8

В данном разделе определён состав защит от не нормальных режимов работы силового оборудования.

В качестве основной защиты от всех видов КЗ силовых трансформаторов выбрана ДЗТ, определена зона действия защиты и место подключения по токовым цепям. Рассчитаны уставки срабатывания ДЗТ, с учётом нагрузки трансформатора и положения РПН.

Также выбран состав резервных защит трансформатора – токовой отсечки, максимальной токовой защиты и защиты от перегрузки. Определено место подключения защит и выполнен расчёт уставок срабатывания РЗА.

Выбран метод защиты ТСН от не нормальных режимов работы и произведён расчёт плавкой вставки предохранителей для защиты трансформаторов собственных нужд.

Согласно проведенным в данном разделе расчётам выбранный состав защит способен обеспечить надежную защиту трансформаторов и селективное отключение повреждённого оборудование от сети.

## Заключение

При выполнении выпускной квалификационной работе ставилась задача проработки вопроса возможности подключения вновь строящейся промышленно-индустриальной зоны к существующей электрической сети Пензенской области согласно выделенной мощности трансформаторов  $2 \times 63$  МВА на питающей ПС 110 кВ.

Объектом электроснабжения является незастроенная территория на западе города Пензы. Данная промышленно-индустриальная зона предназначена для размещения промышленных резидентов, проектная максимальная мощность которых составляет 50 МВт.

В процессе выполнения ВКР собраны необходимые сведения о расположении границ и географическое расположение территории промышленно-индустриальной зоны, и определена общая площадь территории.

Произведён анализ схемы внешнего электроснабжения.

И на основании имеющихся исходных данных определена возможность питания данной промышленно-индустриальной зоны от ПС 110 кВ с номинальной мощностью силовых трансформаторов  $2 \times 63$  МВА в нормальном и ремонтном режиме работы ПС с загрузкой каждого трансформатора менее 60 % от номинальной мощности трансформатора.

На основании полученных результатов выбран класс напряжения питания промышленно-индустриальной зоны на ближайший перспективный период и определена схема электроснабжения ПС 110 кВ Заря.

Определено место расположения ПС с определением площади сечения проводов питающей ВЛ 110 кВ.

На основании данных сетевой компании, а также параметров выбранного электрооборудования электрической части ПС 110 кВ выполнены расчёты уровня токов КЗ на стороне 110 кВ и 10 кВ, при различных схемах электроснабжения. На основании полученных токов КЗ выбрано

коммутационное оборудование и проверено на электрическую и динамическую устойчивость.

Также в работе проведен выбор системы электроснабжения собственных нужд проектируемой подстанции. На основании ожидаемых расчетных нагрузок выбранного оборудования ПС 110 кВ рассчитана необходимая мощность трансформаторов собственных нужд, которая составила 160 кВА. В результате выбраны к установке трансформаторы типа ТС-160/10/0,4 кВ.

В работе подробно рассмотрен вопрос выбора аппаратов защиты цепей РЗА, телемеханики, телесигнализации, управления устанавливаемого оборудования ПС 110 кВ и щита постоянного тока. Выбраны предохранители и автоматические выключатели. Срабатывание автоматических выключателей и плавких вставок проверено с учетом селективности защитных аппаратов.

Также произведён выбор релейной защиты трансформаторов с определением уставок основных и резервных защит с учётом положения РПН.

Таким образом задание, поставленное для выполнения ВКР выполнено в полном объёме, где подтверждается возможность надёжного электроснабжения промышленно-индустриальной зоны от рассмотренной в ВКР ПС-110/10 кВ.



## Список используемой литературы

1. Алиев И. И. Кабельные изделия: справочник. М.: ИП РадиоСОФТ. 2010. 384 с.
2. Алиев И. И. Электротехника и электрооборудование: учеб. пособие для вузов. Саратов: Вузовское образование, 2014. 1199 с.
3. Вакуумные выключатели 6-20 кВ [Электронный ресурс]: Режим доступа : URL <https://www.tavrida.com/ter/support/documents/1>.
4. Вахнина В. В., Самолина О. В., Черненко А. Н., Рыбалко Т. А. Проектирование осветительных установок. учеб. пособие. Тольятти: ТГУ, 2015. 107 с.
5. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Проектирование систем электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.- метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2016. 78 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2976/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf).
6. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Системы электроснабжения [Электронный ресурс]: электронное учеб.-метод. пособие. Тольятти: Изд-во ТГУ, 2015. 46 с. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko\\_EUMI\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/2943/1/Vahnina%20Chernenko_EUMI_Z.pdf).
7. Вахнина В. В., Черненко А. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: учебно-методическое пособие для практических занятий и курсового проектирования. Тольятти: ТГУ, 2007. 39 с.
8. Каталог электрооборудования «Электрощит» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://electroshield.ru>
9. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. М.: Оникс, 2012. 344 с.
10. Методические указания по проектированию развития энергосистем : утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 6 декабря 2022 г. № 1286 «Об утверждении Методических указаний по проектированию развития энергосистем и о внесении изменений в приказ

Минэнерго России от 28 декабря 2020 г. № 1195», зарегистрирован М-вом юстиции 30 декабря 2022 г., регистрационный № 71920. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202212300055> (дата обращения: 10.10.2024).

11. Методические указания по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ: утверждены Приказом М-ва энергетики Российской Федерации от 15 января 2024 г. № 6 «Об утверждении Методических указаний по технологическому проектированию подстанций переменного тока с высшим напряжением 35 - 750 кВ», зарегистрирован М-вом юстиции 01.07.2024 г., регистрационный № 78714. – Текст : электронный. – URL: <http://publication.pravo.gov.ru/document/0001202407020008> (дата обращения: 15.10.2024).

12. Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети. М.: 2000. 14 с.

13. ПАО «РАДИУС-Автоматика». Комплекс оборудования РЗ и А для сетей от 10 кВ до 110 кВ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.rza.ru/catalog>.

14. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. М.: Энергоатомиздат. 2010. 108 с.

15. Производство трансформаторов, подстанций, электрооборудования 0,4-35 кВ. <http://trf-ural.ru/files/catalog/upload.pdf>.

16. РД 34.20.185-94 «Нормативы для определения расчётных электрических нагрузок зданий (квартир), коттеджей, микрорайонов (кварталов) застройки и элементов городской распределительной сети».

17. Секретарев Ю. А. Надежность электроснабжения: учеб. пособие. Новосибирск: НГТУ, 2013. 104 с.

18. Сибикин Ю. Д. Основы электроснабжения объектов: учеб. пособие. М. Берлин: Энергия, Директ-Медиа, 2014. 328 с.

19. Синюкова Т. В. Электроснабжение: расчёт токов короткого замыкания: метод. указания к практическим и курсовым работам. Липецк: ЛГТУ, 2014. 46 с.
20. Фролов Ю. М., Шелякин В. П. Основы электроснабжения: учеб. пособие. Санкт-Петербург: Лань, 2012. 480 с.
21. Хорольский В. Я., Таранов М. А. Надёжность электроснабжения: учеб. пособие. М.: ФОРУМ: ИНФРА-М, 2017. 127 с.
22. Шведов Г. В. Городские электрические распределительные сети. М.: Изд-во МЭИ, 2011. 108 с.
23. Шведов Г. В. Электроснабжение городов: электропотребление, расчётные нагрузки, распределительные сети. М.: Издательский дом МЭИ, 2012. 268 с.
24. Шеховцов В. П. Расчёт и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования: учеб. пособие. М.: ФОРУМ, 2011. 105 с.
25. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению: учеб. пособие. М.: ФОРУМ, 2011. 136 с.
26. Электрические сети. Оборудование электроподстанций [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://forca.ru>.