

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 Реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз»

Обучающийся

А. А. Смолин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.п.н., доц. М. Н. Третьякова

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

Консультант

к.п.н., доцент, доцент А. В. Егорова

(ученая степень, звание, И.О. Фамилия)

Тольятти 2024

## Аннотация

Данная выпускная квалификационная работа посвящена реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз». В ней представлена характеристика данной подстанции и обоснование необходимости ее реконструкции.

Одним из важных действий является выбор силовых трансформаторов и главной схемы электрических соединений. Также проведён расчет токов короткого замыкания. Это позволило определить оптимальные параметры для обновления подстанции.

Ещё представлен выбор электрооборудования, трансформатора собственных нужд и системы оперативного тока. Это позволяет обеспечить эффективную и безопасную работу подстанции.

Релейная защита и автоматика элементов также являются объектами реконструкции. В работе приведены принципы выбора и описание этих систем.

Целью данной работы является:

- повышение надежности и качества энергоснабжения;
- снижение затрат на ремонт и эксплуатацию;
- обеспечение быстродействия автоматики;
- обеспечение питания вновь подключенных потребителей.

Задачи работы включают:

- анализ существующей подстанции;
- выбор необходимого электрооборудования;
- проектирование релейной защиты и автоматики;
- выполнение расчетов токов короткого замыкания.

В данной работе имеется 80 страниц, 33 таблиц и 12 рисунков.

Графическая часть состоит из 6 чертежей.

## **Annotation**

This final qualifying work is devoted to the reconstruction of the electrical part of the 110/35/10 kV substation "Elegaz". It presents the characteristics of this substation and the rationale for the need for its reconstruction.

One of the important actions is the selection of power transformers and the main electrical connection diagram. Short circuit currents were also calculated. This made it possible to determine the optimal parameters for upgrading the substation.

There is also a selection of electrical equipment, auxiliary transformers and operational systems. This allows for efficient and safe operation of the substation.

Relay protection and element automation are also objects of reconstruction. The work presents the principles of selection and description of these systems.

The purpose of this work is:

- increasing the reliability and quality of energy supply;
- reduction of repair and operation costs;
- ensuring the speed of automation;
- providing power to newly connected consumers.

Job objectives include:

- analysis of the existing substation;
- selection of the necessary electrical equipment;
- design of relay protection and automation;
- performing calculations of short circuit currents.

This work has 80 pages, 33 tables and 12 figures.

The graphic part consists of 6 drawings.

## Содержание

Введение .....	4
1 Характеристика подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз» и обоснование необходимости реконструкции .....	6
1.1 Однолинейная схема и характеристика оборудования подстанции .....	6
1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции .....	10
2 Выбор силовых трансформаторов, главной схемы электрических соединений и расчет токов короткого замыкания подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз» .....	12
2.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции .....	12
2.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции .....	16
2.3 Расчёт токов короткого замыкания .....	17
3 Выбор электрооборудования, ТСН и системы оперативного тока подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз» .....	25
3.1 Расчёт и выбор оборудования на стороне 110 кВ .....	25
3.2 Расчёт и выбор оборудования на стороне 35 кВ .....	41
3.3 Расчёт и выбор оборудования на стороне 10 кВ .....	46
3.4 Расчёт и выбор трансформаторов собственных нужд .....	54
3.5 Выбор аккумуляторной батареи и зарядного устройства .....	59
4 Релейная защита и автоматика элементов подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз» .....	66
4.1 Расчет токов КЗ .....	67
4.2 Выбор уставок терминалов защиты .....	71
Заключение .....	77
Список используемых источников .....	78

## Введение

Сургутские городские электрические сети («СГЭС») — это компания, занимающаяся распределением электроэнергии. Основана в 2006 году.

Она управляет электросетями в Сургуте и прилегающих населенных пунктах. «Основные направления деятельности ООО «СГЭС» включают:

- транспортировку и распределение электричества;
  - техническое обслуживание и эксплуатацию оборудования;
  - подключение объектов к электросетям;
  - монтаж электросетей и оборудования до 110 кВт;
- внедрение современных технологий и автоматизированных процессов.

ООО «СГЭС» обслуживает кабельные линии протяженностью 1583,59 км, воздушные линии протяженностью 629,84 км, распределительные пункты в количестве 70 штук и трансформаторные подстанции - 712 штук.

Важным элементом электросетей является подстанция 110/35/10 кВ «Элегаз». Она играет роль в обеспечении энергосистемы ГТЭС в районе ДНС-3 Восточно-Сургутского месторождения» [14]. В данной работе планируется реконструкция электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз». Это позволит снизить вероятность отключения электроснабжения у потребителей в случае выхода из строя оборудования подстанции, обеспечивая более надежную работу в будущем.

Целью данной работы является:

- повышение надежности и качества энергоснабжения;
- снижение затрат на ремонт и эксплуатацию;
- обеспечение быстродействия автоматики;
- обеспечение питания вновь подключенных потребителей.

Для этого нужно провести замену устаревшего оборудования на более современное, так как имеющееся электроустановки не позволяет обеспечить указанные технические и экономические цели.

# 1 Характеристика подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз» и обоснование необходимости реконструкции

## 1.1 Однолинейная схема и характеристика оборудования подстанции

На подстанции есть два силовых устройства, называемые трансформаторами. Один называется Т-2, и он может производить много электричества, примерно 10 МВ×А. Он использует напряжение 110/35/10 киловольт. Другой трансформатор, Т-1, немного меньше и может выдавать 6,3 МВ×А. Он использует напряжение 110/10 киловольт.

Более подробно о линиях 10 киловольт можем посмотреть в таблице 1. Подстанция «Элегаз» получает электроэнергию от двух линий электропередачи, называемых «Сургут 1» и «Сургут 2». Также у нее есть линия электропередачи меньшего размера 35 кВ «ГТЭС», идущая к газовой турбине электроподстанции.

Таблица 1– Характеристики отходящих линий 10 кВ

Отходящие линии	Длина, км	Марка и сечение кабеля	Секция шин	Потребители	Категория надёжности электроснабжения
10 кВ					
ВЛ – 330	15,38	АС – 50	I	Бытовой сектор	Третья
ВЛ – 329	10,38	АС – 70	I	То же	Третья
ВЛ – 328	5,6	АС – 50	I	То же	Третья
ВЛ – 331	8,06	АС – 70	II	То же	Третья
ВЛ – 332	8,06	То же	II	То же	Третья
ВЛ – 333	15,38	АС – 50	II	То же	Третья

На подстанции находятся два мощных электрических трансформатора. В таблице 2 представлены их особенности.

Таблица 2 – Характеристики трансформаторов

Характеристика	Описание трансформаторов	
	ТМН – 6300 / 110	ТДТН – 10000 / 110
Завод-изготовитель	Запорожский трансф. завод	Запорожский трансф. завод
Год установки	1987	1987
Номинальная мощность, кВ×А	6 300	10 000
Номинальное напряжение, кВ	115/11	115/38,5/11
Тип РПН	РС – 9 с моторным приводом МЗ-4	РС – 9 с моторным приводом МЗ-4
Рх, кВт	10,4	17,5
Рк, кВт	45,9	55,5
Uк, %	11,1	6,9
Iх, %	0,67	0,99

Трансформатор собственных нужд ТМ – 63/10 присоединен к основным трансформаторам ТМН – 6 300/110 и ТДТН – 10 000/110.

Детальные характеристики трансформаторов указаны в таблице 3.

Таблица 3 – Технические характеристики трансформаторов

Тип	ТМ – 63/10 – У1
Номинальная мощность, кВт	63
Номинальное напряжение ВН, В	
ВН-1	10 250
ВН-2	10 000
ВН-3	9 750
ВН-4	9 500
Номинальное напряжение НН, В	400
Номинальный ток ВН, А	3, 64
Номинальный ток НН, А	91, 0
Схема и группа соединений обмоток	Y / Yo
Масса (полн./масла), кг	426 / 109

На стороне 35 кВ установлен трансформатор ЗНОМ-35.

Модель НАМИ-10 кВ трансформаторов напряжения установлена на каждой секции низковольтных шин (2 шт.). В ячейке используются разъёмные контакты выкатных тележек для подключения к шинам на 10 кВ. Для обеспечения максимальной безопасности установлены предохранители ПНО.1-10 УЗ.

Токовые трансформаторы снижают силу тока в первичной цепи до безопасного уровня, что позволяет легко работать с измерительными приборами и реле. Они также изолируют измерительные и защитные цепи от высоковольтных первичных цепей.

На стороне среднего напряжения устанавливаются встроенные однофазные трансформаторы тока, такие как ТВ-35 и ТВТ-35 кВ, что включает в себя кольцевой магнитопровод с намотанной вторичной обмоткой.

В свою очередь, трансформаторы тока серии ТЗЛМ-10 установлены на стороне с низким напряжением

В ячейках на 110 и 35 кВ установлены разъединители РДЗ-1(2) с напряжением 110 и 35 кВ соответственно. Они имеют один или два комплекта заземляющих ножей и рассчитаны на номинальный ток 1000 А. Они трёхфазные, наружной установки, предназначены для создания видимого разрыва между разрывом между выведенными в ремонт и находящимися под напряжением смежными токоведущими частями.

Разъединители оборудованы ручными приводами типа ПР-У1. Так как разъединители не имеют дугогасительных устройств, операция с ними выполняются в цепях без тока нагрузки, находящихся под напряжением или в цепях без напряжения.

Разъединители могут отключать намагничивающие токи силовых ненагруженных трансформаторов и зарядные токи линий электропередачи. Дуга, возникающая при отключении таких токов, слабая, быстро гаснет и практически не повреждает контактные поверхности.

На стороне 110 кВ нет выключателей, так как для удешевления конструкции подстанции на вводах трансформаторов не предусмотрены выключатели, вместо них установлены два блока «отделитель-короткозамыкатель».

На 10 кВ стороне расположены девять выключателей. Для ввода применяются два выключателя модели ВК-10-20-1600. На секционной перемычке и фидерах имеются шесть выключателей типа ВК-10-20-630. Отделители, которые применяются на подстанции, оборудованы моделью ОД-110 кВ. Они оснащены приводом ПРО и имеют номинальный ток 1250 А. Эти отделители были изготовлены в 1987 году и введены в эксплуатацию в том же году.

Короткозамыкатели на подстанции выполнены моделью КЗ-110 кВ. Они оснащены приводом ПРК.

Короткозамыкатели были изготовлены в 1992 году и также введены в эксплуатацию в 1992 году. На стороне 35 кВ установлен один выключатель С-35 М-630-10. Тип привода – пружинно-грузовой серии ПП-67. Он был изготовлен в 1987 году.

Защита от перенапряжения на подстанции выполнена разрядниками таблица 4.

Таблица 4 – Данные разрядников установленных на подстанции

Тип	Место установки	Номинальное напряжение, кВ	Пробивное напряжение, кВ	Вес, кг
РВС-110М	Шинный мост 110 кВ Т-1, Т-2	110	200 – 250	185
РВС-35	Нейтрали Т-1, Т-2	40,5	78 – 98	165
РВС-15		19	38 – 48	94
РВО-10	Шинный мост 110 кВ Т-1, Т-2, I СШ-10, II СШ-10	12,7	26 – 30,5	4,2

«На подстанции установлены защитные механические реле.

Таблица 5 содержит информацию о видах защиты.

Таблица 5 – Релейная защита на подстанции

Защищаемый объект	Вид защиты											
	Ток. отсечка	МТЗ-110	МТЗ-35	МТЗ-10	Диф. защита	Газовая	Перегр.	Дист.	АПВ (1 кр.)	ЗДЗ	Защита от замыканий на землю	АЧР (ЧАПВ)
Тр-р ТМН – 6 300 / 110	-	+	-	+	+	+	+	-	+	-	-	-
Тр-р ТДТН – 10000 / 110	-	+	+	+	+	+	+	-	+	-	-	-
I-я СШ 10 кВ	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
II-я СШ 10 кВ	-	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	-
ВЛ – 330	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 329	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 328	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 331	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 332	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+
ВЛ – 333	+	-	-	+	-	-	-	-	-	+	-	+

Далее следует подраздел о причинах необходимой реконструкции» [3].

### 1.3 Обоснование необходимости реконструкции подстанции

Техническое состояние данного оборудования уже отстает от современных стандартов и требует замены. Более того, многие комплектующие отсутствуют, что не позволяет создать резервный фонд.

После проверки подстанции стало очевидно, что необходимы работы по ее модернизации. Необходимо обновить систему распределительного оборудования для напряжения 110 и 35 кВ, заменив старое оборудование на новое. При этом необходимо сохранить схему распределительного

оборудования для напряжения 10 кВ, произведя замену масляных выключателей на вакуумные.

Требуется установить систему мониторинга для постоянного контроля ключевых параметров в трансформаторах. Необходимо обновить токовые и напряженные трансформаторы, которые отвечают за защиту трансформаторов, для увеличения их эффективности. Важно также соблюдать все нормы безопасности и экологической чистоты на территории объекта.

Для обеспечения более высокой надежности оборудования и повышения качества поставляемой электроэнергии необходимо провести реконструкцию подстанции.

Нужно заменить старые выключатели, которые устанавливались очень давно. Также в них сейчас отсутствуют важные инструкции и детали. Вместо этого можно использовать более новые, эффективные. Важно учитывать, что перед заливкой масла в новое оборудование необходимо провести химические исследования, чтобы удостовериться в его пригодности для использования. Это может привести к некоторому увеличению времени, требуемого для ремонта данного оборудования.

Выводу по разделу: для обеспечения более надежной работы оборудования и повышения качества нужно провести реконструкцию подстанции. Ремонт масляных выключателей напряжением 35 и 10 кВ в настоящее время стал осложнен отсутствием большей части руководств по их восстановлению и малым количеством деталей для замены устаревших деталей.

## 2 Выбор силовых трансформаторов, главной схемы электрических соединений и расчет токов короткого замыкания подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз»

### 2.1 Выбор мощности трансформаторов подстанции

Используем данные о нагрузках подстанции (Таблица 6).

Таблица 6– Загрузка трансформаторов и отходящих линий

Ответвления	Дата							
	18.12.2022 г.			22.12.2022 г.	20.06.2022 г.			22.06.2022 г.
	Час							
	3.00	9.00	17.00	4.00	3.00	9.00	17.00	4.00
I секция 10 кВ								
ВЛ–330	P, кВт/Q, квар							
	150	112,5	150	150	40,5	40,5	40,5	35,5
	100	70	110	90	20	10	20	15
ВЛ–329	P, кВт/Q, квар							
	75	75	80	75	39,5	75	75	70
	80	50	70	50	10	15	30	25
ВЛ–328	P, кВт/Q, квар							
	37,5	37,5	50	37,5	-	-	-	-
	30	20	20	10	-	-	-	-
ТМН – 6300/110	P, кВт/Q, квар							
	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-
ВЛ–331	P, кВт/Q, квар							
	37,5	37,5	37,5	25	30	35,5	30	25
	18	17	6	5	10	18	10	11
ВЛ–332	P, кВт/Q, квар							
	37,5	37,5	37,5	37,5	30	25	37,5	22,5
	8	10	15	5	11	6	10	19
ВЛ–333	P, кВт/Q, квар							
	37,5	37,5	37,5	37,5	30	37,5	30	20
	12	25	10	5	4	20	10	10
ТДТН – 10000/110	P, кВт/Q, квар							
	190,5	290	350,5	160,5	160	171	172,5	120
	73	97	123	20	36	74	80	83,5

Число трансформаторов зависит от категории потребителей, типа и мощности. Требуется определение нагрузки, которую несут шины.

Рассчитаем мощность за самые холодные месяцы 2022 года:

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}, \quad (1)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$  – активная и реактивная мощности соответственно.

$$S_{ВЛ-328} = \sqrt{50^2 + 20^2} = 53,85 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Рассчитаем и все остальные отходящих линий и занесем результаты в таблицу 7:

$$S_{\text{ШИН } 10 \text{ кВ}} = \sum S_i. \quad (2)$$

Таблица 7 – Мощности линий и секций шин

Ответвления	S, кВ·А	Ответвления	S, кВ·А
I секция 10 кВ		II секция 10 кВ	
ВЛ – 330	132,5	ВЛ – 331	37,98
ВЛ – 329	90,14	ВЛ – 332	40,39
ВЛ – 328	53,85	ВЛ – 333	38,81
ГТЭС	4127	-	-
I СШ 10 кВ	4403,49	II СШ 10 кВ	117,18

Нужно учитывать два фактора при выборе трансформаторов. Вначале устанавливается оптимальное количество трансформаторов, необходимых для эффективной работы данной подстанции. При принятии данного решения необходимо учитывать требования по обеспечению надежности

электроснабжения потребителей, которые зависят от электроэнергии, получаемой от указанных трансформаторов.

После этого проводится расчет мощности каждого трансформатора.

«Для однострансформаторной подстанции требуется, чтобы мощность трансформатора  $S_T$  превышала мощность потребителей  $S_P$ , которые питаются от этого трансформатора» [22]. Условие имеет вид:

$$S_T \geq S_P, \quad (3)$$

а коэффициент загрузки  $K_3$  должен быть 0,9. Он вычисляется по формуле:

$$K_3 = \frac{S_P}{S_T}. \quad (4)$$

Чтобы обеспечить непрерывное электроснабжение при отказе одного из двух трансформаторов, мощность каждого должна покрывать всю нагрузку. При определении этой мощности учитывается его способность переносить нагрузку, исходя из текущих условий эксплуатации.

$$S_T \geq \frac{S_P}{1,4}. \quad (5)$$

Трансформаторы в нормальных условиях загружаются на уровне от 0,65 до 0,75. При выборе трансформаторов для подстанций, объединяющих питающие и распределительные сети, важно учитывать необходимость использования тех, что распределяют нагрузку равномерно.

Для нашей подстанции «Элегаз» решено установить только один трансформатор, что позволит снизить потери в основной сети и сделать реконструкцию более экономически выгодной.

Для расчёта мощности нашей подстанции во время наиболее нагруженного зимнего периода в декабре 2022 года мы использовали следующую формулу:

$$S_p = S_{I\text{ сш}} + S_{II\text{ сш}}; \quad (6)$$
$$S_p = 4403,49 + 0,11718 = 4,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Расчётную мощность трансформатора определяем по формуле (5)

$$S_T \geq \frac{4,4}{1,4} = 3,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$S_T \geq S_p$ , то есть  $6,3 \text{ МВА} \geq 3,14 \text{ МВА}$ . Условие выполняется.

Выбираем трансформатор ТМТН – 6300/110/35/10.

Вычисление коэффициента загрузки трансформаторов при нормальной эксплуатации осуществляется в соответствии с уравнением (4):

$$k_z^{\text{норм}} = \frac{4,4}{6,3} = 0,7.$$

Вычисления отображают следующее: лучшим вариантом будет замена трансформаторов Т-1 и Т-2 на один Т-1 ТМТН – 6300/110/35/10.

Это обновленное оборудование обладает рядом преимуществ, которые окажут положительное влияние на эффективность работы системы. Установка одного трансформатора 110/35/10 кВ на подстанции «Элегаз» снижает потери в сети благодаря уменьшению числа трансформаций, снижению внутренних потерь, оптимизации режима работы, снижению потерь в линиях, уменьшению эксплуатационных расходов и капитальных затрат. Это обеспечивает более эффективную и экономически выгодную работу электроснабжающей системы.

## 2.2 Выбор главной схемы электрических соединений подстанции

Подстанции могут быть разделены на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые в зависимости от способа их присоединения.

Тупиковая или концевая подстанция – это подстанция, которая подключается в конце магистральных или радиальных сетей. Это обеспечивает эффективное управление электрическими соединениями и обеспечивает стабильность работы системы.

Комбинация различных схем электрических соединений подстанций позволяет достичь оптимальной эффективности и надежности работы всей системы.

При проектировании основной схемы подстанции необходимо учесть несколько важных аспектов:

- оптимальное распределение электроэнергии, чтобы удовлетворить потребности различных групп потребителей;
- наличие резервных и запасных источников электроснабжения для обеспечения длительной непрерывности работы системы;
- адаптированность подстанции для будущего расширения и модернизации;
- гарантированное обеспечение безопасности работников и поддержание нормальной эксплуатационной среды;
- установка и настройка необходимого оборудования и систем контроля и управления для эффективного функционирования подстанции.

Выбор конфигурации распределительной установки зависит от различных факторов, включая номинальное напряжение, количество и мощность соединений, а также конфигурацию сети и планы её развития. Для подстанций были выбраны оптимальные схемы, проверенные на практике.

Схему РУ выбираем 3Н блок (линия – трансформатор) с выключателем. Она является типовой и позволяет максимально

оптимизировать процесс соединения подстанций. Однако, при необходимости, мы можем вносить определенные изменения в типовую схему, при наличии соответствующих технико-экономических обоснований.

Подстанции ЗН, также известные как блочные подстанции, представляют собой первый этап в развитии двух-трансформаторных подстанций. В конечном итоге эти подстанции будут переходить на метод «сдвоенный блок без перемычки». Они предназначены для подстанций 330 кВ, подключенных к двум коротким высоковольтным линиям, а также для работы в неблагоприятных атмосферных условиях, где требуется минимальное коммутационное оборудование. Двойная схема ЗН используется в ограниченных районах и представляет собой возможный другой вариант схеме 4Н.

На следующем этапе соединения подстанций рассматривается схема распределительных устройств РУ-10 кВ. Для неё выбираем одиночную систему шин. При выборе данной мы учитываем номинальное напряжение, количество присоединений и способ присоединения подстанции к сети.

Кроме того, при выборе схемы РУ 10 кВ, предпочтение отдается одиночной системе шин. Это решение позволяет обеспечить стабильность и надежность электрических соединений, а также эффективное функционирование подстанции.

### **2.3 Расчёт токов короткого замыкания**

Проведение расчета токов короткого замыкания на подстанции является важным шагом для обеспечения безопасности и эффективной работы систем защиты.

Он не только гарантирует безопасность и эффективную работу защитных механизмов, но и помогает оценить надежность оборудования в условиях возможных аварийных ситуаций.

Анализ результатов расчета позволяет предотвратить повреждения оборудования, корректно настроить защитные системы и повысить общую надежность электроснабжения, что важно для бесперебойной работы энергетических сетей.

«Ток КЗ в рассматриваемой точке определяют из выражения:

$$I_{KЗ}^{(3)} = \frac{E}{\sqrt{3} \cdot \sum X}, \quad (7)$$

где  $E$  – приведенное ЭДС системы или генератора;

$\sum X$  – суммарное приведенное индуктивное сопротивление от источника питания до точки КЗ (если учитывают активное сопротивление, то вместо  $\sum X$  в формулу входит  $\sum Z$  — полное сопротивление от источника питания до точки КЗ)» [5].

Для эффективного подбора и тестирования электрооборудования необходимо провести расчет ударного тока, который представляет собой максимальное значение тока, возникающего в системе при моментальном коротком замыкании. Расчет ударного тока также позволяет оценить надежность и безопасность работы электрооборудования в различных ситуациях эксплуатации. Это позволяет оценить надежность и безопасность работы электрооборудования в различных ситуациях эксплуатации.

Рассчитывается определенной формулой:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\partial}, \quad (8)$$

где  $I_{no}$  – исходное значение периодической составляющей тока при коротком замыкании;

$K_{y\partial}$  – ударный коэффициент.

Приведём расчётную схему (Рисунок 1).

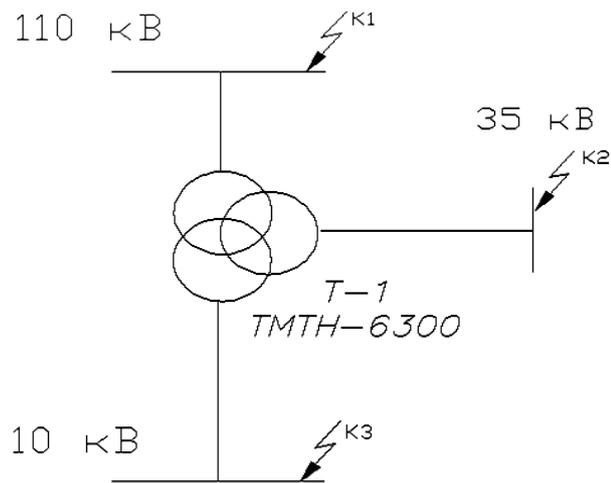


Рисунок 1 – Расчетная схема сети

Для уменьшения вероятности короткого замыкания в электрической сети на понижающей подстанции используются силовые трансформаторы, которые работают на низковольтных шинах.

Для обеспечения эффективной работы всей системы все ее компоненты, включая трансформаторы, входят в общую схему замещения (см. Рисунок 2), учитывая их индуктивное сопротивление.

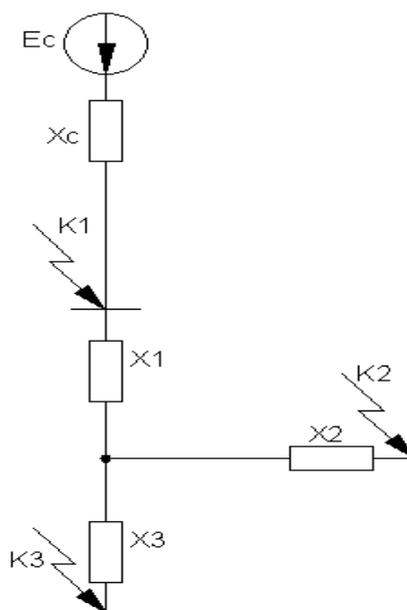


Рисунок 2 – Схема замещения сети

«Рассмотрим характеристики для моделирования замещения трансформатора Т1, тип которого ТМТН – 6300/110/35/10.

Этот трансформатор обладает следующими характеристиками: номинальная мощность  $S = 6300 \text{ кВ}\times\text{А}$ ; номинальное напряжение высокой стороны  $U_{\text{ВН}}=115 \text{ кВ}$ ; номинальное напряжение средней стороны  $U_{\text{СН}}=38,5 \text{ кВ}$ ; номинальное напряжение низкой стороны  $U_{\text{НН}}=11 \text{ кВ}$ ; напряжение короткого замыкания  $U_{\text{к ВН-СН}}=10,7\%$ ; напряжение короткого замыкания  $U_{\text{к ВН-НН}}=17,4\%$ ; напряжение короткого замыкания  $U_{\text{к СН-НН}}=6,2\%$ ; группа соединения обмоток трансформатора  $Y_0/Y_0/\Delta-11$ .» [5].

Базисные токи определяются по выражению:

$$I_B = \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_B}. \quad (9)$$

Находим базисные токи

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0,502 \text{ кА};$$

$$I_{B2} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 37} = 1,56 \text{ кА};$$

$$I_{B3} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 5,5 \text{ кА}.$$

В ходе практических исследований были получены значимые данные о реактивных сопротивлениях, связанных с шинами подстанции «Элегаз» в условиях максимальной и минимальной загрузки.

Были получены следующие параметры:  $X_{\text{сmax}}=0,6823$  в максимальном режиме и  $X_{\text{сmin}} = 1,2805$  в минимальном режиме.

Данная информация представляет важное значение для обеспечения надлежащей работы системы и обеспечения эффективной передачи электроэнергии.

Рассчитаем напряжения трансформатора:

$$\begin{aligned}
 U_{KB} &= \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KB-H} - U_{KC-H}); \\
 U_{KC} &= \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}); \\
 U_{KH} &= \frac{1}{2} \cdot (U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}). \\
 U_{KB} &= \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \% ; \\
 U_{KC} &= \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) \approx -0,25 = 0 \% ; \\
 U_{KH} &= \frac{1}{2} \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \% .
 \end{aligned} \tag{10}$$

Определяем сопротивления трансформатора схемы:

$$\begin{aligned}
 X_{BT} &= \frac{U_{KB}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}; \\
 X_{CT} &= \frac{U_{KC}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}; \\
 X_{HT} &= \frac{U_{KH}}{100} \cdot \frac{S_B}{S_T}; \\
 X_{BT} &= \frac{10,75}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,71; \\
 X_{CT} &= 0; \\
 X_{HT} &= \frac{6,75}{100} \cdot \frac{100}{6,3} = 1,07.
 \end{aligned} \tag{11}$$

Сопротивления линий определяем по формуле

$$X_L = X_0 \cdot L \cdot \frac{S_B}{U_B^2}. \tag{12}$$

где  $U_B$  – базисное напряжение ступени, на которой находится линия.

Анализируем сопротивления каждого элемента в данной схеме:

$$X_l = 0,4 \cdot 13,7 \cdot \frac{100}{115^2} = 0,041 \text{ Ом.}$$

Определим токи КЗ на стороне 110 кВ в точке К1:

$$I_{\text{ПО К1}} = \frac{I_{\text{Б1}}}{X_{\text{К1}}} = \frac{I_{\text{Б1}}}{X_c + X_l}; \quad (13)$$
$$I_{\text{ПО К1}} = \frac{0,502}{0,06823 + 0,041} = 4,6 \text{ кА.}$$

Определяем ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО К1}}, \quad (14)$$

где  $k_{\text{уд}}$  – ударный коэффициент,  $k_{\text{уд}} = 1,61$  для 110 кВ.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 4,6 = 10,47 \text{ кА.}$$

Определим токи КЗ на стороне 35 кВ в точке К2:

$$I_{\text{ПО К2}} = \frac{I_{\text{Б2}}}{X_c + X_l + X_{\text{ВТ}}}, \quad (15)$$
$$I_{\text{ПО К2}} = \frac{1,56}{0,06823 + 0,041 + 1,71} = 0,86 \text{ кА.}$$

Приведём преобразованную схему для определения тока КЗ на шинах 35 кВ (Рисунок 3).

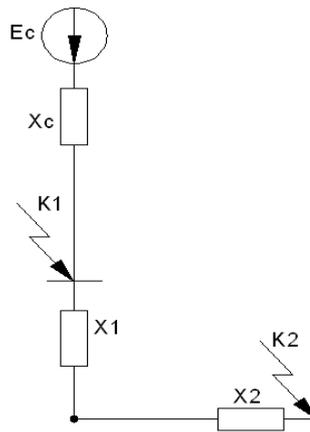


Рисунок 3 – Преобразования для определения тока КЗ на шинах 35 кВ

Определяем ударный ток:

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot k_{уд} \cdot I_{ПО К2}, \quad (16)$$

где  $k_{уд}$  – ударный коэффициент,  $k_{уд} = 1,61$  для 35 кВ.

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot 1,61 \cdot 0,86 = 1,96 \text{ кА.}$$

По рисунку 4 определим токи КЗ на стороне 10 кВ в точке КЗ

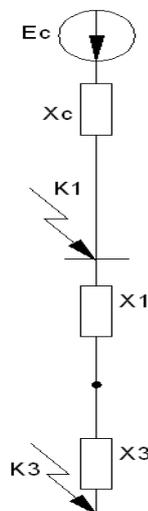


Рисунок 4 – Преобразования для определения тока КЗ на шинах 10 кВ

$$I_{\text{ПО КЗ}} = \frac{I_{\text{БЗ}}}{X_c + X_l + X_{\text{ВТ}} + X_{\text{НТ}}}, \quad (17)$$

$$I_{\text{ПО КЗ}} = \frac{5,5}{0,06823 + 0,041 + 1,71 + 1,07} = 1,91 \text{ кА}.$$

Определяем ударный ток:

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot k_{\text{уд}} \cdot I_{\text{ПО КЗ}}, \quad (18)$$

где  $k_{\text{уд}}$  - ударный коэффициент,  $k_{\text{уд}} = 1,37$  для 10 (6) кВ.

$$i_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 1,37 \cdot 1,91 = 3,71 \text{ кА}.$$

Результаты расчета токов к.з. сведены в таблицу 8.

Таблица 8 – Токи короткого замыкания

Параметр	Точки короткого замыкания		
	РУ ВН (К1)	РУ СН (К2)	РУ НН (К3)
$I_{\text{по}}, \text{ кА}$	4,60	0,86	1,91
$i_{\text{уд}}, \text{ кА}$	10,47	1,96	3,71

Выводы по разделу: В данном разделе определена мощность трансформатора на подстанции. Расчётная нагрузка реконструируемой подстанции  $S_p$  составляет 4,4 МВ×А. Выбран трансформатор ТМТН – 6300/110/35/10.

Для системы напряжения 110 и 35 кВ было принято решение использовать блочную конфигурацию с установленным выключателем, в то время как для 10 кВ была выбрана одиночная схема шин. Рассчитаны токи короткого замыкания.

### 3 Выбор электрооборудования, ТСН и системы оперативного тока подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз»

#### 3.1 Расчёт и выбор оборудования на стороне 110 кВ

«Выключатели выбираются по следующим условиям:

- по напряжению установки:

$$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}, \quad (19)$$

где  $U_{\text{уст}}$  – напряжение установки, кВ;

$U_{\text{ном}}$  – номинальное напряжение аппарата, кВ.

- по рабочему утяжеленному току:

$$I_{\text{раб.ут.}} \leq I_{\text{ном}}, \quad (20)$$

где  $I_{\text{раб.ут.}}$  – рабочий утяжеленный ток, А;

$I_{\text{ном}}$  – номинальный ток аппарата, А.

- по отключающей способности:

$$I_{\text{кз}} \leq I_{\text{ном.откл.}}, \quad (21)$$

где  $I_{\text{кз}}$  – сверхпереходной ток короткого замыкания;

$I_{\text{ном.откл.}}$  – номинальный ток отключения выключателя» [2].

«Выбранный выключатель проверяем:

- на электродинамическую стойкость:

$$i_{\text{уд}} \leq I_{\text{дин}}, \quad (22)$$

где  $i_{уд}$  – ударный ток КЗ, кА;

$I_{дин}$  – ток электродинамической стойкости, кА.

– на термическую стойкость к токам КЗ:

$$B_k \leq I_m^2 \cdot t_m^2, \quad (23)$$

где  $B_k$  – тепловой импульс тока КЗ, определяется по формуле:

$$B_k = I_{кз}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a), \quad (24)$$

где  $I_{кз}$  – ток КЗ, кА;

$t_{откл.}$  – время отключения тока КЗ, с;

$T_a$  – постоянная времени, с.

$I_T$  – предельный ток термической стойкости, кА.

$t_T$  – время протекания тока термической стойкости, с. » [3].

При расчете на электродинамическую и термическую стойкость, следует учитывать, что используемый тип короткого замыкания для проверки является трехфазным.

$$I_{раб.ут} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U}; \quad (25)$$

$$I_{раб.ут} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ А.}$$

Рассчитываем тепловую энергию, выделяющуюся в результате короткого замыкания, используя формулу (24):

$$B_k = 4,6^2 \cdot (1,026 + 0,02) = 22,13 \text{ кА}^2 \cdot \text{с.}$$

Информация о результатах выключателя «представлена в таблице 9.

Таблица 9 – Выбор выключателей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные LW36-126	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 31,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 3150 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 4,6 \text{ кА}$	$I_{откл} = 40 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 10,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 22,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$

Далее выберем выключатель» [4]. Для установки используется коммутационное устройство LW36-126, произведенное компанией «GLOBE SHANGAI» (Китай).

При выборе разъединителей и выключателей нагрузки нужно учитывать их номинальное напряжение и длительный ток. Это важно для обеспечения надежной и безопасной работы оборудования, предотвращения перегрузок и минимизации риска повреждений, что в конечном итоге способствует стабильному функционированию всей электрической системы.

Выключатели нагрузки подвергаются проверке на силу тока для обеспечения надежности и безопасности работы:

$$I_{раб.ут.} \leq I_{откл.} \quad (26)$$

Так как расчеты для выключателей и разъединителей идентичны, мы представили выбор в форме таблицы 10.

Таблица 10 – Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные РГН-2-110.П/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.раз.}$
$I_{раб.ут} = 31,63 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 10,47 \text{ кА}$	$I_{дин} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 22,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 31,5 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 2977 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$

Устанавливаем РГН-2-110.П/1000 УХЛ1

В сетях с напряжением 35 кВ и выше используется гибкий провод типа «АС». Эти провода состоят из стальных и алюминиевых жил, что обеспечивает оптимальное сочетание прочности и электропроводности, делая их надежными и эффективными для передачи электроэнергии на большие расстояния. Это позволяет обеспечить надежное соединение и устойчивость работы системы при высоком напряжении. В пучке два провода изготовлены из сталеалюминиевого материала. Они выполняют важную функцию – выдерживание механических нагрузок, таких как собственный вес системы, обледенение и воздействие ветра.

«Остальные провода, изготовленные из алюминия, служат только для проведения электрического тока. Рекомендуется использовать наибольшее значение сечения каждого отдельного провода в пучке (500, 600 мм<sup>2</sup>), чтобы уменьшить количество проводов и общую стоимость системы проводов» [6].

«Сечение гибких шин и токопроводов проверяются:

– по экономической плотности тока:

$$q_{\text{Э}} = \frac{I_{\text{норм}}}{j_{\text{Э}}}, \quad (27)$$

где  $I_{\text{норм}}$  – ток, протекающий в нормальном режиме;

$j_{э}$  – экономическая плотность тока, определяемая в зависимости от времени работы в максимальном режиме;

$q_{э}$  – экономически наиболее выгодное сечение провода.

– по длительно допустимому току

$$I_{max} \leq I_{доп}, \quad (28)$$

где  $I_{max}$  – ток, протекающий в послеаварийном режиме;

$I_{доп}$  – допустимое значение тока, определяется по справочным данным [4].

– по термическому действию тока КЗ:

$$q_{min} = \frac{\sqrt{B_K}}{C} \leq q, \quad (29)$$

где  $q_{min}$  – минимальное сечение провода по термической стойкости;

$B_K$  – термический импульс тока КЗ;

$C$  – коэффициент,  $C=90$  – для алюминия;

$q$  – действительное сечение проводника.

– по электродинамическому действию тока КЗ;

– по условию «коронирования» [8].

Процессы ионизации воздуха вблизи проводника приводят к дополнительным энергетическим потерям и возникновению электромагнитных колебаний, что может вызывать радиопомехи, а также к образованию озона, что негативно влияет на контактные соединения [15].

«Когда электрическое поле достигает критического уровня напряжения, происходит образование коронного разряда. Он рассчитывается в кВ/см по определенной формуле:

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{r_0}}\right), \quad (30)$$

где  $m$  – коэффициент, учитывающий неровности поверхности провода (для проводов, состоящих из нескольких проволок)  $m=0,82$ ;

$r_0$  – радиус провода, см;

Интенсивность электрического поля вблизи поверхности неразделенного провода вычисляется с использованием выражения:

$$E = \frac{0,354 \cdot U}{r_0 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{r_0}}, \quad (31)$$

где  $U$  – линейное напряжение, кВ;

$D_{CP}$  – среднее геометрическое расстояние между фазами,

$D_{CP}=1,26 \times D$ ;

$D$  – расстояние между соседними фазами.

Провода не будут коронировать, если выполняется условие

$$1,07 \cdot E \leq 0,9 \cdot E_0. \quad (32)$$

Выбор токопроводов для подстанции 110 кВ осуществляется на основе экономической плотности тока, и используются гибкие провода круглого сечения марки АС» [9].

Рабочий ток равен:

$$I_{норм} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_H}; \quad (33)$$

$$I_{норм} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 115} = 31,63 \text{ A.}$$

«Определяем расчетное сечение по экономической плотности тока по формуле (27):

$$q_{\text{э}} = \frac{31,63}{1,1} = 28,75 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение АС-70/11 с допустимым током 265 А.

Проверяем по длительно допустимому току

$$I_{\text{утяж (норм)}} \leq I_{\text{доп}}; \quad (34)$$

$31,63 \leq 265$  – условие выполняется» [10].

Поскольку провода располагаются на открытом пространстве, мы не проверяем их на термическую устойчивость. Вместо этого анализируем их контакт и оцениваем мощность короткого замыкания для распределительной сети 110 кВ:

$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{КЗ}} \cdot I_{\text{КЗ}}; \quad (35)$$
$$S_{\text{КЗ}} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,6 = 916,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

«Т.к.  $S_{\text{КЗ}} = 916,25 \text{ МВ} \times \text{А} < 4000 \text{ МВ} \times \text{А}$ , то проверка на сжестывание не выполняется.

Проверяем на корону.

Определяется начальная критическая напряженность поля по (30):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,69 \text{ кВ} / \text{см}.$$

По формуле (31) определяем напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 10,99 \text{ кВ / см.}$$

Проверяем условие (32):

$$1,07 \cdot 10,99 = 11,76 \leq 0,9 \cdot 34,69 = 31,22.$$

Условие проверки выполняется, поэтому, принимаем провод АС-70/11 с допустимым током 265 А» [13]

«Момент инерции поперечного сечения шины:

$$J = \frac{b^3 \cdot h}{12}, \quad (36)$$

где  $b$  – толщина шины, см;

$h$  – ширина шины, см.

Частота собственных колебаний сборных шин не должна входить в промежуток от 30 до 200) Гц:

$$f_0 = \frac{173,2}{l^2} \cdot \sqrt{\frac{J}{q}}, \quad (37)$$

где  $l$  – длина пролета между изоляторами, м;

$J$  – момент инерции поперечного сечения шины относительно оси, перпендикулярной направлению изгибающей силы, см<sup>2</sup>;

$q$  – поперечное сечение шины, см<sup>2</sup>» [17].

«Шины являются механически прочными при выполнении условия:

$$\sigma_{\text{расч}} \leq \sigma_{\text{доп}}, \quad (38)$$

где  $\sigma_{\text{доп}}$  – допустимое механическое напряжение в материале шин (для алюминиевых шин 82,3 МПа);

$\sigma_{\text{расч}}$  – расчетное напряжение в материале шин:

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{f_{\text{max}} \cdot l^2}{W \cdot 10}, \quad (39)$$

где  $l$  – пролет между изоляторами, м;

$W$  – момент сопротивления шины относительно оси, перпендикулярной действию силы, см.

$$f_{\text{max}} = 1,76 \cdot \frac{i_y^2}{a} \cdot 10^{-7}. \quad (40)$$

При расположении шин плашмя момент сопротивления находится:

$$W = \frac{b^2 \cdot h}{6}, \quad (41)$$

где  $b$  – толщина шины, см;

$h$  – ширина шины, см» [18].

Для работы с 110 кВ использовали шины гибкой конструкции круглого сечения. Провод АС, с сечением 70 мм<sup>2</sup> и допустимым током 265 А, соответствует условиям (34). Поскольку провода расположены на открытом воздухе, не проводится проверка на их термическую стойкость.

Также проверяется, не схлестываются ли провода. Далее рассчитывается мощность при коротком замыкании в распределительной установке напряжением 110 кВ. «Используется формула (35):

$$S_{K3} = \sqrt{3} \cdot 115 \cdot 4,6 = 916,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Т.к  $S_{K3} = 916,25 \text{ МВ} \times \text{А} < 4000 \text{ МВ} \times \text{А}$ , то проверка на схлестывание не выполняется.

Проводим проверку на наличие короны. Затем определяем начальное критическое значение напряженности электрического поля по формуле (30):

$$E_0 = 30,3 \cdot 0,82 \cdot \left(1 + \frac{0,299}{\sqrt{0,57}}\right) = 34,69 \text{ кВ / см.}$$

По формуле (31) определяем напряженность электрического поля:

$$E = \frac{0,354 \cdot 115}{0,57 \cdot \lg \frac{378}{0,57}} = 10,99 \text{ кВ / см.}$$

Проверяем условие (32):

$$1,07 \cdot 10,99 = 11,76 \leq 0,9 \cdot 34,69 = 31,22.$$

Условие проверки выполняется» [11]. «Поэтому, принимаем провод АС-70/11 с допустимым током 265 А.

Выбор трансформаторов тока (ТТ) производится по следующим условиям:

– по напряжению установки:

$$U_{уст} < U_{ном}; \quad (42)$$

– по току (номинальный ток должен быть как можно ближе к рабочему току установки, т. к. недогрузка первичной обмотки приводит к увеличению погрешностей):

$$I_{раб. макс} < I_{ном} \quad (43)$$

– по конструкции и классу точности;

– по электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} \leq k_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_{ном}, \quad (44)$$

где  $k_{эд}$  – кратность динамической устойчивости по каталогу;

$I_{ном}$  – номинальный первичный ток ТТ, А» [24].

«Электродинамическая стойкость шинных трансформаторов тока определяется устойчивостью самих шин РУ, поэтому такие трансформаторы по этому условию не проверяются^

- по термической стойкости:

$$B_K \leq (k_T \cdot I_{1НОМ})^2 \cdot t_T, \quad (45)$$

где  $k_T$  – кратность термической стойкости (справочные данные);

$t_T$  – допустимое время протекания тока термической стойкости, с;

$B_K$  – расчетный импульс квадратичного тока к.з. (тепловой импульс);

- по вторичной нагрузке:

$$Z_2 < Z_{2НОМ}, \quad (46)$$

где  $Z_{2НОМ}$  – номинальная допустимая нагрузка ТТ в выбранном классе точности, Ом;

$Z_2$  – вторичная нагрузка ТТ, Ом» [12].

«Индуктивное сопротивление токовых вторичных цепей невелико, поэтому:

$$Z_2 = r_{приб} + r_{пров} + r_K, \quad (47)$$

где  $r_{приб}$  – сопротивление приборов, Ом,

$I_{2НОМ}$  – номинальный вторичный ток ТТ, А;

$S_{ПРИБ}$  – мощность, потребляемая приборами, В·А;

$r_{пров}$  – сопротивление измерительных проводов (зависит от длины и сечения соединительных проводов), Ом;

$r_K$  – переходное сопротивление контактов ( $r_K = 0,05$  Ом при 3 приборах и  $r_K = 0,1$  Ом при большем числе приборов).

Из выражения (47) определим сопротивление провода:

$$r_{пров} = Z_{2НОМ} - r_{приб} - r_K. \quad (48)$$

Зная  $r_{ПР}$ , можно определить сечение соединительных проводов:

$$q = \frac{\rho \cdot l_{РАСЧ}}{r_{пров}}, \quad (49)$$

где  $\rho$  – удельное сопротивление материала провода

( $\rho = 0,0175 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$  для медных жил, а  $\rho = 0,0283 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{м}}$

для алюминиевых);

$l_{РАСЧ}$  – длина, зависящая от схемы соединения ТТ, м» [12].

«Для алюминиевых проводов наименьшее допустимое сечение составляет 4 мм<sup>2</sup>, в то время как для медных проводов это значение составляет 2,5 мм<sup>2</sup>. Использование проводов с сечением более 6 мм<sup>2</sup> не рекомендуется» [20]. Это ограничение связано с определенными техническими условиями и требованиями эксплуатации. Учет правильного сечения проводов – ключевой фактор для обеспечения безопасной и эффективной работы электрических сетей.

«Результаты выбора измерительных трансформаторов представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Выбор трансформаторов тока на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ТОГФ-110 УХЛ1	Условия выбора
$U_{\text{ном.уст}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.}}=110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.уст}} \leq U_{\text{ном.}}$
$I_{\text{раб.ут}}=31,63 \text{ А}$	$I_{\text{ном.тт}}=100 \text{ А}$	$I_{\text{раб.утяж}} < I_{\text{ном.тт}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}}=10,47 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}}=64 \text{ кА}$	$i_{\text{у}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\text{к}}=22,13 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{т}}=25 \text{ кА}; t_{\text{т}}=3 \text{ с};$ $I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}}=1875 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}}$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{\text{приб}}=0,26 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$	$r_{\text{приб}} \leq Z_{2\text{ном}}$

Для оценки нагрузки наиболее загруженного трансформатора тока по его вторичной обмотке используем схему включения и каталожные данные приборов для определения нагрузки по фазам» [15].

Таблица 12 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях ВН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В×А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5,0	-	5,0
Итого:	-	6,5	0,5	6,5

«Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка ТТ в классе точности 0,5 с вторичным номинальным током 5 А составляет  $Z_{2\text{ном}}=1,2 \text{ Ом}$ .

Сопротивление контактов принимаем  $r_{\text{к}} = 0,1 \text{ Ом}$ .

Определяем сопротивление провода по (48):

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,26 - 0,1 = 0,84 \text{ Ом.}$$

Принимаем соединительные провода с медными жилами, определяем сечение по (49):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 100}{0,84} = 2,08 \text{ мм}^2.$$

Для соединения трансформаторов тока с приборами принимается контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности» [9].

«Трансформаторы напряжения (ТН) выбираются по условиям:

– по номинальному напряжению:

$$U_{\text{уст}} < U_{1\text{НОМ}}, \quad (50)$$

где  $U_{1\text{НОМ}}$  – номинальное первичное напряжение ТН, кВ;

– по вторичной нагрузке:

$$S_{\text{п/ст}} < S_{2\text{НОМ}}, \quad (51)$$

где  $S_{\text{п/ст}}$  – мощность всей внешней вторичной цепи (вторичная нагрузка), присоединенная к трансформатору напряжения с учетом РЗА, В×А;

$S_{2\text{НОМ}}$  – номинальная мощность в выбранном классе точности, при этом следует иметь в виду, что для однофазных трансформаторов, соединенных по схеме «звезда», следует взять суммарную мощность всех трех фаз;

– по классу точности;

– по конструкции и схеме соединения обмоток» [12].

Для простоты мощность не делят по фазам:

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(\sum S_{\text{ПРИБ}} \cdot \cos \varphi_{\text{ПРИБ}})^2 + (\sum S_{\text{ПРИБ}} \cdot \sin \varphi_{\text{ПРИБ}})^2}. \quad (52)$$

«Размер сечения проводов в цепях трансформаторов напряжения определяется в соответствии с допустимой величиной потери напряжения.

$$U_{\text{ном}\%} = \frac{I_{\text{расч}} \cdot R_{\text{пров}} \cdot 100}{U_{\text{ном2}} \cdot \sqrt{3}}, \quad (53)$$

где  $I_{\text{расч}}$  – рассчитанный ток, А;

$R_{\text{пров}}$  – сопротивление, Ом,

$$I_{\text{расч}} = \frac{S_{\text{н/см}}}{U_{\text{ном2}}}, \quad (54)$$

$$R_{\text{пров}} = \rho \cdot \frac{L}{S}, \text{ Ом} \quad (55)$$

где  $L$  – длина проводов, м;

$S$  – сечение провода, мм<sup>2</sup>» [21].

Таблица 13 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S, В×А
Вольтметр	ЦП8501/15	0,5	1	1	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Варметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Электронный счетчик энергии	EA05RAL	1,0	3	1	3,0
Итого	-				6,5

«Расчетная мощность подстанции с учетом РЗА:

$$S_{П/СТ} = 6,5 + 40 = 46,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем по [9] трансформатор типа ЗНОГ-110 УХЛ1.  $S_{2\text{НОМ}} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$  при классе точности 0,5.

Результаты выбора и проверки представим в табличной форме (Таблица 14):

Таблица 14 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 110 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ЗНОГ-110 УХЛ1	Условия выбора
$U_{\text{уст}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{НОМ}}$
$S_{2\Sigma} = 46,5 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\text{НОМ}} = 200 \text{ В} \cdot \text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{НОМ}}$

Рассчитаем потерю напряжения в соединительных проводах.

Рассчитываем ток по (54):

$$I_{\phi} = \frac{46,5}{\frac{100}{\sqrt{3}}} = 0,8 \text{ А}.$$

Определяем сопротивление провода по (55):

$$R_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{2,5} = 0,7 \text{ Ом}.$$

Определяем потерю напряжения по (53):

$$U_{\text{пот}\%} = \frac{0,8 \cdot 0,7 \cdot 100}{57,7} = 0,98 \leq 0,5\%.$$

Определяем сопротивление провода по (55):

$$R_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{100}{6} = 0,29 \text{ Ом.}$$

Определяем потерю напряжения по (53):

$$U_{\text{пот}\%} = \frac{0,8 \cdot 0,29 \cdot 100}{57,7} = 0,4 \leq 0,5\%.$$

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 6 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности» [8].

### 3.2 Расчёт и выбор оборудования на стороне 35 кВ

«Расчет остальных выключателей сведён в таблицы 15 – 16.

Таблица 15 – Выбор выключателя на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ZW17-40.5	Условия выбора
$U_{\text{уст.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.вк.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном.вк.}}$
$I_{\text{раб.уг}} = 94,48 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 2000 \text{ А}$	$I_{\text{раб.уг}} < I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{ПО}} = 0,86 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{ПО}} < I_{\text{откл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 1,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 50 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\text{к}} = 0,77 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{т}} = 10 \text{ кА}; \quad t_{\text{т}} = 3 \text{ с},$ $I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}} = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}}$

Поставим выключатель ZW17-40.5 фирмы Takai Electric Group Co. (Китай).

Таблица 16 – Выбор разъединителей на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные РГН-35/1000 УХЛ1	Условия выбора
$U_{уст.} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном.раз.} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.раз.}$
$I_{раб.ут} = 94,48 \text{ А}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 1,96 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 0,77 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 16 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 768 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$

Представлены данные» [9]. Установим на подстанцию разъединитель РГН-35/1000 УХЛ1.

«Рабочий ток равен по формуле (33):

$$I_{норм} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 94,48 \text{ А.}$$

Определяем расчетное сечение по экономической плотности тока по формуле (27):

$$q_{э} = \frac{94,48}{1,1} = 85,89 \text{ мм}^2.$$

Выбираем сечение АС-95/16 с допустимым током 330 А.

Проверяем по длительно допустимому току по формуле (34):

$$85,89 \leq 330 \text{ – условие выполняется.}$$

Проверка на термическую стойкость не выполняется, т.к. провода находится на открытом воздухе.

Условие проверки выполняется, принимаем сечение провода АС-95/16 с допустимым током 330 А.

Шины на напряжение 35 кВ принимаем гибкими круглого сечения.

Рабочий ток равен по формуле (33):

$$I_{\text{норм}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 37} = 94,48 \text{ А.}$$

Выбираем провод АС с сечением 50 мм<sup>2</sup> и допустимым током 210 А.

Проверяем по длительно допустимому току по условию (34):

94,48 ≤ 210 – условие выполняется» [6].

Не проводится оценка их способности справиться с тепловыми нагрузками, так как положены на открытой территории. Учитывая требования проверки, решено использовать провод АС-50/8, который может выдерживать ток до 210 А. Информация о выборе ТТ отражена в таблице 17.

Таблица 17 – Выбор трансформаторов тока на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные LZZBW8-35	Условия выбора
$U_{\text{уст.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.раз.}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст}} \leq U_{\text{ном}}$
$I_{\text{раб.уг}} = 94,48 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 200 \text{ А}$	$I_{\text{мах.раб}} \leq I_{\text{ном}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 1,96 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 106 \text{ кА}$	$i_y \leq I_{\text{д.с.}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 0,77 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 40 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 4800 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k \leq I_T^2 \times t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{\text{приб}} = 0,084 \text{ Ом}$	$Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$	$r_{\text{приб}} \leq Z_{2\text{ном}}$

«Анализируя схему подключения, мы определяем какие приборы и аппараты подключены к данному трансформатору. Производится измерение значения тока и напряжения, а также учитываются мощность и энергопотребление каждого прибора. В результате этого можно определить нагрузку по фазам, то есть сколько электроэнергии потребляется на каждой фазе.

Таблица 18 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях СН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В · А		
		А	В	С
Амперметр	ЦП8501	0,1	0,1	0,1
Ваттметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	0,5	0,5
Электронный счетчик энергии	ЕА05РАL	1,0	1,0	1,0
Итого	-	2,1	2,1	2,1

Общее сопротивление приборов:

$$r_{\text{приб}} = \frac{2,1}{5^2} = 0,084 \text{ Ом.}$$

Вторичная номинальная нагрузка ТТ в классе точности 0,5 с вторичным номинальным током 5 А составляет  $Z_{2\text{ном}} = 1,2 \text{ Ом}$ .

Сопротивление контактов принимаем  $r_k = 0,1 \text{ Ом}$ » [10].

Определяем сопротивление в соответствии с уравнением (48):

$$r_{\text{пров}} = 1,2 - 0,084 - 0,1 = 1,016 \text{ Ом.}$$

Применяем медные кабели для связи и вычисляем сечение по формуле (49). Преобразуем ее в более простую форму:

$$q = \frac{0,0175 \cdot 75}{1,016} = 1,29 \text{ мм}^2.$$

«Для соединения ТТ с устройствами обычно используют специальный кабель типа КВВГнг-LS с медными проводами, которые не горят и не выделяют дым при возгорании, имеющий сечение  $2,5 \text{ мм}^2$ » [4].

Таблица 19 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S, В·А
Вольтметр	ЦП8501/15	0,2	1	1	0,2
Ваттметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Варметр	ЦП8506	0,5	3	1	1,5
Электронный счетчик энергии	EA05RAL	1,0	3	1	3,0
Итого		-			6,2

Определяемся с выбором трансформатора НАМИ-35. Результаты этого выбора и проверки будут представлены в таблице номер 20.

Таблица 20 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 35 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НАМИ-35	Условия выбора
$U_{уст} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 6,2 \text{ В}\times\text{А}$	$S_{2ном} = 300 \text{ В}\times\text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2ном}$

«Произведем расчет потери напряжения в соединительных проводах.

Определим расчетный ток в соответствии с (54):

$$I_{\Phi} = \frac{6,2}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,04 \text{ А};$$

Далее рассчитаем сопротивление провода по формуле (55):

$$R_{пров} = 0,0175 \cdot \frac{75}{2,5} = 0,525 \text{ Ом};$$

Вычисляем потерю напряжения по выражению (53):

$$U_{\text{пот}\%} = \frac{0,04 \cdot 0,525 \cdot 100}{57,7} = 0,04 \leq 0,5\% .$$

Для подключения трансформаторов напряжения к приборам используем негорючий, бездымный контрольный кабель КВВГнг-LS с медными проводниками с сечением 2,5 мм<sup>2</sup>, удовлетворяющий требованиям механической прочности» [23].

### 3.3 Расчёт и выбор оборудования на стороне 10 кВ

«Подсчёт для остальных выключателей проведён аналогично и представлен в таблицах 21–22.

Таблица 21 – Выбор вводного выключателя на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ZW8 12F/630A 20KA	Условия выбора
$U_{\text{уст.}} = 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном.вк.}} = 12 \text{ кВ}$	$U_{\text{уст.}} \leq U_{\text{ном.вк.}}$
$I_{\text{раб.ут}} = 330,66 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$	$I_{\text{раб.ут}} < I_{\text{ном}}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{\text{пю}} = 1,91 \text{ кА}$	$I_{\text{откл}} = 20 \text{ кА}$	$I_{\text{пю}} < I_{\text{откл}}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{\text{уд}} = 3,71 \text{ кА}$	$I_{\text{дин}} = 40 \text{ кА}$	$i_{\text{уд}} < I_{\text{дин}}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_{\text{к}} = 14,4 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_{\text{т}} = 20 \text{ кА}; \quad t_{\text{т}} = 3 \text{ с},$ $I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}} = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_{\text{к}} < I_{\text{т}}^2 \times t_{\text{т}}$

Для установки выбран выключатель ZW8 12F/630A 20KA от компании «CHINT» (Китай).

Таблица 22 – Выбор выключателей на отходящих линиях 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ZW8 12F/630A 20КА	Условия выбора
$U_{уст.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.вк.} = 12 \text{ кВ}$	$U_{уст.} \leq U_{ном.вк.}$
$I_{раб.ут} = 71,51 \text{ А}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$	$I_{раб.ут} < I_{ном}$
Проверка на отключающую способность		
$I_{ПО} = 1,91 \text{ кА}$	$I_{откл} = 20 \text{ кА}$	$I_{ПО} < I_{откл}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 3,71 \text{ кА}$	$I_{дин} = 40 \text{ кА}$	$i_{уд} < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 14,4 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 20 \text{ кА}; \quad t_T = 3 \text{ с},$ $I_T^2 \times t_T = 1200 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$

Для установки выбран выключатель ZW8 12F/630A 20КА от компании «CHINT» (Китай). Расчет гибкого токопровода включает в себя определение количества и сечения проводников» [16].

Рабочий ток высчитывается как:

$$I_{раб.утяж} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 330,66 \text{ А.}$$

Выбираем размер сечения, учитывая экономическую нагрузку тока.

$$q_{э} = \frac{330,66}{1,1} = 300,6 \text{ мм}^2.$$

Выбираем подходящие несущие провода, учитывая требования и особенности конкретной конфигурации системы.

Проводим расчет площади поперечного сечения несущего провода, учитывая общую площадь связующих проводов.

$$F_{нес} = 0,15 \cdot q_{э} = 0,15 \cdot 300,6 = 45,09 \text{ мм}^2.$$

Принимаем провод АС-50 с  $I_{доп} = 210$  А.

«Число и сечение токоведущих проводов выбирается по следующим условиям:

$$- F \times n + 2 \times F_{нес} = F_{эк};$$

– сечение несущего провода рекомендуется брать на ступень больше токоведущего или равное ему.

Находим количество токоведущих проводов:

$$n = \frac{300,6 - 2 \cdot 50}{50} = 4,01$$

Принимаем 4 токоведущих провод сечением А-50.

Проверка по длительно допустимому току:

$$I_{доп} = 210 \times 2 + 4 \times 210 = 1260 \text{ А. } I_{доп} = 1260 \text{ А} > I_{утяж} = 330,66 \text{ А.}$$

Проверка на термическую стойкость

Минимально допустимое сечение по условию термической стойкости по (29):

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{28,35} \cdot 10^3}{90} = 59,16 \text{ мм}^2,$$

Это меньше  $F_{сум} = 300 \text{ мм}^2$ . Рассчитаем:

$$F_{сум} = 50 \cdot 2 + 50 \cdot 4 = 300 \text{ мм}^2.$$

Проверка на корону не производится, т.к. расчет производится на стороне 10 кВ» [7].

«Окончательно принимаем к установке  $2 \times \text{АС-50} + 4 \times \text{А-50}$ .

$$I_{\text{раб.утяж}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 11} = 330,66 \text{ А.}$$

Предварительно примем шину прямоугольного сечения  $30 \times 4$  мм с  $I_{дон} = 365$  А.

Проверка по допустимому току:  $I_{дон} = 365$  А  $>$   $I_{утяжс} = 330,6$  А.

Проверяем на термическую стойкость. Находим:  $W_k = 28,35$  кА<sup>2</sup>×с.

Минимально допустимое сечение по условию термической стойкости

$$q_{\min} = \frac{\sqrt{28,35 \cdot 10^3}}{90} = 59,16 \text{ мм}^2,$$

Это меньше  $q_{ст} = 30 \times 4 = 120$  мм<sup>2</sup>.» [1].

Для расчета момента инерции используем уравнение (36):

$$J = \frac{b \cdot h^3}{12} = \frac{0,4 \cdot 3^3}{12} = 0,9 \text{ см}^4.$$

Определяем частоту колебаний сборных шин уравнением (37):

$$f_o = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{0,9}{3 \cdot 0,4}} = 66,66 \text{ Гц}.$$

Проблема с собственными колебаниями сборных шин возникает из-за недостаточной частоты, которая должна быть в диапазоне от 30 до 200 Гц. Для решения этой проблемы выбрано увеличение сечения шины, а именно: использование прямоугольной шины размером  $40 \times 5$  мм.

Это позволит достичь требуемой частоты собственных колебаний. Для проведения расчетов есть значение дополнительного тока, которое составляет 540 Ампер:

$$J = \frac{0,5 \cdot 4^3}{12} = 2,67 \text{ см}^4;$$

$$f_o = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{2,67}{3 \cdot 0,4}} = 114,75 \text{ Гц.}$$

Собственная частота колебаний сборных шин не отвечает требованиям, так как находится в диапазоне от 30 до 200 Гц. Для устранения данной проблемы принимаем решение использовать шины большего сечения. В результате выбора применяем шину прямоугольного поперечного сечения размером 100×6 мм, с допустимым током  $I_{\text{доп}} = 1425 \text{ А}$ .

Рассчитаем момент инерции поперечного сечения данной шины:

$$J = \frac{0,6 \cdot 10^3}{12} = 50 \text{ см}^4;$$

$$f_o = \frac{173,2}{1,5^2} \cdot \sqrt{\frac{50}{10 \cdot 0,6}} = 222,22 \text{ Гц.}$$

«Частота колебаний сборных шин соответствует требуемым условиям, поскольку не находится в диапазоне от 30 до 200 Гц» [23].

Распределяем усилия в соответствии с уравнением (40):

$$f_{\text{max}} = 1,76 \cdot \frac{8,8^2}{0,8} \cdot 10^{-7} = 170,37 \text{ Н / м.}$$

Момент сопротивления находим по уравнению (41):

$$W = \frac{0,6 \cdot 10^2}{6} = 10 \text{ см}^3.$$

Определяем расчетное напряжение с помощью уравнения (39):

$$\sigma_{\text{расч}} = \frac{170,37 \cdot 1,5^2}{10 \cdot 10} = 3,83 \text{ МПа.}$$

«Шины механически прочные, т.к.  $\sigma_{расч} = 3,83 \text{ МПа} \leq \sigma_{доп} = 82 \text{ МПа}$  (для алюминия).

В заключении возьмём алюминиевые шины размером 100×6 мм.

Таблица 23 – Данные по выбору токопроводов и сборных шин

Напряжение	Сборные шины, мм <sup>2</sup>	Гибкие токопроводы, мм <sup>2</sup>
110 кВ	АС – 70/11	АС – 70/11
35 кВ	АС – 50/8	АС – 95/16
6 кВ	100×6 мм (прямоугольные)	2×АС-50+4×А-50

Результаты по выбору ТТ представим в виде таблицы 24.

Таблица 24 – Выбор трансформаторов тока на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные ТОЛ-10	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном.уст} \leq U_{ном.}$
$I_{раб.ут} = 330,66 \text{ А}$	$I_{ном.тт} = 600 \text{ А}$	$I_{раб.утяж} < I_{ном.тт}$
Проверка на динамическую стойкость		
$i_{уд} = 3,71 \text{ кА}$	$I_{дин} = 100 \text{ кА}$	$i_y < I_{дин}$
Проверка на термическую стойкость		
$B_k = 14,4 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$I_T = 31,5 \text{ кА}; t_T = 1 \text{ с};$ $I_T^2 \times t_T = 922,25 \text{ кА}^2 \times \text{с}$	$B_k < I_T^2 \times t_T$
Проверка по вторичной нагрузке		
$r_{приб} = 0,26 \text{ Ом}$	$Z_{2ном} = 0,4 \text{ Ом}$	$r_{приб} \leq Z_{2ном}$

С использованием схемы подключения и каталожных данных приборов мы определяем нагрузку по фазам для наиболее загруженного трансформатора тока при проверке по вторичной нагрузке (Таблица 25).

Таблица 25 – Вторичная нагрузка ТТ в цепях НН силового трансформатора

Прибор	Тип	Нагрузка фазы, В×А		
		А	В	С
Амперметр	Ц8501	0,5	0,5	0,5
Ваттметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Варметр	ЦП8506	0,5	-	0,5
Электронный счетчик энергии	СЭТ-4ТМ.02	5	-	5
Итого:	-	6,5	0,5	6,5

Далее приступим к расчётам» [17]. Вычисляем сопротивление:

$$r_{\text{приб}} = \frac{6,5}{5^2} = 0,26 \text{ Ом.}$$

Вычисляем сопротивление согласно формуле (48):

$$r_{\text{пров}} = 0,4 - 0,26 - 0,1 = 0,04 \text{ Ом.}$$

Найдём сечение проводов с медными проводниками с формулой (49):

$$q = \frac{0,0175 \cdot 6}{0,04} = 2,63 \text{ мм}^2.$$

«Используется негорючий, бездымный контрольный кабель КВВГнг-LS с медными проводниками с сечением 4,0 мм<sup>2</sup>» [9]. Также выбираем трансформаторы напряжения на стороне 10 кВ (Таблица 26).

Таблица 26 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S, В×А
Вольтметр	N15Z	0,5	1	1	0,5

Продолжение таблицы 26

Наименование приборов	Тип	Мощность катушек	Число катушек	Число приборов	S, В×А
Ваттметр	PS194P	0,5	3	1	1,5
Варметр	PS194Q	0,5	3	1	1,5
Электронный счетчик энергии	EA05RAL	1,0	3	8	24,0
Итого	-				27,5

«Расчетная мощность подстанции с учетом РЗА:

$$S_{П/СТ} = 27,5 + 50 = 77,5 \text{ В} \cdot \text{А}.$$

Выбираем трансформатор типа НАМИТ-10-95УХЛ2.  $S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В} \times \text{А}$  при классе точности 0,5.

Результаты выбора и проверки представим в таблице 27:

Таблица 27 – Выбор трансформаторов напряжения на стороне 10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные НАМИТ-10-95УХЛ2	Условия выбора
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$
$S_{2\Sigma} = 77,5 \text{ В} \times \text{А}$	$S_{2\text{ном}} = 120 \text{ В} \times \text{А}$	$S_{2\Sigma} \leq S_{2\text{ном}}$

Рассчитаем потерю напряжения в соединительных проводах.

Определяем расчетный ток по (54):

$$I_{\phi} = \frac{77,5}{\sqrt{3} \cdot 100} = 0,45 \text{ А}.$$

Определяем сопротивление провода по (55):

$$R_{\text{пров}} = 0,0175 \cdot \frac{6}{2,5} = 0,042 \text{ Ом.}$$

Определяем потерю напряжения по (53):

$$U_{\text{пот}\%} = \frac{0,45 \cdot 0,042 \cdot 100}{57,7} = 0,08 \leq 0,5\%.$$

Для соединения трансформаторов напряжения с приборами принимаем контрольный кабель негорючий, бездымный КВВГнг-LS с медными жилами сечением 2,5 мм<sup>2</sup> по условию механической прочности» [24].

### 3.4 Расчёт и выбор трансформаторов собственных нужд

На подстанциях с напряжением 110 кВ и выше ТСН с переменным и выпрямленным оперативным током подключаются к выводам главных трансформаторов с напряжением 10 кВ посредством использования предохранителей.

Каждый трансформатор соединяется с выключателем на низковольтной стороне основного электропитания с помощью специального кабеля для низкого напряжения. Данные о конечных потребителях заносятся в таблицу № 28, а также предоставляется расчет нагрузки в виде таблицы.

Таблица 28 – Потребители собственных нужд подстанции

Тип потребителя	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	P <sub>уст</sub> , кВт	Кол-во		P, кВт	Q, кВА р
Подогрев выключателя ОРУ – 110 кВ	2,0	1	1	2,0	-
Подогрев выключателя ОРУ – 35 кВ	2,0	2	1	2,0	-
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	1,0	7	1	7,0	-

Продолжение таблицы 28

Тип потребителя	Установленная мощность		cos φ	Нагрузка	
	P <sub>уст</sub> , кВт	Кол-во		P, кВт	Q, квар
Подогрев приводов разъединителей	0,5	6	1	3,0	-
Подогрев помещений АКБ	3,0	1	1	3,0	
Подогрев релейного шкафа	1,0	2	1	2,0	-
Управление электрообогревом	0,6	1	1	0,6	-
Заводка пружин ЭВ-110 кВ	0,2	1	1	0,2	-
Заводка пружин ЭВ-35 кВ	0,2	1	1	0,2	-
Освещение шкафов КРУ-10 кВ	0,1	9	1	0,9	-
Шкаф вентилятора ЗРУ-10 кВ	1,2	1	1	1,2	-
Питание блока аварийного освещения	0,5	1	1	0,5	-
Шкаф связи, АСКУЭ и ТМ	1,0	1	1	1,0	-
Отопление, освещение:					
ЗРУ 10 кВ совмещенное с ОПУ	25,0	1	1	25,0	-
Освещение:					
ОРУ – 110,35 кВ	12,0	1	1	12,0	
ШОТ	15,0	2	1	30,0	-
Щиток сварки ОРУ-110 кВ	30,0	1	1	30,0	-
Щиток сварки ЗРУ-10 кВ	30,0	1	1	30,0	
Итого				150,6	-

На основе данных, представленных в таблице 28, проведем расчет установленной мощности ТСН:

$$S_{уст} = \sqrt{P_{уст}^2 + Q_{уст}^2}; \quad (56)$$

$$S_{уст} = \sqrt{150,6^2} = 150,6 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

«Для вычисления мощности, потребляемой собственными нуждами подстанции, мы применим следующее уравнение:

$$S_{расч} = K_c \cdot S_{уст}, \quad (57)$$

где  $K_c$  – коэффициент, определяющий соотношение между расчетной нагрузкой и номинальной мощностью, принимаем  $K_c = 0,8$ » [9].

$$S_{расч} = 0,8 \cdot 150,6 = 120,48 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Применяем следующее выражение, в случае которого возможно проведение ремонтных работ или выхода из строя одного из трансформаторов. Тогда мощность поднимется в 1,4 раза:

$$S_m = \frac{S_{расч}}{k_{ав}}; \quad (58)$$

$$S_m = \frac{120,48}{1,4} = 86,06 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Для монтажа были подобраны два трансформатора с мощностью 100 киловольт-ампер, обозначаемые как ТМГ-100/10.

Также имеются предохранители с плавающей вставкой, рассчитанные на номинальный ток в 32 ампера.

«Выбор данных аппаратов защиты по 0,4 кВ производим по условию:

$$I_{н.а} \geq I_p; \quad (59)$$

$$I_{н.р} \geq I_p,$$

где  $I_{н.а}$  – номинальный ток автомата, А;

$I_p$  – расчётный ток, А;

$I_{н.р}$  – номинальный ток теплового расцепителя, А.

Для определения расчетного тока используется следующая формула, которая имеет вид:

$$I_p = \frac{S_1}{\sqrt{3} \cdot U_H}. \quad (60)$$

Рассмотрим на примере подогрев приводов разъединителей.  
 Определяем расчетный ток по формуле (60):

$$I_p = \frac{3}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 4,33 \text{ A.}$$

Выбираем автоматический выключатель ВА51 с  $I_{н.а} = 25 \text{ A}$ ,  $I_{н.р} = 8 \text{ A}$ .

Проверяем по условиям (59):

$$25 \text{ A} \geq 4,33 \text{ A};$$

$$8 \text{ A} \geq 4,33 \text{ A}.$$

Условия выполняются» [16].

Производим аналогичный отбор для всех других групп потребителей и затем объединяем результаты вычислений в таблицу 29.

Таблица 29 – Выбор вводных автоматов на 0,4 кВ

Тип потребителя	$I_p$ , А	$I_{н.а.}$ , А	$I_{н.р.}$ , А	Серия автомата
Подогрев выключателя ОРУ – 110 кВ	2,89	25	6,3	ВА51
Подогрев выключателя ОРУ – 35 кВ	2,89	25	6,3	ВА51
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	10,10	25	12,5	ВА51
Подогрев приводов разъединителей	4,33	25	6,3	ВА51
Подогрев помещений АКБ	4,33	25	6,3	ВА51
Подогрев релейного шкафа	4,33	25	6,3	ВА51
Управление электрообогревом	0,86	25	1,25	ВА51
Заводка пружин ЭВ-110 кВ	0,28	25	1,25	ВА51
Заводка пружин ЭВ-35 кВ	0,28	25	1,25	ВА51
Освещение шкафов КРУ-10 кВ	1,29	25	1,6	ВА51
Шкаф вентилятора ЗРУ-10 кВ	1,73	25	2,5	ВА51

Продолжение таблицы 29

Тип потребителя	$I_p$ , А	$I_{н.а.}$ , А	$I_{н.р.}$ , А	Серия автомата
Питание блока аварийного освещения	0,72	25	1,25	ВА51
Шкаф связи, АСКУЭ и ТМ	1,44	25	2,5	ВА51
Отопление, освещение: ЗРУ-10 кВ, совмещенное с ОПУ	36,08	100	40,0	ВА51
Освещение ОРУ-110,35 кВ	17,32	25	20,0	ВА51
ШОТ	43,30	100	50,0	ВА51
Щиток сварки ОРУ-110 кВ	43,30	100	50,0	ВА51
Щиток сварки ОРУ-10 кВ	43,30	100	50,0	ВА51

Расчёт продолжаем ввести на примере подогрева приводов разъединителей.

«Проводники электрических сетей всех видов и назначений выбираются или проверяются по допустимому нагреву длительным расчетным током  $I_p$ :

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_n}, \quad (61)$$

где  $I_{доп}$  – допустимый ток проводника, А;

$I_p$  – расчётный ток, А;

$K_n$  – поправочный коэффициент на фактические условия прокладки проводов и кабелей,  $K_n = 1$ .

Принимаем пятижильный кабель марки АВВГ(5×2,5) с  $I_{доп} = 29$  А

$$36 \text{ А} \geq 4,33 / 1 = 4,33 \text{ А}.$$

Т.к. данное условия выполняется, выбираем кабель АВВГ(5×4,0)» [17].

Точно таким же образом производится расчет других проводов. Полученные результаты заносятся в таблицу №30 для последующего использования и анализа.

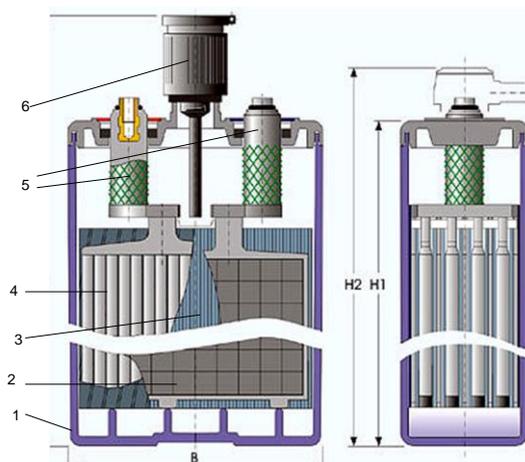
Таблица 30 – Расчет электрической сети

Тип потребителя	$I_{п/ав.уч.},$ А	$K_{п}$	$I_{доп.},$ А	$I'_{п/ав.},$ А	Количество и марка кабеля
Подогрев выключателей ОРУ – 110 кВ	2,89	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев выключателей ОРУ – 35 кВ	2,89	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев шкафов КРУ-10 кВ	10,10	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев приводов разъединителей	4,33	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев приводов разъединителей	4,33	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев помещений АКБ	4,33	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Подогрев релейного шкафа	4,33	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Управление электрообогревом	0,86	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Заводка пружин ЭВ-110 кВ	0,28	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Заводка пружин ЭВ-35 кВ	0,28	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Освещение шкафов КРУ-10 кВ	1,29	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Шкаф вентилятора ЗРУ-10 кВ	1,73	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Питание блока аварийного освещения	0,72	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Шкаф связи, АСКУЭ и ТМ	1,44	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
Отопление, освещение: ЗРУ-10 кВ, совмещенное с ОПУ	36,08	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
ОРУ 110,35 кВ	17,32	1	36	36	АВВГ(5×4,0)
ШОТ	43,30	1	50	50	АВВГ(5х×6,0)
Щиток сварки ОРУ-110	43,30	1	50	50	АВВГ(5х×6,0)
Щиток сварки ОРУ-10 кВ	43,30	1	50	50	АВВГ(5х×6,0)

### 3.5 Выбор аккумуляторной батареи и зарядного устройства

Аккумуляторная батарея должна быть правильно подобрана, чтобы она обеспечивала надежное питание электрических устройств. На одних подстанциях рекомендуется использовать необслуживаемые батареи. А на других – малообслуживаемые (Рисунок 5).

В последнее время производство аккумуляторов с жидким электролитом улучшилась. Благодаря особо чистым материалам и защите от кислорода и загрязнений саморазряд аккумуляторов снизился. Это позволило разработать малообслуживаемые и необслуживаемые аккумуляторы [25].



1 - Прозрачный корпус; 2- отрицательная пластина намазного типа; 3- сепаратор; 4- положительный трубчатый электрод; 5- выводы (борны); 6-фильтр пробка

Рисунок 5 – Схема аккумулятора с жидким электролитом (OPzS).

Трубчатые пластины, изображенные на рисунке 6, содержат элементы, находящиеся в полимерном кислотостойком стержне, и изготовлены из сплава, состоящего из химически чистого свинца (содержание металла не менее 99,9%) и 2% сурьмы.

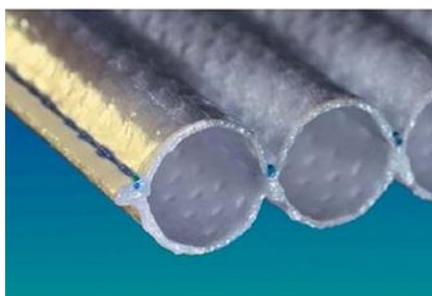


Рисунок 6 – Устройство трубчатого положительного электрода

Сейчас широко используются необслуживаемые аккумуляторы VRLA (Valve Regulated Lead Acid) с регулирующим клапаном, который открывается при повышении давления внутри корпуса.

Емкость свинцово-кислотных аккумуляторов обусловлена как током разряда, так и температурными условиями. Рисунок 7 иллюстрирует разрядные характеристики герметизированных аккумуляторов от компании Delta.



Рисунок 7 – График разрядных характеристик аккумуляторов фирмы Дельта номинальная емкость приведена для 10ч разряда.

Зависимость доступной емкости аккумуляторов GFM (A400) изготовленных по технологии AGM приведена на рисунке 8. Доступная емкость ( $C^*_{\text{дост}}$ ) приведена в относительных номинальных единицах при конечном напряжении разряда до 1,8В.

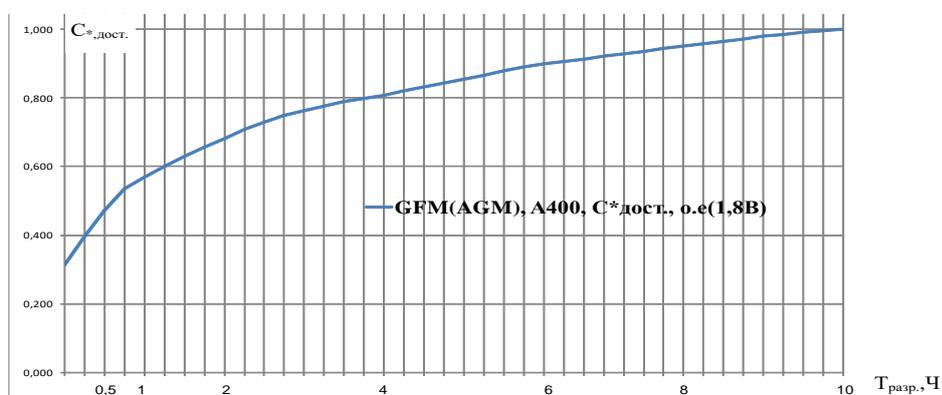


Рисунок 8 – Зависимость изменения доступной емкости аккумуляторов GFM, OGI и A400 в относительных единицах от продолжительности разряда

При использовании аккумуляторов в качестве источников оперативного тока электроустановок расчетная длительность разряда может составлять 0,5; 1,0; 2,0ч [21]. Приведём таблицу доступной ёмкости аккумуляторов (Таблица 31).

Таблица 31 – Доступная емкость аккумуляторов при разряде до 1,8В/эл., при продолжительности разряда 0,5-2ч.

Наименование, тип, технология	T <sub>разр.ном,</sub> ч	C*0,5	C*1,0	C*2,0	Срок службы, лет
OGI,( FIAMM),-12V4OGI100	10	0,4	0,5	0,69	20
Marathon L/XL(L2V520), Германия, техн.-AGM	20	0,56	0,68	0,76	12
Marathon MFT (M06200FT), техн.-AGM	20	0,55	0,66	0,75	12
Sprinter P, (P06V1700), техн.-AGM	20	0,64	0,73	0,81	10
OpzS(24OpzS-3000) , Oldham (Франция), техн.-жидкий электролит	10	0,3	0,46	0,57	15-22
OpzV(OPZV-3000(GFMJ)), A600, Sonnenschein,техн.-dryfit(гель)	10	0,31	0,51	0,62	15-22
GS,(Delta GS12-180 ), Delta Battery (Китай), техн.-dryfit(гель)	10	0,46	0,56	0,65	15
GFM (GFM-3900), Coslight (Китай), техн.-AGM	10	0,4	0,54	0,66	15
FG, (FG26505), Fiamm (Италия), техн.-AGM	20	0,47	0,56	0,67	15
SLA-Monolite (2SLA2000), Fiamm(Италия), техн.-AGM	20	0,33	0,48	0,65	15-20

Максимальное напряжение на шинах оперативного тока составляет 230В (+5%). Расчетное напряжение на элемент при работе в буферном режиме составляет 2,3В.

На подстанциях с ШОТ нужно выбирать необслуживаемые аккумуляторные батареи, а на подстанциях со щитами оперативного тока (ЩОТ) – обслуживаемые (имеется возможность долива воды в электролит).

Системы оперативного постоянного тока с ШОТ обычно предусматривают применение аккумуляторных батарей без дополнительных элементов. В шкафах обычно устанавливают 12В аккумуляторы расчетной емкости, соединенные последовательно. Максимальное напряжение на шинах оперативного тока составляет 230 вольт с погрешностью 5 %. Расчетное напряжение на элементе при работе в режиме буфера равно 2,3 В. Следовательно, напряжение на аккумуляторе можно выразить как  $U_{акк} = 6 \times 2,3 = 13,8 В$ . В составе ШОТ имеются аккумуляторные батареи, подключенные к подзарядному устройству. Расчетное их количество:

$$N_{акк} = \frac{U_{м.АБ}}{U_{м.акк}} = \frac{230}{13,8} = 16,7 \text{ акк}, \quad (62)$$

где 230 В – напряжение на шинах ( $1,05 \times U_{ном}$ ).

Принимаем к установке 17 последовательно соединенных аккумуляторов.

Напряжение на аккумуляторной батарее в конце периода аварийного разряда:

$$U_{акк.мин} = U_{мин.эл} \cdot N_{акк} = 1,8 \cdot 17 = 183,6 \text{ В}. \quad (63)$$

где  $U_{мин.эл}$  – расчётное аварийное напряжение на элемент при работе в буферном режиме;

$N_{акк}$  – количество элементов аккумуляторов.

Это составляет 83,0%  $U_{ном}$ . Для обеспечения нормального напряжения на шинах, питающих потребители оперативного тока, применяем установку дополнительно 12 элементов (два аккумулятора). «При этом напряжение на шинах постоянного тока в конце периода разряда составит:

$$U_{акк.} = U_{акк.мин} + U_{эл} \cdot N_{эл}, \quad (64)$$

где  $U_{эл}$  – расчётное напряжение на элемент при работе в буферном режиме;

$N_{эл}$  – количество дополнительных элементов аккумуляторов» [4].

$$U_{акк.} = 183,6 + 2,3 \cdot 12 = 211,3 \text{ В.}$$

Это находится в пределах допустимых отклонений – 5%.

Для обеспечения нормального напряжения на шинах, питающих потребители оперативного тока, применяем инвертирующий преобразователь постоянного напряжения в стабилизированное постоянное.

Расчетная емкость малообслуживаемой аккумуляторной батареи определяется по выражению:

$$C_{р ном АБ} = \frac{K_з \cdot K_{стар} \cdot C_{расч 1ч разр}}{C^*_{дост}}, \quad (65)$$

где  $K_з$  – это коэффициент, учитывающий запас емкости аккумулятора для компенсации саморазряда и других потерь, равный 1,15.

$K_{стар}$  – коэффициент, учитывающий температурные условия работы аккумулятора, равный 1,2.

$C_{расч 1ч разр}$  – это номинальная емкость аккумулятора, измеряемая при разряде за 1 час (По спецификации аккумуляторной батареи OGI (FIAMM)).

$C^*_{дост}$  – доступной ёмкость аккумуляторов GFM (Coslight), OGI (FIAMM) относительных единицах от продолжительности разряда (Рисунок 8).

$$C_{р ном АБ} = \frac{1,15 \cdot 1,2 \cdot 36}{0,52} = 95,5 \text{ Ач.}$$

Принимаем к установке аккумуляторы 12V 4 OGI 100LA.

В качестве источника оперативного тока выбрана батарея из 17 основных аккумуляторов типа 12V 4 OGI 100LA и двух дополнительных, а также подзарядное устройство ВЗТП 380-40. Для зарядки и восстановительной зарядки после аварийных ситуаций планируется установка двух автоматических выпрямительных устройств. Структурная схема обозначения выпрямителя ВТЗП приведена на рисунке 9.

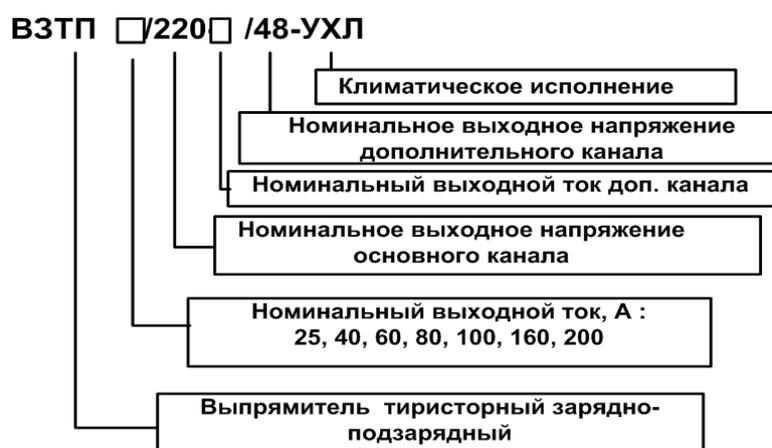


Рисунок 9 - Структура условного обозначения выпрямителя ВТЗП

Выводы по разделу: выбрано современное оборудование для переключения, измерений и обеспечения электроснабжения. Также были проведены расчеты для определения лучших параметров трансформаторов.

В результате выбраны два трансформатора типа ТМГ с мощностью 100 кВА. Для обеспечения надежного источника питания было принято решение о приобретении батареи, включающей в себя 17 основных аккумуляторов напряжением 12 вольт, а также два дополнительных аккумулятора с тем же напряжением. В качестве устройства для зарядки было выбрано ВЗТП 380-40.

#### **4 Релейная защита и автоматика элементов подстанции 110/35/10 кВ «Элегаз»**

Компоненты, необходимые для обеспечения безопасности в системе электроснабжения, включают в себя разнообразное оборудование. Среди них есть устройства автоматизации и релейной защиты. Проблемы, связанные с повреждениями и авариями в электроснабжении, могут привести к прерыванию электропитания или повреждению ценного оборудования. Поэтому использование устройств релейной защиты является необходимым фактором для обеспечения надежного энергоснабжения для всех потребителей.

В современном мире все больше внимания уделяется автоматизации систем защиты, особенно в энергетической отрасли. Для этого используются специальные устройства, которые основаны на микропроцессорах и помогают создавать системы, контролирующие и управляющие процессами без значительного вмешательства человека.

Это позволяет повысить эффективность и надежность работы электрооборудования, а также сократить время реакции на возможные аварийные ситуации.

Однако, все еще широко применяются простые средства защиты, такие как плавкие предохранители, автоматические выключатели, магнитные пускатели, реле прямого действия, магнитные ТТ и устройства переменного оперативного тока.

Отметим, что все устройства релейной защиты обладают возможностью изменять уставки срабатывания в определенных пределах. Это может быть сделано либо постепенно, либо сразу в несколько этапов. При проектировании релейной защиты осуществляется выбор рабочих уставок, которые соответствуют основным требованиям.

## 4.1 Расчет токов КЗ

Приведём схему электроснабжения и на ее основе разработаем схему замещения (Рисунок 10).

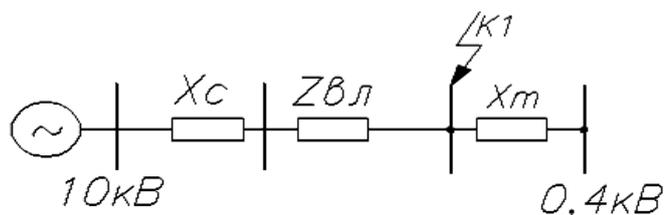


Рисунок 10 – Схема замещения для расчетов токов КЗ

Для проверки работоспособности защитного устройства, установленного после трансформатора, требуется провести расчет тока короткого замыкания на шинах с напряжением 10 кВ и преобразовать результаты к напряжению 0,4 кВ для анализа селективности и времени отклика защитных механизмов.

Для электропитания ВЛ-328 используется линия протяженностью 5,3 км. Согласно Правилам электротехнической эксплуатации (ПУЭ), установлены следующие значения напряжения:  $U_{срВН} = 10,5$  кВ,  $U_{срНН} = 0,4$  кВ, для системы  $U_c = E_c = U_{срВН} = 10,5$  кВ.

«На основе данных, полученных в разделе 4, можно установить, что в условиях максимальной нагрузки, ток трехфазного короткого замыкания на шинах 10 кВ составляет 1,91 кА, в то время как в условиях минимальной нагрузки он составляет 0,9 кА. Следовательно, можно рассчитать сопротивление системы на стороне 10 кВ» [18].

$$X_{c1max} = X_{c2max} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{к1max}}; \quad (66)$$

$$X_{c1max} = X_{c2max} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 1,91} = 3,17 \text{ Ом};$$

$$X_{c1min} = X_{c2min} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa 1, \text{мин}}}; \quad (67)$$

$$X_{c1min} = X_{c2min} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 0,9} = 6,74 \text{ Ом}.$$

Сопротивление линии:

$$X_{\text{вл}} = x_o \cdot l, \quad (68)$$

где  $l$  – протяженность линии, км.

$$X_{\text{вл}} = 0,4 \cdot 5,3 = 2,12 \text{ Ом}.$$

Осуществляем оценку электрических токов трехфазного короткого замыкания при максимальной и минимальной интенсивности работы сети.

Точка К1:

$$I^{(3)}_{\kappa 2max} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{\text{вл}})^2}}; \quad (69)$$

$$I^{(3)}_{\kappa 2max} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(3,17 + 2,12)^2}} = 1,15 \text{ кА};$$

$$I^{(3)}_{\kappa 2min} = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(X_c + X_{\text{вл}})^2}}; \quad (70)$$

$$I^{(3)}_{\kappa 2min} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(6,74 + 2,12)^2}} = 0,68 \text{ кА}.$$

Определяем ударный ток:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no} \cdot K_{y\partial}; \quad (71)$$

$$i_{y\text{дmax}} = \sqrt{2} \cdot 1,15 \cdot 1,37 = 2,23 \text{ кА};$$

$$i_{y\text{дmax}} = \sqrt{2} \cdot 0,68 \cdot 1,37 = 1,32 \text{ кА}.$$

Затем мы проведем анализ электрических токов на секции с энергопотреблением 0,4 кВ.

«Расчеты токов проводятся для трехфазного короткого замыкания, так как этот режим является наиболее нагруженным для трехфазной сети.

Для расчета уставок релейной защиты выполним расчёт токов короткого замыкания на стороне 0,4 кВ для КТП ВЛ-328 (ТСЗ-40), так как для всех остальных трансформаторных подстанций расчет аналогичен.

Для расчета токов короткого замыкания составляем схему замещения, приведенную на рисунке 11.

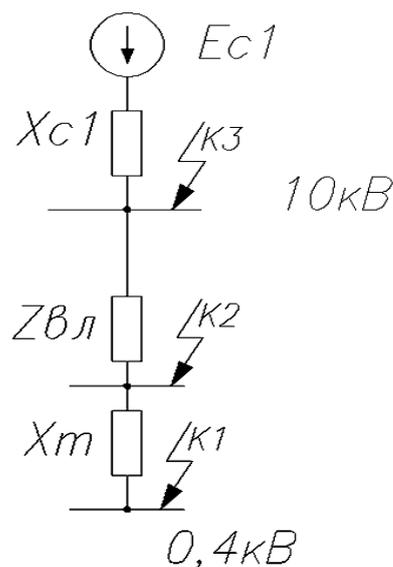


Рисунок 11 – Схема замещения к расчету токов короткого замыкания

Сопротивления трансформатора 10 кВ находим по формулам:

$$X_t = \frac{U_k \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{ном.тр}}; \quad (72)$$

$$Rm = \frac{P_k \cdot U_{BH}^2}{S_{ном.тр}^2}, \quad (73)$$

где  $U_k$  – напряжение короткого замыкания, %;

$P_k$  – потери короткого замыкания, кВт;

$U_{BH}$  – напряжение трансформатора на стороне ВН, кВ;

$S_{ном.тр}$  – номинальная мощность трансформатора, МВА» [4].

«Паспортные данные трансформатора ТП вл-328 (ТСЗ-25) приведены в таблице 32.

Таблица 32 – Паспортные данные трансформатора

Тип трансформатора	$S_n$ , кВА	$U_{вн}$ , кВ	$U_{нн}$ , кВ	$U_k$ , %	$P_{кз}$ , кВт
ТСЗ	25	10,5	0,4	4,5	0,7

По формулам (72), (73) определим сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению 10 кВ и получили  $Xm = 198,45 \text{ Ом}$  и  $Rm = 123,48 \text{ Ом}$ .

Определим ток трехфазного короткого замыкания в точке К1 на стороне ВН трансформатора:

$$I_{K1.BH}^{(3)} = \frac{U_{BH}}{\sqrt{3} \cdot (\sqrt{(r_T + r_k)^2 + (x_C + x_L + x_T)^2})}; \quad (74)$$

По формуле (74) получили  $I_{K1max.BH}^{(3)} = 0,0254 \text{ кА}$  и  $I_{K1min.BH}^{(3)} = 0,0251 \text{ кА}$ .

Результаты расчета токов КЗ приведены в таблице 33» [4].

Таблица 33 – Результаты расчета токов короткого замыкания

Точка короткого замыкания	$I_{кз}^{(3)}$ , кА	
	Максимальный режим	Минимальный режим
1	0,0254	0,0251
2	1,9100	0,9000

#### 4.2 Выбор уставок терминалов защиты

На рисунке 12 изобразим схему участка сети.

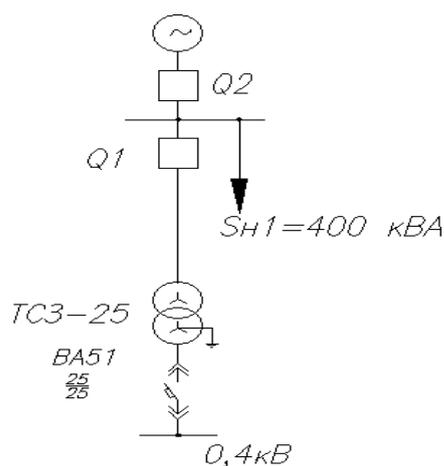


Рисунок 12 – Расчетная схема участка сети

Ток нагрузки на обеих сторонах трансформатора будет рассчитан:

$$I_{т.раб.}^{HH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{н.т}}; \quad (75)$$

$$I_{т.раб.}^{HH} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 0,4} = 36,08 \text{ A};$$

$$I_{m.раб.}^{BH} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{в.т}}; \quad (76)$$

$$I_{m.раб.}^{BH} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 1,37 \text{ A.}$$

«Выбираем уставки автоматического выключателя ВА 53-43: номинальный ток выключателя  $I_{ном.в} = 25 \text{ A}$ , ток расцепителя  $I_{ном.в} = 25 \text{ A}$  [10].

Определяем ток срабатывания выключателя при перегрузке

$$I_{сз} = 1,25 \cdot I_{расц}; \quad (77)$$

$$I_{сз} = 1,25 \cdot 25 = 31,25 \text{ A.}$$

Ток срабатывания при коротком замыкании

$$I_{к} \geq k_{отс} \cdot I_{пер} = k_{отс} \cdot k_{сзп} \cdot I_{раб.макс}, \quad (78)$$

где  $k_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $k_{отс} = 1,3$ ;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска,  $k_{сзп} = 2$ . » [19].

$$I_{к} \geq 1,3 \cdot 2 \cdot 1,37 = 3,56 \text{ A.}$$

«Принимаем  $I_{к} = 3 \cdot I_{расц} = 3 \cdot 25 = 75 \text{ A}$ . Время отключения защиты 0,1 секунды. Ведём расчет максимальной токовой защиты для выключателя Q1:

Ток, при котором защита срабатывает:

$$I_{сз} = \frac{k_{н} \cdot k_{сз}}{k_{г}} \cdot I_{m.раб.}, \quad (79)$$

где  $I_{сз}$  – первичный ток срабатывания МТЗ, А;

$k_{сз}$  – коэффициент самозапуска, показывающий во сколько раз увеличится ток нагрузки линии после отключений внешнего КЗ,

который для общепромышленной нагрузки равен  $k_{сз} = 1,8 \dots 2,5$ , в расчетах принимаем равным 2;

$k_B$  – коэффициент возврата. Для цифровых реле  $k_B = 0,95 \dots 0,96$ ;

$k_H$  – коэффициент надежности,  $k_H = 1,1 \dots 1,2$ ;

$I_{m.раб}$  – максимальный рабочий ток нагрузки линии, А» [19].

$$I_{сз} = \frac{1,2 \cdot 1,8}{0,96} \cdot 1,37 = 3,1 \text{ А.}$$

«Ток срабатывания реле:

$$I_{ср} = \frac{I_{сз}}{K_I}, \quad (80)$$

где  $K_I$  – коэффициент трансформации трансформатора тока» [4].

$$I_{ср} = \frac{3,1}{1,0} = 3,1 \text{ А.}$$

Принимаем, что срабатывание реле происходит при  $I_{ср} = 3,1 \text{ А}$ . Тогда фактический ток защиты будет равен:

$$I_{сз} = K_I \cdot I_{ср}; \quad (81)$$

$$I_{сз} = 1,0 \cdot 3,1 = 3,1 \text{ А};$$

«Коэффициент чувствительности защиты:

$$k_u = \frac{0,87 \cdot I_{K1.min}^{(3)}}{I_{сз}}; \quad (82)$$

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 25,1}{3,1} = 7,4 \geq 1,5.$$

Время срабатывания защиты:

$$t_{cз} = t_{cз\text{ вa}} + \Delta t, \quad (83)$$

где  $t_{cз\text{ вa}}$  – время срабатывания предыдущей защиты, с;

$\Delta t$  – ступень селективности, для цифровых реле  $\Delta t=0,3$  с.» [4].

$$t_{cз} = 0,1 + 0,3 = 0,4.$$

«Произведём расчет уставок токовой отсечки.

Ток срабатывания защиты находится по формуле:

$$I_{cз} = k_n \cdot I_{кз.max}, \quad (84)$$

где  $I_{кз.max}$  – максимальный ток КЗ, А;

$k_n$  – коэффициент надежности; для цифровых реле  $k_n = 1,2$ .

$$I_{cз} = 1,2 \cdot 24,4 = 30,48 \text{ кA}.$$

Ток срабатывания реле по формуле (81):

$$I_{cp} = \frac{30,48}{1} = 30,48 \text{ A}.$$

Находим коэффициент чувствительности токовой отсечки:

$$k_u = \frac{0,87 \cdot 25,4}{30,48} = 0,73 \geq 1,2.$$

Коэффициент чувствительности не удовлетворяет требованию ПУЭ.

Расчет уставок защиты от перегрузки

$$I_{CЗ} = \frac{K_H}{K_B} \cdot I_{ном.тр}; \quad (85)$$

$$I_{CЗ} = \frac{1,1}{0,95} \cdot 1,37 = 1,6 \text{ А.}$$

Ток срабатывания реле по формуле (81):

$$I_{ср} = \frac{1,6}{1,0} = 1,6 \text{ А.}$$

Время срабатывания защиты:  $t_{сз} = 10 \text{ с.}$ » [19].

«Уставка по току защиты от замыкания на землю рассчитывается по условию несрабатывания защиты от собственного емкостного тока данного присоединения (линии) по выражению:

$$I_{CЗ} = K_{отс} \cdot K_{БР} \cdot I_{с.лр} , \quad (86)$$

где  $K_{отс}$  – коэффициент отстройки,  $K_{отс}=1,2$ ;

$K_{БР}$  – коэффициент, учитывающий бросок емкостного тока в момент зажигания дуги, для цифровых реле  $K_{БР}=1,8...2$ ;

$I_{с.лр}$  – емкостной ток защищаемого присоединения» [4].

При определении тока КЗ в подземных кабельных линиях применяется следующее выражение:

$$I_{с.лр} = \frac{10,5 \cdot 0,01}{10} = 0,0105 \text{ А.} \quad (87)$$

где  $U_{л}$  – линейное напряжение, кВ;

$L_{кл}$  – суммарная длина кабельной линии, км.

Согласно выражению (86):

$$I_{C3} = 1,2 \cdot 2 \cdot 0,0105 = 0,0252 \text{ A} .$$

Проведём проверку чувствительности защиты.

$$K_q = \frac{\sum I_C - I_{C.лп}}{I_{C3}} \geq 1,2..1,5, \quad (88)$$

где  $\sum I_C$  – емкостной ток линий.

$$I_C = \frac{10,5 \cdot 0,25}{10} = 0,263 \text{ A}.$$

$$K_q = \frac{0,263 - 0,0105}{0,0252} = 10,02 \geq 1,2..1,5.$$

Условие верно.

Выводы по разделу: выполнены расчеты токов короткого замыкания для стороны 0,4 кВ в максимальных режимах и в минимальных. На основании полученных данных было принято решение установить микропроцессорный блок МР-750. Также были рассчитаны уставки срабатывания. Это позволит обеспечить эффективную защиту системы и своевременно реагировать на возможные аварийные ситуации, обеспечивая безопасность и надежность работы электрооборудования. Выбор комплекта защиты, основанного на передовых технологиях, и расчет уставок срабатывания являются важными шагами для обеспечения стабильной работы электросети и минимизации рисков возникновения аварийных ситуаций.

При проведении расчетов токов короткого замыкания были учтены изменения в структуре нагрузки, что позволило получить более точные и релевантные результаты. Это позволит более точно определить требования к выбору оборудования и настройке защитных устройств для обеспечения безопасности и надежности работы электросети.

## Заключение

По результатам работы были проведены расчёты токов короткого замыкания в различных режимах работы системы, включая как максимальные, так и минимальные значения. Кроме того, были выполнены аналогичные расчеты для шин с различными уровнями напряжения. Для обеспечения надежности подстанции было предложено использовать элегазовые выключатели LW36-126 и ZW17-40.5 для напряжения 110 кВ и среднего напряжения соответственно. Дополнительно на уровне 10 кВ были установлены выключатели ZW8 12F/630A. Выбраны трансформаторы ТМГ мощностью 100 кВА. Выполнены расчеты проводников и защитной аппаратуры для них. Результаты обеспечивают эффективную передачу электроэнергии с минимальными потерями и гарантируют безопасность системы при перегрузках и коротких замыканиях как для сетей 0,4 кВ, так и для сетей 10 кВ. В качестве источника оперативного тока выбрана батарея из 17 основных аккумуляторов (12В) и двух дополнительных типа 12V4OGI100LA, а также подзарядное устройство ВЗТП 380- 40.

Также были проведены расчеты токов короткого замыкания для сети напряжением 0,4 кВ. Для обеспечения надежной защиты системы выбор был сделан в пользу микропроцессорного блока БЭМН МР-750.

Этот выбор основан на тщательном анализе технических характеристик и возможностей предложенного оборудования. Уставки микропроцессорного блока были определены с учетом специфики сети и требований к надежной работе в условиях короткого замыкания.

Выполнение данной работы позволило более глубоко понять проблемы и особенности реконструкции электрической части подстанции, а также приобрести ценный опыт в выборе оборудования и разработке систем защиты и автоматики. Этот опыт окажется полезным при проведении будущих реконструкций подстанций и позволит повысить профессиональный уровень.

## Список используемых источников

1. Афонин В.В., Набатов К.А. Электрические станции и подстанции: Учебное пособие. М.: Тамбов: Изд-во Тамбовского гос. тех. университета, 2015. 90 с.
2. Горфинкель В. Я., Швандара В. А. Энергосбережение на тепловых электростанциях. 4-е издание, переработанное и дополненное. М. : ЮНИТИ-ДАНА, 2007. 670 с.
3. Гук Ю.Б., Кантан В.В., Петрова С.С. Проектирование электрической части станций и подстанций: Учеб. пособие для вузов. М. : Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1985. 312 с.
4. Евминов Л.И., Добродей А.О. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения: Уч. Пособие к практическим занятиям по специальности 1-43 01 03 «Электроснабжение по отраслям». М. : Гомель, 2016. 81 с.
5. Изд-во НЦ ЭНАС РД «Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования» от 23.03.1998 № 153-34.0-20.527-98. 2006 г.
6. Кнорринг Г. М. Справочная книга для проектирования электрического освещения. Под ред. Г. М. Кнорринга. М. : «Энергия», 1976. 296 с.
7. Коновалов В.И., Сотскова Е.Н., Хуртин А.Г. Современные средства релейной защиты и автоматики энергосистем: Учебное пособие. М. : Москва: Издательство МГУ, 2018. 234 с.
8. Коробов Г.В. Электроснабжение. Курсовое проектирование. М. : СПб, 2014. 192 с.
9. Крючков И.П., Пираторов М.В., Старшинов В.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные и методические материалы для выполнения квалификационных работ. Учебно-справочное пособие для вузов. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 142 с.

10. Кулеева Л.И., Митрофанов С.В., Семенова Л.А. Проектирование подстанции. Учебное пособие. М. : Оренбург: Изд-во ОГУ, 2016.
11. Макаров Е.Ф. Справочник по электрическим сетям 0,4 – 35 кВ и 110 – 1150 кВ. Том 6. М. : Москва: Энергия, 2006. 302 с.
12. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : Москва: Энергоатомиздат, 1989. 420 с.
13. Ополева Г.Н. Схемы и подстанции электроснабжения: учеб. пособие. М. : Москва: Форум-Инфра, 2013. 480 с.
14. ООО «Сургутские городские электрические сети» [Электронный ресурс]. Официальный сайт.URL: <http://surgutges.ru/> (дата обращения: 01.12.2023).
15. Правила устройства электроустановок. М. : Москва: ЭНАС, 2015. 552 с.
16. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). 7-ое издание. Утв. приказом Минэнерго РФ от 8 июля 2002 г. N 204.
17. Рожкова Л.Д., Карнеева Л.К., Чиркова Т.В. Электрооборудование электрических станций и подстанций: учебник. 10-е изд. М. : Академия, 2013. 448 с.
18. Старшинов В.А., Пираторов М.В., Козина М.А. Электрическая часть электростанций и подстанций. М. : Издательский дом МЭИ, 2015. 296 с.
19. СТП 09110.35.250-12. Инструкция по модернизации, реконструкции и замене длительно эксплуатирующихся устройств релейной защиты и электроавтоматики энергосистем. М. : Минск: ГПО «Белэнерго», 2013. 42 с.
20. Федоров А.А. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. М.: Москва: Энергоатомиздат, 1981. 624 с.
21. Arzúa I., González S., Casenave L., Olaizola G. Design and Implementation of an Advanced Control System for a 110/10 kV Substation.

22. A. Silvester, C. Mather. Electric Machinery and Transformers. M. : Oxford: Oxford University Press, 2015.

23. Choi S.J., Kim K.W., Kim S.K. Upgrading a 110/10 kV Substation for Increased Reliability and Efficiency.

24. Dvorak J., Slavik L., Holecek M. Innovative Approach to the Modernization of a 110/10 kV Substation.

25. Gupta A.K., Sharma P.K. Modernization and Improvement of 110/10 kV Substations.