

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 подстанции 110/10 кВ ООО
«ГАЗПРОМЭНЕРГО»

Обучающийся

Д. Ф. Алексеев

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н., доцент, Ю. В. Черненко

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

Тольятти 2023

Аннотация

Для того, чтобы выполнить выпускную квалификационную работу, было собрано много теоретического материала и исходных данных для проектирования главной понизительной подстанции 110/10 кВ.

Данная подстанция позволит повысить добычу природного газа, а также частично разгрузит остальные подстанции и появятся новые рабочие места.

Выбор трансформаторов осуществлялся с учетом дальнейшего развития энергосистемы и повышения нагрузок на подстанции.

Схема ОРУ 110 кВ выбрана с учетом современных решений, что позволит вывести в ремонт секцию для безопасного ремонта и обслуживания.

При решении поставленной задачи, в работе был выполнен анализ исходных данных, с помощью которых были осуществлены мероприятия «по проектированию электрической части подстанции 110/10 кВ ООО ГАЗПРОМЭНЕРГО» [11].

В работы был произведен:

- расчёт токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов и проводников;
- выбор электрической схемы на подстанции;
- выбор схемы собственных нужд подстанции;
- выбор оперативного тока;
- выбор релейной защиты и автоматики.

В работе выбрана и обоснована схема электроснабжения объекта.

Работа состоит из 49 страниц с использованием иллюстраций и таблиц, а также графической части в количестве 6 чертежей формата А1.

Содержание

Введение.....	4
1 Объект проектирования.....	5
2 Выполнение расчётов токов короткого замыкания проекта.....	9
3 Выбор электрических аппаратов и проводников. Выбор электрической схемы подстанции	14
3.1 Выбор схемы подстанции.....	14
3.2 Выбор выключателей 110 кВ.....	16
3.3 Выбор выключателя 10 кВ.....	19
3.4 Разъединители 110 кВ.....	20
3.5 Выбор трансформаторов тока 110 кВ.....	22
3.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ.....	25
3.7 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ.....	27
3.8 Выбор трансформаторов напряжений классом 10 кВ.....	29
3.9 Выбор ограничителя перенапряжений.....	30
3.10 Сборные шины и токопровода на подстанции.....	31
4 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока.....	34
5 Релейная защита и автоматика подстанции.....	37
6 Заземление подстанции и молниезащита	39
Заключение.....	47
Список используемой литературы.....	47

Введение

В работе рассматривается проектирование ГПП 110/10 кВ, которая предназначена для понижения и распределения электрической энергии.

Сама подстанция имеет две воздушные питающие линии 110 кВ от газотурбинной электростанции (далее ГТЭС).

Также подстанция обеспечивает надежный технологический процесс добычи и транспортировки газа и газового конденсата с помощью питания газового промысла (далее ГП). Данный объект формирует надежную систему электроснабжения газового промысла.

При проектировании подстанции будут применяться современные решения, соответствующие нормативным документам.

Целью данной работы является проектирование электрической части подстанции 110/10 кВ ООО ГАЗПРОМЭНЕРГО. Выбор электрооборудования будет производиться с учетом дальнейшего расширения и увеличения мощности потребителей.

«Данная актуальность в работе также обусловлена и подтверждается необходимостью проектирования, модернизации и реконструкции систем электроснабжения предприятий отечественного энергетического комплекса согласно, энергетической стратегии России на период до 2030 года» [10].

Для реализации цели работы, будет произведено решение ряда основных задач:

- описание объекта проектирования;
- произведены общие расчёты токов короткого замыкания;
- выбор электрических аппаратов и проводников;
- выбор собственных нужд и выбор оперативного тока;
- рассмотрение релейной защиты подстанции;
- составление плана заземления и грозозащиты подстанции.

1 Объект проектирования и выбор силового трансформатора

Согласно исходным данным у нас источники питания: газотурбинная электростанция; воздушная линия – 10 км; напряжение 110 кВ; тип подстанции: концевая.

Потребители: газовый промысел; напряжение 10 кВ; мощность 10 МВт; категория потребителей – 1.

Данный объект в дальнейшем будет развиваться и нагрузки будут увеличиваться.

В начале нам необходимо выбрать силовые трансформаторы для дальнейшего выполнения проектирования подстанции 110/10 кВ.

Так как у нас первая категория потребителей, нам необходимо будет выбрать два трансформатора 110/10 кВ.

Необходимо в начале проектирования определить какие силовые трансформаторы необходимо будет установить.

В соответствие исходным данным подстанции нагрузок потребителя, производим расчёт нагрузок подстанции.

Для выяснения полной мощности необходимо применить формулу (1):

$$S_{max} = \sqrt{P_{max}^2 + Q_{max}^2}. \quad (1)$$

где S_{max} – полная мощность, МВА;

P_{max} – максимальная активная мощность, МВт;

Q_{max} – максимальная реактивная мощность, МВар.

Так как примерная активная мощность у нас известна необходимо только найти реактивную мощность.

Перед расчетом полной мощности необходимо, рассчитать реактивную мощность.

По формуле (2) выполняем расчёт реактивной мощности потребителей самой подстанции:

$$Q_{max} = P_{max} \cdot tg\phi. \quad (2)$$

«Так как $\cos \phi$ электроустановок потребителей не известен, принимаем его равным 0,85, для нахождения $tg\phi$ воспользуемся формулой (3)» [3]:

$$tg\phi = \frac{\sqrt{1 - \cos^2 \phi}}{\cos \phi}, \quad (3)$$

$$tg\phi = \frac{\sqrt{1 - 0,85^2}}{0,85} = 0,62,$$

$$Q_{max} = 10 \times 0,62 = 6,2 \text{ МВар},$$

$$S_{max} = \sqrt{10^2 + 6,2^2} = 12 \text{ МВА}.$$

После того, как получаем полную мощность, необходимо выбрать силовые трансформаторы.

Для дальнейшего развития данного объекта и увеличения дальнейших нагрузок трансформаторы выбираем с 1,5 кратным запасом, ближайший «ТДН–25000/110–У1 отечественного производителя Тольяттинского завода» [17].

«Проведенные в 2013 г. испытания трансформатора на устойчивость к токам короткого замыкания в авторитетной компании «КЕМА Чехия» создали уникальную ситуацию, когда Тольяттинский Трансформатор оказался единственным предприятием в Российской Федерации который прошел краш-тест с положительным результатом» [17].

Трансформатор ТДН показан на рисунке 1.

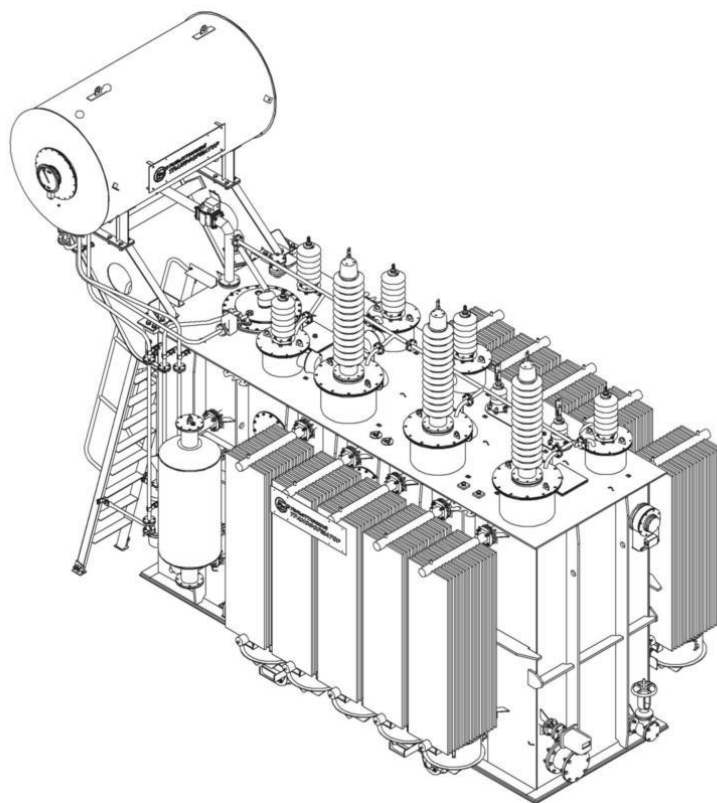


Рисунок 1 – Трансформатор ТДН

Данные трансформаторы оснащены РПН – регулировкой под нагрузкой что является плюсом так как наш источник питания ГТЭС.

По каталогу «Тольяттинского трансформаторного завода выбираем два трёхфазных двух обмоточных трансформатора типа ТДН–25000/110–6(10) У1 подробная расшифровка» [17]:

- Т имеет трехфазное питание и трехфазный выход;
- Д имеет принудительную дутьевое охлаждение;
- Н имеет регулировку под нагрузкой далее РПН;
- 25000 номинальная мощность, кВА;
- 110 напряжение высокой стороны трансформатора;
- «У1 обозначение климатического исполнение и категория размещения согласно ГОСТ 15150–69 и ГОСТ 15543–70» [14].

Технические данные указаны в таблице 1.

Таблица 1 – Технические данные трансформатора ТДН–25000

Характеристика	Описание
Мощность номинальная	25000 кВА
Номинальное напряжение высокой стороны	115 кВ
Номинальное напряжение обмоток низкой стороны	10,5 кВ
Группа соединения трансформаторных обмоток	YN/D–11
Потери трансформатора холостого хода	19 кВт
Потери трансформатора короткого замыкания	120 кВт
Токи трансформатора холостого хода	0,23 процента
Напряжение короткого замыкания %	10,5 процента

«Выполняем проверку условия прохождения трансформаторов по коэффициенту перегрузок в нормальном и аварийном режиме для высокой стороны» [2].

«По формуле (4) определяем коэффициенты загрузки в нормальном и аварийном режиме» [3]:

$$k_{з.ап} \leq k_{п.ав}, \quad (4)$$

$$k_{з.н} = \frac{S_{тр.расч}}{2 * S_{ном.т}} = \frac{12}{2 * 25} = 0,24,$$

$$k_{з.ав} = \frac{S_{тр.расч}}{S_{ном.т}} = \frac{12}{25} = 0,48,$$

$$0,48 \leq 1,4.$$

«Выполнив данные расчёты, подтверждается, что данные трансформаторы подходят согласно ПУЭ» [13].

Выводы. В результате рассмотрения объекта были выбраны трансформаторы с оптимальными характеристиками для дальнейшего развития и с текущими требованиями объекта проектирования.

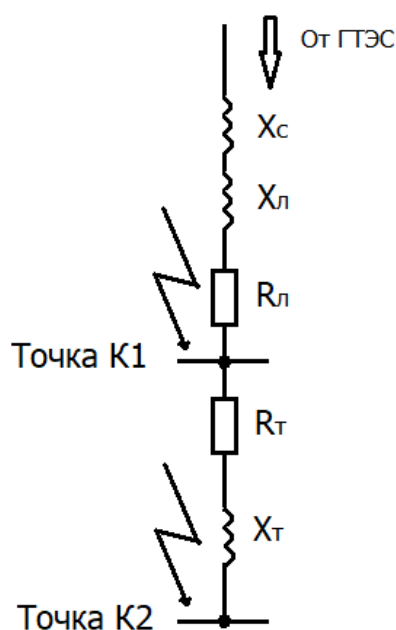
Теперь приступаем к расчётам токов короткого замыкания.

2 Выполнение расчётов токов короткого замыкания проекта

В электроустановках напряжением выше 1000 В нередко возникают аварийные режимы работы из-за однофазного, двухфазного, трехфазного короткого замыкания на землю.

Для того чтобы наше оборудование выдерживало аварийные режимы работы, необходимо выяснить какие токи короткого замыкания будут воздействовать на оборудование.

Так как у нас, если возникает короткое замыкание на шинах высокого напряжения подстанции 110/10 кВ, то это условная точка K_1 , а низкого K_2 , нарисует схему замещения короткого замыкания (рисунок 2):



X_c – индуктивные сопротивления системы; X_l – индуктивные сопротивления линий напряжений; X_t – индуктивные сопротивления трансформаторов; R_l – общее активное сопротивление линий высоких напряжений; R_t – общее активное сопротивление трансформаторов

Рисунок 2 – Схема замещения с точками K_1 и K_2

«Выполнение расчетов тока короткого замыкания в аварийном режиме при проектировании электрической установки необходимо для выбора

оборудования, проверку его на термическую и электродинамическую стойкости, а также для чувствительного оборудования релейной защиты и автоматики, и контуров заземления» [11].

«В производстве выполнение расчета при трехфазных коротких замыканиях необходимо выяснить какие токи будут возникать на низкой и высокой стороне» [11].

Для начала нам нужно рассчитать сопротивление системы. Сопротивление системы, определяется по формуле (5):

$$x_c = \frac{S_б}{S_k} = \frac{1000}{5000} = 0,2 \text{ о. е.} \quad (5)$$

где $S_б$ – базисная мощность принимаем число = 1000 МВА.

S_k – мощность короткого замыкания» [2].

Далее мы рассчитываем сопротивление линии высокого напряжения. Сопротивление нашей линий электропередачи высокого напряжения находим по формуле (6):

$$x_l = x_{уд} L \frac{S_б}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot 10 \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,3 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}. \quad (6)$$

где $L = 10$, длина линий электропередач, км;

$x_{уд}$ принимается за 0,4 Ом/км.

Далее мы рассчитываем сопротивление силовых трансформаторов. «Сопротивление трансформатора X_T , находим формулой (7):

$$X_T = \sqrt{u_k^2 - \left(\frac{100P_{к.ном}}{S_{т. ном}} \right)^2} \frac{U_{НН.ном}^2}{S_{т.ном}} \cdot 10^4, \quad (7)$$

$$X_T = \sqrt{10,5 - \left(\frac{100 \cdot 120}{25000}\right)^2 \frac{10}{25000}} \cdot 10^4 = 1,92.$$

где $S_{T,НОМ}$ – номинальная мощность данного трансформатора кВА;

$R_{к. ном}$ – потери трансформатора при коротком замыкании кВт;

$U_{нн. ном}$ – номинальное напряжение трансформатора на низкой стороне кВ;

u_k – напряжение короткого замыкания трансформатора %».

Индуктивные сопротивления линии, находим по формулам (8,9):

$$U_{к.н1} = U_{к.н2} = 0,5u_{к.нн1-нн2} = 0,5 \cdot 30 = 15\%, \quad (8)$$

$$x_{б,Тн1} = x_{б,Тн2} = \frac{10U_{к.н1}, \% S_б}{100 S_{НОМТ}}, \quad (9)$$

$$x_{б,Тн1} = x_{б,Тн2} = \frac{15}{100} * \frac{1000}{25} = 6.$$

«Общее результирующее сопротивление до условной точки K_1 , находим по формуле (10):

$$x_{*рез(к1)} = x_c + x_l = 0,2 + 0,3 = 0,5 \text{ Ом}. \quad (10)$$

Базисный ток в условной точке K_1 , находим по формуле (11):

$$I_{к1} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,02 \text{ кА}. \quad (11)$$

Начальное воздействие периодического составляющего трехфазного тока короткого замыкания в условной точке K_1 , находим по формуле (12):

$$I_{п,0} = \frac{E''_{*6}}{X_{*рез(к1)}} \cdot I_6 = \frac{1}{0,5} \cdot 5,02 = 10,04 \text{ кА.} \quad (12)$$

где E''_{*6} – принимаем числом 1. Это среднее значение сверхпереходных электродвижущих сил для энергетических систем, о. е.

Ударный ток короткого замыкания в условной точке K_1 , находим по формуле (13):

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 10,04 \cdot 1,8 = 25,5 \text{ кА.} \quad (13)$$

где $k_{уд}$ – принимаем числом равным 1,8 так как у нас нет активных сопротивлений» [2,20,19].

«Результирующее сопротивление до условной точки K_2 , находим по формуле (14):

$$X_{*рез(к2)} = X_c + X_l + X_T + X_{ТН1} = 0,2 + 0,3 + 1,92 + 6 = 8,42 \text{ Ом.} \quad (14)$$

«Базисный ток в условной точке K_2 , находим по формуле (15):

$$I_{к2} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 10} = 55 \text{ кА.} \quad (15)$$

Начальное действующее в условной точке K_2 значения периодических составляющих трехфазных токов коротких замыканий, находим по формуле (16):

$$I_{п,0} = \frac{E''_{*6}}{X_{*рез(к2)}} \cdot I_6 = \frac{1}{8,42} \cdot 55 = 6,53 \text{ кА.} \quad (16)$$

Ударный ток короткого замыкания в условной точке K_2 , определим по формуле (17)» [2]:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot 1,8 = 16,62 \text{ кА.} \quad (17)$$

С полученными вычисленными значениями токов короткого замыкания составляем таблицу 2.

Таблица 2 – Расчёт токов коротких замыканий

Точка	Ток короткого замыкания	Итого
K_1	$I_{п,0}$ в точке K_1	10,04 кА
K_2	$I_{п,0}$ в точке K_2	6,53 кА
K_1	$i_{уд}$ в точке K_1	25,5 кА
K_2	$i_{уд}$ в точке K_2	16,62 кА

Выводы. В результате выполнения расчётов токов короткого замыкания выяснили, какие ударные токи у нас будут возникать при аварийных режимах. Также составили схему замещения.

3 Выбор электрических аппаратов и проводников. Выбор электрической схемы подстанции

После расчёта токов короткого замыкания нам нужно выбрать оптимальную схему электроснабжения подстанции 110/10 кВ.

После определение схемы, можно будет начать выбирать электрические аппараты.

Для выбора схемы подстанции 110/10 кВ необходимо просчитать все аварийные режимы и рассмотреть каким образом, можно будет производить безопасно ремонт и замену неисправного оборудования.

3.1 Выбор схемы подстанции

Для выбора схемы подстанции 110/10 кВ необходимо чтобы она выполняла основные требования качества электрической части, а именно:

- надёжность электроснабжения;
- лёгкость обслуживания;
- быть безопасной в качестве обслуживания и ремонта;
- правильным размещением электрооборудования;
- возможность дальнейшего увеличения или уменьшения мощности.

В данное время в ассортименте многообразие разного исполнения схемы электроснабжения.

В большинстве случаев необходимо в первую очередь рассмотреть безопасный ремонт, обслуживание и замену электрооборудования.

Подстанция должна быть универсальной, и иметь возможность войти в параллельную работу с помощью секционных разъединителей, секционного выключателя или ремонтной перемычки.

Выбор главной схемы должна выполнять все требования безопасности для обслуживающего персонала, и это должно быть определяющим правилом при проектировании подстанции.

Была выбрана схема, которая имеет два высоковольтных выключателя 110 кВ, секционный выключатель 110 кВ и выключатель в ремонтной перемычке 110 кВ (рисунок 3):

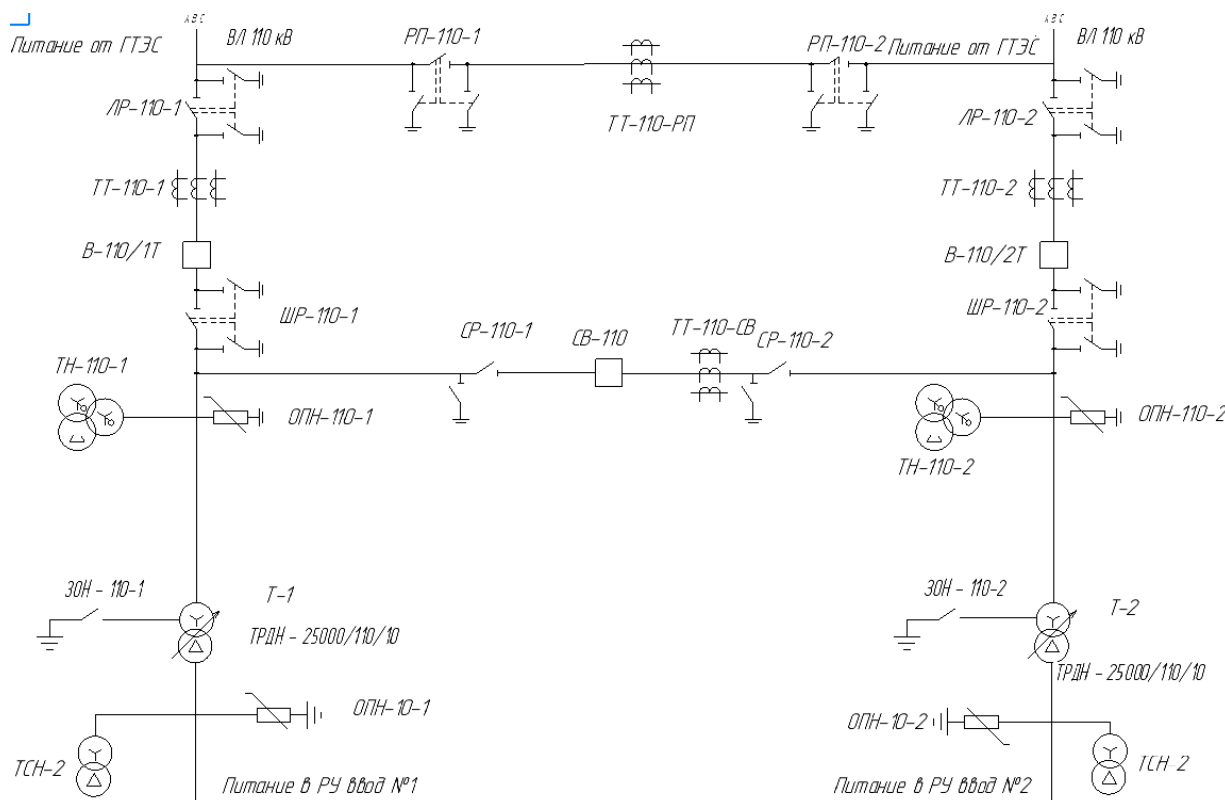


Рисунок 3 – Однолинейная схема подстанции 110/10 кВ

Подробная схема представлена на чертеже 1 графического материала.

Данная схема актуальна в электроустановках напряжением от 35 кВ до 220 кВ. В этой схеме всё рассчитано на то, что подстанция защищена со всех сторон.

Если необходимо произвести ремонт или обслуживание элементов подстанции, то всегда имеется возможность для отключения и заземления до начала работ, не погашая полностью саму подстанцию.

В случае отказа одного из трансформаторов на подстанции, у нас присутствует секционный выключатель, а также ремонтная перемычка.

Если повреждается линия или линейный разъединитель выключается один силовой трансформатор или питание переводится через СВ 110 кВ, на период устранения аварий.

«Для того, чтобы предотвратить растеканий масел и предотвратить распространение пожаров при повреждении маслонаполненного оборудования, необходимо чтобы были установлены маслоприемники, где укладываются слой гравия, толщина которого не менее 25 см, маслоотводы и маслосборники, куда будет стекать масло в аварийных случаях, будет делаться в соответствии с требованиями ПУЭ. Также наша подстанция будет защищаться молниеотводами» [13].

В дальнейшем при выборе распределительного пункта 10 кВ в нем будет присутствовать также секционный выключатель и автоматический ввод резерва далее АВР.

По схеме распределительного поста далее РП, если откажет или выйдет из работы или повредится один трансформатор, с помощью АВР – 10 кВ включится секционный выключатель СВ – 10 кВ, который в нормальном состоянии отключен.

Подробная схема РП – 10 кВ содержится в чертеже 2.

Далее мы будем приступать к выбору электрооборудования подстанции.

3.2 Выбор выключателей 110 кВ

Для современного решения выбираем элегазовые выключатели, которые будут установлены по схеме ОРУ 110 кВ на:

- выключатель 110 кВ 1Т;
- выключатель 110 кВ 2Т;
- секционный выключатель 110 кВ.

Элегазовые выключатели вытеснили другие типы выключателей высокого и сверхвысокого напряжения, их разработка началась в 1980 годах, они так же имеют большие перспективы.

Элегазовые выключатели работают за счёт газа, который играет роль диэлектрика и не даёт возникнуть электрической дуге.

Общее количество включения и отключения выключателя определяет завод изготовитель, но чем больше ток оборудования, тем меньше циклов количества включения и отключения оборудования.

Выключатель предназначен для установки в открытом распределительном устройстве, далее ОРУ 110 кВ, из-за его номинала рабочего напряжения – 126 кВ.

«Выбираем элегазовые выключатели, а именно ВГТ – 110» [5] с характеристиками, указанными в таблице 3:

Таблица 3 – Характеристики ВГТ–110

Параметры	Допустимое значение
Номинал напряжения	110 кВ
Время отключения	0,035 с
Номинал тока	2500 А
Максимальное напряжение	126 кВ
Максимальный ток отключения	40 кА
Пауза при АПВ	0,3 с
Ток КЗ (максимальный)	100 кА
Время протекания тока КЗ	3 с
Утечка элегаза за 12 месяцев	0,8 %
Тип привода	Пружинный
Длина пути утечки	270 см
Масса элегаза	6,3 кг
Количество приводов	1 штука
Масса выключателя	1700 кг

Данный выключатель полностью нам подходит. Он имеет современное исполнение, проверенное временем что позволяет снизить риск чрезвычайных ситуаций.

Изображение элегазового выключателя мы можем рассмотреть подробно (рисунок 4) «ВГТ 110 кВ» [5]:

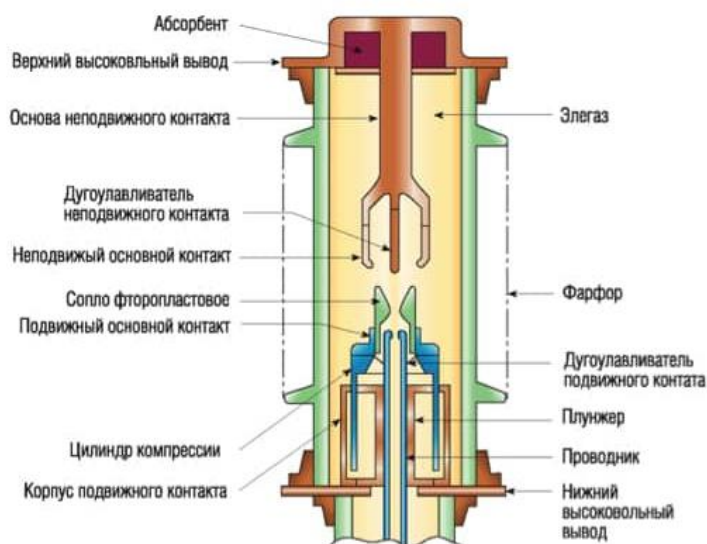


Рисунок 4 – Изображение элегазового выключателя

«Значение максимального тока с учетом максимальной допустимой перегрузки, находим по формуле (18):

$$I_{max} = 1,4 \frac{S_{номт}}{\sqrt{3}U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,5 \text{ А.} \quad (18)$$

Интеграл Джоуля для проверки на термическую стойкость, находим по формуле (19):

$$W_k = (I_{п,0})^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = (10,04)^2 \cdot (0,2 + 0,05) = 25,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (19)$$

где $I_{п,0}$ – трехфазный ТКЗ в точке К1 выбран согласно расчетным

значениям полученным в разделе 2 и представленным в таблице 2.

Апериодическая составляющая ТКЗ, находим по формуле (20)» [3,7].

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{п,0} \cdot e^{\frac{r}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 10,04 \cdot e^{\frac{0,035}{0,05}} = 7,06 \text{ кА.} \quad (20)$$

Выполнив проверку выключателя, заносим данные в таблицу 4:

Таблица 4 – Проверка выключателей 110 кВ

Наше значение	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 175,5 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}} = 2500 \text{ А}$
$I_{п,0} = 10,04 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{откл.ном}} = 40 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п,0} + i_{ar} = \sqrt{2} \cdot 10,04 + 7,06$ $= 21,3 \text{ кА}$	\leq	$\sqrt{2} \cdot I_{\text{откл.ном}} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100}\right) = 45 \text{ кА}$
$I_{п,0} = 10,04 \text{ кА}$	\leq	$I_{\text{нрс}} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 25,5 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{нрс}} = 100 \text{ кА}$
$В_{\text{к}} = 25,2 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

После провидение расчётов получаем вывод, что данные выключатели 110 кВ подходят.

Приступаем к выбору выключателей 10 кВ, которые будут установлены в распределительном пункте.

3.3 Выбор выключателя 10 кВ

Методика выбора аналогична методике для выбора выключателя 110 кВ.

«Выбираем выключатель ВВ/TEL–10–2500» [15].

Расчетные значения находим, применив формулы (21,22,23):

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1925,2 \text{ А}, \quad (21)$$

$$B_k = \left(I_{по}^{(2)} \right)^2 \cdot (t_{откл} \cdot T_a) = 6,53^2 \cdot (0,01 + 0,12) = 5,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}, \quad (22)$$

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{по}^{(2)} \cdot e^{-\frac{r}{T_a}} = \sqrt{2} \cdot 6,53 \cdot e^{-\frac{0,06}{0,12}} = 5,6 \text{ кА}. \quad (23)$$

Проверку выключателя заносим в таблицу 5.

Таблица 5 – Проверка выключателя ВВ/TEL–10–2500

Наше значение	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{ном.сети} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
$I_{max} = 1925,2 \text{ А}$	\leq	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
$I_{п,0} = 6,53 \text{ кА}$	\leq	$I_{откл.ном} = 40 \text{ кА}$
$i_{ar} = 5,6 \text{ кА}$	\leq	$i_{a,ном} = 40 \text{ кА}$
$\sqrt{2} \cdot I_{п,0} + i_{ar} = 14,83 \text{ кА}$	\leq	$\sqrt{2} \cdot I_{откл.ном} \cdot \left(1 + \frac{\beta}{100} \right) = 45 \text{ кА}$
$I_{п,0} = 6,53 \text{ кА}$	\leq	$I_{нрс} = 40 \text{ кА}$
$i_{уд} = 16,62 \text{ кА}$	\leq	$i_{нрс} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 5,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Выключатель ВВ/TEL–10–2500 соответствует всем критериям, и может быть использован.

Данные выключатели также устанавливаем на отходящих линиях.

3.4 Разъединители 110 кВ

Для разрыва электрических цепей с незначительным током необходим разъединители.

Выбираем разъединитель «РДЗ – 110 / 1000 УХЛ1» [21]
характеристики указаны в таблице 6.

Таблица 6 – Данные с каталога РДЗ – 110 / 1000 УХЛ1

Параметр РДЗ – 110 / 1000	Значение РДЗ – 110 / 1000
Номинал напряжения	115 кВ
Максимальное напряжение	126 кВ
Номинал тока	1000 А
Токи электродинамических стойкостей	80 кА
Токи термических стойкостей	31,5 кА
Общая масса	166 кг
Время протеканий токов термических стойкостей ножей	3 секунды
Время отключения	1 секунда

Изображение разъединителя РДЗ – 110 / 1000 УХЛ1 (рисунок 5):

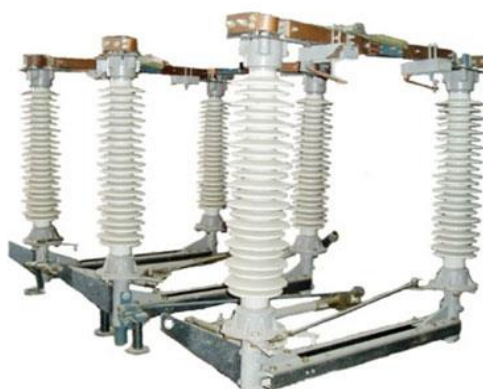


Рисунок 5 – Разъединитель РДЗ – 110 / 1000 УХЛ1

Выполняем проверку данного разъединителя, по формуле (24):

$$B_k = (I_{п,0})^2 \cdot (t_{откл}) = (10,04)^2 \cdot (1) = 100,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}. \quad (24)$$

Выполняем проверку условий для разъединителей в таблице 7.

Таблица 7 – Проверка условий разъединителя

Расчетные значения	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 115 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 175,5 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 25,5 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{прс}} = 80 \text{ кА}$
$B_k = 100,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$B_{\text{кк}} = 31,5^2 \cdot 3 = 2976,75 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

После проверки условий выбранные разъединители соответствуют всем необходимым требованиям. Приступаем к выбору трансформаторов тока.

3.5 Выбор трансформаторов тока 110 кВ

«Трансформаторы тока необходимы для подключения измерительных приборов.

Выбираем трансформаторы тока с элегазовым наполнением ТГФ 110 кВ 300А (рисунок 6)» [22]:



Рисунок 6 – Трансформатор тока ТГФ 110 кВ

Трансформаторы тока ТГФ–110 необходимы для подключения измерительных приборов, а также устройств защит и управления.

Конструктивное решение данных трансформаторов имеет устойчивость, к воздействиям окружающей среды, а также имеет высокий класс точности измерительной обмотки.

Особенность конструкций ТГФ:

- имеется защитная мембрана;
- прочные уплотнения;
- гарантия без подпитки элегаза в течение 20 лет.

Параметры «ТГФ–110–300А» указаны в таблице 8 [22].

Таблица 8 – Технические данные ТГФ–110–300А

Параметр ТГФ–110–300	Значение ТГФ–110–300
Номинал напряжения	110 кВ
Номинал частоты	50–60 Гц
Номинал тока	300 А
Токи электродинамических стойкостей	100 кА
Номинал вторичной нагрузки	30 ВА

Продолжение таблицы 8

Параметр ТГФ–110–300	Значение ТГФ–110–300
Общее время отключения	1 секунда
Общее время протеканий токов термических стойкостей	3 секунды
Токи термических стойкостей	20 кА
$Z_{2ном}$	1,2 Ом

Производим проверку условий для выбора данного трансформатора тока в таблице 9.

Таблица 9 – Проверка условий трансформаторов тока

Наше значение	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{ном.сети} = 110$ кВ	\leq	$U_{ном} = 110$ кВ
$I_{max} = 175,5$ А	\leq	$I_{ном} = 300$ А
$i_{уд} = 25,5$ кА	\leq	$i_{нрс} = 100$ кА
$B_k = 100,8$ кА ² · с	\leq	$B_{кк} = 20^2 \cdot 3 = 1200$ кА ² · с

Необходимо также проверить условия выполнения, по формуле (25):

$$Z_{2ном} > Z_{2расч} \approx r_{2расч}. \quad (25)$$

Берем расчётную мощность приборов:

- мощность амперметра $S = 0,1$ ВА;
- мощность счетчика активной и реактивной энергии $S = 2,0$ ВА.

Найдем сопротивление приборов, по формуле (26):

$$r_{прил} = \frac{0,1 + 2}{5^2} = 0,084 \text{ Ом}. \quad (26)$$

Длина проводов от ТТ до приборов станции равна $L \approx 20$ м.

Сечение провода берем медь $2,5 \text{ мм}^2$. Сопротивление, находим по формуле (27):

$$r_{\text{пр}} = \frac{0,0175 \cdot 20}{2,5} = 0,14 \text{ Ом.} \quad (27)$$

Расчетное сопротивление вторичной обмотки будет равно:

$$Z_2 = 0,084 + 0,14 + 0,05 = 0,274 \text{ Ом,}$$
$$0,274 \text{ Ом} < 1,2 \text{ Ом.}$$

Таким образом все условия для трансформаторов тока марки ТТФ–110–300А выполняются.

Также данный трансформатор тока выполняет все условия надежности и необходимой точности, проверенное временем.

3.6 Выбор трансформаторов тока 10 кВ

«Трансформаторы тока на стороне 10 кВ выбираются аналогично выбору на стороне 110 кВ» [7,19,20].

«Выбираем подходящий нас трансформатор тока «ТОЛ–10–2000/5» [18], подходящий нам по всем условиям.

Производим расчёты, по формуле (28):

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{ном.т}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1925,2 \text{ А.} \quad (28)$$

Производим проверку выполнения условий, в таблице 10.

Таблица 10 – Проверка выполнения условий ТОЛ–10–2000/5

Наше значение	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$
$I_{\text{max}} = 1925,2 \text{ А}$	\leq	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$
$i_{\text{уд}} = 16,62 \text{ кА}$	\leq	$i_{\text{нрс}} = 80 \text{ кА}$
$B_{\text{к}} = 5,54 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	\leq	$I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

«Определим нагрузку трансформаторов тока на стороне НН. Для того чтобы определить тип и количество измерительных приборов, которые будут у нас установлены, необходимо изначально определить мощность этих приборов» [12,17].

Устанавливать будем счётчики реактивной и активной энергии, амперметры, ваттметры, варметры для контроля и учета электроустановки. А также для учета потребления собственных нужд подстанции.

Общее количество приборов указано в таблице 11.

Таблица 11 – Устанавливаемые приборы

Тип прибора	Мощность		
	фаза, а	фаза, в	фаза, с
Ваттметр	0,5	0,5	–
Амперметры	0,5	0,5	0,5
Счетчики активных Энергий	2,5	2,5	–
Счетчики реактивных Энергий	2,5	2,5	–
Варметр	0,5	0,5	–
Суммарная мощность	6,5	6,5	0,5

«Определим сопротивление с учетом мощности измерительного прибора, сопротивления контактов и сопротивления нагрузки.

Сопротивление приборов, по формулам (29, 30):

$$R_{\text{приб}} = \frac{S_{\text{приб}}}{I_2^2} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом}, \quad (29)$$

$$R_{\text{пр}} = Z_{2\text{ном}} - R_{\text{приб}} = 1,2 - 0,26 = 0,94. \quad (30)$$

Примем длину проводов для подключения приборов 45 м.

Расчетное сечение провода, по формуле (31)» [12]:

$$S = \frac{p \cdot l_p}{R_{\text{пр}}} \frac{0,0175 \cdot 45}{0,94} = 0,84 \text{ мм}^2. \quad (31)$$

Выбираем медный провод сечением: 1,5 мм².

Данный трансформатор тока ТОЛ–10–2000/5, подходит нам по всем условиям.

Приступаем к рассмотрению необходимых трансформаторов напряжений.

3.7 Выбор трансформаторов напряжения 110 кВ

Рассмотрим трансформаторы напряжений НАМИ–110/200 УХЛ–1. Они будут установлены ТН–110–1 и ТН–110–2, мощностью 200 ВА, классом точности 0,2 и рабочим напряжением 110 кВ (рисунок 7):



Рисунок 7 – Трансформатор напряжения НАМИ–110/200 УХЛ–1

Мощности приборов указаны в таблице 12.

Таблица 12 – Мощности приборов

Название приборов	Активная мощность	Реактивная мощность
Вольтметр	2,0	–
Ваттметр	3,0	–
Итого	5	0

Полную мощность всех приборов, рассчитаем по формуле (32):

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}, \quad (32)$$
$$S_2 = \sqrt{(5)^2} = 5 \text{ ВА.}$$

Произведем проверку выполнения условий в таблице 13.

Таблица 13 – Условия трансформатора напряжения НАМИ–110/200

Наше значение	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{\text{ном.сети}} = 110 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$
$S_2 = 5 \text{ ВА}$	\leq	$S_{2\text{ном}} = 200 \text{ ВА}$

Все условия выполняются, трансформаторы напряжения марки НАМИ–110/200 УХЛ–1 могут быть использованы на проектируемой подстанции 110/10 кВ.

3.8 Выбор трансформаторов напряжений классом 10 кВ

Рассмотрим трансформаторы напряжений типов «ЗНОЛ–10/300, мощностью 300 ВА и рабочим напряжением 10 кВ» [8].

Мощности приборов указаны в таблице 14.

Таблица 14 – Мощности приборов

Название приборов	Активная мощность	Реактивная мощность
Вольтметры	2,0	–
Ваттметры	3,0	–
Счетчики активных энергий	4,0	11,27
Счетчики реактивных энергий	6,0	6,04
Итого	15	17,31

Полную мощность всех приборов рассчитаем, по формуле (33):

$$S_2 = \sqrt{P_2^2 + Q_2^2}, \quad (33)$$

$$S_2 = \sqrt{(2 + 3 + 4 + 6)^2 + (11,27 + 6,04)^2} = 22,9 \text{ ВА.}$$

Произведем проверку выполнения условий, в таблице 15.

Таблица 15 – Условия трансформатора напряжения ЗНОЛ–10

Наше значение	Условие	По паспорту изготовителя
$U_{\text{ном.сети}} = 10 \text{ кВ}$	\leq	$U_{\text{ном}} = 12 \text{ кВ}$
$S_2 = 22,9 \text{ ВА}$	\leq	$S_{2\text{ном}} = 300 \text{ ВА}$

Все условия выполняются, трансформаторы напряжения марки «ЗНОЛ–10 300ВА могут быть использованы на проектируемой подстанции 110/10 кВ» [8].

3.9 Выбор ограничителя перенапряжений

Для защиты подстанции от технических и грозовых перенапряжений необходимо выбрать ограничитель перенапряжений нелинейного далее – ОПН [19].

Устанавливается он высокой стороне ПС 110 кВ, с такими параметрами:

- рабочее напряжения 110 кВ;
- наибольшее до пробивного напряжение сети ОПН 127 кВ;
- установка наружная;
- климатическое исполнение УХЛ1;
- ток пропускной способности 760 ампер.

С такими параметрами нам подходит ОПН серии РК – 110/83–УХЛ1, который нам подходим по всем параметрам.

Приступаем к выбору сборных шин и токопроводов подстанции 110/10 кВ.

3.10 Сборные шины и токопровода на подстанции

Сборные шины выбираются по максимальному току наиболее загруженного участка сборных шин [20].

Гибкие ошиновки ОРУ 110/10 кВ выполняют всегда без изоляции, алюминиевым или сталеалюминевым проводом. Каждую из фаз сборной ошиновки ОРУ может иметь одну и несколько проводов, и зависит это нагрузки на них.

Ошиновка ОРУ 110 кВ состоит из:

- линейный портал;
- портал;
- гирлянда натяжная;
- провод;
- разъединитель;
- трансформатор тока;
- воздушный выключатель;
- разрядник;
- трансформатор напряжения.

Для нашей ПС выберем ошиновку марки «АС – 120 на 110 кВ и АС – 240 на 10 кВ» [9].

Подробное изображение АС – 120 (рисунок 8):

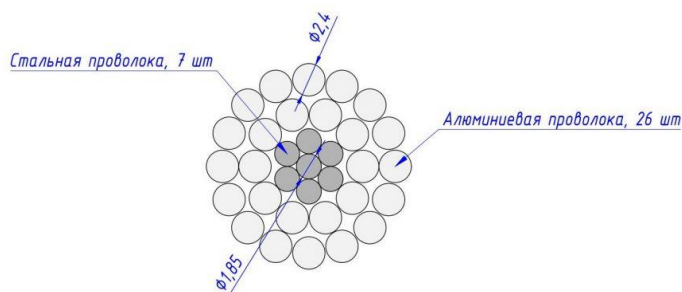


Рисунок 8 – Провод АС – 120 в разрезе

Параметры АС – 120 и АС – 240 указаны в таблице 16.

Таблица 16 – Параметры гибкой ошиновки АС – 120, АС – 240

Напряжение	Количество жил на фазу	Марка и сечение провода	Число проволок		Диаметр, мм		Длительно допустимая нагрузка, А	Максимальная номинальная нагрузка, А
			алюминиевого	стального	стальной жилы	провода		
110	1	АС–120	26	7	6,0	15,2	390	390
10	4	АС–240	24	7	6,0	18,4	605	2420

Выполним проверку данной марки провода АС – 120, по формулам (34,35):

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 125,5 \text{ А}, \quad (34)$$

$$I_{\text{МАХ}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 175,5 \text{ А}. \quad (35)$$

Максимально проходящий ток проверяем, по формуле (36):

$$I_{\text{МАХ}} = 175,5 \text{ А} \leq I_{\text{дл,доп}} = 390 \text{ А}. \quad (36)$$

Выполним проверку марку провода АС – 240, по формулам (37,38):

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1373,6 \text{ А}, \quad (37)$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ном.т}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{25000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1925,2 \text{ А.} \quad (38)$$

Максимально проходящий ток проверяем, по формуле (39):

$$I_{max} = 1925,2 \text{ А} \leq I_{дл.доп} = 2420 \text{ А.} \quad (39)$$

«Проверка проводов АС – 120 и АС – 240 на термическую стойкость не выполняется, так как они будут установлены на открытом воздухе.

Данный провод не коронирует в сетях 110 кВ, 10 кВ согласно ПУЭ» [13].

Выбранная ошиновка по условиям проверки нам проходит.

Выводы. В данном разделе выбрали оптимальную схему, для концевой подстанции. Данная схема имеет ремонтную перемычку, секционный выключатель 110 кВ. Также при ремонте подстанции на ОРУ 110 кВ применяются заземляющие ножи.

Было выбрано оптимальное электрооборудование, а именно:

- выключатели 110 кВ и 10 кВ;
- разъединители 110 кВ;
- трансформатора тока 110 кВ и 10 кВ;
- трансформаторы напряжения 110 кВ и 10 кВ;
- ОПН 110 кВ и 10кВ;
- сборные шины.

4 Собственные нужды подстанции и выбор оперативного тока

«Выбираем трансформаторы собственных нужд, далее ТСН. Они нужны для питания цепей защиты, управления, и сигнализации» [12,7].

Оперативный ток у нас будут постоянный, источником оперативного постоянного тока будут установлены аккумуляторные батареи, для питания цепей защит и освещения в случае потери напряжения.

Нагрузку собственных нужд оцениваем ориентировочно. Принимаем мощность собственных нужд примерно равной 200 кВт. Используя формулу (40), найдем значение номинальной мощности:

$$S_{\text{ном}} = 0,7 \cdot S_{\text{max}} = 0,7 \cdot 200 = 140 \text{ кВА (каждого ТСН)}. \quad (40)$$

Выбираем два трансформатора ТМ–250/10/0,4, производства АО «Группа СВЭЛ» [4].

При отключении одного трансформатора, загрузку второго находим, по формулам (41,42,43):

$$k_{\text{загр}} = \frac{S_{\text{расч.тр.}}}{S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{200}{2 \cdot 250} = 0,4\%, \quad (41)$$

$$k_{\text{ав}} = \frac{S_{\text{расч.тр.}}}{S_{\text{ном.тр.}}} = \frac{200}{250} = 0,8\%, \quad (42)$$

$$k_{\text{загр}} \leq k_{\text{ав}}, \quad (43)$$

$$0,4 \leq 0,8.$$

Условие выполняется, следовательно, ТСН выбраны верно.

На подстанциях рекомендуется применять с два трансформатора собственных нужд напряжением 10/0,4 кВ.

Исходя из полученных расчетов выбираем 2 ТСН типа ТМ 250/10/0,4 кВ.

Рассмотрим однолинейную схему собственных нужд (рисунок 9).

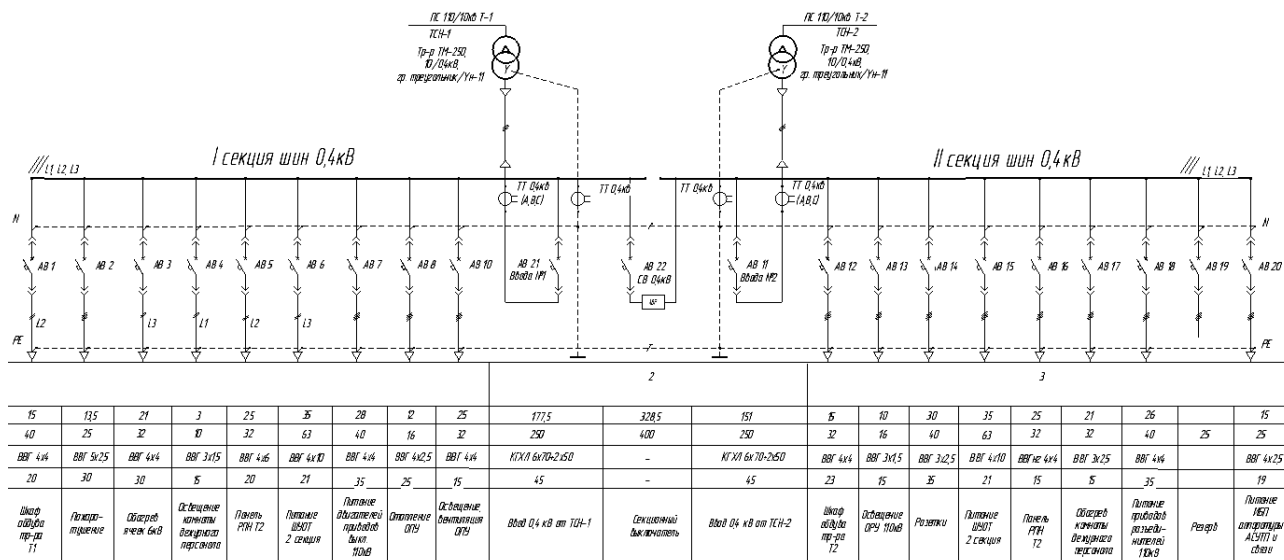


Рисунок 9 – Схема электрических соединений собственных нужд подстанции

Подробная однолинейная схема собственных нужд представлена на графическом чертеже 3 и схема АВР 0,4 кВ – на чертеже 4.

Для выбора оперативного тока нам необходимо основываться на выборе наших выключателей и схеме релейного оборудования защит и автоматики.

«В работе выбираем постоянный оперативный ток. Источником постоянного оперативного служат аккумуляторные батареи.

При возобновлении подачи напряжения происходит переход на потребление сетевой электроэнергии с последующей подзарядкой аккумуляторных батарей» [6].

На нашей проектируемой подстанции для питания защит, выключателей, аварийного освещения будут использованы «ШУОТ–2403 производства ЭЛТОН» [6].

ШУОТ имеет современное исполнение, высокие технические характеристики, указанные в таблицах 17 и 18.

Таблица 17 – Входные технические характеристики ШУОТ – 2403

Входной параметр	Значение
Номинал линейного трёхфазного напряжения, В	380
Номинал потребляемой мощности с заряженными аккумуляторами, кВА	13
КПД в номинальном режиме, % не менее	>92
Максимум потребляемой мощности при зарядке аккумуляторов, кВА	16

Таблица 18 – Выходные технические характеристики ШУОТ – 2403

Выходной параметр	Значение
Выход напряжения, В	230
Номинал выходного тока, А	60
Система заряда АБ	AGM, Gel, Dryfit
Общее количество аккумуляторных батарей с номиналом напряжения 12 В, штук	19
Время работы от аккумуляторов в аварийном режиме при токе нагрузки 60 А, минут, не менее	60
Номинал напряжения аккумуляторов, В	228
Номинал выходного тока, ампер	30

Данный ШУОТ полностью удовлетворяет нашим требованиям.

Вывод. Выбрана оптимальная схема собственных нужд, которая защищена с помощью АВР 0,4 кВ и имеет СВ 0,4 кВ. Также выбран оперативный ток.

5 Релейная защита и автоматика подстанции

При выборах релейных защит нужно, основываясь на ПУЭ [13], трансформатор должен быть, со следующими защитами:

- а) «основная защита дифференциальная защита трансформатора, далее ДЗТ, у данной защиты нету выдержки времени и имеет высокую степень защиты» [6,18];
- б) «резервная защита от внутреннего повреждения в силовом трансформаторе, устанавливаем защиту максимальную токовую отсечку, далее МТО данная защита работает при превышении уставки максимального тока, не имеет задержки» [6,18];
- в) резервная защита максимальная токовая защита, далее МТЗ, имеет задержку по времени, по сравнению с МТО;
- г) «резервная защита, защиту от перегрузки данная защита работает на сигнал. Данная защита нужна для исключения и контроля работы трансформатора в режиме перегрузки» [6,18];
- д) основная защита необходима для защиты трансформатора от внутренних повреждений и основана на реле Бухгольца, газовая защита имеет 2 ступени:
 - 1) первая ступень срабатывает на сигнал;
 - 2) вторая ступень на отключение трансформатора.
- е) газовое реле РПН основная защиты, необходима для защиты РПН от внутренних повреждений и основана на реле Бухгольца;
- ж) защита температуры масла, резервная защита срабатывает на сигнал при температуре масле более 95 градусов.

Для правильной работы защит установим «Сириус–ТЗ» [1], блоки микропроцессорной автоматики.

Данный тип блоков имеет все необходимые виды защит соответствующих ПУЭ [13].

Расчет уставок приведем в таблице 19.

Таблица 19 – Уставки «Сириус–ТЗ»

Наименование уставки	Параметр	Значение
Уставки ДЗТ–1 (отсечка)	$I_{\text{диф}}/I_{\text{ном}}$	10,2
	Время в секундах	0,00
Общие ДЗТ	Группа ТТ ВН – группа сборки ТТ на стороне ВН	11
	Группа ТТ НН – группа сборки ТТ на стороне НН	0
	Размах регулирования РПН в %	16%
	Сторона РПН – сторона трансформатора, на которой установлено РПН	ВН

«Таким образом, выбранная микропроцессорная РЗА силового трансформатора обеспечит нормальную работу устанавливаемых силовых трансформаторов ТДН–25000/110/10» [11].

Вывод. Проведен анализ типов защит, применяемых на силовом трансформаторе. Выбраны блоки управления.

6 Заземление подстанции и молниезащита

При проектировании подстанции 110 кВ и выше нужно учитывать, что сопротивление заземляющего устройства должно быть не более 0,5 Ом в любое время года.

«Заземляющие устройства на подстанциях имеют вид исполнения заземленных сеток, а также соединенные друг с другом с помощью продольного и поперечного электрода. Продольные электроды укладывают вдоль всех осей электроустановок, со стороны обслуживания на глубинах не менее 0,5–0,7 метра и на расстояниях, не менее 0,8–1,0 метров от фундамента или основания электрооборудования. Поперечные электроды укладывают в правильных и удобных местах между электрооборудованием» [16].

«Площадь проектируемой подстанции 110/10 кВ, ограниченная забором, будет составлять 34 метра на 38 метра.

Укладываемый сетчатый заземлитель с примерными размерами 32 метра на 36 метра, не включая помимо учета внешних замкнутых горизонтальных заземлителей» [16], будет иметь:

- n_B 9 штук, общее число выравнивающих полос, положенных вдоль большой стороны;
- l_B 36 метра длина полос большой стороны;
- n_M 10 штук, количество выравнивающих полос вдоль меньшей стороны;
- l_M 32 метра длина электродов меньшей стороны;
- n_V 34 штуки вертикальных электрода;
- l_V 4 метра длина вертикальных электродов и их радиус 6 мм;
- сетка выполнена стальной полосой, сечением 50×4 мм.

Верхний слой грунта глина расположен до глубины $h_1 = 2$ метра и имеет сопротивление $\rho_1 = 60$ Ом · м, ниже располагается суглинок пластинчатый с сопротивлением $\rho_2 = 30$ Ом · м. Глубина залегания горизонтального заземлителя $t = 0,5$ метра.

Периметр, ограничивающий сетку, можно определить по формуле (44):

$$P = 2 \cdot (l_B + l_M), \quad (44)$$
$$P = 2 \cdot (32 + 36) = 136 \text{ метра.}$$

Площадь, покрываемая сеткой, можно определить по формуле (45):

$$S = l_B \cdot l_M, \quad (45)$$
$$S = 32 \cdot 36 = 1152 \text{ м}^2.$$

Общая длина горизонтальных электродов, можно определить по формуле (46):

$$L_\Gamma = n_B \cdot l_B + n_M \cdot l_M, \quad (46)$$
$$L_\Gamma = 9 \cdot 36 + 10 \cdot 32 = 644 \text{ метра.}$$

Общая длина вертикальных электродов, можно определить по формуле (47):

$$L_B = n_B \cdot l_B, \quad (47)$$
$$L_B = 34 \cdot 4 = 136 \text{ метра.}$$

Расстояние между вертикальными электродами, можно определить по формуле (48):

$$a = \frac{P}{n_B}, \quad (48)$$
$$a = \frac{136}{34} = 4 \text{ метра,}$$

$$0,1 \leq \frac{4 + 0,5}{\sqrt{S}} \leq 0,5,$$

$$0,1 \leq 0,133 \leq 0,5.$$

Эмпирический коэффициент A , и эмпирический параметр, можно определить по формуле (49, 50,51):

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{l_B + t}{\sqrt{S}}, \quad (49)$$

$$A = 0,385 - 0,25 \cdot \frac{4 + 0,5}{\sqrt{1152}} = 0,352,$$

$$\frac{p_1}{p_2} = \frac{60}{30} = 2 > 1, \text{ то эмпирический параметр,} \quad (50)$$

$$\Delta = 0,43 \frac{h_1 - t}{l_B} + 0,271g \frac{a}{l_B}, \quad (51)$$

$$\Delta = 0,43 \frac{2 - 0,5}{4} + 0,271g \frac{4}{4} = 0,161.$$

Эквивалентное сопротивление грунта, можно определить по формуле (52):

$$p_{\text{э}} = p_2 \left(\frac{p_1}{p_{\text{э}}} \right)^{\Delta}, \quad (52)$$

$$p_{\text{э}} = 30 \left(\frac{60}{30} \right)^{0,161} = 33,548 \text{ Ом} \cdot \text{м}.$$

Сопротивление заземляющего устройства, можно определить по формуле (53):

$$R = A \cdot \frac{p_{\text{э}}}{\sqrt{S}} + \frac{p_{\text{э}}}{L_1 + L_2}, \quad (53)$$

$$R = 0,352 \cdot \frac{33,548}{\sqrt{1152}} + \frac{33,548}{644 + 136} = 0,391 \text{ Ом.}$$

Полученное значение меньше допустимого, следовательно, заземляющее устройство разработано верно.

Таким образом мы произвели расчеты заземлителя, и выбрали количество необходимого материала.

Приступаем к выбору громоотводов, для защиты людей и оборудования, от воздействия природных явлений.

Для защиты оборудования и людей от молний, необходимо в начале определить высшую точку напряжения прикосновения, принимаем это число равным:

$$U_{\text{пр,доп}} = 500 \text{ В.}$$

Коэффициент распределения потенциала по поверхности земли, можно определить по формуле (54):

$$a = M \cdot \left(\frac{a \cdot \sqrt{S}}{I_B \cdot L_{\Gamma}} \right)^{0,45}, \quad (54)$$

$$a = 0,62 \cdot \left(\frac{4 \cdot \sqrt{1152}}{4 \cdot 644} \right)^{0,45} = 0,165.$$

где M – коэффициент, зависящий от сопротивления грунтов равный в нашем случае 0,62.

Коэффициент, учитывающий сопротивлений растеканий токов от ног людей, можно определить по формуле (55):

$$\beta = \frac{R_{\text{ч}}}{R_{\text{ч}} + 1,5 \cdot \rho_1}, \quad (55)$$

$$R_{\text{ч}} = 1000 \text{ Ом,}$$

$$\beta = \frac{1000}{1000 + 1,5 \cdot 60} = 0,917.$$

где $R_{ч}$ – примерное сопротивление человека.

Напряжение, приложенное к человеку, можно определить по формуле (56):

$$U_{ч} = I_{п,0} \cdot 10^3 \cdot R \cdot a \cdot \beta, \quad (56)$$

$$U_{ч} = 6,53 \cdot 10^3 \cdot 0,391 \cdot 0,165 \cdot 0,917 = 386,3 \text{ В.}$$

Полученное значение меньше допустимого, следовательно, безопасность людей обеспечена.

Для защиты ГПП планируется использование четырех стержневых молниеотводов, установленных на внешних сторонах линейных и трансформаторных порталов.

Расстояние между молниеотводами:

- по короткой стороне $l_1 = 22$ метра;
- по длинной стороне $l_2 = 28$ метра.

Максимальная высота объекта, на которой необходимо определить зону защиты от молнии это, высота силового трансформатора ТДН–25000/110/10, где h_x высота трансформатора вместе с выводами 110 кВ, примерно равна 5,9 метра.

Предельное расстояние между молниеотводами:

$$L = \sqrt{22^2 + 28^2} = 35,609 \text{ метра.}$$

Для молниеотвода высотой h меньше или равно 30 метров, условие защиты всей подстанция, определяется по формуле (57):

$$L \leq 8 \cdot (h -)h_x \leq 8h_a. \quad (57)$$

Высота молниеотвода h_a над защищаемым объектом h_x , можно определить по формуле (58):

$$h_a \geq \frac{L}{8}, \quad (58)$$
$$h_a \geq \frac{35,609}{8} = 4,451 \text{ метра.}$$

Полная высота молниеотвода вычисляем по формуле (59):

$$h = h_a + h_x, \quad (59)$$
$$h = 6,1 + 5,9 = 13 \text{ метров.}$$

где h_a принимаем высоту, равной 7,1 метра.

Вершина конуса молниеотвода, высота:

$$h_0 = 0,92 \cdot 12 = 11,04 \text{ метра.}$$

Защита на уровне земли или радиус защиты, можно определить по формуле (60):

$$r_0 = 1,5 \cdot 13 = 19,5 \text{ метра,}$$
$$2 \cdot r_0 \geq L, \quad (60)$$
$$36 \text{ метра} \geq 35,609 \text{ метра.}$$

Радиусы защит, на уровнях защищаемых объектов, можно определить по формуле (61):

$$r_x = 1,5 \cdot (h - 1,1h_x), \quad (61)$$
$$r_x = 1,5 \cdot (13 - 1,1 \cdot 5,9) = 9,765 \text{ метра.}$$

Высоты средних частей попарно взятого молниеотвода или короткие стороны молниеотводов, можно определить по формуле (62):

$$h_{c1} = h_0 - 0,14 \cdot (l_1 - h), \quad (62)$$
$$h_{c1} = 11,04 - 0,14 \cdot (22 - 13) = 9,78 \text{ метра.}$$

Высоты средних частей попарно взятого молниеотвода или длинные стороны молниеотводов, можно определить по формуле (63):

$$h_{c2} = h_0 - 0,14 \cdot (l_2 - h), \quad (63)$$
$$h_{c2} = 11,04 - 0,14 \cdot (28 - 13) = 8,94 \text{ метра.}$$

Ширина средних частей зон, попарно взятого молниеотвода на уровнях оберегаемого объекта или короткие стороны, можно определить по формуле (64):

$$r_{c1} = r_0 \cdot \frac{h_{c1} - h_x}{h_{c1}}, \quad (64)$$
$$r_{c1} = 19,5 \cdot \frac{9,78 - 5,9}{9,78} = 7,74 \text{ метра.}$$

Ширина средних частей зон, попарно взятого молниеотвода на уровнях оберегаемого объекта и длинные стороны, можно определить по формуле (65):

$$r_{c2} = r_0 \cdot \frac{h_{c2} - h_x}{h_{c2}}, \quad (65)$$
$$r_{c2} = 19,5 \cdot \frac{8,94 - 5,9}{8,94} = 6,63 \text{ метра.}$$

Из полученного плана очевидно, что наш объект полностью защищен, четыре выбранных молниеотвода высотой 13 метра выполняют защиту подстанции и персонала от ударов молнии.

Полученные данные выбранных молниеотводов наносятся на план молниезащиты (рисунок 10):

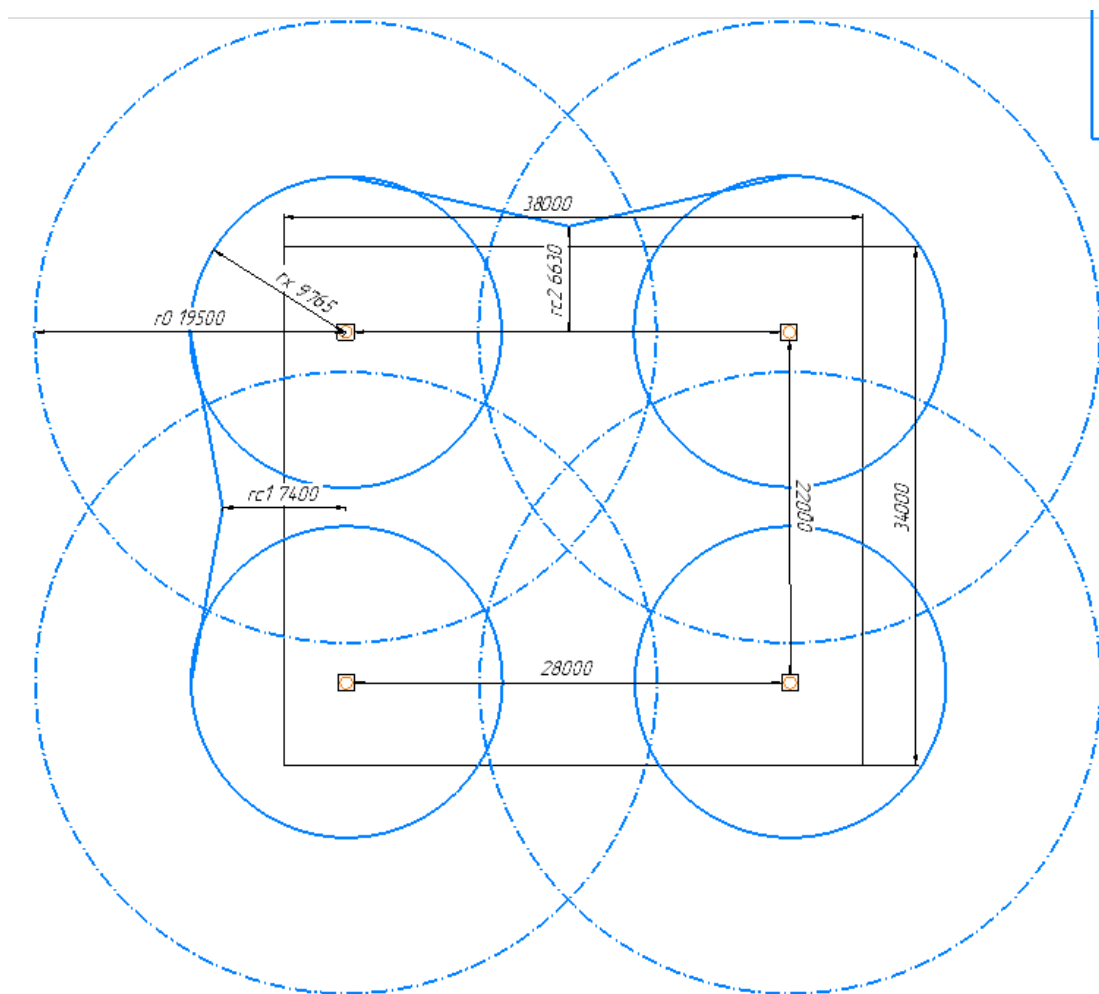


Рисунок 10 – Грозозащита вид сверху

Вывод. Был произведен расчет заземления на подстанции, а также рассчитана молниезащита.

Заключение

В ходе ВКР были выполнены основные требования, предъявляемые к проектированию подстанции.

Данная работа составлен в соответствии с нормативными документами и является:

- безопасным для обслуживаемого персонала;
- имеет 3 вида возможности работы от одной линии.

В результате проведения работы была спроектирована подстанция, рассчитано и выбрано оборудование.

Был произведен расчёт токов короткого замыкания, рассмотрены аварийные режимы.

Затем после этого было выбрано оптимальное оборудование для проектируемой подстанции с учётом дальнейшего расширения и увеличение нагрузок.

При выборе аппаратов и оборудования предпочтения было отдано оборудованию российских производителей, которое хорошо зарекомендовало себя.

Для реализации основных целей работы, в работе также было произведено решения основных задач:

- анализ исходных данных по объекту;
- рассмотрения основного теоретического материала, необходимого для выполнения решений по проекту.

Также в ходе выполнения работы были решены основные задачи проекта, а именно:

- выбраны электрические аппараты и проводники;
- собственные нужды подстанции и оперативный ток;
- защиты трансформатора;
- заземление подстанции и защиту от молнии.

Список используемой литературы

1. АО «РАДИУС Автоматика» URL: <https://www.rza.ru/> (дата обращения: 19.09.2023).
2. Вахнина В. В. Проектирование систем электроснабжения; ТГУ; Институт энергетики и электротехники, кафедра «Электроснабжение и электротехника», Тольятти издательство ТГУ, 2016. 78 с.
3. Вахнина В. В. Системы электроснабжения, ТГУ, Институт энергетики и электротехники, кафедра «Электроснабжение и электротехника», Тольятти издательство ТГУ, 2015. 46 с.
4. Группа компаний «СВЭЛ» URL: <https://svel.ru/> (дата обращения: 09.07.2023).
5. Компания ООО «Курс» URL: <https://zaokurs.ru/> (дата обращения: 17.09.2023).
6. Компания «Элтон» URL: <https://eltonn.ru/> (дата обращения: 17.08.2023).
7. Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов, издательский дом МЭИ, 2014. 510 с.
8. Курский электроаппаратный завод «КЭАЗ» URL: <https://keaz.ru/> (дата обращения: 23.09.2023).
9. Линия опоры URL: <https://linijaopory.ru/provod-as-120-19-ves-diametr-sechenie-i-drugie-karakteristiki/> (дата обращения: 24.09.2023)
10. «Министерство энергетики РФ» URL :<https://minenergo.gov.ru/> (дата обращения: 24.09.2023).
11. ООО «Газпром энерго» URL:<https://gazpromenergo.gazprom.ru/> (дата обращения: 17.08.2023).
12. Ополева Г. Н. Электроснабжение промышленных предприятий и городов: Форум, ИНФРА–М, 2018. 416 с.
13. Правила устройства электроустановок. Раздел 4. Распределительные устройства и подстанции. Глава 4.1. Распределительные

устройства напряжением до 1 кВ переменного тока и до 1,5 кВ постоянного тока. Глава 4.2. Распределительные устройства и подстанции напряжением выше 1 кВ : утверждено приказом Минэнерго России от 20 июня 2003 года № 242 : дата введения 2003-11-01 / Министерство энергетики Российской Федерации. Изд. 7-е. Москва : ЭНАС, 2013. 462 с..

14. «Росстандарт» Госты Российской Федерации URL: <https://www.gost.ru/portal/gost/> (дата обращения: 17.09.2023).

15. Сайт группы компаний «Таврида Электрик» URL: <https://www.tavrida.ru/ter/solutions/VCB/> (дата обращения: 07.08.2023).

16. Справочник по проектированию электрических сетей. И.Г. Карапетян, 2012. 376 с.

17. «Тольяттинский трансформатор», ТДН 25000 кВА URL: <https://www.transformator.com.ru/ttproduction/transform> (дата обращения: 19.08.2023).

18. «УралЭнерго» URL: <https://uralen.ru/catalog/trans/group-40/539.html> (дата обращения: 19.08.2023).

19. Шеховцов В. П. Расчет и проектирование схем электроснабжения. Методическое пособие для курсового проектирования, 3–е издание. Форум. ИНФРА–М, 2019. 214 с.

20. Шеховцов В. П. Справочное пособие по электрооборудованию и электроснабжению. ИНФРА–М, 2019. 136 с.

21. «Эмпромстрой» электрическая компания URL: <https://www.epromstroy.ru> (дата обращения: 10.09.2023).

22. ЭТК «Оникс» URL: <https://etk-oniks.ru> (дата обращения: 19.08.2023).