

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

Институт химии и энергетики

(наименование института полностью)

Кафедра «Электроснабжение и электротехника»

(наименование)

13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

(код и наименование направления подготовки/ специальности)

Электроснабжение

(направленность (профиль) / специализация)

## ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА (БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА)

на тему Проектирование электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для  
района Крайнего Севера

Обучающийся

К.В. Клименко

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., О.В. Самолина

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

Тольятти 2022

## Аннотация

Для подключения потребителей электроэнергии к электрической сети необходимо разработать проект электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера. Поэтому выпускная квалификационная работа (ВКР), направленная на разработку проекта электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера, является достаточно актуальной.

На основе проведенных расчетов в рамках ВКР осуществлен выбор современного электрооборудования понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера, включая силовые трансформаторы. Кроме того, проведен расчет молниезащиты и заземления подстанции.

ВКР представляет собой пояснительную записку, состоящую из введения, семи разделов основной части, заключения, списка используемой литературы и источников и графической части на 6 листах формата А1. Пояснительная записка выполнена на 62 листах формата А4, содержит 16 таблиц и 16 рисунков.

## Содержание

Введение .....	4
1 Расчет электрических нагрузок .....	5
2 Выбор схем РУ подстанции.....	7
3 Выбор числа и мощности трансформаторов .....	11
4 Расчет токов короткого замыкания .....	14
5 Выбор электрооборудования подстанции.....	22
5.1 Расчет токов максимального режима в РУ подстанции .....	22
5.2 Выбор оборудования РУ 110 кВ подстанции .....	23
5.3 Выбор оборудования РУ 10 кВ подстанции .....	37
6 Молниезащита и заземление подстанции .....	43
6.1 Защитное заземление подстанции.....	43
6.2 Молниезащита подстанции .....	43
7 Экономическая часть .....	51
7.1 Расчет капиталовложений на внедрение проекта .....	51
7.2 Расчет годовых эксплуатационных издержек .....	53
Заключение .....	58
Список используемой литературы и используемых источников .....	60

## Введение

Актуальность выпускной квалификационной работы заключается в том, что в связи со строительством понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера необходимо разработать проект ее электрической части.

Объектом исследования является понизительная подстанция 110/10 кВ для района Крайнего Севера.

Предметом исследования является электрическая часть понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера.

Цель работы: разработать проект электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера.

В соответствии с поставленной целью поставлены задачи:

- рассчитать электрические нагрузки подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера;
- выбрать схемы РУ подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера;
- выбрать число и мощности трансформаторов;
- выбрать электрооборудование подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера;
- разработать молниезащиту и заземление подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера;
- рассчитать капиталовложения в проект и годовые эксплуатационные издержки.

Теоретическая значимость работы заключается в формировании навыков проектирования электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера.

Практическая значимость работы заключается в возможности применения результатов работы для разработки рабочего проекта электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера.

## 1 Расчет электрических нагрузок

По известным характеристикам потребителей ПС подсчитывают полную нагрузку в максимальном режиме на СШ всех классов напряжений.

После реконструкции от РУ 10 кВ будет подключена следующая нагрузка:

- мощность микрорайона 1 – 2,7 МВт, коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi_{\text{мкр1}} = 0,92$ , реактивная нагрузка – 1,2 Мвар;
- мощность микрорайона 2 – 2,1 МВт, коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi_{\text{мкр2}} = 0,90$ , реактивная нагрузка – 1,0 Мвар;
- мощность торгово-производственной базы – 1,6 МВт, коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi_{\text{база}} = 0,84$ , реактивная нагрузка – 0,8 Мвар.
- молочный завод – 4,4 МВт, коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi_{\text{мол}} = 0,97$ , реактивная нагрузка – 1,1 Мвар.

Суммарная активная нагрузка на стороне 10 кВ ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера после реконструкции составляет [1]:

$$P_{\Sigma 10} = \Sigma P_{i10}; \quad (1)$$

где  $P_{i10}$  – мощность отдельных потребителей, подключенных от РУ 10 кВ подстанции, МВт;

$$P_{\Sigma 10} = 2,7 + 2,1 + 1,6 + 4,4 = 10,8 \text{ МВт};$$

Суммарная реактивная нагрузка на стороне 10 кВ ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера после реконструкции составляет [1]:

$$Q_{\Sigma 10} = \Sigma Q_{i10}; \quad (2)$$

где  $Q_{i10}$  – реактивная мощность отдельных потребителей, подключенных от РУ 10 кВ подстанции, МВт;

$$Q_{\Sigma 10} = 1,2 + 1,0 + 1,0 + 1,1 = 4,3 \text{ Мвар};$$

суммарная полная нагрузка на стороне 10 кВ ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера после реконструкции составляет [1]:

Суммарная полная нагрузка на стороне 110 кВ ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера после подключения новых потребителей составляет [1]:

$$S_{\Sigma 110} = \sqrt{P_{\Sigma 110}^2 + Q_{\Sigma 110}^2}; \quad (3)$$

$$S_{\Sigma 110} = \sqrt{10,8^2 + 4,3^2} = 11,6 \text{ МВА.}$$

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР проведен расчет электрических нагрузок. Суммарная полная нагрузка на стороне 110 кВ ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера после подключения новых потребителей составляет 11,6 МВА. Данные нагрузки необходимы для выбора электрооборудования подстанции.

## 2 Выбор схем РУ подстанции

«Учитывая типовые схемы, определенные в перечне типовых схем по классам напряжения 35-750 кВ и области их применения (согласно СТО 56947007-29.240.30.010-2008) для напряжений 110 кВ и 10 кВ и с учетом количества присоединений на сторонах высокого, среднего и низкого напряжений подстанции предусматриваются следующие схемы распределительных устройств» [16].

«При четырех присоединениях ОРУ 110 кВ (2 ВЛ 110 кВ и 2 силовых трансформатора) выполняется по схеме 110 – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [16] (рисунок 1).

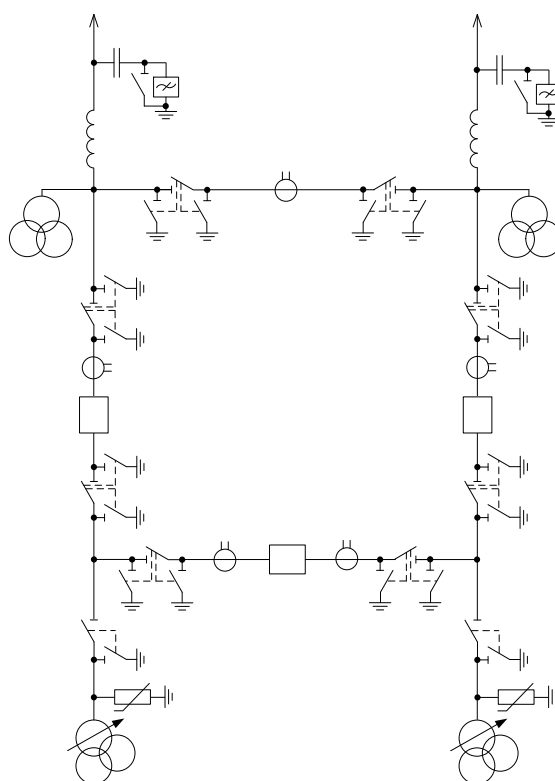


Рисунок 1 – Схема 110 – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий» [16]

В соответствии с техническим заданием на разработку проекта электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района

Крайнего Севера, проектируемая схема РУ-10 кВ принимается по типовой схеме №10-2 «Две, секционированные выключателем системы шин» [16] (рисунок 2).

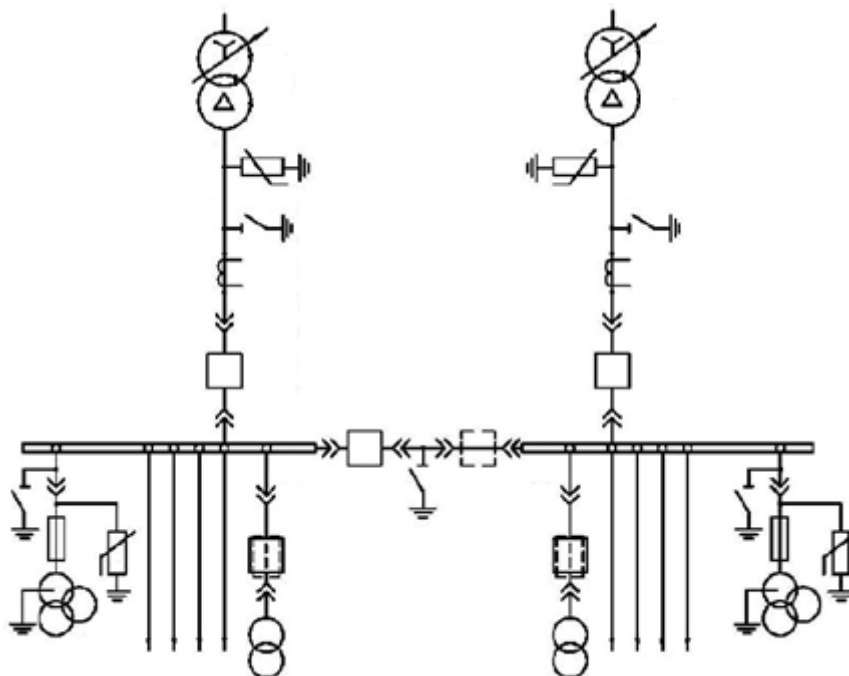


Рисунок 2 – Схема ПС на стороне НН

«Схема 10-1, приведенная на рисунке 2.2 – одна одиночная, секционированная выключателем система шин. Применяется при 2-х трансформаторах, присоединенных к одной секции (как правило, при числе присоединений 14-16)» [2].

«В нормальном режиме работы секционный выключатель отключен. В случае исчезновения напряжения на одной секции секционный выключатель автоматически включается действием устройства автоматического ввода резерва. Секционный выключатель может быть включен диспетчером, если по каким-либо причинам выводится из работы один ввод от источника. Схема дает возможность при этом сохранить питание всех подключенных линий электропередач (ЛЭП) к потребителям. Так как потребители подключаются парными ЛЭП к различным сборным шинам (СШ), вывод в ремонт одной СШ также не становится причиной нарушения



электроснабжения потребителей» [2].

«Выполнение операций с разъединителями допускается только при отключенном выключателе соответствующего присоединения» [2].

«Преимущества рассматриваемой схемы с одной системой СШ» [2]:

- простота «распределительного устройства, что практически исключают ошибочные операции с разъединителями. Тем не менее, необходимо предусматривать блокирующие устройства, которые будут препятствовать неправильным операциям.
- низкая стоимость изготовления (постройки)» [2].

Недостатки ее следующие:

- профилактический «ремонт сборных шин и шинных разъединителей связан с отключением всего устройства на время ремонта;
- ремонт выключателей и линейных разъединителей связан с отключением соответствующих присоединений, что нежелательно, а в некоторых случаях недопустимо;
- КЗ в зоне СШ становится причиной полного отключения распределительного устройства;
- то же самое имеет место в случае внешнего КЗ и отказа выключателя соответствующего присоединения» [2].

«Чтобы избежать полного отключения распределительного устройства при замыкании в зоне СШ и обеспечить возможность их ремонта по частям, прибегают к секционированию СШ, то есть разделению их на части – СШ с установкой в точках деления выключателей. Данные выключатели называются секционными. В редких случаях можно встретить устройства, СШ которых секционируются через разъединители. Секционирование необходимо выполнять так, чтобы каждая СШ имела источники электроэнергии и соответствующую нагрузку. Присоединения распределяются между СШ так, чтобы при вынужденном отключении одной СШ не было нарушено электроснабжение потребителей» [2].

«При коротком замыкании в зоне СШ поврежденная секция

отключается в автоматическом режиме. Остальные СШ остаются в работе. Таким образом, секционирование повышает надежность распределительного устройства. В распределительном устройстве НН 6-10 кВ ПС секционные выключатели разомкнуты в целях ограничения ТКЗ» [2].

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР выполнен выбор схем РУ подстанции. «При четырех присоединениях ОРУ 110 кВ (2 ВЛ 110 кВ и 2 силовых трансформатора) выполняется по схеме 110 – 4Н «Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий». В соответствии с техническим заданием на разработку проекта электрической части понизительной подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера, проектируемая схема РУ-10 кВ принимается по типовой схеме №10-2 «Две, секционированные выключателем системы шин». Даны достоинства и недостатки выбранных схем.

### 3 Выбор числа и мощности трансформаторов

«Так как потребители подстанции относятся к потребителям I, II и III категорий по надежности электроснабжения, то для установки на подстанции принято 2 силовых трансформатора» [7].

«Мощность трансформаторов на ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера определяется из условия перегрузки в послеаварийном режиме на 40%» [8]. «Таким образом в нормальном режиме трансформаторы будут загружены на 70%, тогда» [3]:

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{S_p}{N \cdot K_{3Н}}, \quad (4)$$

где  $S_p$  – суммарная максимальная мощность потребителей подстанции,

$$S_p = 11,6 \text{ МВА};$$

$N$  – количество трансформаторов на подстанции;

$K_{3Н}$  – коэффициент загрузки трансформатора в нормальном режиме,  $K_{3Н} = 0,7$ ;

$$S_{\text{н.т.}} \geq \frac{11,6}{2 \cdot 0,7} = 8,3 \text{ МВА.}$$

«Принимаем решение об установке на ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера двух трансформаторов ТДН-10000/110/10 У1, мощностью  $S_{\text{нт}} = 10000$  кВА и тогда коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме» [3]:

$$K_{3Н} = \frac{S_p}{N \cdot S_{\text{нт}}}, \quad (5)$$

$$K_{3Н} = \frac{11,6}{2 \cdot 10} = 0,58.$$

«Коэффициент загрузки трансформаторов в послеаварийном режиме» [3]:

$$K_{3П} = \frac{S_p}{(N - 1) \cdot S_{HT}}, \quad (6)$$

$$K_{3П} = \frac{11,6}{(2 - 1) \cdot 10} = 1,16.$$

«Технические характеристики трансформаторов, которые приняты к установке на подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера, принимаются согласно» [3] и сводятся в таблицу 1.

Таблица 1 – Технические характеристики силовых трансформаторов ТДН-10000/110/10 У1

Технические характеристики	Величина
«Номинальная мощность» [3]	10000 кВА
«Номинальное напряжение ВН» [3]	115 кВ
«Номинальное напряжение НН» [3]	11 кВ
«Потери ХХ» [3]	11,0 кВт
«Потери КЗ» [3]	58,0 кВт
«Напряжение КЗ» [3]	10,5 %
«Ток ХХ» [3]	0,2 %

#### Выбор трансформаторов собственных нужд

Для подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера мощность оборудования собственных нужд составляет  $S_{СН} = 300$  кВА. Согласно [8] на всех двухтрансформаторных подстанциях устанавливают два ТСН. На подстанции с постоянным дежурством, к которой относится и рассматривая в работе ПС для района Крайнего Севера мощность ТСН выбирается по условию [4]:

$$S_{TCH} \geq S_{расч} / K_{П}; \quad (7)$$

где  $K_{П}$  – коэффициент перегрузки,  $K_{П} = 1,4$  [19];

$S_{расч}$  – расчетная мощность потребителей с.н., кВА [4];

$$S_{расч} = K_c S_{с.н.}; \quad (8)$$

где  $S_{с.н.}$  – мощность механизмов с.н, принимаем  $S_{с.н} = 300$  кВА;

$K_c$  - коэффициент спроса, учитывающий коэффициенты одновременности и загрузки, принимаем  $K_c = 0,8$  [15].

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 300 = 240 \text{ кВА};$$

$$S_{TCH} = 240 / 1,4 = 171 \text{ кВА}.$$

Принимаем 2 трансформатора ТМГ-250/10/0,4, мощностью 250 кВА. Параметры трансформаторов с.н. даны в таблице 2.

Таблица 2 – Параметры трансформаторов с.н. [4]

Технические характеристики	Величина
«Номинальная мощность» [4]	250 кВА
«Номинальное напряжение ВН» [4]	10 кВ
«Номинальное напряжение НН» [4]	0,4 кВ
«Потери ХХ» [4]	0,74 кВт
«Потери КЗ» [4]	3,7 кВт
«Напряжение КЗ» [4]	4,5 %
«Ток ХХ» [4]	2,3 %
«Схема и группа соединения обмоток» [4]	Y/Y-0

Вывод по разделу.

В данном разделе ВКР выбраны два силовых трансформаторов подстанции ТДН-10000/110/10 У1, даны их технические характеристики. Для электроснабжения собственных нужд подстанции приняты 2 трансформатора ТМГ-250/10/0,4, мощностью 250 кВА.

## 4 Расчет токов короткого замыкания

### 4.1 Проверка ЛЭП 110 кВ

«Сечения проводов ЛЭП до ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера в нормальном режиме определяются по ЭПТ» [7]:

$$F_{\text{ЭК}} = \frac{I_{\text{МАХ.норм}}}{j_{\text{ЭК}}}, \quad (9)$$

где  $I_{\text{МАХ.норм}}$  – максимальный ток нормального рабочего режима, кА;  
 $j_{\text{ЭК}}$  – «экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>» [7].

«Максимальный ток нормального рабочего режима» [4]:

$$I_{\text{МАХ.норм}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot n_{\text{ц}}}, \quad (10)$$

где  $S_{\text{н.т.}}$  – номинальная мощность силовых трансформаторов подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера, МВА;  
 $U_{\text{ВН}}$  – напряжение питающей ЛЭП, кВ;  
 $n_{\text{ц}}$  – число цепей питающей ЛЭП.

«По экономическому сечению принимают ближайшее стандартное сечение проводника» [7]. Выполним расчет для питающих ЛЭП 110 кВ до ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} = 36,8 \text{ А},$$
$$F_{\text{ЭК}} = \frac{36,8}{1,1} = 33,4 \text{ мм}^2,$$

следовательно, можно принять провода АС-35/6, однако с целью повышения надежности энергосистемы в труднодоступных районах для выполнения данной ЛЭП принимаются провода АС-150/24, «длительно допустимый ток которых составляет 450 А» [7].

«Выбранное сечение должно удовлетворять условию нагрева» [7]:

$$I_{\max} \geq I_{\text{доп}}, \quad (11)$$

где  $I_{\text{доп}}$  – «длительно допустимый ток провода» [7],

$I_{\text{МАХ}}$  – «максимальный ток послеаварийного режима, кА» [7],

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.т.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ВН}} \cdot (n_{\text{л}} - 1)}, \quad (12)$$

$$I_{\text{МАХ}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot (2 - 1)} = 73,6 \text{ А.}$$

Тогда

$$I_{\max} = 73,6 \text{ А} \geq I_{\text{доп}} = 450 \text{ А.}$$

## 4.2 Расчет токов КЗ

«Для проверки аппаратуры и токоведущих частей по термической и электродинамической стойкости, для проверки выключателей по отключающей способности в заданных присоединениях требуется рассчитать следующие ТКЗ» [12].

« $I_{\text{по}}$  – действующее значение периодической составляющей ТКЗ в момент времени  $t = 0$ .  $I_{\text{у}}$  – ударный ток для проверки СШ и электроаппаратов на электродинамическую стойкость;  $I_{\text{п,т}}$  – действующее значение периодической составляющей ТКЗ в момент времени  $t = \tau = 0,01 + t_{\text{св}}$ » [12].

«На основании схемы ПС вычерчивается расчетная схема электроустановки (рисунок 3). На схеме указывают точки КЗ, среднее напряжение на СШ согласно» [12], параметры элементов, которые требуются для расчета сопротивлений энергосистемы, ЛЭП, трансформаторов.

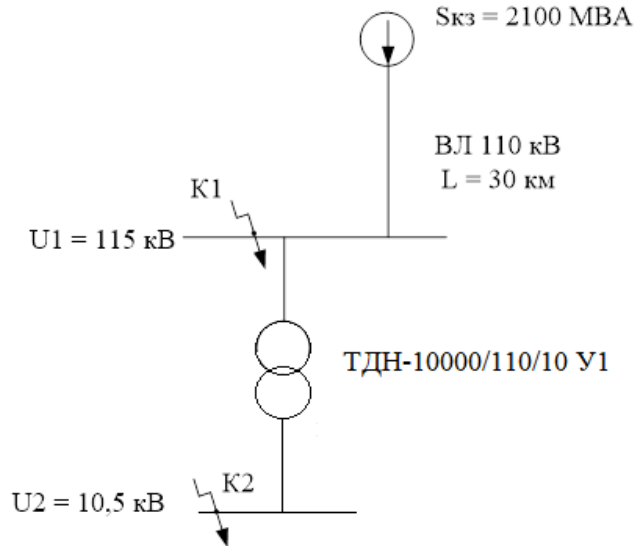


Рисунок 3 – Расчетная схема для расчета токов КЗ

«На основании расчетной схемы строится схема замещения (рисунок 4)» [12].

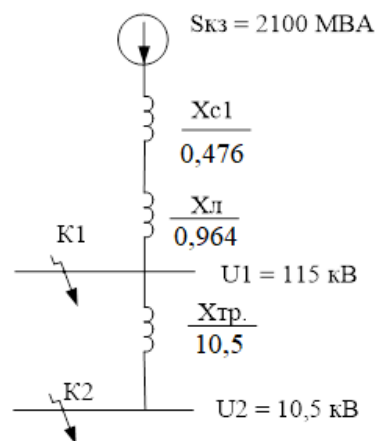


Рисунок 4 – Схема замещения сети

«Удельное индуктивное сопротивление воздушных линий электропередач, выполненной проводом АС-150/24 составляет» [18]:



$$x_{уд} = 0,425 \text{ Ом / км.}$$

«Определяются индуктивные сопротивления схемы замещения, приведенные к базовой мощности» [18]:

$$x_c = \frac{S_6}{S_c}, \quad (13)$$

где  $S_c$  – «мощность КЗ на сборных шинах 110 кВ питающей подстанции принимается равным  $S_c = 2100 \text{ МВА}$ » [18]

$$x_c = \frac{1000}{2100} = 0,476,$$

$$x_{л} = x_{уд} \cdot l_w \cdot \frac{S_6}{U_{cp.K1}^2}, \quad (14)$$

где  $l_w$  – длина линии 110 кВ,  $l_w = 30 \text{ км}$ ;

$$x_{л} = 0,425 \cdot 30 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,964.$$

«Используя каталожные данные, определим удельное сопротивление обмоток трансформатора подстанции приведенное к базовому» [12]:

$$x_{тр} = \frac{U_{\kappa} \%}{100} \cdot \frac{S_6}{S_{Ном}}, \quad (15)$$

$$x_{тр} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{1000}{10} = 10,5.$$

«Упрощаем схему до простейшего вида в точке КЗ 1 (рисунок 5)» [12]:

$$x_1 = x_c + x_{л}, \quad (16)$$

$$x_1 = 0,476 + 0,964 = 1,440.$$

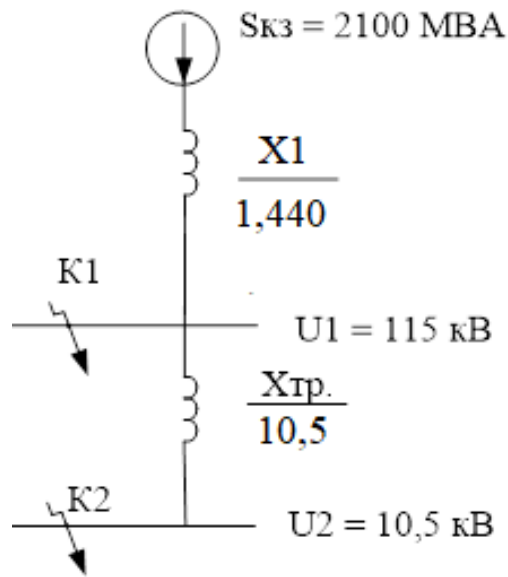


Рисунок 5 – Упрощенная схема замещения относительно точки К1

«Далее схема упрощается до простейшего вида в точке К3 К2 (рисунок 6)» [12]:

$$x_2 = x_1 + x_{тр}, \quad (17)$$

$$x_2 = 1,440 + 10,5 = 11,940.$$

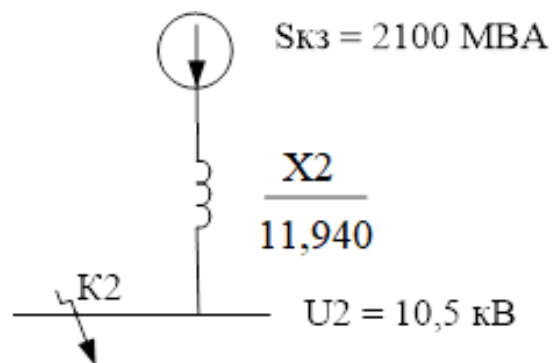


Рисунок 6 – Упрощенная схема замещения относительно точки К2.

«Базисный ток» [12]:

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{срКЗ}}}, \quad (18)$$

для РУ 110 кВ

$$I_{61} = \frac{1000}{1,73 \cdot 115} = 5,026 \text{ кА},$$

для РУ 10 кВ

$$I_{62} = \frac{1000}{1,73 \cdot 10,5} = 55,051 \text{ кА}.$$

«Действующее значение периодической составляющей тока КЗ для момента времени  $t = 0$ , то есть в момент возникновения тока КЗ» [12]:

$$I_{\text{п0}} = \frac{E'' \cdot I_6}{X_{\Sigma}}, \quad (19)$$

где  $E''$  – «ЭДС системы,  $E'' = 1$ » [12];

для РУ 110 кВ

$$I_{\text{п0}} = \frac{1,0 \cdot 5,026}{1,440} = 3,5 \text{ кА},$$

для РУ 10 кВ

$$I_{\text{п0}} = \frac{1,0 \cdot 55,051}{11,940} = 4,6 \text{ кА}.$$

«Номинальный ток» [12]

$$I'_{\text{ном}} = \frac{S_{\text{КЗ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ср1}}}, \quad (20)$$

где  $S_{\text{КЗ}}$  – «мощность КЗ на сборных шин РУ 110 кВ питающей подстанции 110 кВ  $S_{\text{КЗ}} = 2100$  МВА» [12];

для РУ 110 кВ

$$I'_{\text{ном}} = \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 10,6 \text{ кА},$$

для РУ 10 кВ

$$I'_{\text{ном}} = \frac{2100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 115,6 \text{ кА}.$$

«Так как для всех РУ подстанции» [12]:

$$\frac{I_{\text{по}}}{I'_{\text{ном}}} \leq 2,$$

то можно считать, что ток КЗ через время  $\tau$   $I_{\text{пт}} = I_{\text{по}}$ .

«Ударный ток КЗ» [12]:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{по}} \cdot K_y, \quad (21)$$

где  $K_y$  – «ударный коэффициент, для напряжений 110 кВ  $K_y = 1,717$ , для напряжения 10 кВ  $K_y = 1,935$ » [12];

для РУ 110 кВ

$$i_{\text{удК1}} = \sqrt{2} \cdot 3,5 \cdot 1,717 = 8,5 \text{ кА},$$

для РУ 10 кВ

$$i_{удк2} = \sqrt{2} \cdot 4,6 \cdot 1,935 = 12,6 \text{ кА.}$$

Результаты расчета токов КЗ сведены в таблицу 3.

Таблица 3 – Результаты расчета токов КЗ

Точка КЗ	К1	К2
Ток КЗ	3,5 кА	4,6 кА
Ударный ток КЗ	8,5 кА	12,6 кА

Выводы по разделу.

Проверены питающие ЛЭП 110 кВ. С целью повышения надежности энергосистемы в труднодоступных районах для выполнения данной ЛЭП принимаются провода АС-150/24. Рассчитаны токи КЗ на сборных шинах подстанции.

## 5 Выбор электрооборудования подстанции

### 5.1 Расчет токов максимального режима в РУ подстанции

«Ток нормального режима цепей трансформатора на стороне высокого напряжения» [23]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (22)$$
$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 36,8 \text{ А.}$$

«Ток утяжеленного режима цепей питающих линий на стороне высокого напряжения» [23]:

$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot S_{\text{н.тр.}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}}, \quad (23)$$
$$I_{\text{max}} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 73,6 \text{ А.}$$

«Аналогично определяются токи на стороне низкого напряжения трансформатора. Ток нормального режима цепей трансформатора на стороне низкого напряжения» [23]:

$$I_{\text{норм}} = \frac{0,7 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 385,4 \text{ А.}$$

«Ток утяжеленного режима цепей питающих линий на стороне низкого напряжения» [23]:

$$I_{\max} = \frac{1,4 \cdot 10000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 770,7 \text{ A.}$$

На основании проведенных выше расчетов далее будет выбрано электрооборудование в РУ 110 кВ и 10 кВ подстанции.

## 5.2 Выбор оборудования РУ 110 кВ подстанции

Для установки на ОРУ-110 кВ намечаются элегазовые колонковые выключатели ВГТ-110-III-40/2500 УХЛ1 и разъединители РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1.

«Выключатели выбираются по условиям» [23]:

– «по номинальному напряжению» [23]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (24)$$

– «по номинальному току» [23]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (25)$$

где  $I_{\text{мах}}$  - ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

- «по предельному сквозному току» [23]:

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (26)$$

- «по электродинамической стойкости» [23]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (27)$$

- «по термической стойкости к токам КЗ» [23]:

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (28)$$

где  $I_{\text{тер}}$  и  $t_{\text{тер}}$  – «максимальный ток термической стойкости и время, в течение которого выбираемый электроаппарат сможет его выдержать» [23];

$B_k$  – «тепловой импульс» [23],

$$B_k \leq I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (29)$$

где  $t_{\text{отк}}$  – время отключения выключателя,  $t_{\text{отк}} \approx 0,2 \text{ с}$ ;

$T_a$  – постоянная,  $T_a = 0,03 \text{ с}$ ;

$$B_k = 3,5^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Сравнение с расчетными параметрами производится в таблице 4.

Таблица 4 – Выбор выключателей и разъединителей 110 кВ [10, 11]

Расчётные данные	Выключатель ВГТ-110-III-40/2500 УХЛ1	Разъединитель РГП-СЭЩ-110/1250 УХЛ1
$U_{\text{уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}}=110 \text{ кВ}$
$I_{\text{мах}}=73,6 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=2500 \text{ А}$	$I_{\text{ном}}=1250 \text{ А}$
$I_{\text{по}}= 3,5 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}= 40 \text{ кА}$	-
$i_y=8,5 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=102 \text{ кА}$	$i_{\text{дин}}=100 \text{ кА}$
$B_k= 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=40^2 \cdot 3=4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_T=100^2 \cdot 1=10000 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Основные технические характеристики выключателя ВГТ-110-III-40/2500 УХЛ1 приведены в таблице 5» [10].

Таблица 5 – Основные технические характеристики выключателя ВГТ-110-III-40/2500 УХЛ1

Наименование параметра	Величина
«Номинальное напряжение, кВ» [10]	110
«Наибольшее рабочее напряжение, кВ» [10]	126



Продолжение таблицы 5

«Номинальный ток, А» [10]	2500
«Номинальный ток отключения, кА» [10]	40
«наибольший ток» [10]	102
«начальное действующее значение периодической составляющей» [10]	40
«ток термической стойкости» [10]	40
«время протекания термической стойкости, с» [10]	3
«Номинальное относительное содержание аperiodической составляющей, %, не более» [10]	40
«Ток ненагруженных линий, отключаемый без повторных пробоев, А, не более» [10]	31,5
«Ток одиночной конденсаторной батареи с глухозаземленной нейтраль, отключаемый без повторных пробоев, А» [10]	0-300
«Отключаемый индуктивный ток шунтирующего трансформатора, А» [10]	500
«Отключаемый ток намагничивания ненагруженных трансформаторов, А» [10]	8,5
«Собственное время отключения, с» [10]	0,035
«Полное время отключения, с» [10]	0,055
«Собственное время включения, с, не более» [10]	0,062
«Расход элегаза на утечки в год, % от массы элегаза, не более» [10]	0,5
«Давление заполнения» [10]	0,5
«Давление предупредительной сигнализации» [10]	0,44
«Количество для приборов измерения и учета электроэнергии и для приборов релейной защиты на полюс, шт.» [10]	До 8
«Номинальный первичный ток, А» [10]	От 100 до 3150
«Номинальный вторичный ток, А» [10]	5
«Для измерения» [10]	0,5S; 0,5
«Для защиты» [10]	10P
«Для измерения» [10]	До 100
«Для защиты» [10]	До 100
«Включающих» [10]	1
«Отключающих» [10]	2
«Номинальное напряжение постоянного тока электромагнитов управления привода, В» [10]	220
«Диапазон рабочих напряжений электромагнитов, % от номинального значения» [10]:	
«Включающего электромагнита» [10]	80-110
«Отключающих электромагнитов» [10]	65-120
«Номинальная величина установившегося значения постоянного тока, потребляемого электромагнитами управления, А, не более» [10]:	2,5
«Количество коммутирующих контактов для внешних вспомогательных цепей» [10]	12 НО+ 12 НЗ+2 Проскальзывающих
«Ток отключения коммутирующих контактов для внешних вспомогательных цепей при напряжении 110/220В, А» [10]:	10/10
«Мощность электродвигателя завода включающих пружин, кВт» [10]:	1,1
«Номинальное напряжение электродвигателя завода включающих пружин, В» [10]	
«Трехфазного переменного тока» [10]	230

Продолжение таблицы 5

«Время завода включающих пружин, с, не более» [10]	15
«Напряжение переменного тока подогревательных устройств, В» [10]	230
«Масса элегаза с полимерной изоляцией, кг» [10]	26,4
«Масса выключателя с приводом и КТТ с полимерной изоляцией, кг» [10]	2520

«Разъединители выбираются, согласно условиям» [23]:

- «по конструкции, роду установки;
- по номинальному напряжению» [23]

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (30)$$

- «по номинальному току» [23]

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (31)$$

- «по электродинамической стойкости» [23]:

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (32)$$

- «по термической стойкости к токам КЗ» [23]

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}. \quad (33)$$

Проверка показала возможность применения этих выключателей и разъединителей. Внешний вид разъединителей представлен на рисунках 7 и 8 [11].

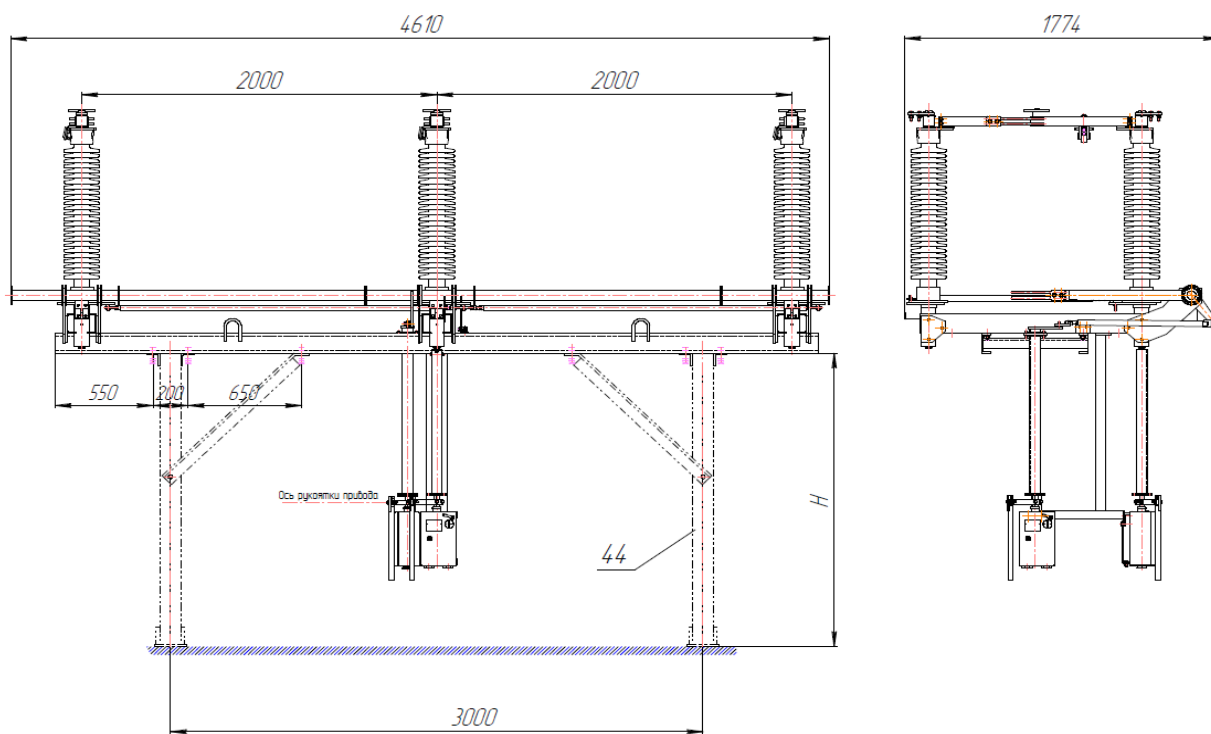


Рисунок 7 – Разъединитель РГП-СЭЦ-110/1250 УХЛ1

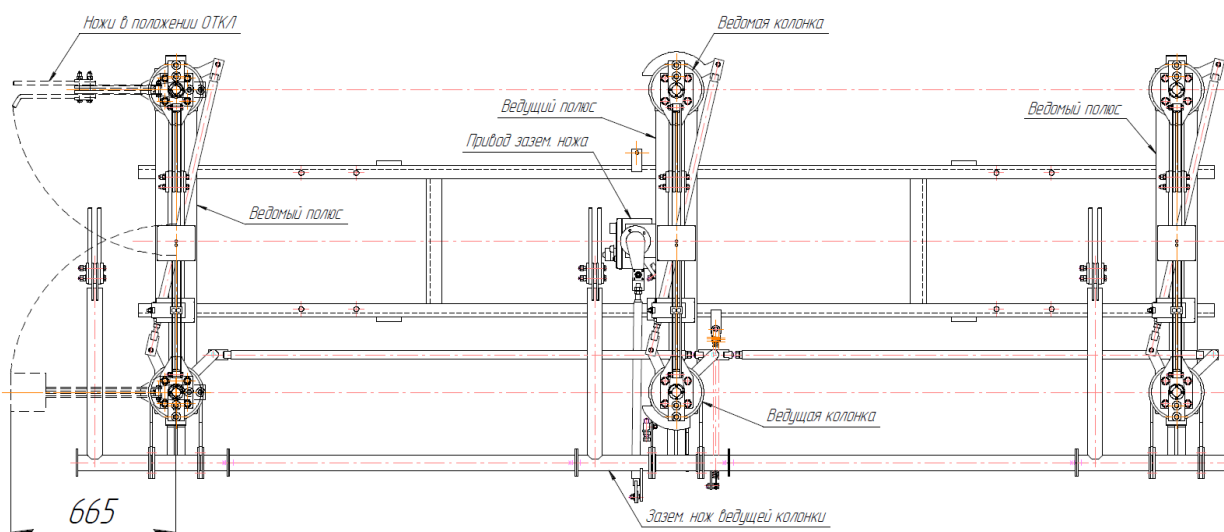


Рисунок 8 – Разъединитель РГП-СЭЦ-110/1250 УХЛ1. Вид сверху

Трансформаторы тока, которые предназначены для питания измерительной аппаратуры и устройств РЗА, выбирают по нижеприведенным параметрам:

- величина номинального напряжения;
- величина номинального тока;
- конструкция и класс точности.

Для выполнения проверки по вторичной нагрузке следует использовать схему включения (рисунок 9) и техническими характеристиками подключаемых приборов.

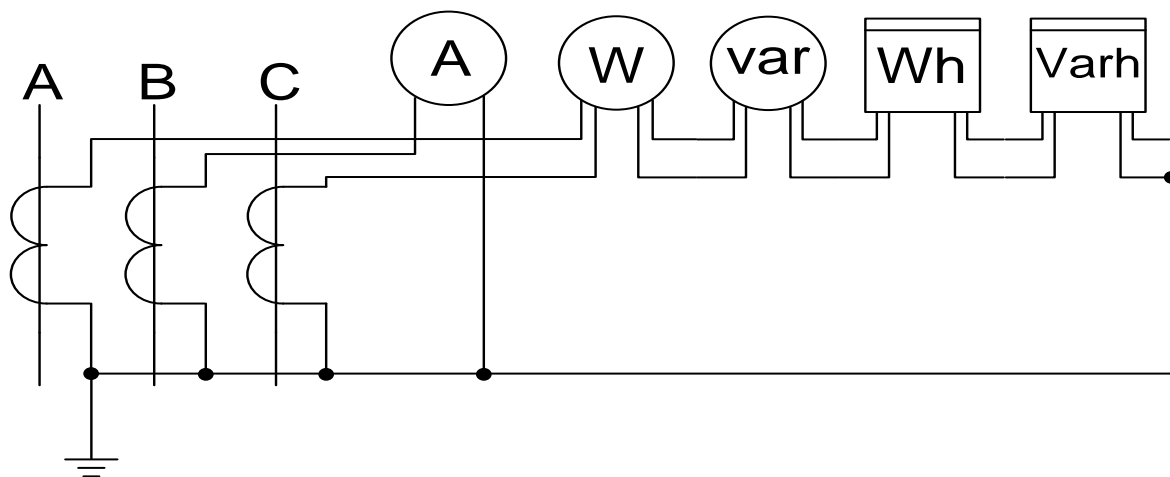


Рисунок 9 – Схема включения измерительной аппаратуры в полную звезду

Расчет мощности счетчиков дан в таблице 6.

Таблица 6 – Расчет мощности счетчиков

Прибор	Нагрузка фазы, ВА		
	A	B	C
Амперметр марки Э-335 кл.т. 0,5	-	0,5	-
Ваттметр марки Д-335 кл.т. 1,0	0,5	0,5	0,5
Варметр марки Д-335 кл.т. 1,0	0,5	0,5	0,5
Счетчик активной энергии марки СА3-И674 кл.т. 1,0	0,5	0,5	0,5
Счетчик реактивной энергии марки СР4-И676 класса точности 1,0	0,5	0,5	0,5
Итого	2,0	2,5	2,0

«Для того, чтобы обеспечить выбранный класс точности требуется, чтобы расчетное значение нагрузки вторичной цепи было не больше нормированной для требуемого класса точности, таким образом выбор по вторичной нагрузке идет по условию» [24]:

$$z_2 \leq z_{2\text{ном}}$$

«Реактивное сопротивление токовых цепей близко к нулю, в связи с этим  $z_2 \approx r_2$ , тогда» [24]:

$$r_2 = r_{\text{приб}} + r_{\text{пр}} + r_{\text{к}}, \quad (34)$$

где  $r_{\text{приб}}$  – сопротивление приборов,

$$r_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_{2\text{ном}}^2}, \quad (35)$$

где  $S_{\text{приб}}$  - мощность, которая потребляется приборами;

$I_{2\text{ном}}$  – величина вторичного номинального тока приборов;

$r_{\text{к}}$  - сопротивление контактов,  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,5}{5^2} = 0,1 \text{ Ом}.$$

«Величина сопротивления соединительных проводов равна» [24]:

$$r_{\text{пр}} = z_{2\text{ном}} - r_{\text{приб}} - r_{\text{к}}, \quad (36)$$

«Величина вторичной номинальной нагрузки ТТ с классом точности 0,5 составляет  $z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ , тогда» [24]:

$$r_{\text{пр}} = 1,2 - 0,1 - 0,1 = 1,00 \text{ Ом}.$$

«Определим сечение соединительных проводов по выражению» [24]:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{расч}}{r_{пр}}, \quad (37)$$

где  $\rho$  – «удельное сопротивление жил провода,  $\rho = 0,0175 \frac{\text{См} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$ »

[24];

$l_{расч}$  – «расчетное значение длины соединительных проводов, которая учитывает схему включения приборов и ТТ, а также протяженность соединительных проводов» [24].

«Схема включения ТТ – полная звезда. Все фазы ТТ загружены равномерно,  $l_{расч} = l_{пр} = 120 \text{ м}$ » [24]:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 120}{1,00} = 2,1 \text{ мм}^2.$$

«Согласно условия механической прочности для проводов с медными жилами принимается кабель КРВГ сечением жил  $2,5 \text{ мм}^2$ » [24].

– электродинамическая стойкость

$$i_{дин} \geq i_y = 8,5 \text{ кА};$$

– термическая стойкость

$$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K = 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

В соответствии с вышеизложенным выбираются ТТ 110 кВ в цепи ВЛ (таблица 7) [20].

Таблица 7 – Расчетные и каталожные данные ТТ ВН подстанции

Параметры	Тип трансформатора	Расчетные данные	Каталожные данные
$U_{уст} \leq U_{ном}, \text{ кВ}$	ТОГФ-110М-75/5-0,5/10Р/10Р/10Р/10Р УХЛ1	$U_{уст}=110 \text{ кВ}$	$U_{ном}=110 \text{ кВ}$
$I_{мах} \leq I_{1н}, \text{ А}$		$I_{мах}=73,6 \text{ А}$	$I_{1н} = 75 \text{ А}$
По конструкции и классу точности		-	
$i_y \leq i_{дин}, \text{ кА}$		$i_y = 8,5 \text{ кА}$	$i_{дин} = 22,5 \text{ кА}$
$I_{тер}^2 \cdot t_{тер} \geq B_K$		$B_K = 2,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$8100 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$Z_2 \leq Z_{2ном}, \text{ Ом}$		1,00 Ом	$Z_{2ном} = 1,2 \text{ Ом}$

«Трансформатор напряжения применяется для питания катушек напряжения измерительной аппаратуры и для выполнения контроля изоляции в электросетях с изолированной нейтралью. Схема соединения обмоток трансформатора напряжения «Yн – Yн – разомкнутый Δ» (рисунок 10), что дает возможность получить требуемые фазные и линейные напряжения, а также обеспечивает сработку устройств РЗиА при 1-нофазных замыканиях на землю, которые действуют на отключение в электросетях напряжением 110 кВ» [24].

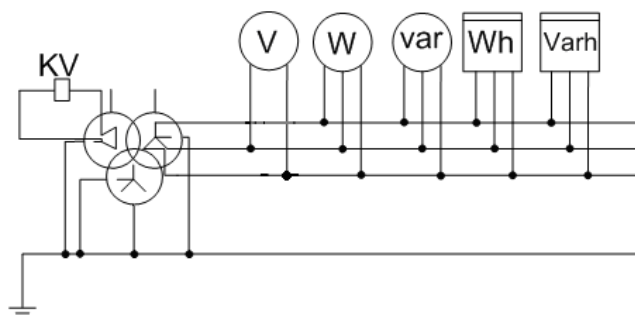


Рисунок 10 – Схема подключения трансформатора напряжения

«Заземление первичной обмотки - рабочее, вторичной – защитное для того, чтобы обеспечить безопасную работу работников при пробое изоляции. Первая вторичная обмотка (соединенная в Yн) предназначена для включения измерительных приборов, а вторая (соединенная в «разомкнутый Δ»)

применяется для РЗ в трансформаторах напряжения со стороны 110 кВ. Трансформаторы напряжения подключают к каждой секции СШ для выполнения требований надежности» [24].

«ТН выбирают по (таблица 8):

– значению напряжения:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

– вторичной нагрузке в требуемом классе точности  $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$ , а при соединении 1-нофазных ТН в звезду  $S_{2ном} = 3 \cdot S_{2шт}$ » [24].

Таблица 8 – Выбор трансформаторов напряжения

Прибор и место его установки		Тип	Мощ-ть одной обм-ки, ВА	Число обм-к	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , Вар
V	Система шин	Э-335	2,0	1	1	0	1	2	-
Регист. вольт		Н-393	10,0	1	1	0	1	10	-
var	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	0	1	2	-	6
W		Д-335	1,5	2	1	0	2	6	-
Wh		СА3-И674	3,0 Вт	2	0,38	0,925	2	12	29,2
Varh		СР4-И689	3,0 Вт	2	0,38	0,925	2	12	29,2
Итого								42	64,4
НКДМ-110УХЛ1		$S_{2\Sigma} = 76,9 \text{ ВА}$							
$U_{1ном} = 110 \text{ кВ}$		Устанавливаем трансформатор в каждую фазу							
$S_{2,кл.точн.0,5} = 400 \text{ ВА}$		$S_{2ном} = 400 \text{ ВА} > S_{2\Sigma} = 76,9 \text{ ВА}$							

«Трансформаторы серии НКДМ являются масштабными измерительными преобразователями и предназначены для питания электрических измерительных приборов и защитных устройств в электрических системах переменного тока частоты 50 Гц с заземленной нейтралью» [24].

Внешний вид трансформатора напряжения НКДМ-110УХЛ1 показан на рисунке 11.



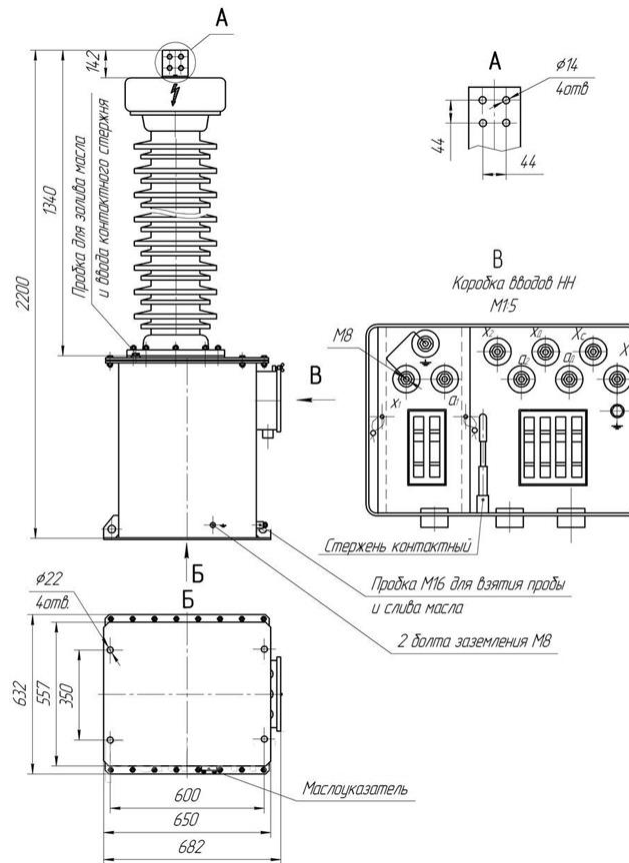


Рисунок 11 – Трансформатор напряжения НКДМ-110 УХЛ1

Выбор ограничителя перенапряжения в РУ 110 кВ.

«Выбор ограничителя перенапряжения производится по следующим параметрам» [5]:

«По длительно допустимому рабочему напряжению» [5]:

$$U_{\text{НРО}} \geq U_{\text{СЕТИ}}; \quad (38)$$

где  $U_{\text{НРО}}$  – «наибольшее длительно допустимое рабочее напряжение ОПН, не должно превышать 126 кВ» [5];

$U_{\text{СЕТИ}}$  – «наибольшее рабочее напряжение сети, кВ» [5].

По условию обеспечения взрывобезопасности:

$$I_{\text{ВБ}} \geq (1,10 \dots 1,15) \cdot I_{\text{к}}; \quad (39)$$

где  $I_{\text{ВБ}}$  – ток взрывобезопасности ОПН,  $I_{\text{ВБ}} = 20$  кА;

$I_k$  – наибольший из токов КЗ,  $I_k = 1,4$  кА.

Для ОПН с  $I_{ВВ} \geq 40$  кА, введение коэффициента не требуется.

По номинальному разрядному току:

$$I_{н.раз} \geq 5 \text{ кА}; \quad (40)$$

где  $I_{н.раз}$  - номинальный разрядный ток, кА.

По уровню ограничения коммутации при грозовом импульсе.

В настоящее время испытательные напряжения, а значит и уровни изоляции электрооборудования, «скоординированы с остающимся напряжением вентильных разрядников (РВ) при расчётном токе координации (5 кА). Отсюда следует, что остающееся напряжение ОПН при грозовых перенапряжениях должно быть не выше остающегося напряжения РВ группы Ш по табл.3» [5].

$$U_{ост.гр.} < U_{ост.РВ}; \quad (41)$$

где  $U_{ост.гр.}$  – «остающееся напряжение на ОПН при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 5 кА,  $U_{ост.гр.} = 121$  кВ» [5];

$U_{ост.РВ}$  – остающееся напряжение на разряднике при воздействии грозовых импульсов тока 8/20 мкс с амплитудой 5 кА,  $U_{ост.РВ} = 130$  кВ.

«По уровню ограничения коммутационных перенапряжений» [5].

«Величина коммутационных перенапряжений определяет значение остающегося напряжения на ОПН, которое должно быть при расчётном токе коммутационных перенапряжений не более выдерживаемого напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования» [5].

$$U_{\text{ост}} < U_{\text{КИ}}; \quad (42)$$

где  $U_{\text{ост}}$  – остающееся напряжение ОПН при волнах тока амплитудой 0,5 кА, формой 30/60 мкс,  $U_{\text{ост}} = 97,7$  кВ;

$U_{\text{КИ}}$  – «выдерживаемое напряжения изоляцией защищаемого электрооборудования, кВ» [5].

«Выдерживаемый уровень коммутационных перенапряжений определяем по формуле» [5]:

$$U_{\text{КИ}} = K_{\text{И}} \cdot K_{\text{К}} \cdot \sqrt{2} \cdot U_{1\text{мин}}; \quad (43)$$

где  $U_{1\text{мин}}$  – «одноминутное испытательное напряжение, определяемое по таблице 2» [5],  $U_{1\text{мин}} = 85$  кВ;

$K_{\text{И}} = 1,35$  – «коэффициент импульса, учитывающий упрочнение изоляции при более коротком импульсе по сравнению с испытательным» [5];

$K_{\text{К}} = 0,9$  – «коэффициент кумулятивности, учитывающий многократность воздействий перенапряжений и возможное старение изоляции» [5].

$$U_{\text{КИ}} = 1,35 \cdot 0,9 \cdot \sqrt{2} \cdot 85 = 146,1 \text{ кВ.}$$

«По длине пути утечки внешней изоляции ОПН» [5].

«Длина пути утечки внешней изоляции ОПН должна быть не менее указанной в» [5]. Для номинального напряжения сети 110 кВ и степени загрязнения II длина пути утечки внешней изоляции составляет 1050 мм.

По энергоемкости.

Выбираем ОПН с удельной энергоемкостью не менее 2,1 кДж/кВ наибольшего рабочего напряжения.

«Условия выбора и проверки ОПН 110 кВ сведены в таблицу 9» [5].

Таблица 9 – Условия выбора и проверки ОПН 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия выбора
$U_{\text{СЕТИ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НРО}} = 126 \text{ кВ}$	$U_{\text{НРО}} \geq U_{\text{СЕТИ}}$
$(1,10 \dots 1,15) \cdot I_{\text{к}} = 1,61$	$I_{\text{ВБ}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ВБ}} \geq (1,10 \dots 1,15) \cdot I_{\text{к}}$
5 кА	$I_{\text{н.раз}} = 10 \text{ кА}$	$I_{\text{н.раз}} \geq 5 \text{ кА}$
$U_{\text{ост.РВ}} = 130 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр.}} = 121 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост.гр.}} < U_{\text{ост.РВ}}$
$U_{\text{КИ}} = 146,1 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост}} = 97,7 \text{ кВ}$	$U_{\text{ост}} < U_{\text{КИ}}$

«Расстояние от ОПН до защищаемого оборудования  $K_{\text{И}} = 1,35$ .

«При использовании ОПН вместо РВ расстояние до реактора 110 кВ можно оценить по формуле» [5]:

$$L_{\text{ОПН}} = L_{\text{РВ}} \cdot \frac{U_{\text{исп}} - U_{\text{ОПН}}}{U_{\text{исп}} - U_{\text{РВ}}}; \quad (44)$$

где  $U_{\text{исп}}$  – «испытательное напряжение защищаемого оборудования при полном грозовом импульсе» [5],  $U_{\text{исп}} = 220 \text{ кВ}$ ;

$U_{\text{ОПН}}$  – «остающееся напряжение на ОПН при токе 5 кА» [1],  $U_{\text{ОПН}} = 121 \text{ кВ}$ ;

$U_{\text{РВ}}$  – «остающееся напряжение на РВ при токе 5 кА» [5],  $U_{\text{РВ}} = 130 \text{ кВ}$ ;

$L_{\text{РВ}}$  – «расстояние от реактора 110 кВ до РВ, нормированное ПУЭ» [7],  $L_{\text{РВ}} = 50 \text{ м}$ .

$$L_{\text{ОПН}} = 50 \cdot \frac{220 - 121}{220 - 130} = 55 \text{ м}.$$

Фактическое расстояние от ОПН до реактора 110 кВ не превышает 10 м.

Ограничитель перенапряжения 110 кВ показан на рисунке 12.

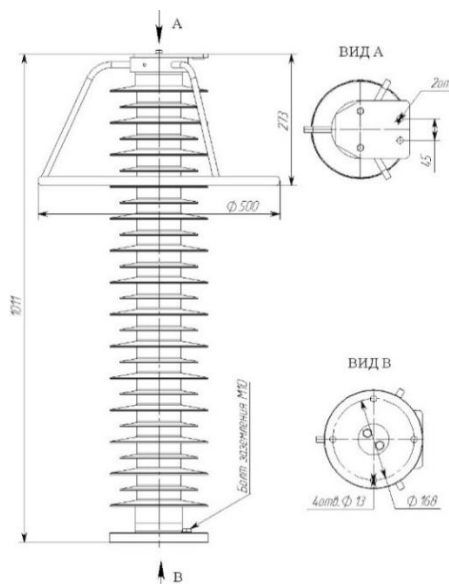
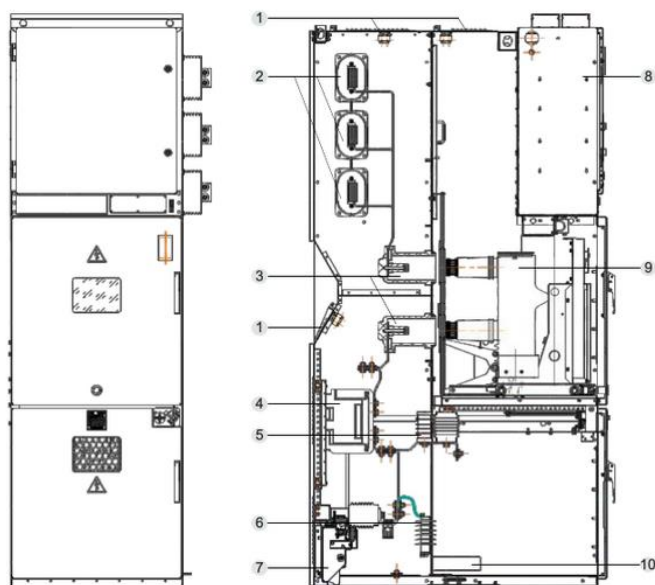


Рисунок 12 – Ограничитель перенапряжения 110 кВ

### 5.3 Выбор оборудования РУ 10 кВ подстанции

В РУ 10 кВ ПС для района Крайнего Севера применяются ячейки РПЭ-12, производства компании «Росполь-Электро+» (рисунок 13).



«1 – клапаны сброса давления; 2 – проходные изоляторы сборных шин; 3 – проходные изоляторы; 4 – трансформаторы тока; 5 – емкостной изолятор; 6 – ограничитель перенапряжения; 7 – заземлитель; 8 – релейный отсек; 9- силовой выключатель; 10 – трансформатор тока нулевой последовательности» [21]

Рисунок 13 – Ячейка РПЭ-12

Технические характеристики ячеек РПЭ-12 приведены в таблице 10 [21].

Таблица 10 – Технические характеристики ячеек РПЭ-12

Параметры	Значения
«Номинальное напряжение» [21]	10 кВ
«Наибольшее рабочее напряжение» [21]	12 кВ
«Частота» [21]	50 Гц
«Номинальный ток сборных шин» [21]	630 А
«Ток термической стойкости» [21]	20 кА (3 сек.)
«Ток электродинамической стойкости» [21]	51 кА
«Степень защиты» [21]	IP44
«Габаритные размеры шкафа, Ш·Г·В» [21]	600·1300·2440
«Масса» [21]	1000 кг

Схема ячейки РПЭ-12 с вакуумным выключателем и измерительными трансформаторами приведена на рисунке 14.

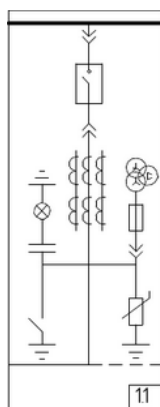


Рисунок 14 – Схема ячейки РПЭ-12 с вакуумным выключателем и измерительными трансформаторами

Для установки в ячейках РПЭ-12 применяются вакуумные выключатели SION-3AE5182-1, производства компании SIEMENS.

«Выключатели выбираются по условиям» [23]:

– «по номинальному напряжению» [23]:

$$U_{\text{ном}} \geq U_{\text{уст}}, \quad (45)$$

– «по номинальному току» [23]:

$$I_{\text{ном}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (46)$$

где  $I_{\text{мах}}$  - ток утяжеленного режима цепей питающих линий, А;

- «по предельному сквозному току» [23]

$$I_{\text{пр.скв}} \geq I_{\text{п.0}}, \quad (47)$$

- «по электродинамической стойкости» [23]

$$i_{\text{пр.скв}} \geq i_y, \quad (48)$$

- «по термической стойкости к токам КЗ» [23]

$$B_k \leq I_{\text{тер}}^2 \cdot t_{\text{тер}}, \quad (49)$$

где  $I_{\text{тер}}$  и  $t_{\text{тер}}$  – «максимальный ток термической стойкости и время, в течение которого аппарат сможет его выдержать» [23];

$B_k$  – «тепловой импульс» [23],

$$B_k = I_{\text{по}}^2 \cdot (t_{\text{отк}} + T_a), \quad (50)$$

где  $t_{\text{отк}}$  – время отключения выключателя,  $t_{\text{отк}} \approx 0,2$  с;

$T_a$  – постоянная,  $T_a = 0,03$  с.;

$$B_k = 4,6^2 \cdot (0,2 + 0,03) = 4,9 \text{ кА}^2\text{с}.$$

Технические характеристики выбранных выключателей SION-3AE5182-1 (рисунок 15) приведены в таблице 11.



Рисунок 15 – Выключатель SION-3AE5182-1 [9]

Таблица 11 – Технические характеристики выключателя SION-3AE5182-1 [9]

Параметры	Величина
Номинальное напряжение при частоте 50 Гц	12 кВ
Испытательное напряжение грозового импульса	75 кВ
Испытательное напряжение одноминутное переменное	28 кВ
Номинальный ток отключения (50% апериодич. составл.)	16 кА
Межполюсное расстояние	210 мм
Расстояние между верхними и нижними контактами	310 мм
Номинальный рабочий ток	800 А
Номинальное время КЗ	3 сек
Несимметричный ток отключения	22,4 кА
Ток электродинамической стойкости	40 кА
Масса	62,5 кг

«В шкафах КРУ РПЭ-12 стандартно устанавливаются трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией из эпоксидной смолы производства ООО «Невский трансформаторный завод «Волхов» (для коммерческого и технического учета)» [21].



Технические характеристики трансформаторов тока 10 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ РПЭ-12, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики трансформаторов тока 10 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ РПЭ-12

Параметр	Величина
«Номинальное напряжение» [21]	10 кВ
«Номинальный первичный ток» [21]	30 А
«Номинальный вторичный ток» [21]	5 А
«Число вторичных обмоток» [21]	3
«Номинальная мощность» [21]	60 ВА
«Класс точности» «Обмотки для измерений» [21]	0,2;0,2S;0,5;0,5S
«Класс точности» «Обмотки для защиты» [21]	5P;10P

Технические характеристики трансформаторов напряжения 10 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ РПЭ-12, приведены в таблице 13.

Таблица 13 – Технические характеристики трансформаторов напряжения 10 кВ, устанавливаемых в шкафах КРУ РПЭ-12

Параметр	Величина
«Номинальное напряжение первичной обмотки» [21]	$10000/\sqrt{3}$
«Номинальное напряжение основной вторичной обмотки» [21]	$100/\sqrt{3}$
«Номинальное напряжение дополнительной вторичной обмотки» [21]	100/3
«Номинальная мощность» [21]	150 ВА
«Класс точности» [21]	0,5

«Для подключения измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики применяются трансформаторы напряжения» [21].

ТН выбирают по (таблица 14):

– значению напряжения:  $U_{уст} \leq U_{ном}$ ;

– «вторичной нагрузке в требуемом классе точности  $S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$ , а при соединении 1-нофазных ТН в звезду  $S_{2ном} = 3 \cdot S_{2нт}$ » [21].

Выбор ТН представим в таблице 14.

Из результатов расчетов в таблице 14 видно, что выбранные трансформаторы напряжения НАМИ-10-95-У3 подходят к установке в РУ 10 кВ подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера.

Таблица 14 – Выбор ТН

Прибор и место его установки		Тип	Мощность одной обмотки, ВА	Число обмоток	cosφ	sinφ	Число приборов	Общая мощность	
								P <sub>2</sub> , Вт	Q <sub>2</sub> , вар
W	Цепи питающих линий	Д-335	1,5	2	1	0	1	3	-
var		Д-335	1,5	2	0	1	1	-	3
РІК		СЭТ-4ТМ.03	1,5	2	0,8	0,6	1	0,8	0,6
Итого								3,8	3,6
НАМИ-10-95-У3 [21]								S <sub>2,Σ</sub> =5,2 В	
S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> <sup>=</sup> 300 ВА		S <sub>2,кл.т.чн.0,5</sub> =3·100=300>S <sub>2,Σ</sub>							

Выводы по разделу.

В данном разделе ВКР определены максимальные рабочие токи, с учетом которых выбрано оборудование подстанции.

Для установки на ОРУ-110 кВ выбраны элегазовые колонковые выключатели и разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения НКДМ-110У1.

В РУ 10 кВ ПС для района Крайнего Севера применяются ячейки РПЭ-12, производства компании «Росполь-Электро+». Для установки в ячейках РПЭ-12 применяются вакуумные выключатели SION-3AE5182-1, производства компании SIEMENS. Рассчитаны ограничители напряжения. Для защиты линии применяются ограничители перенапряжения ОПН-110/88, для установки в нейтраль трансформатора – ОПН-110/56. В шкафах КРУ РПЭ-12 стандартно устанавливаются трансформаторы тока ТЛК-10 и трансформаторы напряжения НАМИ-10-95-У3.

## 6 Молниезащита и заземление подстанции

### 6.1 Защитное заземление подстанции

Расчет заземления подстанции выполняется согласно требований СТО 56947007-29.130.15.114-2012 [13]. Допустимое напряжение прикосновения  $U_{\text{пр,доп}} = 400 \text{ В}$ , время прикосновения принимается  $t = 0,2 \text{ сек}$  [13].

В качестве исходных данных принимаются следующие параметры выполнения заземляющего устройства подстанции:

- «глубина заложения вертикальных и горизонтальных электродов составляет  $t = 0,7 \text{ м}$ » [13];
- «длина вертикальных заземлений  $l_{\text{в}} = 5 \text{ м}$ » [13];
- «расстояние между горизонтальными электродами принимается  $a = 5 \text{ м}$ » [13].

«В расчётах заземления многослойный грунт представляем двухслойным: верхний слой толщиной  $h_1$  с удельным сопротивлением  $\rho_1$ , нижний с удельным сопротивлением  $\rho_2$ . Грунт на территории ПС 110 кВ для района Крайнего Севера – суглинок  $\rho_2 = 40 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ , сопротивление верхнего слоя» [13]:

$$\rho_1 = 2 \cdot \rho_2 = 80 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

$$S = 37 \cdot 46 = 1702 \text{ м}^2.$$

«Толщину верхнего слоя грунта для района Крайнего Севера принимается равной  $h_1 = 1,87 \text{ м}$ » [13].

«Длина горизонтального электрода» [13]:

$$L_{\Gamma} = \left( \sqrt{S} \cdot \frac{\sqrt{S}}{a} + 1 \right) \cdot 2, \quad (51)$$

$$L_{\Gamma} = \left( \sqrt{1702} \cdot \frac{\sqrt{1702}}{5} + 1 \right) \cdot 2 = 683 \text{ м.}$$

«Коэффициент напряжения прикосновения» [13]

$$K_H = \frac{M \cdot \beta}{\left( \frac{I_B \cdot L_{\Gamma}}{a \cdot \sqrt{S}} \right)^{0,45}}, \quad (52)$$

где  $M$  – коэффициент, при  $\rho_1 / \rho_2 = 2$  –  $M = 0,62$ ;

$\beta$  – коэффициент, который сопротивления тела человека

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + R_{\text{с}}}, \quad (53)$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 120} = 0,85,$$

$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,85}{\left( \frac{5 \cdot 683}{5 \cdot \sqrt{1702}} \right)^{0,45}} = 0,15.$$

«Напряжение на заземляющем устройстве» [13]:

$$U_3 = \frac{U_{\text{пр,доп}}}{K_H}, \quad (54)$$

$$U_3 = \frac{400}{0,15} = 2667 \text{ В.}$$

«Допустимое сопротивление заземляющего устройства согласно» [13]

для подстанции с высшим напряжением 110 кВ составляет

$$R_{3,\text{доп}} = 4 \text{ Ом.}$$

«Число вертикальных электродов» [13]:

$$n_B = \frac{\sqrt{S} \cdot 4}{\frac{a}{l_B} \cdot l_B}, \quad (55)$$
$$n_B = \frac{\sqrt{1702} \cdot 4}{\frac{5}{5} \cdot 5} = 33 \text{ шт.}$$

«Суммарная длина вертикальных электродов» [13]:

$$L_B = n_B \cdot 5 = 33 \cdot 5 = 165 \text{ м.}$$

«Относительная глубина заложения заземляющего устройства» [13]:

$$\frac{l_B + t}{\sqrt{S}} = \frac{5 + 0,7}{\sqrt{1702}} = 0,14.$$

«Коэффициент А» [13]:

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}), \quad (56)$$

$$A = (0,38 - 0,25 \cdot 0,14) = 0,345.$$

«Относительная толщина верхнего слоя» [13]:

$$\frac{h_1 - t}{l_B} = \frac{1,87 - 0,7}{5} = 0,23.$$

«Относительное эквивалентное удельное сопротивление для сеток с вертикальными электродами (табличное значение):  $\rho_{*эк} = 1,02$ » [13]:

«Эквивалентное сопротивление грунта» [13]:

$$\rho_{\text{эк}} = \rho_{*\text{эк}} = \rho_2 = 1,02 \cdot 40 = 40,8 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

«Общее сопротивление сложного заземлителя» [13]

$$R_3 = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк}}}{L_B + L_\Gamma}, \quad (57)$$
$$R_3 = 0,345 \cdot \frac{40,8}{\sqrt{1702}} + \frac{40,8}{165 + 683} = 0,32 \text{ Ом} < R_{3,\text{доп}} = 4 \text{ Ом}.$$

«Следовательно рассчитанный заземлитель выбран верно.

Напряжение прикосновения» [13]:

$$U_{\text{пр}} = K_H \cdot I_3 \cdot R_3, \quad (58)$$
$$U_{\text{пр}} = 0,15 \cdot 3500 \cdot 0,32 = 168 \text{ В} < U_{\text{пр,доп}} = 400 \text{ В}.$$

Так как рассчитанное напряжение прикосновения соответствует СТО 56947007-29.130.15.114-2012, то рассчитанный заземлитель выбран верно.

Для того, чтобы сократить напряжение прикосновения на территории подстанции по всей площади ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера необходимо всю территорию подстанции, по которой возможно передвижение рабочего персонала засыпать гравием с  $R_C = 3000 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  толщиной 20 см, тогда

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 3000} = 0,18,$$
$$K_H = \frac{0,62 \cdot 0,18}{\left( \frac{5 \cdot 683}{5 \cdot \sqrt{1702}} \right)^{0,45}} = 0,03,$$

$$U_{\text{пр}} = 0,03 \cdot 3500 \cdot 0,32 = 33,6 \text{ В},$$

что значительно уменьшает вероятность поражения электрическим током рабочего персонала подстанции.

## 6.2 Молниезащита подстанции

Расчет молниезащиты подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера выполняется на основании РД 34.21.121 Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов [14].

По территории подстанции согласно плану ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера максимальная высота защищаемого объекта составляет  $h_x=8$  м (высота портала ПС-110) [11]. К установке принимаются молниеотводы СМ-25, высота которых составляет  $h = 25$  м [23].

Диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы определяется из плана подстанции 35/10 кВ для района Крайнего Севера и составляет  $D_1 = 59,0$  м, расстояние между электродами 1 и 3 составляет  $L1 = 40$  м, расстояние между электродами 1 и 2 составляет  $L2 = 31$  м.

Активная высота молниеотводов определяется по формуле:

$$h_a = h - h_x, \quad (59)$$

где  $h$  – высота молниеотвода,  $h = 20$  м;

$h_x$  – максимальная высота защищаемого объекта,  $h_x = 8$  м;

$$h_a = 20 - 8 = 12 \text{ м}.$$

Радиус зоны защиты одиночного стержневого молниеотвода подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера [14]:

$$r_x = h_a \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{h_x}{h}} \cdot p, \quad (60)$$

где  $h$  – высота молниеотвода,  $h = 20$  м;

$h_a$  – активная часть молниеотвода, куда приходит 100%-е попадание лидера молнии;

$p$  – вероятность попадания молнии в защищаемую зону при  $h \leq 30$  м,  $p = 1$

$$r_x = 12 \cdot \frac{1,6}{1 + \frac{12}{20}} \cdot 1 = 12,0 \text{ м.}$$

Ширина защитной зоны:

– для стороны между молниеотводами 1-2 и 3-4  $L1 = 31$  м, тогда

$$a1 / h_a = 31 / 12 = 2,58, h_a / h = 12 / 20 = 0,6,$$

тогда из [14]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,8,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$b_x / 2 = 0,8 \cdot h_a, \quad (61)$$

$$b_x / 2 = 0,8 \cdot 12 = 9,6 \text{ м,}$$

– для стороны между молниеотводами 1-3 и 2-4  $a = 40$  м, тогда

$$a2 / h_a = 40 / 12 = 3,33, h_a / h = 12 / 20 = 0,6,$$

тогда из [14]



$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,72,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$\begin{aligned} b_x / 2 &= 0,72 \cdot h_a, \\ b_x / 2 &= 0,72 \cdot 12 = 8,64 \text{ м.} \end{aligned} \tag{62}$$

– для диагонали между молниеотводами 1-4 и 2-3  $D_1 = 59,0$  м, тогда

$$D_1 / h_a = 59,0 / 12 = 4,92, \quad h_a / h = 12 / 20 = 0,6,$$

тогда из [14]

$$b_x / 2 \cdot h_a = 0,4,$$

откуда определяется ширина защитной зоны

$$\begin{aligned} b_x / 2 &= 0,4 \cdot h_a, \\ b_x / 2 &= 0,4 \cdot 12 = 4,8 \text{ м.} \end{aligned} \tag{63}$$

Объект высотой  $h_x$ , находящийся внутри прямоугольника, образуемого молниеотводами, будет защищен в том случае, если диагональ прямоугольника, в углах которого находятся молниеотводы на высоте  $h_x$  не будет больше следующего значения [14]:

$$\begin{aligned} D_1 &< 8 \cdot (h - h_x) \cdot p, \\ D_1 = 59,0 \text{ м} &\leq 8 \cdot (20 - 12) \cdot 1 = 64 \text{ м.} \end{aligned} \tag{64}$$

Наименьшая высота зоны защиты  $h_0$  для молниеотводов до 30 метров составляет:

$$h_0 = h - \frac{D_1}{7}, \quad (65)$$

$$h_0 = 20 - \frac{59,0}{7} = 11,6 \text{ м},$$

что больше максимальной высоты защищаемого объекта – высоты портала ПС-110 подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера. Таким образом, разработанная молниезащита будет защищать подстанцию 110/10 кВ для района Крайнего Севера от поражения электрическим током.

Выводы по разделу.

В данном разделе рассчитано заземление и молниезащита подстанции для района Крайнего Севера.

Заземление подстанции для района Крайнего Севера выполняется при помощи тридцати трех вертикальных заземлителей из круглой стали диаметром 18 мм, длиной пять метров, а также горизонтального заземлителя, суммарной протяженностью 683 метра. Всю территорию подстанции, по которой возможно передвижение рабочего персонала, необходимо засыпать гравием с толщиной 20 см для сокращения напряжения прикосновения на подстанции.

Молниезащита подстанции для района Крайнего Севера выполняется четырьмя одиночными стержневыми молниеотводами типа СМ-25. Разработанная молниезащита будет защищать подстанцию 110/10 кВ для района Крайнего Севера от поражения электрическим током.

## 7 Экономическая часть

### 7.1 Расчет капиталовложений на внедрение проекта

Капиталовложения на реконструкцию ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера складываются из стоимости электрооборудования, затрат на ПИР, выполнение СМР и эксплуатацию электрооборудования ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера. «Стоимость оборудования принимаем на основании базисных цен из сборника» [17] с учетом индекса изменения сметной стоимости строительства во 2 квартале 2022 года, которая для Архангельской области составляет 6,52 [6] согласно Письма Минстроя России от 29 апреля 2022 № 19281-ИФ/09. В таблице 15 цены приведены уже с учетом данного индекса.

Стоимость однотипного оборудования определяется по формуле:

$$C_{об} = n_i \cdot C_{об_i}; \quad (66)$$

где  $n_i$  – число  $i$ -ого электрооборудования на ПС;

$C_{об_i}$  – стоимость  $i$ -ого электрооборудования, тыс. руб.;

так для трансформаторов ТДН-10000/110/10

$$C_{ТДН} = 2 \cdot 19299 = 38598 \text{ тыс. руб.}$$

для ячейки элегазового выключателя 110 кВ

$$C_{яч110} = 3 \cdot 44271 = 132812 \text{ тыс. руб.}$$

для постоянной части затрат для ПС 110/10 кВ при схеме РУ на стороне ВН №110-4Н

$$C_{\text{пост}} = 1 \cdot 107437 = 107437 \text{ тыс. руб.}$$

для ячейки вакуумного выключателя 10 кВ

$$C_{\text{яч35}} = 17 \cdot 1956 = 33252 \text{ тыс. руб.}$$

Суммарная стоимость оборудования подстанции определяется по формуле:

$$C_{\text{об\textit{\Sigma}}} = \sum_{i=1}^n C_{\text{об.}i};$$

$$C_{\text{об\textit{\Sigma}}} = 38598 + 132812 + 107437 + 3252 = 312099 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично определяем стоимость каждой группы электрооборудования. Результаты расчета даны в таблице 15.

Таблица 15 – Расчет стоимости реконструкции подстанции

Электрооборудование	Ед. изм.	Число	Цена за единицу, тыс. руб	Общая стоимость, тыс. руб
Стоимость ячейки трансформатора ТДН-10000/110/0	компл.	2	19299	38598
Стоимость ячейки элегазового выключателя 110 кВ	компл.	3	44271	132812
Постоянная часть затрат для ПС 110/10 кВ при схеме РУ на стороне ВН №110-4Н	компл.	1	107437	107437
Стоимость ячейки вакуумного выключателя 10 кВ	компл.	17	1956	33252
ИТОГО:				312099

## 7.2 Расчет годовых эксплуатационных издержек

«Годовые эксплуатационные отчисления» [23]:

$$И = И_{ам} + И_{т.р.обс} + И_{пот}, \quad (67)$$

где  $И_{ам}$  – «амортизационные отчисления, тыс. руб./год» [23];

$И_{т.р.обс}$  – «затраты на ТОиР, тыс. руб./год» [23];

$И_{пот}$  – «затраты по компенсации потерь электрической энергии, тыс. руб./год» [23];

«Амортизационные отчисления» [23]:

$$И_{ам} = K \cdot \alpha_{ам} / 100, \quad (68)$$

где  $K$  – капиталовложения на реконструкцию подстанции, тыс. руб.;

$\alpha_{ам}$  – «норма амортизационных отчислений» [23] для ПС,

$$\alpha_{ам} = 4,4 \%,$$

$$И_{ам} = 312099 \cdot 4,4 / 100 = 13732 \text{ тыс.руб./год.}$$

Издержки на обслуживание ПС состоят из стоимости сырья и прочих материальных средств, заработную плату работников ПС, расходы на ТОиР ПС.

$$И_{т.р.обс} = K \cdot \alpha_{т.р.обс} / 100, \quad (69)$$

где  $\alpha_{т.р.обс}$  – «норма на ТОиР подстанции» [23],  $\alpha_{т.р.обс} = 4,0 \%$ ,

$$И_{т.р.обс} = 312099 \cdot 4,0 / 100 = 12484 \text{ тыс. руб./год.}$$

«Затраты на компенсацию потерь электрической энергии равны» [23]:

$$I_{\text{пот}} = C \cdot \Delta W \quad (70)$$

где  $C$  – тариф на электроэнергию для 2 полугодия 2022 года для Архангельской области  $C = 5,56$  руб./ (кВт · ч) [22];

$\Delta W$  – величина суммарных потерь электроэнергии в трансформаторах ПС, кВт · ч;

$$\Delta W_{\text{тр}} = 2 \cdot (8760 \cdot \Delta P_{\text{хх}} + \Delta P_{\text{кз}} \cdot \left( \frac{S_{\text{MAX1}}}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2 \cdot \tau), \quad (71)$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$ ,  $\Delta P_{\text{кз}}$  – потери холостого хода и КЗ силового трансформатора ТДН 10000/110/10 У1;

$S_{\text{max1}}$  – величина максимальной полной мощности, которая проходит через один трансформатор ПС в нормальном режиме на протяжении одного года, МВА

$$S_{\text{max1}} = 0,7 \cdot S_{\text{тр}} = 0,7 \cdot 10 = 7,0 \text{ МВА};$$

где  $S_{\text{н}}$  – «номинальная мощность трансформатора, МВА» [23]

$$\Delta W_{\text{тр}} = 8760 \cdot 11 + 58 \cdot \left( \frac{7,0}{10} \right)^2 \cdot 4592 = 226865 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$I_{\text{пот}} = 5,56 \cdot 226865 = 1261369 \text{ руб./ год} \approx 1261 \text{ тыс. руб./ год.}$$

тогда

$$I = 13732 + 12484 + 1261 = 27477 \text{ тыс. руб./ год.}$$

Оценка экономической эффективности проекта.

Для расчета экономической эффективности реконструкции ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера определяется разность в количестве электроэнергии, которая будет потребляться потребителями ПС в течении года

$$W_{\text{год}} = \Delta P_{\text{max}} \cdot T_{\text{м}}, \quad (72)$$

где  $\Delta P_{\text{max}}$  – мощность потребителей подстанции, МВт;

$$W_{\text{год}} = 11,6 \cdot 4600 = 53360 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Тогда доход от увеличения продажи электрической энергии потребителям составляет:

$$D = C \cdot W_{\text{год}}; \quad (73)$$

$$D = 5,56 \cdot 53360 = 296682 \text{ тыс. руб.}$$

Для определения срока окупаемости реконструкции ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера можно использовать чистый дисконтированный доход, который можно определить по формуле:

$$\text{ЧДД} = -IC + \sum_{t=1}^{T_{\text{ок}}} \frac{D-I}{(1+i)^t}; \quad (74)$$

где  $i$  – ставка дисконтирования, которая учитывает затраты на обслуживание заемных средств, необходимых для прямых инвестиций в проект принимаем 10 %;

$IC$  – инвестиции в проект.

Проект окупится, когда ЧДД будет больше 0.

После первого года эксплуатации:

$$\text{ЧДД}_1 = -312099 + \frac{296682 - 27477}{(1 + 0,1)^1} = -67367 \text{ тыс. руб.},$$

то есть после первого года эксплуатации проект не окупается.

После второго года эксплуатации:

$$\begin{aligned} \text{ЧДД}_2 &= -312099 + \frac{296682 - 27477}{(1 + 0,1)^1} + \frac{296682 - 27477}{(1 + 0,1)^2} \\ &= -155116 \text{ тыс. руб.,} \end{aligned}$$

то есть после второго года эксплуатации проект окупается.

Результаты расчета сведены в таблице 16.

Таблица 16 – Расчет срока окупаемости реконструкции

Год эксплуатации	Капиталовложения, тыс. руб.	Денежный поток, тыс. руб.	ЧДД, тыс. руб.
1	-312099	0	-312099
2	0	244732	-67367
3	0	222483	155116
4	0	202258	357374

График окупаемости проекта представлен на рисунке 16.



Рисунок 16 – График окупаемости проекта



Из результатов расчета видно, что реконструкция ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера окупается на второй год эксплуатации, что говорит о том, что реконструкция ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера экономически эффективна.

Выводы по разделу.

В экономическом разделе проекта рассчитан срок окупаемости реконструкции подстанции. Суммарная стоимость оборудования подстанции составляет 312099 тыс. руб. Доход от увеличения продажи электрической энергии потребителям составляет 296682 тыс. руб. Из результатов расчета видно, что реконструкция ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера окупается на второй год эксплуатации, что говорит о том, что реконструкция ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера экономически эффективна.

## Заключение

В выпускной квалификационной работе разработан проект реконструкции подстанции переменного тока 110 кВ для района Крайнего Севера.

Обоснована необходимость реконструкции подстанции. Рассмотрены современные нормы технологического проектирования подстанций. Приведены общие сведения о подстанции 110/10 кВ для района Крайнего Севера и обоснована необходимость ее реконструкции.

Выбраны схемы распределительных устройств подстанции.

Выбраны силовые трансформаторы подстанции. Принято решение об установке на ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера двух трансформаторов ТДН-10000/110/10 У1, даны их технические характеристики. Для электроснабжения собственных нужд подстанции приняты 2 трансформатора ТМГ-250/10/0,4, мощностью 250 кВА.

Проверены питающие ЛЭП 110 кВ. Рассчитаны токи КЗ на сборных шинах подстанции. Определены максимальные рабочие токи.

Выбрано электрооборудование на подстанции. Для установки на ОРУ-110 кВ выбраны элегазовые колонковые выключатели и разъединители, трансформаторы тока, трансформаторы напряжения НКДМ-110У1.

В РУ 10 кВ ПС для района Крайнего Севера применяются ячейки РПЭ-12, производства компании «Росполь-Электро+». Для установки в ячейках РПЭ-12 применяются вакуумные выключатели SION-3AE5182-1, производства компании SIEMENS. Рассчитаны ограничители напряжения. Для защиты линии применяются ограничители перенапряжения ОПН-110/88, для установки в нейтраль трансформатора – ОПН-110/56. В шкафах КРУ РПЭ-12 стандартно устанавливаются трансформаторы тока ТЛК-10 и трансформаторы напряжения НАМИ-10-95-У3.

Рассчитано заземление электроустановок и молниезащита подстанции. Заземление подстанции выполняется при помощи тридцати трех

вертикальных заземлителей длиной пять метров, а также горизонтального заземлителя. Всю территорию подстанции, по которой возможно передвижение рабочего персонала, необходимо засыпать гравием с толщиной 20 см.

Молниезащита подстанции выполняется четырьмя молниеотводами СМ-25. Разработанная молниезащита будет защищать подстанцию 110/10 кВ для района Крайнего Севера от поражения электрическим током.

В экономическом разделе проекта рассчитан срок окупаемости реконструкции подстанции. Суммарная стоимость оборудования подстанции составляет 312099 тыс. руб. Доход от увеличения продажи электрической энергии потребителям составляет 296682 тыс. руб. Из результатов расчета видно, что реконструкция ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера окупается на второй год эксплуатации, что говорит о том, что реконструкция ПС 110/10 кВ для района Крайнего Севера экономически эффективна.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Абрамова Е. Я. Расчет понизительной подстанции в системах электроснабжения. М. : Энергоатомиздат, 2004. 54 с.
2. Афонин В. В., Набатов К. А. Электрические станции и подстанции. Часть 2 : учебное пособие в 3-х частях. Тамбов : ТГТУ, 2017. 96 с.
3. Булат В. Н., Мазуркевич И. И. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 1 : методическое пособие. Минск : БНТУ, 2014. 55 с.
4. Мазуркевич В. Н. Электрическая часть электрических станций и подстанций. Часть 2 : учебно-методическое пособие для практических занятий в 2 ч. Минск : БНТУ, 2017. 62 с.
5. Методические указания по применению ограничителей перенапряжения нелинейных в электрических сетях 6 – 35 кВ . – Введ. 01-12-2004. – М.: РАО «ЕЭС России».2004. – 52 с.
6. Письмо Минстроя России от 29 апреля 2022 № 19281-ИФ/09
7. Правила устройства электроустановок. ПУЭ-7, приказ Минэнерго России от 08.07.2002 № 204. : М.: Юрайт, 2007. – 330 с.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. – М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2003. – 115 с.
9. Параметры выключателя SION-3AE5182-1. Режим доступа: <http://low-medium-voltage.siemens.ru/products/mv/Components/SION/3AE1/> (Дата обращения 07.08.2022 г.)
10. Параметры элегазовых выключателей 110 кВ ВГТ-110. Режим доступа: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/654/Tekhnicheskaya-informatsiya-TI\\_210\\_2018-\\_versiya-1.0\\_.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/654/Tekhnicheskaya-informatsiya-TI_210_2018-_versiya-1.0_.pdf) (Дата обращения 07.08.2022 г.)
11. Параметры разъединителей 110 кВ РГП-СЭЩ-110. Режим доступа: [https://www.electroshield.ru/upload/iblock/900/TI\\_080\\_2009-versiya-1.11.pdf](https://www.electroshield.ru/upload/iblock/900/TI_080_2009-versiya-1.11.pdf) (Дата обращения 07.08.2022 г.)

12. РД 153-34.0-20.527-98. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования под ред. Б.Н. Неклепаева. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2001. – 196 с.

13. Руководящие указания по проектированию заземляющих устройств подстанций напряжением 6-750 кВ : СТО 56947007-29.130.15.114-2012.: ввод в действие с 03.02.2012. – М.: ФСК ЕЭС, 2012. – 63 с.

14. РД 34.21.121 Руководящие указания по расчету зон защиты стержневых и тросовых молниеотводов: РД 34.21.121.: ввод в действие с 04.10.1972. – М.: Минэнерго СССР, 2012. – 21 с.

15. Системы собственных нужд подстанций. Типовые проектные решения : СТО 56947007-29.240.40.263-2018.: ввод в действие с 18.12.2018. – М.: ФСК ЕЭС, 2018. – 37 с.

16. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35-750 кВ. Типовые решения : СТО 56947007-29.240.30.010-2008.: ввод в действие с 20.12.2008. – М.: ФСК ЕЭС, 2007. – 132 с.

17. Сборник укрупненных показателей стоимости строительства (реконструкции) подстанций и линий электропередачи для нужд ОАО «Холдинг МРСК», Москва, 2012 - 71 стр.

18. Старшинов В. А. Электрическая часть электростанций и подстанций. : учебное пособие. — М.: МЭИ, 2015. – 296 с.

19. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением N 1) : ГОСТ 14209-85. : ввод в действие с 01.07.1985. – М.: Стандартинформ, 2009. – 38 с.

20. Технические характеристики трансформаторов тока 110 кВ ТОГФ-110. Режим доступа: [promsouz.com/image/catalog/file/elegaz\\_2012.pdf](http://promsouz.com/image/catalog/file/elegaz_2012.pdf) (Дата обращения 07.08.2022 г.)

21. Технические характеристики ячеек РПЭ-12. Режим доступа: <https://rospol-electro.ru/products/rpe-12/?ysclid=13sfludrfl> (Дата обращения 07.08.2022 г.)

22. Тарифные нормативы на электроэнергию, действующие в Архангельской области с 1 июля 2022 г. <http://proschetchiki.ru/tarify-na-elektroenergiyu-2022-vtoroe-polugodie/tarify-na-elektroenergiyu-v-arhangelskoj-oblasti-s-1-iyulya-2022-goda.html?ysclid=l6j1t165uz232387864> (Дата обращения 07.08.2022 г.)

23. Упит А.Р. Учебное пособие для курсового проектирования главных понижающих подстанций промышленных предприятий для студентов всех форм обучения специальности 140200 – «Электроснабжение промышленных предприятий». - Барнаул: Изд-во АлтГТУ, 2015. - 242 с.

24. Чумбуридзе Д. С. Электрические станции и подстанции. : учебное пособие. Изд-во «Терек», 2014. – 65 с.