

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации  
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Южно-Уральский государственный университет»  
(национальный исследовательский университет)  
Политехнический институт  
Кафедра «Электрические станции, сети и системы электроснабжения»

РАБОТА ПРОВЕРЕНА

Рецензент

\_\_\_\_\_ 2019 г.  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ

Заведующий кафедрой

\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Разработка релейной защиты и автоматики  
транзитной подстанции 220/10 кВ

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА  
К ВЫПУСКНОЙ КВАЛИФИКАЦИОННОЙ РАБОТЕ

ЮУрГУ – 13.03.02.2019.242.00.00 ВКР

Руководитель

к.т.н. доцент

\_\_\_\_\_ К.Е. Горшков  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Автор проекта

студент группы П-472

\_\_\_\_\_ Г.С. Карелин  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Нормоконтролер

\_\_\_\_\_ К.Е. Горшков  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2019 г.

Челябинск 2019 г.

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное автономное  
образовательное учреждение высшего образования  
«ЮЖНО-УРАЛЬСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»  
(национальный исследовательский университет)

Институт Политехнический  
Факультет Энергетический  
Кафедра Электрические станции, сети и системы электроснабжения  
Направление Электроэнергетика и электротехника

УТВЕРЖДАЮ  
Заведующий кафедрой  
\_\_\_\_\_/И.М. Кирпичникова/  
« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 201\_ г.

### ЗАДАНИЕ

на выпускную квалификационную работу студента

Карелна Геннадия Сергеевич  
(Ф. И.О. полностью)

Группа П-472

1. Тема выпускной квалификационной работы

Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10  
кВ

утверждена приказом по университету от \_\_\_\_\_ 201\_ г. № \_\_\_\_\_

2. Срок сдачи студентом законченной работы \_\_\_\_\_

3. Исходные данные к работе

Действующая п/ст 1 выполнена по типовой схеме №13, действующая п/ст 2 по  
типовой схеме №12Н.

Параметры систем С1 (С2):

Мощность трёхфазного КЗ на шинах действующей п/ст 1(2):

В максимальном режиме 1900(2500) МВА;

В минимальном режиме 2100 (2300) МВА.

Параметры воздушных линий W1 (W2):

Длина 20 (35) км

Транзитная мощность 60 МВА

Категория потребителей: I и II.

Нагрузка проектируемой подстанции От шин низкого напряжения 10 кВ проектируемой подстанции отходят 6 кабельные линии длиной 1,8 км каждая, питающие 6 РУ с однотипной нагрузкой. Нагрузка одного РУ включает в себя:

- 4 трансформатора 10/0,4 кВ с загрузкой 2,5 МВА каждый;
- 2 асинхронных двигателя АД-4 (активная мощность: 4000 кВт, косинус: 0,89, КПД: 97,5%, коэф. пуска: 6,5).

4. Содержание расчетно-пояснительной записки (перечень подлежащих разработке вопросов)

- 1 ВЫБОР СХЕМ РУ ВН, НН НА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ
- 2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ НН 10 КВ
- 3 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН
- 4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ
5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ
6. ВЫБОР РЗА И РАСЧЕТ УСТАВОК
- 7.ГЕКСАФТОРИД СЕРЫ

5. Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей, плакатов в листах формата А1)

1. Схема электрическая главная транзитной подстанции 220/10 кВ
2. Схема расстановки терминалов РЗА транзитной подстанции 220/10 кВ
3. Схема подключения терминала РЗА трансформатора 220/10 кВ
4. Применение элегаза в электроэнергетике

Всего 4 листов

6. Консультанты по работе, с указанием относящихся к ним разделов работы

Раздел	Консультант	Подпись, дата	
		Задание выдал (консультант)	Задание принял (студент)

7. Дата выдачи задания \_\_\_\_\_

Руководитель \_\_\_\_\_  
(подпись)

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(подпись студента)

## КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

Наименование этапов выпускной квалификационной работы	Срок выполнения этапов работы	Отметка о выполнении руководителя
Анализ данных	10.02	
Выбор оборудования	20.02	
Выбор РЗА	15.03	
Расчет уставок РЗА	01.04	
Оформление ПЗ	15.05	
Разработка чертежей	30.05	

Заведующий кафедрой \_\_\_\_\_ /И.М. Кирпичникова/

Руководитель работы \_\_\_\_\_ /К.Е. Горшков /

Студент \_\_\_\_\_ /Г.С. Карелин/

## АННОТАЦИЯ

Карелин Г.С. Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ. – Челябинск: ЮУрГУ, П-472, 2019 г, 87 с., 14 ил., 26 табл., библиогр. список - 13 наим., 3 листа чертежа ф.А1.

Пояснительная записка содержит расчетную часть дипломной работы по разработке транзитной подстанции 220/10 кВ. Цель работы состоит в выборе схем высокого и низкого номиналов напряжений, в выборе основного силового оборудования на ВН и НН, расчете токов КЗ в максимальном и минимальном режимах нагрузки сети, в выборе коммутационного оборудования, а также в выборе терминалов РЗА и расчета их уставок. Помимо этого преследуется цель приобретения опыта решения важных инженерных задач, и получение навыков использования технической и справочной литературы, нормативных, директивных и рекомендательных документов, а также ПУЭ и НТП.

					<i>П-472.13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ</i>			
<i>Изм.</i>	<i>Лист</i>	<i>№ докум.</i>	<i>Подпись</i>	<i>Дата</i>				
<i>Разраб.</i>		<i>Карелин Г.С.</i>			<i>Разработка релейной защиты и автоматики транзитной подстанции 220/10 кВ</i>	<i>Лит.</i>	<i>Лист</i>	<i>Листов</i>
<i>Провер.</i>		<i>Горшков К.Е.</i>					6	87
<i>Реценз.</i>						<i>ЮУрГУ</i>		
<i>Н. Контр.</i>						<i>Кафедра ЭССиСЭ</i>		
<i>Утверд.</i>								

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ВЫБОР СХЕМ РУ ВН, НН НА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ.....	10
1.1 Выбор схемы РУ ВН.....	10
1.2 Выбор схемы РУ НН.....	11
2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ НН 10 КВ.....	12
2.1 Выбор силовых трансформаторов на РП.....	12
2.2 Выбор кабельной линии 10 кВ.....	13
2.3 Выбор режима нейтрали сети НН.....	16
2.4 Расчет собственных нужд и выбор ТСН.....	17
3 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН.....	21
3.1 Выбор трансформаторов на подстанции.....	21
3.2 Выбор сечения и марки проводов ВЛ.....	21
4 РАСЧЕТ ТОКОВ КЗ.....	24
4.1 Расчет токов КЗ при максимальном режиме.....	24
4.2 Расчет токов КЗ при минимальном режиме.....	26
5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ.....	28
5.1 Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН.....	28
5.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН.....	30
5.3 Проверка кабельных линий на термическую стойкость.....	32
6. ВЫБОР РЗА И РАСЧЕТ УСТАВОК.....	34
6.1 Выбор элементной базы и производителей РЗА.....	34
6.2 Выбор РЗА на стороне НН.....	38
6.3 Выбор РЗА на стороне ВН.....	49
6.4 Расчет уставок РЗА.....	54
7. ГЕКСАФТОРИД СЕРЫ.....	75
7.1 Введение.....	75
7.2 Физическая и химическая природа элегаза.....	76
7.3 Дугогасительные качества элегаза.....	78
7.4 Применение в электротехнике.....	80

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		7

7.5 Промышленное получение элегаза.....	82
7.6 Применение элегаза и его влияние на окружающую среду.....	83
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	85
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК .....	86

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		8

## ВВЕДЕНИЕ

Из всех отраслей хозяйственной деятельности человека энергетика оказывает самое большое влияние на нашу жизнь. Энергетика – это та отрасль производства, которая развивается невиданно быстрыми темпами.

Целью энергетической политики России, представленной в Энергетической стратегии России на период до 2030 года, является максимально эффективное использование природных энергетических ресурсов и потенциала энергетического сектора для устойчивого роста экономики, повышения качества жизни населения страны и содействия укреплению ее внешнеэкономических позиций.

Современное состояние электроэнергетики характеризуется рядом проблем системного характера: высоким уровнем физического и морального износа оборудования, низкой эффективностью использования топлива, неравномерностью роста энергопотребления по территории страны, которая ведет к недостатку активной мощности генерации и сетей электропередачи в ряде районов пиковых нагрузок.

Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, транспорт, сельское хозяйство городов и поселков, причем на промышленность приходится большая часть потребления электроэнергии, которая должна расходоваться рационально и экономно на каждом предприятии, участке и установке. Электроснабжение промышленных предприятий должно основываться на использовании современного конкурентоспособного электротехнического оборудования.

Темой данной работы является разработка транзитной подстанции 220/10 кВ. Основные задачи, решаемые при проектировании, заключаются в выборе рационального выбора числа и мощности трансформаторов, выбора линий электропередач и коммутационных аппаратов, аккумуляторной батареи.

										Лист
										9
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

# 1 ВЫБОР СХЕМ РУ ВН, НН НА НОВОЙ ПОДСТАНЦИИ

## 1.1 Выбор схемы РУ ВН

Принципиальная электрическая схема это графическое изображение (модель), служащее для передачи с помощью условных графических и буквенно-цифровых обозначений (пиктограмм) связей между элементами электрического устройства.

Так как наша подстанция транзитная соединяет две проходные двух-трансформаторные ПС с двухсторонним питанием, а также у нас есть необходимость сохранения в работе двух трансформаторов при КЗ (повреждении) на ВЛ, то выберем схему РУ ВН 4Н (мостик с неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линий).

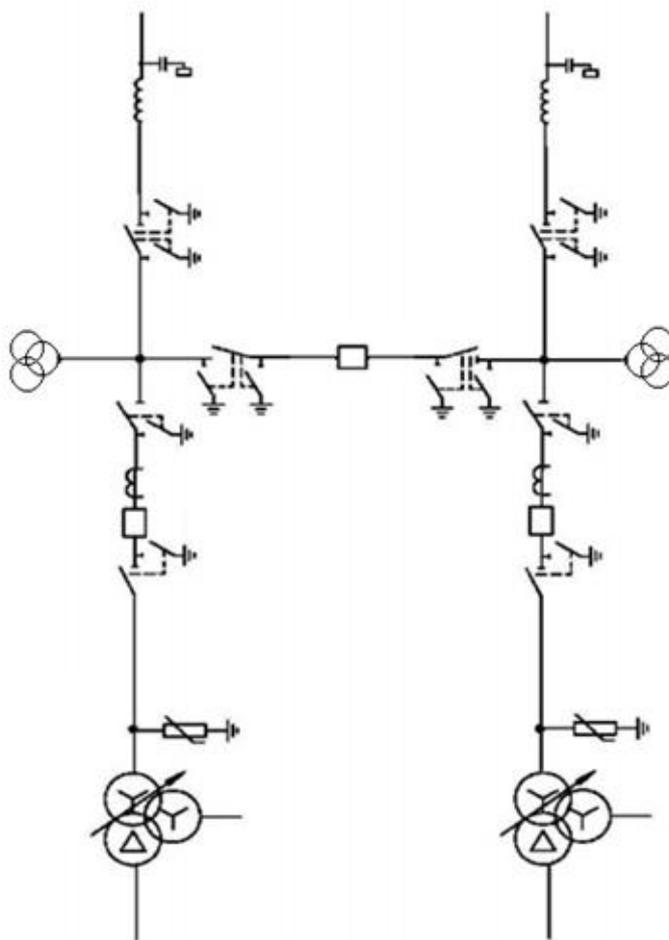


Рисунок 1 – Схема 4Н (мостик с неавтоматической ремонтной перемычкой со стороны линий)

									Лист
									10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

## 1.2 Выбор схемы РУ НН

Отметим, что окончательный вариант определится после расчета токов КЗ и выбора силовых трансформаторов, однако, сейчас мы можем наметить предварительную схему

Пусть это будет одна секционированная система шин:

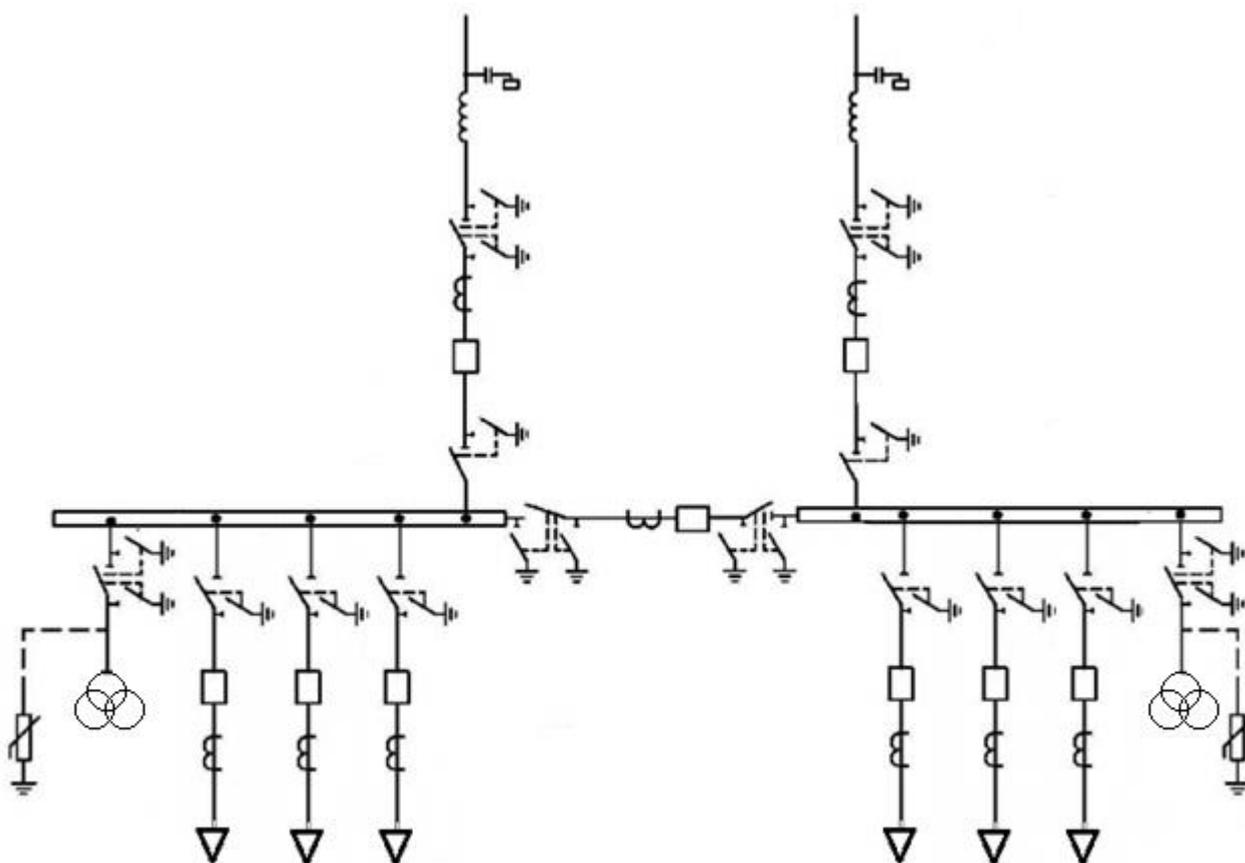


Рисунок 2 - Одна секционированная система шин

## 2 РАСЧЕТ И ВЫБОР ОСНОВНОГО СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ В СЕТИ НН 10 КВ

### 2.1 Выбор силовых трансформаторов на РП

Нагрузка одного РУ включает в себя:

- 4 трансформатора 10/0,4 кВ с загрузкой 2,5 МВА каждый;
- 2 асинхронных двигателя АД-4

Исходя из исходных данных и используя справочную литературу [1] выбираем трансформаторы ТМГ-4000.

При установке на подстанции более одного трансформатора, расчетным является случай отказа одного из трансформаторов, оставшиеся в работе трансформаторы с учетом перегрузки должны передавать всю необходимую мощность:

$$S_{ном} = 1,4 \cdot 2,5 = 3,5 \text{ МВА.} \quad (1)$$

Выбираем трансформатор с ближайшей стандартной мощностью  $S_{ном.т} = 4 \text{ МВА}$ .

К установке на подстанцию выбираем 2 силовых трансформатора ТМГ-4000/10 (трансформатор силовой трехфазный масляный герметичный).

Для расчетов токов необходимо предусмотреть увеличение потребляемой мощности на 5-10 лет, поэтому будем брать трансформатор, мощностью на ступень выше  $S_{ном.т.сл} = 4 \text{ МВА}$ .

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		12

## 2.2 Выбор кабельной линии 10 кВ

Кабельная линия — линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в землю, кабельные каналы, трубы, на кабельные конструкции.

Выбирать же кабельную линию будем по экономической плотности тока и проверим ее по максимальному току.

Согласно, экономическая плотность тока выбирается исходя из нескольких критериев: в зависимости от того, какой металл провода используется (медь или алюминий), какая будет изоляция (резина, пвх, комбинированная) и будет ли она вообще, сколько часов придется на максимум нагрузки, - выбирается экономическая плотность тока.

Сначала нам необходимо найти длительный ток, найдем его исходя из мощности распределительного пункта:

$$S_{\text{рп}} = n_T \cdot S_T + n_D \cdot \frac{P_{\text{НОМ}}}{\eta \cdot \cos\varphi}; \quad (2)$$

$$S_{\text{рп}} = 4 \cdot 2,5 + 2 \cdot \frac{4}{0,975 \cdot 0,89} = 19,77 \approx 19,8 \text{ МВА.}$$

Таким образом, зная  $S_{\text{рп}}$ :

$$I_{\text{длит}} = \frac{S_{\text{рп}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}}; \quad (3)$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot I_{\text{длит}}; \quad (4)$$

$$I_{\text{длит}} = \frac{19800}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1144,5 \text{ А;}$$

$$I_{\text{max}} = 2 \cdot 1144,5 = 2289 \text{ А.}$$

Найдем также максимальный кратковременный ток, который нам понадобится несколько позднее:

$$I_{\text{max КВ}} = \frac{I_{\text{max}}}{k_{\text{п}} \cdot k_{\text{сн}}}, \quad (5)$$

									Лист
									13
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

где  $k_{\text{п}}$  – коэффициент перегрузки (для сшитого полиэтилена 1,1);

$k_{\text{сн}}$  – коэффициент снижения токовой нагрузки (по ПУЭ 0,93).

$$I_{\text{max кв}} = \frac{2289}{1,1 \cdot 0,93} = 2237 \text{ А.}$$

Выбираем следующий провод: ПВПУ 3х240/35-10, где

П – провод

В – сшитый полиэтилен

ПУ – усиленная оболочка

3 – количество жил (медь)

240 – сечение 1 жилы в мм

35 – сечение экрана

10 – номинальное напряжение

По каталогу для одной жилы допустимый  $I_{\text{max}}=762$  А, для трех жил будет 2286 А, что больше чем получившееся ранее значение 2237 А, значит выбранный кабель устойчив к возможным перегрузкам.

Теперь оценим наше выбранное сечение для кабельной линии с экономической стороны:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{длит}}}{j_{\text{э}}}, \quad (6)$$

где  $J_{\text{э}}$  - экономическая плотность тока, которую можно узнать из ПУЭ.

									Лист
									14
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

Проводники	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки в год		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
<b>Неизолированные провода и шины:</b>			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
<b>Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с жилами:</b>			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
<b>Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:</b>			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Рисунок 3 - Экономическая плотность тока, при числе часов пользования максимума нагрузки в год

Берем число часов максимум нагрузки в год от 3000 до 5000 часов, при этом наша экономическая плотность будет равняться 3,1 А/мм<sup>2</sup>.

Следовательно,

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{1144,5}{3,1} = 369 \text{ мм}^2.$$

Ранее мы выбрали трехжильный провод с сечением каждой жилы 240 мм<sup>2</sup>, что в сумме дает 3x240=720 мм<sup>2</sup>. Получившееся сечение в 369 мм<sup>2</sup> является меньшим, значит данный провод экономически выгоден и менять сечение не требуется.

### 2.3 Выбор режима нейтрали сети НН

Исходя из [3], а именно из пункта 5.2.1 сеть 6-35 кВ может иметь изолированную или же компенсированную нейтраль.

Пункт 5.11.в. гласит, что необходима компенсация, если емкостный ток сети больше чем ток допустимый, который для различных номиналов сети составляет:

Таблица 1 – допустимый ток сетей номиналом 6-35 кВ

Усети, кВ	6	10	35
Iдоп, А	30	20	10

Найдем емкостный ток сети:

$$I_{c\Sigma} = n_{к\lambda} \cdot I_{cк\lambda} + n_d \cdot I_{cд} \quad (7)$$

Необходимо найти сначала емкостные токи кабельных линий и двигателей:

$$I_{cк\lambda} = N_{жил} \cdot L_{к\lambda} \cdot \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_{уд} \cdot U_{л} \quad (8)$$

$$I_{cк\lambda} = 3 \cdot 1,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,46 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3 = 13,5 \text{ А}$$

$$I_{cд} = \sqrt{3} \cdot \omega \cdot C_d \cdot U_{л} \quad (9)$$

$$I_{cд} = \sqrt{3} \cdot 314 \cdot 0,02 \cdot 10^{-6} \cdot 10 \cdot 10^3 = 0,108 \text{ А}$$

$$I_{c\Sigma} = 6 \cdot 13,5 + (2 \cdot 0,108) = 81,2 \text{ А}$$

Наш суммарный емкостный ток сети составил 81,2 А , что больше, чем допустимое значение в 20 А для 10 кВ. В данном случае необходимо применить емкостную компенсацию.

Ёмкостная компенсация — способ компенсации реактивной мощности с помощью ёмкостной нагрузки широко применяется с целью повышения эффективности работы электрооборудования, снижения потерь электроэнергии, осуществляется с помощью конденсаторных установок. Ввиду того, что напряжение в тяговой сети меняется со временем, необходимо применять регулируемые конденсаторные установки.

Определим мощность компенсирующего устройства ДГР(ДГК):

$$Q_p = I_{c\Sigma} \cdot \frac{U_{л}}{\sqrt{3}} \quad (10)$$
$$Q_p = 81,2 \cdot \frac{10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 469,36 \text{ кВар}$$

Примем к установке конденсаторную установку УКРП 57 6,3 на 600 кВар [5].

Место установки уточним после выбора ТСН.

#### 2.4 Расчет собственных нужд и выбор ТСН

Возможны два положения ТСН: перед выключателем (Q) и после выключателя. Если ТСН перед выключателем, то можно использовать РЗА на переменном оперативном токе, если за выключателем, то нужен постоянный оперативный ток. Второй вариант дороже, но надежнее, а также сегодня используется именно он, его мы и выберем.

·На всех ПС необходимо устанавливать не менее двух ТСН. Допускается питание собственных нужд организовывать от трансформатора(-ов) напряжения с увеличенной мощностью вторичной обмотки.

										Лист
										17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

·Пункт 9.1.2.– от сети собственных нужд ПС питание сторонних потребителей не допускается. Исключение составляют телекоммуникационное оборудование, средства и системы связи сторонних потребителей, осуществляющих реконструкцию, развитие или создание объектов связи с использованием инфраструктуры электроэнергетики. При этом должна быть предусмотрена возможность организации учета потребленной энергии сторонними потребителями.

·Пункт 9.1.4.– На стороне НН ТСН должны работать отдельно. В схеме собственных нужд должен быть предусмотрен АВР.

Таблица 2 – Потребители собственных нужд

Вид	Количество
Вводные выключатели Q	2
Специальный выключатель Q	1
Секционный разъединитель	1
Q отходящих присоединений	6
Q на стороне НН	3

Таблица 3 – Мощности собственных нужд

Потребитель	$\Delta S$ на единицу, кВт	Общее количество	$P_{\Sigma}$ , кВт
Q на стороне ВН	5	3	15
Ячейки НН	1	10	10
Ячейки ТСН	1	2	2
Ячейка ТВ	1	2	2
Система охлаждения типового тр-тра	5	2	10
Подзарядное устройство для АКБ	2,5	2	50
Аварийное и основное освещение	5	1	5
Отопление помещений ОРУ и ЗРУ	100	1	100
Маслохозяйство	200	1	200

Общая мощность собственных нужд составляет 395 кВт. Зная это значение, мы можем получить полную мощность собственных нужд с учетом спроса:

$$S_{с.н.} = \frac{P_{\Sigma}}{\cos\varphi} \cdot K_{сп} \quad (11)$$

$$S_{с.н.} = \frac{395 \cdot 10^3}{0,89} \cdot 0,85 = 377,247 \text{ кВА}$$

Прежде всего, необходимо понимать тот факт, что на двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два трансформатора собственных нужд. Принимаем к установке два трансформатора единичной мощности:  $S_T=400$  кВА.

									Лист
									19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

Исходя из полученной мощности собственных нужд выбираем ближайший по мощности трансформатор 2хТНГ 4000/10/0,4.

Пример условного обозначения, например ПКТ 101-10-16-20 У1:

"П" - предохранитель;

"К" - с кварцевым наполнителем;

"Т" - для силовых трансформаторов;

"101" (102; 103; 104) - обозначение конструктивного исполнения;

"10" - номинальное напряжение в киловольтах;

"16" - номинальный ток в амперах;

"20" - номинальный ток отключения в килоамперах;

"У" - климатическое исполнение по ГОСТ 15150;

"1" - категория размещения по ГОСТ 15150.

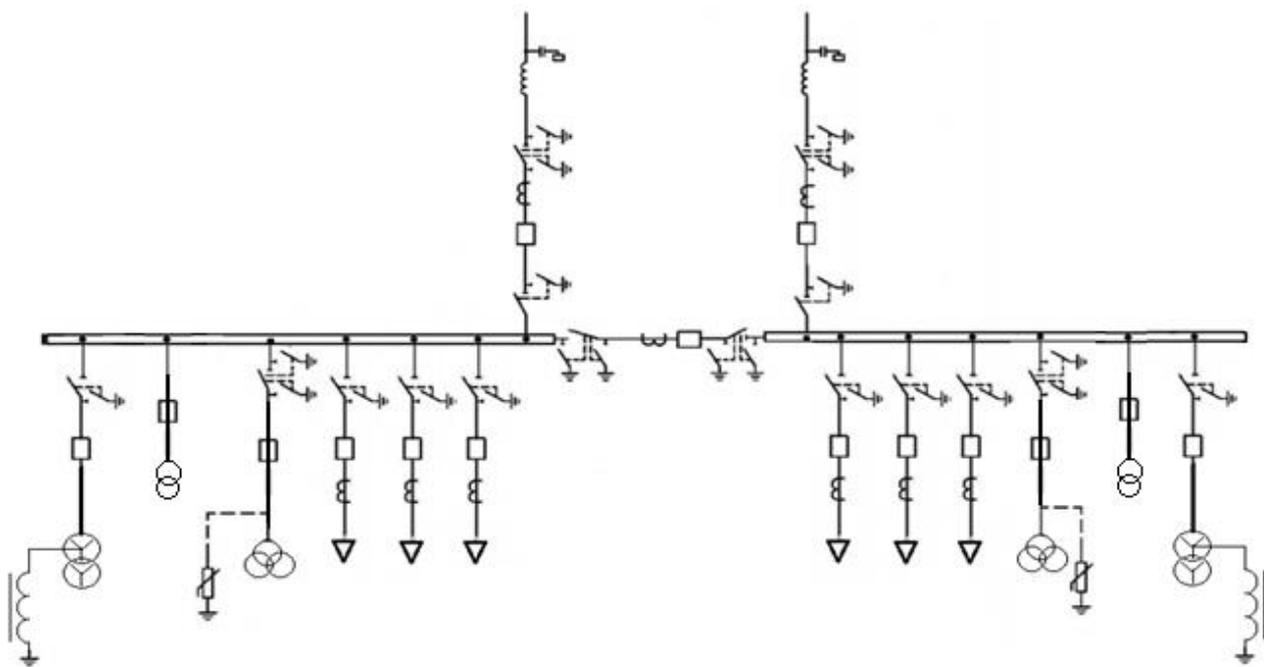


Рисунок 4 – Схема НН с подключенными ТСН и ДГР

### 3 РАСЧЕТ И ВЫБОР СИЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА СТОРОНЕ ВН

#### 3.1 Выбор трансформаторов на подстанции

Рассчитаем мощность одной подстанции:

$$S_{\text{пс/т}} = n_{\text{рп}} \cdot S_{\text{рп}} + S_{\text{тсн}} \quad (12)$$

$$S_{\text{пс/т}} = 6 \cdot 19,8 + 0,4 = 119,2 \text{ МВА}$$

Если на подстанции есть малая генерация, то теоретически можно выбрать трансформаторы меньшей мощности, но тогда, если все генераторы будет отключены, то часть потребителей потребуются отключить, иначе будет перегрузка трансформаторов, поэтому если предполагают, что возможно отключение всех генераторов, то трансформаторы следует выбрать как обычно, при этом в работе можно оставить только один, а второй будет в холодном резерве.

Выбираем два трансформатора, предварительно двухобмоточные, при этом минимальная мощность трансформатора:

$$S_{\text{тр-ра}} \geq \frac{S_{\text{п/ст}}}{1,4} \quad (13)$$

$$S_{\text{тр-ра}} = \frac{119,2}{1,4} = 85,14 \text{ МВА}$$

Исходя из этого возьмем ближайший по мощности ТРДЦН 100000/220.

#### 3.2 Выбор сечения и марки проводов ВЛ

Прежде всего рассчитываем длительный ток (когда оба трансформатора в работе).

Длительный ток – ток, который может протекать длительно по проводнику, причем установившаяся температура проводника не должна превышать заданное значение при определенных условиях. Для проводников длительный допустимый ток следует считать номинальным током.

									Лист
									21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

$$I_{\text{длит}} = \frac{\frac{S_{\text{пс}}}{2} + S_{\text{транс}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}} \quad (14)$$

$$I_{\text{длит}} = \frac{\left(\frac{119,2}{2} + 60\right) \cdot 10^6}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 314,24 \text{ А}$$

В случае, если один трансформатор отключится:

$$I_{\text{max}} = \frac{S_{\text{тр-тра}} \cdot K_{\text{п}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{вн}}}, \quad (15)$$

где  $K_{\text{п}}$  – коэффициент передачи, находимый как:

$$K_{\text{п}} = \frac{S_{\text{пс}}}{S_{\text{тр-тра}}} \quad (16)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{119,2 \cdot 10^6}{100 \cdot 10^6} = 1,192$$

Возвращаемся к выражению 15:

$$I_{\text{max}} = \frac{100 \cdot 10^6 \cdot 1,192}{\sqrt{3} \cdot 220 \cdot 10^3} = 313,189 \text{ А}$$

Выберем сечение по экономической плотности тока ( $j_0$ ):

Согласно ПУЭ, а именно таблице 1.3.6 (Рисунок 1 в данном проекте) возьмем значение плотности  $j_0=1,1$ , что соответствует алюминиевым проводам, при среднем количестве рабочих часов от 3000 до 5000.

Для выбора сечения используем ранее упоминавшееся выражение (6):

$$F_{\text{эк}} = \frac{314,24}{1,1} = 285,67 \text{ мм}^2$$

Следовательно выбираем ближайший по сечению провод марки АС [9]:

АС-300/39, где

А – провод, состоящий из алюминиевых проволок

С – со стальным сердечником

300/39 – номинальное сечение провода в  $\text{мм}^2$

										Лист
										22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

Однако, прежде, чем принять этот провод, нам необходимо проверить его, а именно: выдержит ли он максимально возможный ток нагрузки и проверить его по условию короны.

Проверим по максимальному (длительно допустимому) току, для этого возьмем значение из каталога проводов АС, где для провода 300/39 оно равняется 710 А, в нашем же расчете мы получили всего 313 А, значит наш провод подходит по данному пункту.

Теперь же проверим наш провод по условию короны и радиопомех, для этого воспользуемся.

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводом	
	одиночным	два и более
110	11,4(АС70/11)	—
150	15,2(АС120/19)	—
220	21,6(АС240/32)	—
	24,0(АС300/39)	
330	33,2(АС600/72)	2×21,6(2×АС240/32)
		3×15,2(3×АС120/19)
		3×17,1(3×АС150/24)

Рисунок 5 - Минимальный диаметр проводов по условиям короны и радиопомех, в мм

Как мы видим, для ВЛ 220 кВ необходимо и достаточно, чтобы у проводов был минимальный диаметр в 21,6 мм, в нашем же случае мы выбрали провод 300/39, который имеет диаметр 24 мм, значит, наш провод подходит и по условиям короны и радиопомех тоже. Следовательно, принимаем этот провод для всех трех линий.



Отключающую способность аппаратов в незаземленных или резонансно-заземленных сетях (сети напряжением до 35 кВ включительно) следует проверять по току трехфазного короткого замыкания.

В эффективно-заземленных сетях (сети напряжением 110 кВ и выше) определяют токи при трехфазном и однофазном коротком замыкании, а проверку отключающей способности делают по более тяжелому режиму с учетом условий восстановления напряжения.

Для расчетов воспользуемся программой «ТоКо» [9], позволяющей рассчитывать токи КЗ, специально разработанной на базе ЮУрГУ.

Следует, сразу уточнить, что считать будем только трехфазные КЗ. Расчет проводится дважды – один раз для максимального режима, другой для минимального режима.

Расчет для максимального режима проводится при выставлении максимальной мощности трехфазного КЗ на действующих подстанциях, при полной работоспособности системы, однако затем нужно рассмотреть вариант, когда правый трансформатор отключен, а шины НН соединены между собой и после этого следует перепроверить точки КЗ и в случае различия выбрать расчеты, когда токи КЗ наибольшие.

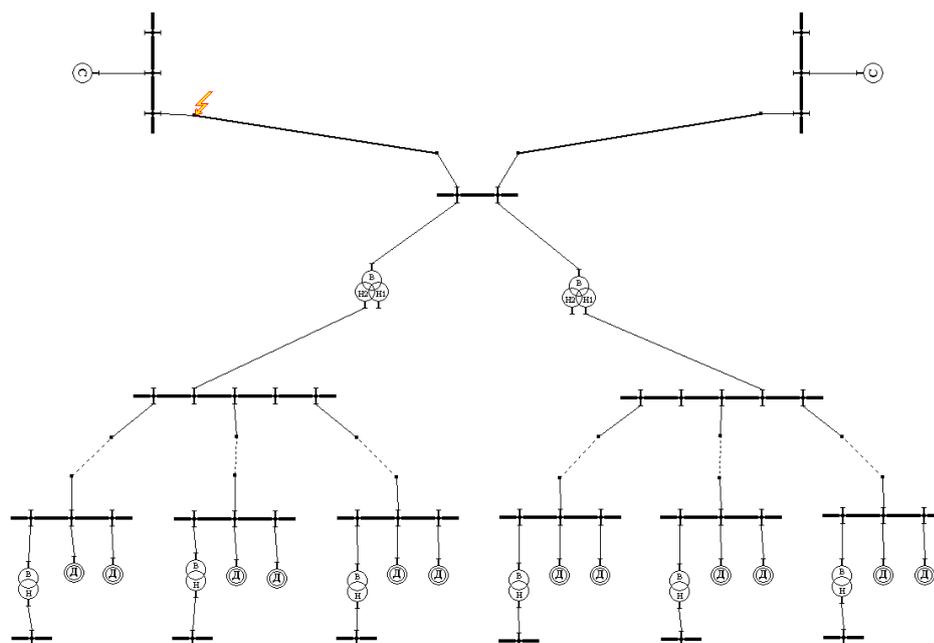


Рисунок 6 – Схема подстанции при работе в максимальном режиме

Результаты расчета токов КЗ представим в виде таблицы:

Таблица 4 – Результаты расчета токов КЗ при максимальном режиме

В режиме максимальных нагрузок			
Точка	$I_{п0}$ , кА	$I_{a0}$ , кА	$I_y$ , кА
К1	8,655	-	14,77
К2	8,16	0,001	14,352
К3	29,133	0,046	60,663
К4	17,101	0,142	32,24

#### 4.2 Расчет токов КЗ при минимальном режиме

Для того, чтобы посчитать токи КЗ в минимальном режиме, нам необходимо воссоздать этот самый режим, для этого мы оставляем одну систему и выставляем ее на минимальную мощность.

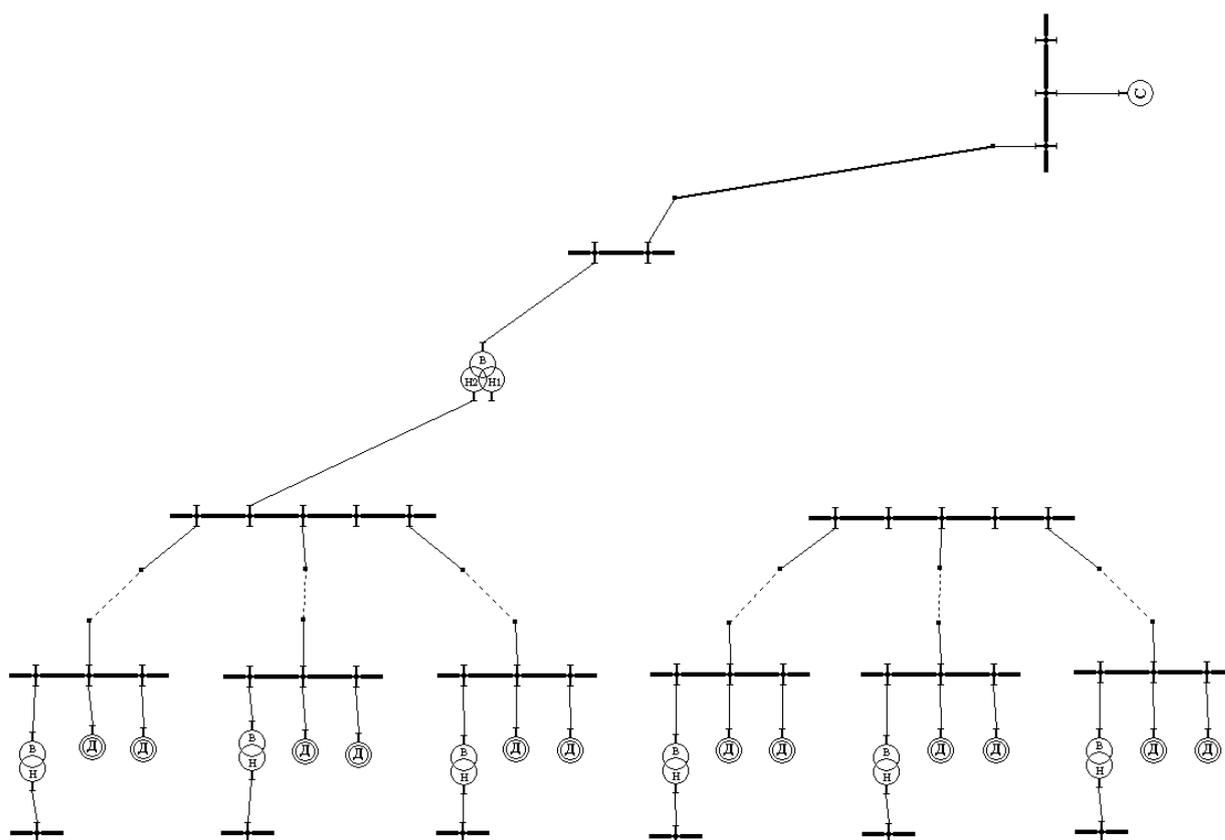


Рисунок 7 – Схема подстанции при работе в минимальном режиме

Результаты расчета токов КЗ представим в виде таблицы:

Таблица 5 – Результаты расчета токов КЗ при минимальном режиме

В режиме минимальных нагрузок			
Точка	$I_{п0}$ , кА	$I_{a0}$ , кА	$I_y$ , кА
К1	6,949	-	11,374
К2	4,166	-	7,541
К3	18,68	0,142	34.641
К4	30,609	0,091	75,572

## 5. ВЫБОР ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ И РАЗЪЕДИНИТЕЛЕЙ

### 5.1 Выбор выключателей и разъединителей на РУ ВН

На стороне ВН к установке принимаем элегазовый выключатель ВГБУ-220 с собственным временем отключения  $t_{c.в.}=0,03$ . Привод гидравлический. Расчетное время отключения  $\tau = t_{з.мин.} + t_{c.в.} = 0,01 + 0,03 = 0,04$ .

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.о.110} \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = \sqrt{2} \cdot 33,4 \cdot e^{\frac{-0,04}{0,02}} = 6,4 \text{ кА} \quad (17)$$

Завод-изготовитель гарантирует выключателю аperiодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$  :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 50 \cdot 0,4 = 28,2 \text{ кА} \quad (18)$$

где  $\beta_{ном}$  определяется по каталогу.

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_k = I_{п.о.110}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 33,4^2 \cdot (0,16 + 0,02) = 200,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (19)$$

здесь  $t_{отк} = t_{п.з.} + t_{o.в.} = 0,1 + 0,06 = 0,16$  с;  $t_{п.з.}$  – время действия основной защиты трансформатора, равное 0,1 с;  $t_{o.в.}$  – полное время отключения выключателя

ВГБУ-110, равное 0,06 с.

Выбираем по каталогу [1] разъединители типа РДЗ-220 (разъединитель двухколонковый с заземлителями) с приводами типа ПР-У1(привод ручной). Все расчетные и каталожные данные сведем в таблицу 8.

									Лист
									28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

Таблица 6 – Расчетные и каталожные данные выключателей и разъединителей ВН

Расчетные данные	Каталожные данные	
	Выключатель ВГБУ-220	Разъединитель РД(З)-220
$U_{уст} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 220 \text{ кВ}$
$I_{max} = 645 \text{ А}$	$I_{ном} = 2000 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
$I_{пт} = 33,4 \text{ кА}$	$I_{отк} = 50 \text{ кА}$	—
$i_{a,\tau} = 6,4 \text{ кА}$	$i_{a,ном} = 25,5 \text{ кА}$	—
$I_{п.о} = 33,4 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 50 \text{ кА}$	—
$i_y = 61 \text{ кА}$	$i_{дин} = 102 \text{ кА}$	$i_{дин} = 63 \text{ кА}$
$B_k = 200,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 2976,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Из таблицы видно, что выбранные выключатель и разъединители удовлетворяют условиям.

Контроль за режимом работы основного и вспомогательного оборудования на электростанциях и подстанциях ведется с помощью контрольно-измерительных приборов.

В зависимости от характера объекта и структуры его управления объем контроля и место установки могут быть различными.

Рекомендуемый список приборов для установки:

Линии 10 кВ: амперметр, расчетные счетчики активной и реактивной энергии для линий, принадлежащих потребителю.

Линии 220 кВ: амперметр, ваттметр, варметр, фиксирующий прибор, используемый для определения места КЗ, расчетные счетчики активной и реактивной энергии на тупиковых потребительских линиях. Для линий с пофазным управлением устанавливается три амперметра. На линиях с двусторонним питанием ваттметр и варметр с двусторонней шкалой, два счетчика активной энергии со стопорами.

Цепь понижающего трансформатора: ВН: –, НН: амперметр, ваттметр, варметр, счетчики активной и реактивной энергии.

Сборные шины 220 кВ: вольтметр с переключением для измерения трех междуфазных напряжений и регистрирующий вольтметр; осциллограф на транзитных подстанциях, фиксирующий прибор ( $U_0$ ).

Сборные шины 10 кВ: вольтметр для измерения междуфазного напряжения и вольтметр с переключением для измерения трех фазных напряжений.

Цепь секционного или шиносоединительного выключателя: амперметр.

## 5.2 Выбор выключателей и разъединителей на стороне НН.

Распределительное устройство на напряжении 10 кВ понижающей подстанции принимается комплектным из шкафов КРУ серии «Волга-Н». Разъединители в КРУ встроенные, втычного типа, завод-изготовитель гарантирует им необходимые параметры для работы совместно с выключателями EVOLIS. Проверка разъединителей КРУ не производится.

На стороне НН на отходящих линиях к установке предлагается вакуумный выключатель EVOLIS (выключатель вакуумный с электромагнитным приводом) с расчетным временем отключения  $\tau = 0,045$  с.

Апериодическая составляющая тока короткого замыкания для ветви энергосистемы:

$$i_{a,\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{н.о.10,5} \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = \sqrt{2} \cdot 12,6 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 7,24 \text{ кА} \quad (20)$$

									Лист
									30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

Завод-изготовитель гарантирует выключателю апериодическую составляющую в отключаемом токе для времени  $\tau$ :

$$i_{a.ном} = \sqrt{2} \cdot I_{отк} \cdot \frac{\beta_{ном}}{100} = \sqrt{2} \cdot 31,5 \cdot 0,24 = 10,7 \text{ кА} \quad (21)$$

Тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания:

$$B_{\kappa} = I_{п.о.10,5}^2 \cdot (t_{отк} + T_a) = 12,6^2 \cdot (0,085 + 0,25) = 53,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} \quad (22)$$

здесь  $t_{отк} = t_{р.з.} + t_{о.в.} = 0,05 + 0,035 = 0,085 \text{ с}$ ;  $t_{р.з.}$  – время действия токовой защиты, равное 0,05 с;  $t_{о.в.}$  – полное время отключения выключателя EVOLIS равное 0,035 с.

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные выключателя на НН отходящих линий

Расчетные данные	Каталожные данные
	Выключатель EVOLIS (ВВТЭ -10-1250)
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 350 \text{ А}$	$I_{ном} = 1250 \text{ А}$
$I_{ат} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{отк} = 31,5 \text{ кА}$
$i_{a.т} = 7,24 \text{ кА}$	$i_{a.ном} = 10,7 \text{ кА}$
$I_{п.о} = 12,6 \text{ кА}$	$I_{вкл} = 31,5 \text{ кА}$
$i_y = 32,4 \text{ кА}$	$I_{дин} = 81 \text{ кА}$
$B_{\kappa} = 53,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

По справочнику [1] выберем разъединители на стороне НН, а именно возьмем РВЗ.

Таблица 8 – Каталожные данные разъединителей на НН.

Каталожные данные РВЗ	
Наименование параметра	Значение
$U_{\text{ном}}$ , кВ	10
$I_{\text{ном}}$ , А	400
$I_{\text{дин}}$ , кА	40
$I_{\text{тер.уст.}}$ , с	4
$I_{\text{тер.}}$ , кА	16

### 5.3 Проверка кабельных линий на термическую стойкость

Поскольку процесс КЗ кратковременный, то можно считать, что все тепло, выделяемое в проводнике кабеля, идет на его нагрев.

Максимально допустимые кратковременные повышения температуры при КЗ для силовых кабелей принимаются: с бумажной пропитанной изоляцией до 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами – 200<sup>0</sup>С; то же на напряжении 20 – 35кВ с медными жилами – 175<sup>0</sup>С.

Проверка сечения кабеля на термическую стойкость к токам КЗ проводится по выражению:

$$F_{\text{min доп}} = \frac{\sqrt{B_k}}{C}, \quad (26)$$

,где  $B_k$ – тепловой импульс,  $A^2 \cdot c$ ;

$$C = A_{\text{кон}} - A_{\text{нач}} \quad (27)$$

,где  $C$  – коэффициент, соответствующий разности выделенного тепла в

проводнике после короткого замыкания и до него,  $\frac{A \cdot c^{1/2}}{\text{мм}^2}$ .

Для кабелей напряжением 6 – 10 кВ с бумажной изоляцией и медными жилами  $C=141$ , с алюминиевыми жилами  $C=85$ ; для кабелей с поливинилхлоридной или резиновой изоляцией с медными жилами  $C=123$ , с алюминиевыми жилами  $C=75$ .

Используя выражение (19) и принимая  $C=141$  подставим в (26):

									Лист
									32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

$$F_{\text{min доп}} = \frac{\sqrt{53,2}}{141} = 0,052 \text{ мм}^2. \quad (28)$$

Т.к. минимально допустимое значение крайне мало, по сравнению с выбранным, то можно говорить о том, что кабельные линии прошли проверку на термическую устойчивость.

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		33

## 6. ВЫБОР РЗА И РАСЧЕТ УСТАВОК

### 6.1 Выбор элементной базы и производителей РЗА

Прежде всего, стоит рассмотреть различные варианты защит, которые сегодня производят, таковых можно выделить три вида:

- Электромеханические;
- Электронные;
- Микропроцессорные.

На основе электромеханических элементов создавались устройства релейной защиты и автоматики первого поколения. Начиная с 60-х годов элементная база стала заменяться полупроводниковой, а затем микропроцессорной. Однако и сейчас в устройствах РЗА систем электроснабжения все еще используют электромеханические варианты реле. Электромеханические реле успешно работают более 35 лет.

Фактически электронные и электромеханические защиты суть одно то же, за тем исключением, что первые обесточивают цепь путем использования полупроводниковых элементов, в то время как вторые состоят из подвижных контактов, отключающих цепь.

Около 15 лет назад в энергетике стало массово внедряться новое оборудование для защиты объектов энергоснабжения, использующее компьютерные технологии на базе процессоров. Его стали называть сокращенным термином МУРЗ — микропроцессорные устройства релейной защиты.

Они выполняют функции обыкновенных устройств РЗА на основе новой элементной базы — микроконтроллеров (микропроцессорных элементов).

Преимущества микропроцессорных устройств релейной защиты:

- отказ от электромеханических и статических реле, обладающих значительными габаритами, позволил более компактно размещать оборудование на панелях РЗА. Такие конструкции стали занимать значительно меньше места. При этом управление посредством сенсорных кнопок и дисплея стало более наглядным и удобным;

										Лист
										34
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					





Рисунок 8 – Панель РЗА, оборудованная микропроцессорными защитами  
Недостатки:

- Многие покупатели микропроцессорных устройств релейной защиты остались неудовлетворенными работой этих систем благодаря:
  - высокой стоимости;
  - низкой ремонтпригодности.
- Если при поломке устройств, работающих на полупроводниковой или электромеханической базе достаточно заменить отдельную неисправную деталь, то для микропроцессорных защит часто нужно заменять полностью материнскую плату, стоимость которой может составлять треть цены за все оборудование.
- К тому же для замены потребуется потратить много времени на поиск детали: взаимозаменяемость в таких устройствах полностью отсутствует даже у многих однотипных конструкций одного производителя.



Рисунок 9 – Электромеханические реле

Ввиду очевидного преимущества микропроцессорных (далее МПС) защит над своими аналогами, мы выберем к установке именно их.

Нам необходимо выбрать:

- Терминал защиты КЛ;
- Терминал защиты двигателей;
- Терминал защиты секционного выключателя;
- Терминалы защиты трансформаторов;
- Терминал защиты ВЛ.

Отметим, что выбор РЗА проводится согласно нормативно-технической документации. (ПУЭ, ПТЭ, СО ФСК).

										Лист
										37
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ

В целом, в современных реалиях производители устройств РЗА могут различаться, т.к. тендеры могут быть в руках приличного множества компаний, в связи с этим оборудование вполне может быть от разных производителей, возьмем в нашем проекте оборудование фирм Siemens, РЗА СИСТЕМЗ, АББ и ПРОМСОФТ СИСТЕМЗ.

## 6.2 Выбор РЗА на стороне НН

В соответствии со следующими положениями [6] в случае, когда мы используем асинхронные двигатели мощностью 4000 кВт.

5.3.46. Для защиты электродвигателей от многофазных замыканий в случаях, когда не применяются предохранители, должна предусматриваться:

1. Токовая однорелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия, включенным на разность токов двух фаз, - для электродвигателей мощностью менее 2 МВт.

2. Токовая двухрелейная отсечка без выдержки времени, отстроенная от пусковых токов при выведенных пусковых устройствах, с реле прямого или косвенного действия - для электродвигателей мощностью 2 МВт и более, имеющих действующую на отключение защиту от однофазных замыканий на землю (см. 5.3.48), а также для электродвигателей мощностью менее 2 МВт, когда защита по п. 1 не удовлетворяет требованиям чувствительности или когда двухрелейная отсечка оказывается целесообразной по исполнению комплектной защиты или применяемого привода с реле прямого действия.

5.3.48. Защита электродвигателей мощностью до 2 МВт от однофазных замыканий на землю при отсутствии компенсации должна предусматриваться при токах замыкания на землю 10 А и более, а при наличии компенсации - если остаточный ток в нормальных условиях превышает это значение. Такая защита для электродвигателей мощностью более 2 МВт должна предусматриваться при токах 5 А и более.

									13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						38

Ток срабатывания защит электродвигателей от замыканий на землю должен быть не более: для электродвигателей мощностью до 2 МВт 10 А и для электродвигателей мощностью более 2 МВт 5 А. Рекомендуются меньшие токи срабатывания, если это не усложняет выполнения защиты.

Защиту следует выполнять без выдержки времени (за исключением электродвигателей, для которых требуется замедление защиты по условию отстройки от переходных процессов) с использованием трансформаторов тока нулевой последовательности, установленных, как правило, в РУ. В тех случаях, когда установка трансформаторов тока нулевой последовательности в РУ невозможна или может вызвать увеличение выдержки времени защиты, допускается устанавливать их у выводов электродвигателя в фундаментной яме.

Если защита по условию отстройки от переходных процессов должна иметь выдержку времени, то для обеспечения быстродействующего отключения двойных замыканий на землю в различных точках должно устанавливаться дополнительное токовое реле с первичным током срабатывания около 50-100 А.

Защита должна действовать на отключение электродвигателя, а у синхронных электродвигателей - также на устройство АГП, если оно предусмотрено.

5.3.49. Защита от перегрузки должна предусматриваться на электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, и на электродвигателях с особо тяжелыми условиями пуска и самозапуска (длительность прямого пуска непосредственно от сети 20 с и более), перегрузка которых возможна при чрезмерном увеличении длительности пускового периода вследствие понижения напряжения в сети.

Защиту от перегрузки следует предусматривать в одной фазе с зависимой или независимой от тока выдержкой времени, отстроенной от длительности пуска электродвигателя в нормальных условиях и самозапуска после действия АВР и АПВ. Выдержка времени защиты от перегрузки синхронных электродвигателей во избежание излишних срабатываний при длительной форсировке возбуждения

									Лист
									39
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ				

должна быть по возможности близкой к наибольшей допустимой по тепловой характеристике электродвигателя.

На электродвигателях, подверженных перегрузке по технологическим причинам, защита, как правило, должна выполняться с действием на сигнал и автоматическую разгрузку механизма.

Действие защиты на отключение электродвигателя допускается:

- на электродвигателях механизмов, для которых отсутствует возможность своевременной разгрузки без останова, или на электродвигателях, работающих без постоянного дежурства персонала;
- на электродвигателях механизмов с тяжелыми условиями запуска или самозапуска.

Для электродвигателей, которые защищаются от токов КЗ предохранителями, не имеющими вспомогательных контактов для сигнализации об их перегорании, должна предусматриваться защита от перегрузки в двух фазах.

5.3.52. Для облегчения условий восстановления напряжения после отключения КЗ и обеспечения самозапуска электродвигателей ответственных механизмов следует предусматривать отключение защитой минимального напряжения электродвигателей неответственных механизмов суммарной мощностью, определяемой возможностями источника питания и сети по обеспечению самозапуска.

Выдержки времени защиты минимального напряжения должны выбираться в пределах от 0,5 до 1,5 с - на ступень больше времени действия быстродействующих защит от многофазных КЗ, а уставки по напряжению должны быть, как правило, не выше 70% номинального напряжения.

При наличии синхронных электродвигателей, если напряжение на отключенной секции затухает медленно, в целях ускорения действия АВР и АПВ может быть применено гашение поля синхронных электродвигателей ответственных механизмов с помощью защиты минимальной частоты или других способов, обеспечивающих быстрее фиксацию потери питания.

											Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ						40

Эти же средства могут быть использованы для отключения неответственных синхронных электродвигателей, а также для предупреждения несинхронного включения отключенных двигателей, если токи выключения превышают допустимые значения.

В электроустановках промышленных предприятий в случаях, когда не может быть осуществлен одновременный самозапуск всех электродвигателей ответственных механизмов (см. 5.3.10), следует применять отключение части таких ответственных механизмов и их автоматический повторный пуск по окончании самозапуска первой группы электродвигателей. Включение последующих групп может быть осуществлено по току, напряжению или времени.

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
						41
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 9 – Виды РЗА для асинхронного двигателя АД-4 мощностью 4000 кВт

Вид	Примечание
ТО	$P_{эд} < 5 \text{ МВт}$
Защита от ОЗЗ	$P_{эд} = 4000 \text{ кВт}$ $I_c = 10 \text{ А}$
Защита от перегрузки	Действует на сигнал и на отключение при блокировке и затынутом пуске
ЗМН+АПВ	Групповая
ЗДЗ+УРОВ	-

Также, у нас присутствуют трансформаторы 10/0,4 кВ с загрузкой 2,5 МВА каждый. Относительно них ПУЭ раздел 3 пункт 2 гласит:

пп 51. Трансформаторы должны быть защищены от:

- Многофазных КЗ и от однофазного, если нейтраль заземлена
- Витковых замыканий
- Внешних КЗ
- Перегрузки
- Понижения уровня масла

Пп 53. Газовая защита может быть предусмотрена, если  $S_T > 1,4 \text{ МВА}$

Пп 54. Для защиты от междуфазных КЗ следует установить токовую отсечку, действующую на отключение всех выключателей трансформатора.

Пп 60. Для защиты от внешних КЗ следует предусмотреть МТЗ. Если  $S_T > 1 \text{ МВА}$  то МТЗ с пуском по напряжению.

Пп 61. МТЗ должно быть установлено со стороны питания трансформатора (т.е. на стороне 10 кВ)

Пп 66. Трансформаторы 10/0,4 на стороне НН должны быть обеспечены защитой от однофазных замыканий (ОЗЗ)

Пп 69. Если  $S_T \geq 400 \text{ кВА}$ , то должна быть защита от перегрузки.

										Лист
										42
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

Так же пункт 9.14.4 НТП ФСК говорит нам о том, что защита присоединений трансформатора, должна включать в себя:

- ТО
- МТЗ
- ЗДЗ в ячейке 10 кВ
- УРОВ
- ЗП (защита от перегрузки)
- ЗОЗЗ в трансформаторах и на вводах (10 кВ)

Таблица 10 – Виды РЗА для трансформатора 10/0,4 кВ с нагрузкой 2,5 МВА

Вид	Примечание
Газовая защита	$S_T > 1,4$ МВА РПГ-50 II степени: на сигнал и на отключение
ТО	Двухфазная, трехрелейная
МТЗ с пуском по напряжению	$S_{тр} \geq 1$ МВА
МТЗ	Защита от перегрузки II степени: на сигнал и на отключение
Защита от ОЗЗ	На стороне 0,4 кВ с отключением выключателя 10 кВ (весь трансформатор нужно выключить)
ЗДЗ	Ячейка 10 кВ
УРОВ	Ячейка 10 кВ

Для вводных выключателей 10 кВ на РП (распределительный пункт) ПУЭ никаких требований не предъявляет, однако требования есть в пункте 9.14.1 НТП ФСК:

Необходимо наличие МТЗ, также нужны защиты минимального напряжения (ЗМН), которые действуют на отключение вводного выключателя при затягивании самозащиты двигателей на РП, помимо этого ЗДЗ и УРОВ.

						13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			43

Таблица 11 - Виды РЗА для вводных выключателей 10 кВ на РП

Вид	Примечание
МТЗ	с пуском по напряжению, если будет недоставать чувствительности
ЗМН	действуют на отключение вводного выключателя при затягивании самозащиты двигателей на РП
ЗДЗ	-
УРОВ	-

Относительно кабельных линий 10 кВ дает пояснение ПУЭ раздел 3 пункт 2:

П.п. 91. На кабельных линиях должны быть защиты от всех видов замыканий.

П.п. 92. От междуфазных КЗ должна быть ступенчатая токовая защита в 2х фазах, трехрелейного исполнения.

П.п. 93. Защита должна быть двухступенчатой (ТО+МТЗ).

П.п. 96. Защита от ОЗЗ определяется на выбор из трех вариантов:

- ТИЗИП (если по условию эксплуатации требуется быстрое отключение, например шахты, химические предприятия);
- ТЗИП (если 5 и более КЛ на одну секцию);
- УКИ на TV (секции на 10 кВ).

П.п. 18 Необходимо наличие УРОВ.

Исходя из НТП ФСК, а именно из пункта 9.14.5 следует предусматривать:

- ТО;
- МТЗ;
- ОЗЗ;
- ЗДЗ;
- УРОВ.

										Лист
										44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					



Таблица 13 – Виды РЗА для синхронных генераторов 10 кВ

Вид	Примечание
ДЗ (дифференцированная защита генератора)	$P_T > 1$ МВт
МТО	Направленная в сторону генератора
ММТЗ	Направленное во внешнюю схему 10кВ
ТНЗНП	От замыканий в СГ
ЗП	Защита от перегрузки
ЗРЗ	В ячейке 10 кВ
УРОВ	Выключателя 10 кВ

По поводу секционного выключателя 10 кВ есть небольшое пояснение в ПУЭ разделе 3 пункте 2:

П.п. 129. К секционному выключателю должна быть предусмотрена двухступенчатая токовая защита.

Пункт 3 также вносит дополнительное условие:

П.п. 30. Устройства АВР должны предусматриваться для восстановления питания потребителей путем автоматического присоединения резервного источника питания при отключении рабочего источника питания, приводящем к обесточению электроустановок потребителя. Устройства АВР должны предусматриваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

НТП ФСК требует наличия следующих защит:

- МТЗ;
- ЗДЗ;
- АВР.

Таблица 14 – Виды РЗА для секционного выключателя 10 кВ

Вид	Примечание
ТО	Двухфазная, трехлинейная
МТЗ	-
ЗДЗ	-
УРОВ	Т.к. по умолчанию присутствует во всех микропроцессорных устройствах

На наши шины 10 кВ также необходимо предусмотреть защиту, обратимся к ПУЭ раздел 3 пункт 2:

П.п. 125. Для секционированных шин 6-10 кВ электростанций с генераторами мощностью 12 МВт и менее допускается не предусматривать специальную защиту;

П.п. 126. Специальные устройства релейной защиты для одиночной секционированной и двойной систем шин 6-10 кВ понижающих подстанций, как правило, не следует предусматривать, а ликвидация КЗ на шинах должна осуществляться действием защит трансформаторов от внешних КЗ и защит, установленных на секционном или шиносоединительном выключателе.

НТП ФСК пункт 9.14.3 предусматривает:

- ЛЗШ;
- ЗРЗ ячеек;
- УКИ на ТВ.

Однако, еще необходимо предусмотреть автоматику шин, ПУЭ раздел 3 пункт 3:

П.п. 79. Шины 6-10 кВ понизительной подстанции должны сообщаться АЧР (автоматика частотной разгрузки)

П.п. 81. АЧР необходимо дополнить ЧАПВ (частотное автоматическое повторное включение)

										Лист
										47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

Таблица 15 – Виды РЗА для шин 10 кВ

Вид	Примечание
ЛЗШ	Если есть малая генерация во встречно направленной ЛЗШ
ЗРЗ	В ячейках 10 кВ
УКИ	В ячейке TV 10 кВ
АЧР	В ячейке TV
ЧАПВ	В ячейке TV

Если TV включен через главный предохранитель, то никаких специальных устройств его защиты не требуется. У микропроцессорных защит токовые защиты могут напрямую на TV не подключаться, и получать информацию о напряжении через оптоволокно, подключенное к специальному терминалу в ячейке TV.

Составим таблицу с функциями, которые должны быть у такого терминала.

Таблица 16 – Виды РЗА для терминала у TV

Вид	Примечание
УКИ	В ячейке TV
МТЗ ВВ	Пуск по напряжению
ЗМН ВВ	-
Устройство верификации УВР	Для СГ, если таковые есть на подстанции
АЧР+ЧАПВ	В ячейке TV

### 6.3 Выбор РЗА на стороне ВН

Требования ПУЭ для трансформатора НН сохраняются и для трансформатора на стороне ВН тоже

П.п. 51. Трансформаторы должны быть защищены от:

- Многофазных КЗ и от однофазного, если нейтраль заземлена;
- Витковых замыканий;
- Внешних КЗ;
- Перегрузки;
- Понижения уровня масла.

П.п. 53. Газовая защита может быть предусмотрена, если  $S_T > 1,4$  МВА

П.п. 54. Если  $S_T > 6,3$  МВА, то необходима ДЗТ, также для защиты от междуфазных КЗ следует установить токовую отсечку, действующую на отключение всех выключателей трансформатора.

Подключать ДЗТ можно по разному, ПУЭ требует, чтобы в зону ДЗТ входил не только сам трансформатор, но и его связи с остальными элементами, гибкий провод 110 кВ и токопровод 10 кВ, следовательно ДЗТ должна подключаться на трансформаторы обведенные пружинами.

П.п. 60. Для защиты от внешних КЗ следует предусмотреть МТЗ. Если  $S_T > 1$  МВА то МТЗ с пуском по напряжению.

П.п. 61. МТЗ должно быть установлено со стороны питания трансформатора (т.е. на стороне 10 кВ)

П.п. 69. Если  $S_T \geq 400$  кВА, то должна быть защита от перегрузки.

Так же пункт 9.14.4 НТП ФСК говорит нам о том, что защита присоединений трансформатора, должна включать в себя:

- ТО;
- МТЗ;
- ЗДЗ в ячейке 10 кВ;
- УРОВ;
- ЗП (защита от перегрузки);

										Лист
										49
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

- ЗОЗЗ в трансформаторах и на вводах (10 кВ).

НТП ФСК:

Пункт 9.7.1 требует:

- ДЗТ;
- Газовая защита;
- Газовое реле защиты РПН (струйное);
- Резервные защиты на сторонах ВН и НН (МТЗ от внешних КЗ);
- Автоматика управления РПН;
- ЗП (защита от перегрузки).

Пункт 9.7.2: Газовая защита должна действовать через терминал ДЗТ.

Пункт 9.7.3: Необходимо наличие резервных защит – специальные токовые защиты без или с пуском по умолчанию (ТО+МТЗ)

Таблица 17 – Виды РЗА для трансформатора 220/10 кВ

Вид	Примечание
Газовая защита	$S_T > 1,4$ МВА РПГ-50 II ступени: на сигнал и на отключение
ДЗТ	$S_T > 6,3$ МВА
ТО	Двухфазная, трехрелейная
МТЗ с пуском по напряжению	$S_{тр} \geq 1$ МВА
МТЗ	Защита от перегрузки II ступени: на сигнал и на отключение
Защита от ОЗЗ	На стороне 10 кВ с отключением выключателя 220 кВ (весь трансформатор нужно выключить)
ЗП	Защита от перегрузки
ЗДЗ	Ячейка 220 кВ
УРОВ	Ячейка 220 кВ







Пункт 2. На ВЛ с односторонним питанием должно быть:

1 комплект – ступенчатые защиты и дополнительная токовая отсечка;

2 комплект – резервные ступенчатые защиты и дополнительные ТО;

3 комплект – АПВ, УРОВ, АУВ.

При этом второй и третий комплекты можно совмещать.

Таблица 18 – Виды РЗА для ВЛ

Вид	Примечание
ДЗЛ(ДФЗ,НЧВЗ)	Если блина линии менее 30 км
ДЗ	Резервная защита от межфазных КЗ
ТНЗНП	Резервная защита от однофазных КЗ
ТО	Дополнительная защита
АПВ	Трехфазное, однократное, с улавливанием синхронизма.
УРОВ	-
АУВ	-

#### 6.4 Расчет уставок РЗА

Существует 3 подхода к расчету уставок:

- Расчет по общим формулам;
- Расчет по методике производителя;
- Расчет по методикам, рекомендуемым ФСК и МРСК для РЗА разных производителей.

Итак, выпишем исходные данные асинхронного двигателя АД-4:

$P_{ном}=4000$  кВт;

$U_{ном}=0,4$  кВ;

$\cos\varphi=0,89$ ;

$\eta=97,5$  %;

$K_{п}=6,5$ .

										Лист
										54
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

Однако, до выбора уставок необходимо рассчитать емкостный ток двигателя:

От двигателя отходит кабельная линия длиной 1800 м, значение емкостного тока для нашей КЛ  $I_{суд} = 0,92$  А/км, это значение пригодится нам позднее

$$I_c = I_{сАД} + I_{сКЛ} \quad (28)$$

$$I_{сАД} = \frac{2 \cdot \pi \cdot f \cdot 3 \cdot C_{уд} \cdot U_{ном}}{\sqrt{3}} \quad (29)$$

$$C_{уд} = \frac{0,0187 \cdot \sqrt{3} \cdot I_{ном} \cdot U_{ном} \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{U_{ном}(1+0,08 \cdot U_{ном})}} \quad (30)$$

Подставим значения в (30):

$$C_{уд} = \frac{0,0187 \cdot \sqrt{3} \cdot 148,8 \cdot 10 \cdot 10^3 \cdot 10^{-9}}{1,2 \cdot \sqrt{0,4 \cdot 10^3(1 + 0,08 \cdot 10 \cdot 10^3)}} = 14,2 \cdot 10^{-9} \text{ Ф}$$

Подставим значения в (29):

$$I_{сАД} = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 14,2 \cdot 10^{-9} \cdot 10 \cdot 10^3}{\sqrt{3}} = 0,00308 \text{ А}$$

$$I_{сКЛ} = I_{суд} \cdot \frac{L}{n} = 0,92 \cdot \frac{1,8}{1} = 1,656 \text{ А}, \quad (31)$$

где n - кол-во линий.

И наконец, подставим значения в (28):

$$I_c = 0,00308 + 1,656 = 1,65908 \text{ А}$$

Примем к установке терминал РЗА SIEMENS 7RW80 подключенный к двигателям и SIEMENS 7UT633 подключенный к TV.

Таблица 19 – Технические характеристики выбранного терминала

Основные технические данные	
Номинальный переменный ток цепей МТЗ/цепей	5 А/1А/0,2А
Номинальное переменное напряжение	100 В
Номинальная частота	50 Гц
Габаритные размеры, ШxВxГ (см. рис. 10)	270x266x225 мм
Степень защиты по лицевой части	IP 40 (по заказу IP
Масса устройства	От 5,0 до 6,5 кг
Оперативное питание	

Номинальное напряжение оперативного тока	220 В (110) В по
Рабочий диапазон напряжений оперативного	88...242 В
Минимальное время отключения КЗ при	не более 0,3 с
Потребляемая мощность в режиме	13 Вт / 7 Вт
Аналоговые входные цепи	
Количество аналоговых каналов: переменного	4 (до 7 без цепей)
Диапазон рабочих токов	до 60 1н
Мощность, потребляемая по цепям тока, при	0,25 ВА/фазу
Погрешность измерений токов в диапазоне от	Не более 1,0 %
Диапазон рабочих напряжений	до 2 ин
Мощность, потребляемая по цепям напряжения,	0,25 ВА/фазу
Погрешность измерений напряжений в	Не более 0,5 %
Термическая стойкость токовых цепей,	4/100 А 20/500 А
Дискретные входные цепи	
Количество входных цепей, в зависимости от	6/12/18
Максимальное рабочее напряжение	242 В
Напряжение срабатывания	не менее 0,65 ин
Входной ток	От 15 до 3 мА
Минимальная длительность, достаточная для	25 мс
Выходные сигнальные/отключающие реле	
Количество сигнальных/отключающих реле, в	3/2 шт.-
Максимальное рабочее напряжение на контактах	250 В
Допустимый ток цепей в течение 3с/длительно:	8 А/5 А 15 А/5 А
Отключающая способность контактов реле при	0,15 А 1,0 А
Передача данных	
Задняя панель, порт 1	порт RS-485 / RS-
Задняя панель, порт 2	порт RS-485 / RS-
Передняя панель	Порт RS-232
Протокол передачи данных	SPA-bus, МЭК
Скорость передачи данных	4800, 9600, 19200
Условия окружающей среды	
Диапазон рабочей температуры	(-25...+55) °С
Температура транспортировки и хранения	(-40...+70)° С
Относительная влажность воздуха при t=(20..	Не более 95%
Электрическая прочность и сопротивление изоляции	

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата

Испытание прочности изоляции	2 кВ, 50 Гц, 1 мин
Испытание импульсным напряжением (ГОСТ Р	5 кВ, форма
Сопротивление изоляции	Не менее 10 МОм

Итак, теперь начнём непосредственно выбор уставок, для удобства будем представлять их в форме таблицы.

Таблица 20 – Расчет уставок терминала АВВ асинхронного двигателя АД-4.

Уставка	Диапазон	Расчет
<b>Тепловая защита от перегрузки</b>		
$I_0$	$0,5 \dots 1,5 I_N$	<p>Выберем ТТ 10 кВ для ЭД:</p> $I_{\text{раб.макс.}} = K_{\text{П}} \cdot I_{\text{НОМ}} = 5,3 \cdot 148,8 = 788,64 \text{ А}$ <p>Выберем ТОЛ-10 (схема подключения - неполная звезда, <math>n_{\text{ТТ}} = 800/5</math>)</p> <p>Найдем вторичные токи:</p> $I_{2\text{НОМ}} = I_{\text{НОМ}} / n_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{СХ}}^3 = 148,8 / 160 \cdot 1 = 0,93 \text{ А}$ $I_{2\text{ПУСК}} = I_{\text{раб.макс.}} / n_{\text{ТТ}} \cdot K_{\text{СХ}}^3 = 788,64 / 160 = 4,9 \text{ А}$ <p>Выбираем номинальный ток реле:</p> <p>Т.к. пусковое значение тока больше 1,5 А, значит выставляем наше значение <math>I_N = 5 \text{ А}</math></p> <p>Теперь нам нужно выбрать точное значение уставки для этого необходимо рассчитать следующее выражение:</p> $I_0 = 1,12 \cdot (I_{2\text{НОМ}} / I_N) = 1,12 \cdot (0,93 / 5) = 0,21088$ <p>Округляем до 0,6</p>
<b>Уровень тепловой сигнализации</b>		
$\Theta_a$	30...100%	Рекомендуется для АД с прямым пуском 80 %
<b>Уровень запрета повторного пуска</b>		
$\Theta_i$	20...80% $\Theta_a$	-
<b>Максимальное безопасное время заклинивания ротора</b>		
$t_{\text{бх}}$	2...120 сек.	1. Максимальное время пуска АД с механизмом

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		57

		$t_{\pi} = \frac{0,1906 \cdot (\tau_{уд} + \tau_{н макс}) \cdot (\frac{n_{ном}}{100})^2}{P_{ном}(m_{max} \cdot K_u^2 - m)}$ $t_{\pi} = \frac{0,1906 \cdot (8,75 + 20,34) \cdot (\frac{2820}{100})^2}{1250(2,4 \cdot 0,7^2 - 1)} = 20,042 \text{ сек}$ <p>2. Уставка</p> $t_{bx} = \frac{1,3 \cdot t_{\pi}}{3,2 \cdot \ln \frac{(\frac{K_{\pi}}{1,12})^2 - \frac{\Theta a}{100}}{(\frac{K_{\pi}}{1,12})^2 - 1,1025}}$ $t_{bx} = \frac{1,3 \cdot 20,042}{3,2 \cdot \ln \frac{(\frac{5,3}{1,12})^2 - \frac{80}{100}}{(\frac{5,3}{1,12})^2 - 1,1025}} = 27,8 \text{ сек}$ <p>Примем <math>t_{6x} = 28 \text{ сек}</math></p>
--	--	--

**Постоянная времени охлаждения двигателя**

$t_c$	1...64	$t_c = 1800 / (32 \cdot 28) = 2,008$ , принимаем $t_c = 2$
-------	--------	--

**Защита от затянутого пуска**

$I_s$	$(0,5 \dots 20) I_N$	<p>Уставка по току. Варианты защиты на основе теплового импульса <math>I_s^2 \cdot t_s</math></p> <p>Если <math>I_{2 \text{ пуск}} / I_N &gt; 63</math> , то <math>I_s = 63</math> , иначе</p> <p><math>I_s = I_{2 \text{ пуск}} / I_N = 13,144 / 5 = 2,628 \text{ A}</math></p>
-------	----------------------	--

$t_s$	0,3...80 сек	<p>Для защит реализованных по принципу теплового импульса:</p> <p><math>t_s = 1,3 \cdot t_{\text{пуск}}</math> , если <math>I_s &lt; 10</math> , иначе <math>t_s = 1,3 \cdot I_s^2 / 100</math></p> <p><math>t_s = 1,3 \cdot 20,042 = 26 \text{ сек}</math></p>
-------	--------------	---

**Счетчик запрета повторного пуска**

$\Sigma t_s$	5...500 сек	$\Sigma t_s = (2n-1) \cdot t_{\text{пуск}} + 1 = (2-1) \cdot 20,042 + 1 = 21,042 \text{ с}$
--------------	-------------	---

**Скорость сброса счетчика**

		$\Sigma t_s / \Delta t = t_{\text{пуск}} / \Delta t_{\text{пер}} = 20,042 / 0,5 = 40,084 \text{ с/ч}$
--	--	---

		$\Delta t_{\text{пер}}=0,5$ ч – время перерыва между запусками
<b>Токсовая отсечка</b>		
$I_{>>}$	$(0,5 \dots 20) I_N$	Уставка по току срабатывания $I_{>>} = K_{\text{отс}} \cdot I_{2 \text{ пуск}} / I_N$ , где $K_{\text{отс}} = 1,7 \dots 1,9$ $I_{>>} = 1,9 \cdot 2,6288 = 4,994$ А
<b>Уставка по времени срабатывания</b>		
$t_{>>}$	0,04...30 сек	Выбираем наименьшее значение 0,04, потому что это ТО и нам не нужна выдержка времени. $t_{>>} = 0,04$ сек.
<b>Защита от несимметричных режимов</b>		
$\Delta I$	$(10 \dots 40\%) I_{\phi}$	Рекомендуется $\Delta I = 25\%$
$\Delta t$	20...120 сек	Выбираем по характеристике, рекомендуемой АВВ:  Принимаем 20 сек (25% => $t < 20$ сек.)
<b>Защита минимального напряжения (SPAУ 330с)</b>		
$U_{<}$	$(0,4 \dots 1,2) U_n$	Выберем трансформатор напряжения: 1. Принимаем ЗНОЛ-10 $U_{\text{ном}} = 100$ В 2. $n_{\text{ТН}} = 10000 / 100 = 100$ Напряжение срабатывания защиты $U_{\text{с.з.}} = \frac{U_{\text{раб.мин.}}}{K_{\text{отс}} \cdot K_B}$ $U_{\text{с.з.}} = \frac{0,7 \cdot 10 \cdot 10^3}{1,1 \cdot 1,03} = 6,18 \text{ кВ}$ Уставка:

Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата
------	------	----------	---------	------

		$U_{\leq} = \frac{U_{с.з}}{n_{тт}} \cdot \frac{1}{U_M} = \frac{6180}{100} \cdot \frac{1}{100} = 0,62$
<b>Уставка по времени срабатывания</b>		
$t_{<}$	1...12 сек	$t_{\leq} = t_{>} + \Delta t = 0,04 + 0,2 = 0,24$ сек ,где 0,2 – рекомендуемая ступень селективности для АВВ. Принимаем $t_{\leq} = 1$ сек.

Итак, теперь рассчитаем уставки комплекта РЗА SIEMENS 7UT612 трансформатора 220/10 кВ

ТРДЦН-100000/220/10  $S_{ном} = 100$  МВА  $U_{к\%} = 11\%$

Ток двухфазного КЗ на шинах НН за трансформатором:  $I_{кз}^{(2)} = 13,74$  кА

Выбираем конфигурацию терминала для двухобмоточного трансформатора 7I+3U. (7 входов по току, 3 по напряжению)

Таблица 21 – Характеристики терминала SIEMENS 7UT612

Ток входа $I_N$	1А или 5 А
Напряжение входа $U_N$	110/220/330 кВ
<b>Дифференцированная защита</b>	
Базовый дифф. ток $I_{dmin}$	10,20,30,40,50 % от $I_N$
Ток торможения $I_T$	10-50 % от $I_N$
Время срабатывания	0,033 сек
Время возврата	0,015 сек
<b>МТЗ</b>	
Ток срабатывания $I_{>}$	10-500 % от $I_N$
Выдержка времени $t_{>}$	0,03...240 сек
Коэф. возврата	0,96
<b>ТНЗНП</b>	
Ток срабатывания $I_{O>}$	5-50 % от $I_N$
Направленная характеристика	+/-60...+/-90 град.

Время срабатывания $t_{0>}$	0,03 сек
Время возврата	0,025 сек
<b>Защита от повышения напряжения</b>	
Напряжение срабатывания $U_{>}$	5-200 % от $U_n$
Выдержка времени $t_{>}$	0,03...120 сек
<b>ЗМН</b>	
Напряжение срабатывания $U_{<}$	5-130 % от $U_n$
Время срабатывания $t_{<}$	0,03...120 сек
Коэфф. возврата	1,01
Время возврата	0,035 сек
<b>Тепловая защита от перегрузки</b>	
Ток срабатывания $I_{T \text{ сраб}}$	30-250 % от $I_n$
Время срабатывания $T_c$	1-500 сек
Уставка 1ого авар. уровня	5...100% от тока перегрузки
Уставка 2ого авар. уровня	5...100% от тока перегрузки

Перед расчетом уставок защит на трансформаторах, следует найти ток нагрузки тр-ра в макс. Режиме и коэффициент самозапуска на шинах 220 кВ

Исходя из (2) мы знаем, что  $S_{рп} = 19,8$  МВА

Найдем  $I_{Tmax}$

$$I_{Tmax} = \frac{n_{рп} \cdot S_{рп} + S_{тсн}}{\sqrt{3} \cdot U} \quad (32)$$

$$I_{Tmax} = \frac{6 \cdot 19,8 + 0,4}{\sqrt{3} \cdot 220} = 313,2 \text{ А}$$

Оценим коэффициент самозапуска нагрузки на шинах 220 кВ:

$$K_{с.з.} = \frac{n_{рп} \cdot (n_T \cdot S_T + K_n \cdot n_D \cdot S_D) + S_{тсн}}{n_{рп} \cdot (n_T \cdot S_T + n_D \cdot S_D) + S_{тсн}} \quad (33)$$

$$K_{с.з.} = \frac{6 \cdot (4 \cdot 2,5 \cdot 10^6 + 6,5 \cdot 2 \cdot 4000 \cdot 10^3) + 0,4 \cdot 10^6}{6 \cdot (4 \cdot 2,5 \cdot 10^6 + 2 \cdot 4000 \cdot 10^3) + 0,4 \cdot 10^6} = 3,435$$

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		61

Таблица 22 – Расчет уставок защиты трансформатора 220/10 кВ

Уставка	Диапазон	Расчет
<b>Минимальная уставка тока срабатывания ДЗТ в долях тока опорного плеча (ОП)</b>		
<b>ОП – плечо на стороне ВН, тогда <math>I_{оп}=I_{ВН ном}</math></b>		
$I_{dmin}$	$(0,1-0,5)I_{оп}$	<p>Выберем ТТ:</p> <p>1. На стороне ВН</p> $I_{ВН ном} = \frac{S_{Т ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН.НОМ}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 220} = 262,74 \text{ А}$ <p>Ток при 140% перегрузке:</p> $I_{ВН}=1,4 \cdot I_{ВН ном}=1,4 \cdot 262,74=367,836 \text{ А}$ <p>Принимаем ТОГФ-220 <math>n_{ТТ}=600/5</math></p> <p>2. На стороне НН</p> $I_{НН ном} = \frac{S_{Т ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{НН.НОМ}} = \frac{100000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 5780,3 \text{ А}$ <p>При 140 % перегрузке:</p> $I_{НН}=1,4 \cdot I_{НН ном}=1,4 \cdot 5780,3=8092,4 \text{ А}$ <p>Принимаем ТНШЛ-10-75 <math>n_{ТТ}=10000/5</math></p> $I_{dmin} = I_{bias} \cdot K_{отс} \cdot \sqrt{(K_{пер} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{пер} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{пер} + \Delta f_{выр})^2}$ $I_{bias} = \frac{I_{Тmax} \cdot K_{с.з.}}{K_m \cdot I_{оп}} \quad \text{-МИНИМАЛЬНЫЙ ТОК НЕБАЛАНСА В МАКСИМАЛЬНОМ РЕЖИМЕ НАГРУЗКИ.}$ $I_{bias} = \frac{313,2 \cdot 2,173}{\frac{220}{10} \cdot 462,93} = 0,067 \text{ А,}$ <p>где</p> <p><math>K_{отс} = 1,1</math> - рекомендовано АВВ;</p>

		$K_{пер} = 1$ – учитывает переходный процесс; $\varepsilon = 10 \%$ - типовая погрешность ТТ; $\Delta U_{пер} = 0,15$ – погрешность из-за РПН; $\Delta f_{выр} = 0,03$ . $I_{dmin}$ $= 0,067 \cdot 1,1$ $\cdot \sqrt{(1 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,15 + 0,03)^2 + (0,15 + 0,03)^2} = 0,114$ Принимаем $I_{dmin} = 0,4$ .
--	--	--

**Выбор тормозной характеристики ДЗТ**

N	1-5	<p>Первоначально пересчитаем ток небаланса с учетом протекания переходного процесса.</p> $I_d = \sqrt{(K_{перех} \cdot \varepsilon)^2 \cdot (1 + \Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2 + (\Delta U_{рег} + \Delta f_{выр})^2}$ $K_{перех} = 2$ $I_d = \sqrt{(2 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 0,15 + 0,03)^2 + (0,15 + 0,03)^2} = 0,285.$ <p>1. Принимаем предварительно характеристику №3 рекомендуемую АВВ (<math>K_{Т1}=30\%</math>). И найдем тормозной ток:</p> $I_T = I_{bias} + \frac{0,7 + I_{dmin}}{K_{Т1}} = 0,067 + \frac{0,7 + 0,114}{0,3} = 2,78 \text{ кА}$ <p>2. Пересчитаем коэффициент наклона</p> $K_{Т1} = \frac{K_{отс} \cdot I_d \cdot I_{СКВ} - 0,7}{I_{СКВ} - I_T} = \frac{1,1 \cdot 0,285 \cdot 3 - 0,7}{3 - 2,78} = 1,09.$ <p><math>I_{СКВ} = 3</math> – амплитуда период. сост. сквозного тока.</p>
---	-----	---

## Уставка по току срабатывания МТЗ

$I >$	$(0,1 \dots 0,5)$ $I_{2НОМ}$	$I_{с.з.} = \frac{K_H \cdot K_{с.з.} \cdot I_{Т max}}{K_B} = \frac{1,1 \cdot 2,173 \cdot 493,4 \cdot \frac{10}{110}}{0,96} =$ $= 111,68 \text{ А}$ $I > = \frac{I_{с.з.}}{n_{ТТ}} \cdot \frac{K_{СХ}}{I_{2НОМ}} = \frac{111,68}{500/5} \cdot \frac{1}{5} = 0,223$ <p>Принимаем <math>I &gt; = 0,22</math>.</p>
-------	---------------------------------	--

## Выдержка времени МТЗ

$t >$	$0,03 \dots 240$ сек	$t > = t_{с.з.ВВ} + \Delta t = 0,04 + 0,29 = 0,33 \text{ сек.}$ $t_{с.з.ВВ} = 0,04$ – для МТЗ ввода. $\Delta t = 0,29$ – рекомендуемое для АВВ.
-------	-------------------------	--

Рассчитаем уставки защит терминала REL 551 установленного на ВЛ, характеристики терминала принимаем

Однако, сначала найдем сопротивление ВЛ W1:

Из [10] возьмем погонные параметры ВЛ

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий/сталь)	$r_o'$ Ом/км при 20 °С	150 кВ		110 кВ		35 кВ
		$x_o'$ Ом/км	$b_o'$ см/км 10 <sup>-6</sup>	$x_o'$ Ом/км	$b_o'$ см/км 10 <sup>-6</sup>	$x_o'$ Ом/км
70/11	0,422	—	—	0,444	2,547	0,432
95/16	0,301	—	—	0,434	2,611	0,421
120/19	0,244	0,441	2,565	0,427	2,658	0,414
150/24	0,204	0,434	2,611	0,420	2,707	0,406
185/29	0,159	0,429	2,645	0,413	2,747	—
240/32	0,118	0,420	2,702	0,405	2,808	—

Рисунок 10 - Расчетные данные ВЛ 35-150 кВ со сталеалюминиевыми проводами.

Так как ранее был принят провод АС 300/39 то выбираем следующие значения  $x_0=0,405$  Ом/км  $b_0=2,808$  см/км

Длина линии W1 20 км по заданию.

Сопротивление ВЛ:

$$R_{\text{вл}} = x_0 \cdot L_{\text{вл}} = 0,405 \cdot 20 = 8,1 \text{ Ом}$$

$$X_{\text{вл}} = b_0 \cdot L_{\text{вл}} = 2,808 \cdot 20 = 56,16 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление линии:

$$Z_{\text{вл1}} = 8,1 + j56,16 \text{ Ом}$$

Абсолютная величина сопротивления трансформатора:

$$Z_T = \frac{U_k}{100} \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{220^2}{100} = 21,126 \text{ Ом}$$

$$R_T = \Delta P_k \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = 260 \cdot 10^3 \cdot \frac{(220 \cdot 10^3)^2}{(100 \cdot 10^6)^2} = 0,792 \text{ Ом}$$

Исходя из активного и полного найдем индуктивное сопротивление трансформатора:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{21,126^2 - 0,792^2} = 21,111 \text{ Ом}$$

$$Z_T + Z_{\text{вл1}} = 0,792 + j21,111 + 8,1 + j56,16 = 8,892 + j77,271$$

$$Z_{\text{с.з.1}} = \frac{Z_T + Z_{\text{вл}}}{1 + \beta + \delta} = \frac{8,892 + j77,271}{1 + 0,05 + 0,1} = 7,732 + j67,2$$

Таблица 23 – Расчет уставок защиты терминала представленного к ВЛ

Уставка	Диапазон	Расчет
<b>Уставка первой зоны</b>		
$Z_{\text{M1}}$	0,02...80 Ом/фазу	Линия W2 20 км, сопротивление линии: $R_{\text{вл}} = x_0 \cdot L_{\text{вл}} = 0,405 \cdot 20 = 8,1 \text{ Ом}$ $X_{\text{вл}} = b_0 \cdot L_{\text{вл}} = 2,808 \cdot 20 = 56,16 \text{ Ом}$ Полное сопротивление линии:

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		65

		$Z_{ВЛ2} = 8,1 + j56,16 \text{ Ом}$ Суммарное сопротивление ВЛ и трансформатора: $Z_T + Z_{ВЛ2} = 0,792 + j21,111 + 8,1 + j56,16 = 8,892 + j77,271 \text{ Ом}$ Абсолютная величина сопротивления первой ступени ДЗ линии W2: $Z_{с.з.1} = \frac{Z_T + Z_{ВЛ}}{1 + \beta + \delta} = \frac{8,892 + j77,271}{1 + 0,05 + 0,1} = 7,732 + j67,192 \text{ Ом}$ $z_{M1} = \frac{Z_{с.з.1}}{3} \cdot \frac{n_{ТТ}}{n_{ТН}} = \frac{68,241}{3} \cdot \frac{500/5}{220/10} = 103,4 \text{ Ом}$
$t_{M1}$	0...6 сек	Отстраивается от времени работы ОПН: $t_{M1} = 0,4 \text{ сек}$
<b>Уставка второй зоны</b>		
$Z_{M2}$	0,02...80 Ом/фазу	Рассчитаем уставку по двум условиям: 1. Резервирование ДЗ линии $Z_{с.з.2} = \frac{Z_{с.з.1} + Z_{ВЛ1} + \frac{1-\alpha}{K_T}}{1 + \beta + \delta} = \frac{4,914 + j47,6 + (4,86 + j33,696) \cdot \left(\frac{1-0,1}{1}\right)}{1 + 0,05 + 0,1} = 8,076 + j67,762 \text{ Ом}$ $\alpha = 0,1$ – учитывает длину резервируемой зоны $K_T$ – коэффициент токораспределения, учитывает наличие генерации на подстанции, при отсутствии оной следует принимать равным 1. 2. Отстройка от защит НН за трансформатором п/ст $Z_{с.з.2} = \frac{Z_{ВЛ1} + \frac{Z_T}{K_T}}{1 + \beta + \delta} = \frac{4,86 + j33,696 + 0,792 + j21,111}{1,15} = 5,652 + j54,807 \text{ Ом}$ Из двух вариантов выбираем тот, у которого сопротивление окажется меньше:

$$68,241 > 55,097$$

Следовательно, выбираем второй вариант.

$$Z_{M2} = \frac{Z_{с.з.2}}{3} \cdot \frac{n_{ТТ}}{n_{ТН}} = \frac{55,097}{3} \cdot \frac{500/5}{220/10} = 83 \text{ Ом}$$

### Выдержка времени второй ступени

 $t_{M2}$ 

0...60 сек

Отстраивается от 1ой ступени ДЗ линии W2:

$$t_{M2} = t_{M1} + \Delta t = 0,4 + 0,25 = 0,65 \text{ сек}$$

$\Delta t$  – рекомендуется 0,25 – 0,3 для ДЗ

### Уставка срабатывания 3-й ступени

 $Z_{M3}$ 

0,02-80

Ом/фазу

Отстраивается от максимального рабочего тока линии с учетом самозапуска линии на подстанции.

$$I_{W1 \max} = \frac{S_{\text{транс}} + S_{\text{п/ст}} \cdot K_{с.з.}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{мин}}}$$

$$K_{с.з.} = 2,173 \text{ (см. расчет уставок трансформатора)}$$

$$S_{\text{транс}} = 13 \text{ МВА (по заданию)}$$

$$S_{\text{п/ст}} = 90,4 \text{ МВА}$$

$$U_{\text{мин}} = 0,9 U_{\text{ном}} - \text{допустим отклонение в 10\%}$$

$$I_{W1 \max} = \frac{13 + 90,4 \cdot 2,173}{\sqrt{3} \cdot 0,9 \cdot 110} = 1,22 \text{ кА}$$

$$Z_{M3} = \frac{U_{\text{мин}}}{\sqrt{3} \cdot I_{W1 \max}} \cdot \frac{1}{K_{Н} \cdot K_{В} \cdot \cos(\varphi_{zm1} - \varphi_{\text{раб}})}$$

Найдем  $\varphi_{\text{раб}}$  т.к. на подстанции есть двигатель с  $\cos\varphi = 0,84$ , то  $\varphi_{\text{раб}} = \arccos(0,84) = 32,86$

$$\text{Найдем } \varphi_{zm1} \quad Z_{\text{вл1}} = 4,86 + j33,696 = 34,044 e^{j81,78}$$

$$\text{Следовательно } \varphi_{zm1} = 81,78$$

										Лист
										67
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

		$Z_{m3} = \frac{0,9 \cdot 110}{\sqrt{3} \cdot 1,22} \cdot \frac{1}{1,2 \cdot 1,05 \cdot \cos(81,78 - 32,86)}$ $= 56,585 \text{ Ом}$
<b>Выдержка времени 3ей ступени</b>		
$t_{м3}$	0...60 сек	Отстраивается от МТЗ ВН трансформатора на п/ст $t_{м3} = t > + \Delta t = 0,33 + 0,25 = 0,58 \text{ сек}$ $t > = 0,33 \text{ сек (см. расчет выдержки времени тр-ра)}$

Рассчитаем уставки секционного выключателя ВВТЭ -10-4000 терминала SIEMENS 7SS52

Расчету подлежат ток срабатывания пускового органа ЛЗШ и выдержка времени.

Нам понадобятся значения токов КЗ за ТСН, в конце линии и в начале линии посчитанные ранее. Все значения представлены в кА.

В макс. режиме:  $I_{ТСН.макс} = 0,236$   $I_{к.макс} = 12,718$   $I_{н.макс} = 21,024$ .

В мин. режиме:  $I_{ТСН.мин} = 0,221$   $I_{к.мин} = 11,851$   $I_{н.мин} = 19,298$ .

Таблица 24 – Расчет уставок секционного выключателя ВВТЭ-10-1250

Уставка	Диапазон	Расчет
<b>Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ</b>		
$I_{по.лзш.уст. св}$	(0,05...30) $I_{ном.2}$	Ток срабатывания пускового органа ЛЗШ выбирается исходя из условия гарантированной чувствительности при минимально возможном токе двухфазного КЗ на шинах НН: $I_{по.лзш} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{н.мин}}{2} \cdot k_{от.ч.сх}^{(2)} = \frac{\sqrt{3} \cdot 19,298 \cdot 10^3}{2} \cdot 1 = 11,141 \text{ кА}$ где $k_{ч.н.}$ – коэффициент чувствительности равный 1,5 $k_{от.ч.сх}^{(2)}$ – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, равный 1. Рабочий максимальный ток протекающий через секционный выключатель равен максимальному

		<p>суммарному току нагрузки секции. К каждой из секций подключены 6 КЛ, питающие РУ цехов нагрузкой:</p> $I_{\text{раб.макс.}} = \sum I_{\text{Т.НОМ}} + \sum I_{\text{Д.НОМ}} + I_{\text{ТСН}} = 4 \cdot 25 + 2 \cdot 150 + 400 = 800 \text{ А}$ <p>Следовательно,</p> $I_{\text{раб.макс.св}} = 6 \cdot 800 = 4800 \text{ А}$ <p>Выбираем ТТ ТЛК-10-75 <math>n_{\text{ТТ}}=5000/5</math></p> <p>Вторичный ток срабатывания по лэш:</p> $I_{\text{по.лэш.2}} = \frac{I_{\text{по.лэш}}}{n_{\text{ТТ}}} \cdot K_{\text{сх}} = \frac{11,141 \cdot 10^3}{1000} \cdot 1 = 11,141 \text{ А}$ <p>В данном терминале уставки задаются в о.е. в долях от номинального вторичного тока ТТ:</p> $I_{\text{по.лэш.уст}} = \frac{I_{\text{по.лэш.2}}}{I_{\text{НОМ.2}}} = \frac{11,141}{5} = 2,228 \text{ А}$
--	--	--

**Выдержка времени ПО ЛЭШ**

$t_{\text{лэш.св}}$	0...6000 сек	<p>Выдержка времени по лэш должна быть больше выдержки времени пуска направленных и ненаправленных МТЗ присоединений секций, а также времени срабатывания ДЗТ.</p> <p>Из SIEMENS:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Время пуска ненаправленной МТЗ – 0,15 сек.</li> <li>• Время пуска направленной МТЗ – 0,27 сек.</li> <li>• Время срабатывания ДЗТ– 0,035 сек.</li> </ul> <p>Таким образом время срабатывания по лэш:</p> $t_{\text{лэш}} = t_{\text{дзт}} + t_{\text{зап}} = 0,035 + 0,1 = 0,135 \text{ сек.}$ <p>Округлим до 0,14 сек.</p>
---------------------	--------------	---

**Ток срабатывания МТЗ СВ**

$I_{\text{с.з.уст.св}}$	(0,05...30) ) $I_{\text{НОМ.2}}$	<p>Выберем ток срабатывания МТЗ по первому условию:</p> $I_{\text{с.з.1}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{з}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.св}}$
-------------------------	-------------------------------------	--

		$I_{\text{раб.макс.св}} = 4800 \text{ А}$ $k_{\text{н}}$ – коэффициент надежности равный 1,1 $k_{\text{в}}$ – коэффициент возврата равный 0,97 $k_{\text{з}}$ – коэффициент самозапуска, равный 2,173 $I_{\text{с.з.1}} = \frac{k_{\text{н}} \cdot k_{\text{з}}}{k_{\text{в}}} \cdot I_{\text{раб.макс.}} = \frac{1,1 \cdot 2,173}{0,97} \cdot 4800 = 11828,28 \text{ А}$ <p>Вторичный ток срабатывания защиты:</p> $I_{\text{с.з.2}} = \frac{I_{\text{с.з.1}}}{n_{\text{тт}}} \cdot K_{\text{сх}} = \frac{11828,28}{1000} \cdot 1 = 11,828 \text{ А}$ <p>Уставка по току защиты:</p> $I_{\text{с.з.уст}} = \frac{I_{\text{с.з.2}}}{I_{\text{ном.2}}} = \frac{11,828}{5} = 2,365$
--	--	---

**Время срабатывания МТЗ СВ**

$t_{\text{МТЗ.СВ}}$	0...60 сек	<p>Отстраивается от выдержки времени МТЗ КЛ при КЗ на шинах НН</p> $t_{\text{МТЗ.СВ}} = t_{\text{МТЗ.КЛ}} + \Delta t_{\text{рза}} = 1 + 0,23 = 1,23 \text{ сек.}$ <p><math>\Delta t_{\text{рза}}</math> – ступень селективности для данного терминала.</p>
---------------------	------------	--

Рассчитаем уставки вводного выключателя ВВТЭ -10-4000, используем тот же терминал. Методика расчета аналогичная расчету СВ.

Таблица 25 – Расчет уставок вводного выключателя ВВТЭ -10-4000

Уставка	Диапазон	Расчет
<b>Ток срабатывания МТЗ ВВ</b>		



		<p><math>k_{ч.н.}</math> – коэффициент чувствительности равный 1,5</p> <p><math>k_{от.ч.сх}^{(2)}</math> – коэффициент относительной чувствительности схемы к двухфазным КЗ, равный 1.</p> <p>Рабочий максимальный ток протекающий через вводной выключатель равен максимальному суммарному току нагрузки секции.</p> $I_{раб.макс.вв} = \sum I_{т.ном} + \sum I_{д.ном} + I_{тсн} = 4 \cdot 25 + 2 \cdot 150 + 400 = 800 \text{ А}$ <p>Выбираем ТТ ТЛК-10-75 <math>n_{тт}=800/5</math></p> <p>Вторичный ток срабатывания по лзш:</p> $I_{по.лзш.2} = \frac{I_{по.лзш}}{n_{тт}} \cdot K_{сх} = \frac{6,84 \cdot 10^3}{160} \cdot 1 = 42,7 \text{ А}$ <p>В данном терминале уставки задаются в о.е. в долях от номинального вторичного тока ТТ:</p> $I_{по.лзш.уст} = \frac{I_{по.лзш.2}}{I_{ном.2}} = \frac{42,7}{5} = 8,54$
--	--	--

**Выдержка времени ПО ЛЗШ**

$t_{лзш.вв}$	0...6000 сек	<p>Выдержка времени по лзш должна быть больше выдержки времени пуска направленных и ненаправленных МТЗ присоединений секций, а также времени срабатывания ДЗТ.</p> <p>Из SIEMENS</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Время пуска ненаправленной МТЗ – 0,15 сек.</li> <li>• Время пуска направленной МТЗ – 0,27 сек.</li> <li>• Время срабатывания ДЗТ– 0,035 сек.</li> </ul> <p>Таким образом время срабатывания по лзш:</p> $t_{лзш} = t_{дзт} + t_{зап} = 0,035 + 0,1 = 0,135 \text{ сек.}$ <p>Округлим до 0,14 сек.</p>
--------------	--------------	---

Произведем выбор уставок РЗА терминала КЛ питающей РУ цеха.

Возьмем комплект SIEMENS

Нам понадобятся значения токов КЗ за ТСН, в конце линии и в начале линии посчитанные ранее. Все значения представлены в кА.

В макс. режиме:  $I_{ТСН.макс}=0,236$   $I_{к.макс}=12,718$   $I_{н.макс}=21,024$

В мин. режиме:  $I_{ТСН.мин}=0,221$   $I_{к.мин}=11,851$   $I_{н.мин}=19,298$

Таблица 26 – Расчет уставок терминала КЛ

Уставка	Диапазон	Расчет
<b>Токсовая отсечка</b>		
$I_{с.о.}$	$(0,3...1)K_{нн}$ макс	<p>Ток срабатывания мгновенной отсечки по первому условию отстраивается от максимального тока трехфазного КЗ в конце линии:</p> <p><math>I_{с.о.}=k_{н} \cdot I_{к.макс}=1,15 \cdot 12,718=14,625</math> кА ,где <math>k_{н}</math> – коэффициент надежности рекомендуемый 1,15.</p> <p>Т.к. ток отсечки меньше чем ток в максимальном режиме в начале линии (<math>14,625 &lt; 21,024</math>) , то мгновенная отсечка имеет смысл (линия достаточно длинная, токи в начале и в конце существенно различаются)</p>
<b>МТЗ с зависимой выдержкой времени</b>		
$I_{с.з.}$	-	<p>Выберем ток срабатывания МТЗ по первому условию:</p> $I_{с.з.1} = \frac{k_{н} \cdot k_{з}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.}$ <p><math>I_{раб.макс.} = \sum I_{т.ном} + \sum I_{д.ном} + I_{ТСН} = 4 \cdot 25 + 2 \cdot 150 + 400 = 800</math> А</p> <p><math>k_{н}</math> – коэффициент надежности равный 1,1  <math>k_{в}</math> – коэффициент возврата равный 0,95  <math>k_{з}</math> – коэффициент самозапуска, равный 2,173</p> $I_{с.з.1} = \frac{k_{н} \cdot k_{з}}{k_{в}} \cdot I_{раб.макс.} = \frac{1,1 \cdot 2,173}{0,95} \cdot 800 = 2012,88$ А

		<p>По второму условию ток срабатывания МТЗ КЛ согласовывается с током срабатывания МТЗ ВВ цеха, однако нагрузка на КЛ и ВВ цеха одинаковая, значит мы можем принять ток срабатывания МТЗ КЛ, который как раз посчитан нами ранее.</p> $I_{с.з.2} = k_{н.с.} \cdot I_{МТЗ\ КЛ.} = 1,1 \cdot 2012,88 = 2214,17\text{ А}$ <p>где <math>k_{н.с.}=1,1</math> – коэффициент надежности согласования.</p> <p>Окончательный ток принимается большим из значений двух условий, т. е. <math>I_{с.з.}=2214,17\text{ А}</math></p>
--	--	--

**Выдержка времени МТЗ**

$t_{МТЗ.КЛ}$	0...60 сек	<p>Защита КЛ должна быть отстроена по времени срабатывания от действия выключателем на стороне 10 кВ ТСН и выдержки времени МТЗ ВВ цеха.</p> <p>Обеспечить селективность МТЗ КЛ с выключателем ТСН, в том числе за трансформатором невозможно ввиду малого значения токов КЗ приведенных к стороне 10 кВ.</p> <p>Однако, допускается обеспечивать селективность при токах двухфазного КЗ на выводах 10 кВ ТСН в минимальном режиме. За расчетное принимается значение трехфазного тока КЗ уменьшенное на 20%.</p> $I_{расч.} = 0,8 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 11,851 = 8,21\text{ кА}$ <p>Далее примем выдержку времени трансформаторов тока в цехе равной 0,5 сек, ступень селективности для терминалов РЗА АВВ равна 0,25 сек. В этом случае выдержка времени МТЗ ВВ цеха:</p> $t_{МТЗ.ВВ} = t_T + \Delta t_{рза} = 0,5 + 0,25 = 0,75\text{ сек}$ $t_{МТЗ.КЛ} = t_{МТЗ.ВВ} + \Delta t_{рза} = 0,75 + 0,25 = 1\text{ сек}$
--------------	------------	---

## 7. ГЕКСАФТОРИД СЕРЫ

### 7.1 Введение

Гексафторид серы (также элегаз или шестифтористая сера,  $SF_6$ ) — неорганическое вещество, при стандартных условиях представляет собой тяжёлый газ (в 5 раз тяжелее воздуха). Соединение было впервые получено и описано в 1900 году Анри Муассаном в ходе работ по изучению химии фтора.

В качестве основного изолятора в электротехнических установках широко применяется смесь фтора и серы, известная как элегаз. При обычной температуре и рабочем давлении он не имеет цвета и запаха, не горючий и практически в 5 раз плотнее и тяжелее воздуха. Свойства элегаза остаются неизменными в течение неограниченного времени. При попадании в его среду электрического разряда, вначале происходит распад, а затем быстрое восстановление первоначальной диэлектрической прочности.



Рисунок 10 - Пример элегазовых баллонов

						13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			75

## 7.2 Физическая и химическая природа элегаза

С точки зрения химии элегаз представляет собой чрезвычайно инертное соединение. Он не реагирует на кислоты и щелочи, окислители и восстановители. Данное вещество обладает повышенной устойчивостью к расплавленным металлам, слабо растворимо в воде и вступает во взаимодействие только с органическими растворителями.

Для распада этого соединения необходима температура 1100 градусов и выше. Продуктами распада являются газообразные составляющие, обладающие токсичностью и специфическим резким запахом. Накапливаясь в помещении, элегаз может вызвать кислородную недостаточность. В целом он относится к малоопасным веществам с предельно допустимой концентрацией в помещении – 5000 мг/м<sup>3</sup>, а на открытом воздухе – 0,001 мг/м<sup>3</sup>.

При захвате соединением электронов, происходит образование малоподвижных ионов. В результате, существенно снижается количество носителей заряда. Их разгон в электрическом поле крайне замедленный, что препятствует образованию и развитию электронных лавин. За счет этого элегаз обладает высокой электрической прочностью. Увеличенное давление способствует росту электрической прочности пропорционально действующему давлению. Нередко этот показатель превышает аналогичный параметр у жидких и твердых диэлектрических материалов.

Существенным недостатком элегаза является потеря его изоляционных качеств и переход в жидкое состояние под действием низких температур. Поэтому к температурному режиму элегазовых установок предъявляются дополнительные требования. Одним из наиболее подходящих вариантов выхода из подобных ситуаций служит смешивание элегаза с другими видами газов, например, с азотом. Другой способ заключается в использовании системы подогрева, существенно повышающей надежность оборудования при температурах минус 40 и ниже.

Физические свойства элегаза во многом зависят от равномерности и однородности электрического поля, выдаваемого распределительными

										Лист
										76
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

устройствами. Неоднородные поля вызывают появление местных перенапряжений, которые, в свою очередь, приводят к возникновению коронирующих разрядов. Данные разряды способствуют разложению элегаза и образованию в этой среде низших фторидов, пагубно воздействующих на конструктивные элементы коммутационного оборудования.

В связи с этим, все детали и составные части должны иметь очень гладкие поверхности, на которых отсутствуют заусеницы, шероховатости и грязь, приводящие к созданию местных напряженностей электрического поля, снижению электрической прочности элегазовой изоляционной системы.

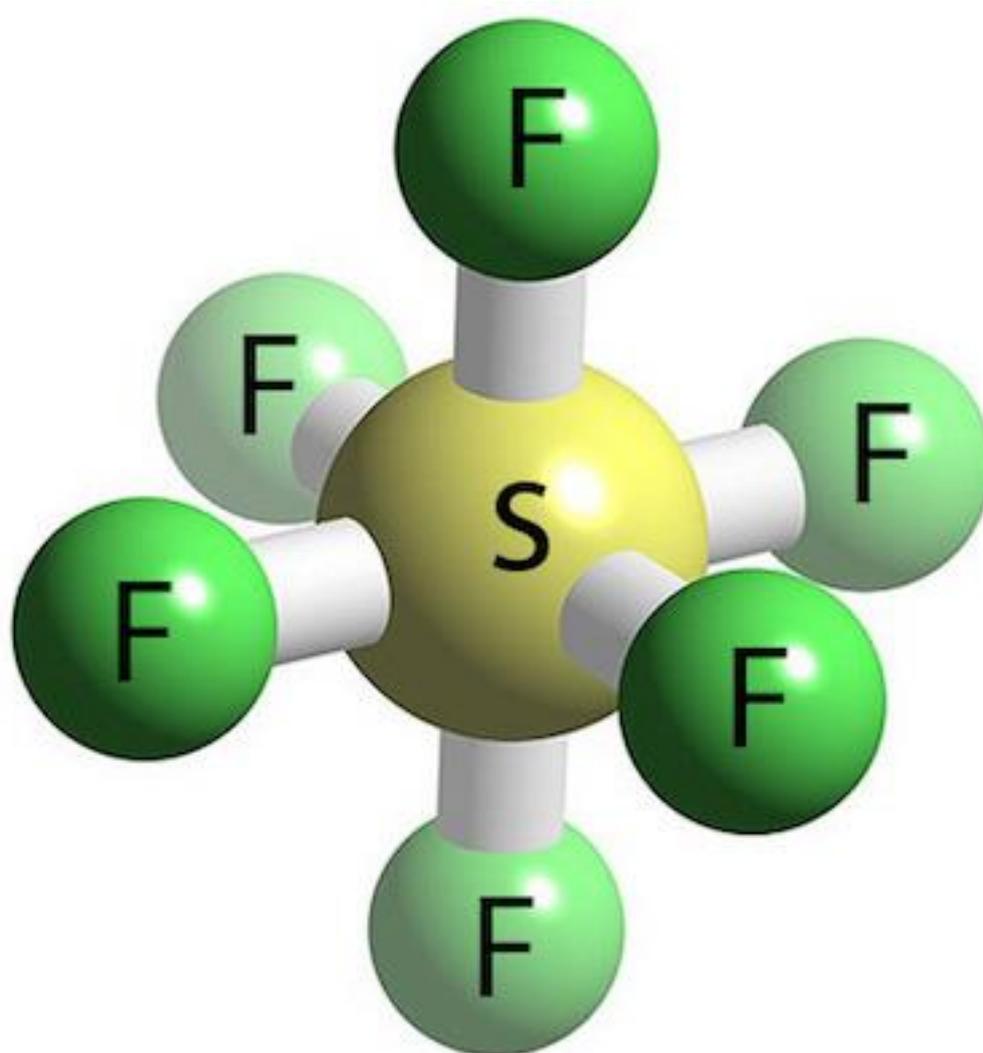


Рисунок 11 - Модель молекулы гексофторида серы

### 7.3 Дугогасительные качества элегаза

При всех одинаковых условиях элегаз обладает значительно большей дугогасительной способностью, по сравнению с обычным воздухом. Основными факторами являются состав плазмы, плотность элегаза, а также теплоемкость, тепло- и электропроводность, находящиеся между собой в температурной зависимости.



Рисунок 12 - Зависимость напряжения пробоя от межконтактного промежутка

При достижении состояния плазмы, наступает распад молекул элегаза. Когда температура достигает 2000 К, происходит резкое увеличение теплоемкости из-за молекулярной диссоциации. Поэтому в температурном промежутке между 2000 и 3000 К теплопроводность плазмы во много раз увеличивается по сравнению с обычным воздухом. При достижении температуры 4000 К диссоциация молекул начинает уменьшаться.

Одновременно в дуге элегаза образуется атомарная сера. Ее низкий потенциал ионизации вызывает такую концентрацию электронов, которая способна поддерживать дугу даже при температуре 3000 К. Дальнейшее повышение температуры приводит к падению теплопроводности плазмы, в

результате этот параметр становится таким же, как и у воздуха. Далее вновь происходит увеличение теплопроводности.

За счет этих процессов сопротивление и напряжение горячей дуги в элегазе снижается примерно на 20-30% относительно дуги, возникающей в воздухе. Подобное состояние удерживается вплоть до температур от 8 до 12 тыс. градусов. Когда температура плазмы начинает снижаться до 7000 К и далее, в ней соответственно уменьшается концентрация электронов, что приводит к падению электрической проводимости плазмы.

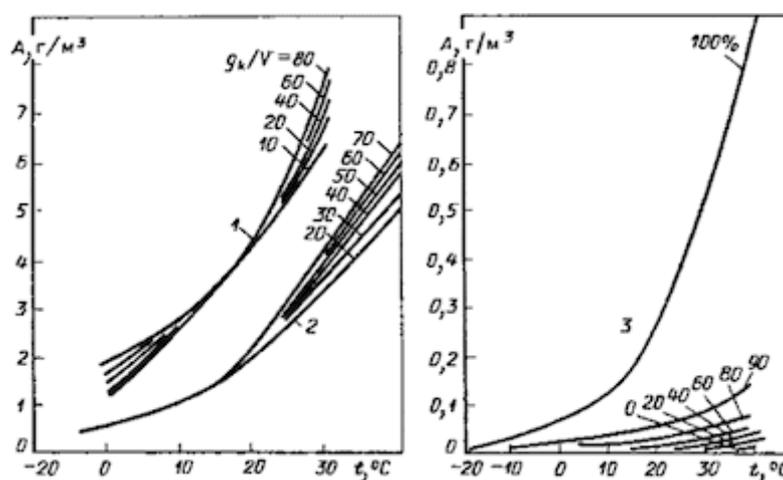


Рис. 16. Графики и уравнения для определения предельно допустимой влажности элегаза в аппаратах:

1 – внутренней установки,  $A_{\text{изм}} < A \left[ 1 - 0,3 N \left( \frac{g_k}{V} \right)^{-0,87} \right]$ ; 2 – наружной установки,  $A_{\text{изм}} < A \left[ 1 - N \left( \frac{g_k}{V} \right)^{-1,333} \right]$ ; 3 – выключателе,  $A_{\text{изм}} < A - 0,487 N A^{0,78}$

Рисунок 13 - Графики уравнения для определения предельно допустимой влажности элегаза в аппаратах

При достижении 6000 К ионизация атомарной серы сильно снижается, а захват электронов свободным фтором, наоборот, усиливается. В этом процессе участвуют также низшие фториды и молекулы элегаза. Диссоциация молекул завершается при температуре 4000 К, после чего начинается их рекомбинация. Это приводит к еще большему снижению плотности электронов, поскольку происходит химическое соединение атомарной серы с фтором.

В данном температурном диапазоне характеристики теплопроводности плазмы еще сохраняются на высоком уровне, охлаждение дуги продолжается за счет удаления из плазмы свободных электронов. Их захватывает атомарный фтор и молекулы элегаза. Постепенно происходит увеличение и полное восстановление электрической прочности промежутка дуги.

#### Общее применение

как изолятор и теплоноситель в высоковольтной электротехнике;  
как технологическая среда в электронной и металлургической промышленности;

в системах газового пожаротушения в качестве пожаротушащего вещества;  
как хладагент благодаря высокой теплоёмкости, низкой теплопроводности и низкой вязкости[5];

для улучшения звукоизоляции в стеклопакетах;

в полупроводниковой промышленности для плазмохимического травления кремния;

как окислитель в некоторых экзотических тепловых двигателях — например, в паротурбинной установке американской малогабаритной 324-мм противолодочной торпеды Mark 50, где он используется для окисления металлического лития.

При вдыхании наблюдается эффект пониженной тональности голоса, противоположный действию гелия.

#### 7.4 Применение в электротехнике

Название «элегаз» шестифтористая сера получила от сокращения «электрический газ». Уникальные свойства элегаза были открыты в СССР, его применение также началось в Советском Союзе. В 30-х годах известный учёный Б. М. Гохберг в ЛФТИ исследовал электрические свойства ряда газов и обратил внимание на некоторые свойства шестифтористой серы SF<sub>6</sub> (элегаза). Потребность в элегазе появилась в стране в начале 1980-х годов и была связана с

										Лист
										80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

разработкой и освоением электрооборудования для передач постоянного тока сверхвысокого напряжения. Его промышленное производство в РФ было освоено в 1998 году на Кирово-Чепецком химическом комбинате.

Электрическая прочность при атмосферном давлении и зазоре 1 см составляет 89 кВ/см. Характерным является очень большой коэффициент теплового расширения и высокая плотность. Это важно для энергетических установок, в которых проводится охлаждение каких-либо частей устройства, так как при большом коэффициенте теплового расширения легко образуется конвективный поток, уносящий тепло.

В центре молекулы элегаза расположен атом серы, а на равном расстоянии от него в вершинах правильного октаэдра располагаются шесть атомов фтора. Это определяет высокую эффективность захвата электронов молекулами, их относительно большую длину свободного пробега и слабую реакционную способность. Поэтому элегаз обладает высокой электрической прочностью.

Элегаз безвреден в смеси с воздухом. Однако вследствие нарушения технологии производства элегаза или его разложения в аппарате под действием электрических разрядов (дугового, коронного, частичных), в элегазе могут возникать чрезвычайно активные в химическом отношении и вредные для человека примеси, а также различные твёрдые соединения, оседающие на стенах конструкции. Интенсивность образования таких примесей зависит от наличия в элегазе примесей кислорода и особенно паров воды.

Некоторое количество элегаза в электротехнической аппаратуре также разлагается в процессе нормальной работы. Например, коммутация тока 31,5 кА в выключателе 110 кВ приводит к разложению 5—7 см<sup>3</sup> элегаза на 1 кДж выделяемой в дуге энергии.

Стоимость элегаза довольно высока, однако он нашёл достаточно широкое применение в технике, особенно в высоковольтной электротехнике. Он прежде всего используется как диэлектрик, то есть в качестве основной изоляции для комплектных распределительных устройств, высоковольтных измерительных

										Лист
										81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

трансформаторов тока и напряжения и др. Также элегаз используется как среда дугогашения в высоковольтных выключателях.

Основные преимущества элегаза перед его основным «конкурентом», трансформаторным маслом, это:

взрыво- и пожаробезопасность;

снижения массо-габаритных показателей конструкции за счёт уменьшения изоляционных промежутков и улучшенных условий охлаждения токоведущих частей

#### 7.5 Промышленное получение элегаза

В основе промышленного метода производства элегаза заложена прямая реакция между газообразным фтором и расплавленной серой. В этом случае сера сжигается в потоке фтора при температуре 138-1490С в специальной крекинг-печи, представляющей собой стальной горизонтальный реактор. Данное устройство состоит из камеры загрузки и камеры сгорания, разделенных между собой перегородкой. Камера загрузки оборудована люком, через который загружается сера и электрическим нагревателем для плавления.

В камере сгорания имеется сопло, охлаждаемое водой, через которое подается фтор. Здесь же установлена термопара и конденсатор для возгонов серы. Сама сера в расплавленном виде подается из камеры загрузки в камеру сгорания через специальное отверстие, расположенное в нижней части перегородки. Отверстие оказывается закрыто расплавленной серой, что предотвращает попадание фтора в камеру загрузки.

										Лист
										82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					



Рисунок 14 - Установка для получения элегаза

## 7.6 Применение элегаза и его влияние на окружающую среду

Элегаз широко используется в коммутационном оборудовании, как наиболее эффективная дугогасящая и изолирующая среда. Благодаря его свойствам, размеры современных распределительных устройств стали значительно компактнее на фоне традиционных образцов оборудования с воздушной изоляцией.

В оборудовании применяются три элегазовые конструкции, принципиально различающиеся между собой. Два первых варианта известны как управляемые системы под давлением и замкнутые системы под давлением. Во время эксплуатации требуется регулярное техническое обслуживание, что приводит к утечкам элегаза.

Третий вариант представляет собой так называемую герметично запечатанную систему, не требующую обслуживания на протяжении всего срока службы. Тем не менее, утечки иногда появляются в результате неисправности сальников или срока эксплуатации свыше 30 лет.

Подобные утечки отрицательно влияют на окружающую среду и вносят свой негативный вклад в создание парникового эффекта. Тем не менее, элегаз продолжает использоваться в высоковольтном оборудовании, поскольку достойной альтернативы ему пока не существует. В настоящее время

										Лист
										83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ

рассматриваются вопросы по ограничению данного соединения в распределительных устройствах среднего напряжения.

Регламентирующие стандарты:

IEC 60376:2005 — Технические условия на элегаз (SF<sub>6</sub>) технического сорта для электрического оборудования. IEC 60480:2004 — Руководство по проверке и обработке серы шестифтористой (SF<sub>6</sub>), взятой из электротехнического оборудования, и технические условия на её повторное использование. EN 60376:2005 — Технические условия на элегаз (SF<sub>6</sub>) технического сорта для электрического оборудования. EN 60480:2004 — Руководство по проверке и обработке элегаза (SF<sub>6</sub>), взятого из электротехнического оборудования, и технические условия на его повторное использование.

По степени воздействия на организм человека относится к малоопасным веществам (4-й класс согласно ГОСТ 12.1.007-76).

Имеется возможность отравления продуктами распада элегаза (низшими фторидами), образующимися, например, при работе дугогасительных камер в высоковольтных выключателях.

Потенциал разрушения озонового слоя ODP = 0.

Сильнейший известный парниковый газ, потенциал глобального потепления GWP = 24 900. Из-за небольших объёмов изготовления вклад в глобальное потепление не превышает 0,2 %. Регламентируется Киотским регламентом.

										Лист
										84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ					

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе сделан выбор основного силового оборудования и терминалов РЗА. Выполнены расчеты:

- Токов КЗ;
- Коммутационной аппаратуры: Разъединителей РВ-3 и Выключателей ВВТЭ-10-4000;
- Собственных нужд подстанции;
- Силовых трансформаторов: ТРДН-100000/220/10;
- Уставок релейной защиты и автоматики.

Все расчеты выполнены в соответствии с требованиями нормативно-технической документации и правил ПУЭ и ПТЭ.

В завершении рассмотрен вопрос о **составе и функциях АСУ ТП на подстанциях.**

					13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

## БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Справочник по электрооборудованию – Ч.: Изд-во ЮУрГУ, 2004 г. -178 стр.
2. ГОСТ 24291-90 Электрическая часть электростанций и электрической сети – М.: Изд-во стандартов, 1998 г. – 54 стр.
3. Правило устройства электроустановок – СПб.: Изд-во ДЕАН, 2011 г. - 928 стр.
4. Высоковольтные конденсаторные установки - [http://energozapad.ru/vysokovoltnyye-kondensatornyye-ustanovki?min\\_price=0.00&max\\_price=0.00&149%5B%5D=250+%D0%BA%D0%92%D0%90%D1%80](http://energozapad.ru/vysokovoltnyye-kondensatornyye-ustanovki?min_price=0.00&max_price=0.00&149%5B%5D=250+%D0%BA%D0%92%D0%90%D1%80)
5. НТП ФСК СТО-56797007 – М. – 2017 г. – 137 стр.
6. ГОСТ Р 50571.1-93 - Электроустановки зданий. Основные положения. – М.: Изд-во стандартов, 1995 г. – 23 стр.
7. Электроэнергетика.Электротехника.Связь. - <https://www.ruscable.ru/info/wire/mark/as/>
8. Справочник по проектированию электрических сетей – М.: Изд-во НИЦ ЭНАС, 2009 г. – 392 стр.
9. ТОКО STUDENT– ЮурГУ
- 10.Релейная защита. Виды и устройство. Работа и особенности. - <https://electrosam.ru/glavnaja/jelektrooborudovanie/rozetki-vykljuchateli/releinaia-zashchita/>
11. Микропроцессорные устройства релейной защиты: обзор возможностей и спорных вопросов - <http://electricalschool.info/main/elsnabg/1431-mikroprocessornye-ustrojstva.html>
- 12.Типовые режимы. Требования к устройствам РЗА 110(220) кВ ФСК – М. – 2018 г. – 164 стр.
- 13.Гохберг Б. М. Элегаз — электрическая газовая изоляция (рус.) // «Электричество». — 1947. — № 3. — С. 15.

										Лист
										86
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						

13.03.02.2019.242.00.00 ПЗ

