

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 220 кВ "Оренбургская"

Обучающийся

А.В. Буйлин

(Инициалы Фамилия)

(личная подпись)

Руководитель

к.т.н. В.И. Платов

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

Тольятти 2022

## Аннотация

Темой выпускной бакалаврской работы является «Реконструкция электрической части подстанции 220 кВ «Оренбургская»», замена силовых трансформаторов 110/35/6 кВ. Для замены трансформаторов на подстанции 220 кВ «Оренбургская», будет произведен анализ годовой и суточной нагрузки подстанции. По первичной схеме соединений подстанции будет составлена схема замещения, на которой будут определены точки в местах КЗ, и для которых будут рассчитаны токи КЗ. Расчет токов КЗ необходим для выбора выключателей, которые будут установлены на стороны 110 кВ, 35 кВ трансформаторов, а так же для выбора коммутационных аппаратов, ошиновки и устройств релейной защиты и автоматики.

В качестве высоковольтных выключателей будут использоваться элегазовые выключатели, которые хорошо зарекомендовали себя во время эксплуатации. Высоковольтные выключатели предназначенные для коммутации электрической цепи при нормальных и аварийных режимах. Высоковольтные выключатели и разъединители выбирались по номинальному напряжению и номинальному длительному току. Были проверены на отключающие и включающие способности, на электродинамическую и термическую стойкость сквозному току короткого замыкания.

Для защиты силовых трансформаторов на подстанции 220 кВ «Оренбургская», будут рекомендованы к установке микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики производства ОАО «Релематика». Шкафы защит состоят из терминалов предназначение которых защита трансформаторов от внутренних повреждений и не нормальных режимов работы. Микропроцессорные устройства, кроме основных задач по защите, обладают дополнительными возможностями по фиксации повреждений и контролю за режимами работы электрооборудования.

Выполнен расчет системы заземления и молниезащиты для вновь устанавливаемых трансформаторов и коммутационного оборудования.

При работе над выпускной квалификационной работы был произведен экономический анализ проекта реконструкции подстанции 220 кВ «Оренбургская».

Выполнена графическая часть на 6 листах:

- генеральный план подстанции.
- схема электрической части подстанции до реконструкции.
- схема электрической части подстанции после реконструкции.
- схемы распределительных устройств.
- схема РЗ и А.
- система заземления и молниезащиты.

## Содержание

Введение .....	5
1 Обоснование целей, задач и объема реконструкции .....	6
1.1 Общие сведения о подстанции .....	6
1.2 Анализ существующего состояния электрической части подстанции и обоснование задач ее реконструкции.....	7
1.3 Выбор главной схемы электрических соединений.....	8
2 Выбор оборудования подстанции .....	10
2.1 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов .....	10
2.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационного оборудования .....	16
2.3 Выбор токоведущих элементов .....	24
2.4 Проектирование системы релейной защиты и автоматики .....	37
3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда.....	48
3.1 Расчет системы заземления и молниезащиты .....	48
3.2 Обеспечение безопасности персонала .....	52
3.3 Экономический анализ проекта .....	55
Заключение .....	60
Список используемой литературы и используемых источников .....	61

## Введение

В современном обществе, где постоянно развиваются технологии и растет энергопотребление, происходит увеличение нагрузки в энергетической системе. Электрические станции, трансформаторные подстанции, распределительные и магистральные сети, все элементы энергетической системы испытывают повышенные нагрузки, которые влияют на состояние изоляции и за счет этого сокращается срок службы электрооборудования. Чтобы этого не происходило требуется развивать все элементы энергосистемы. Строить новые электростанции и подстанции, развивать альтернативные источники энергии, производить реконструкцию с заменой устаревшего электрооборудования на современное. Реконструкция подстанции позволяет не только повысить надежность электроснабжения потребителей, но и увеличить подключение новых потребителей что благоприятно скажется на развитии региона где расположена подстанция.

При реконструкции будет произведена замена электрооборудования только на современное, выполненное по новейшим технологиям, которые позволяют продлить срок службы и уменьшить объемы по обслуживанию электрооборудования.

В выпускной квалификационной работе будут произведены расчеты для определения необходимого электрооборудования, которое требуется для реконструкции и замене трансформаторов 110/35/6 кВ подстанции 220 кВ «Оренбургская». Выполнение выпускной квалификационной работы должно показать какие знания были получены при обучении, умение работать с технической литературой и документацией, работы с графическими редакторами.

## **1 Обоснование целей, задач и объема реконструкции**

### **1.1 Общие сведения о подстанции**

Подстанция 220 кВ Оренбургская находится в Промышленном районе города Оренбург. Местоположение подстанции показано на рисунке 1. Постройка подстанции началась в 1955 году и происходила в несколько этапов. На первом этапе построили и ввели в эксплуатацию распределительные устройства ОРУ-35 кВ и ОРУ-110 кВ, затем добавилось ОРУ-220 кВ и питающая линия 220 кВ. Полностью подстанция была введена в работу в 1960 году. Суммарная мощность подстанции 330 МВ·А. На данный момент питание подстанция осуществляется по ВЛ 220 кВ Газовая, которая подключена к подстанции 500 кВ Газовая. по двух цепной ВЛ 110 кВ Каргалинская от подстанции 220 кВ Каргалинская и по двум ВЛ 110 кВ от Сакмарской ТЭЦ. На подстанции за все годы эксплуатации уже были произведены несколько реконструкций без вывода из работы. Была произведена замена оборудования ОРУ 220 кВ, вместо ОД и КЗ 220 кВ установлены выключатели ВМТ-220 кВ, установлены новые трансформаторы тока, трансформаторы напряжения. Построено новое помещение ЗРУ-6 кВ, в котором смонтированы КРУ-6 кВ с вакуумными выключателями и микропроцессорными устройствами релейной защиты и автоматики. Произведена замена устройств релейной защиты и автоматики оборудования ВЛ-110 кВ и ВЛ-220 кВ, заменены устаревшие морально и физически электромеханические устройства. Вместо электромеханических устройств установлено микропроцессорное оборудование, отвечающая всем современным требованиям нормативных документов. Микропроцессорные устройства позволяют быстрее реагировать на возникновение аварийных ситуаций и не нормальные режимы сети.

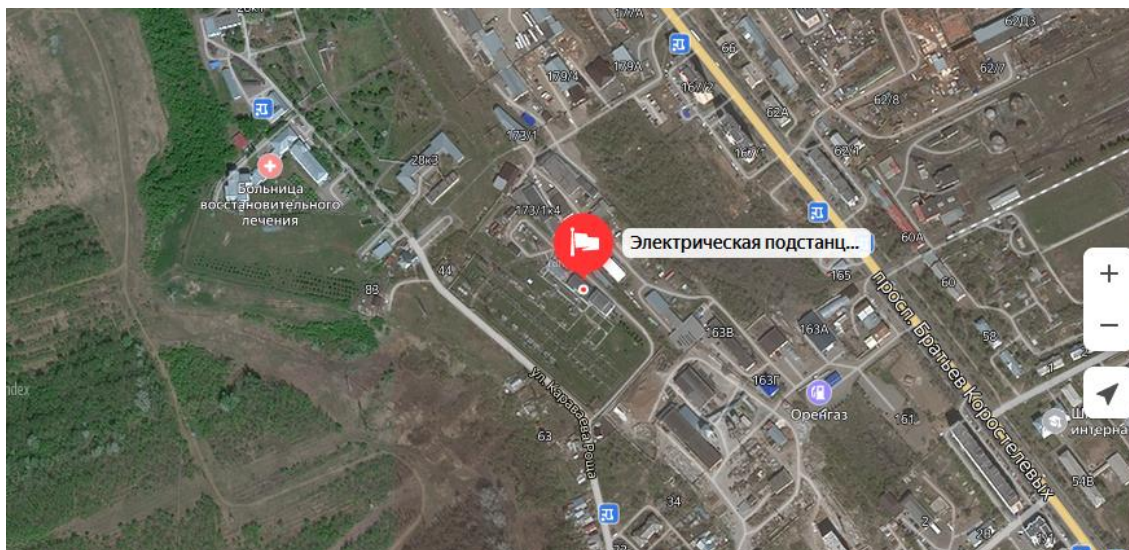


Рисунок 1 - Расположение подстанции 220 кВ «Оренбургская»

## 1.2 Анализ существующего состояния электрической части подстанции и обоснование задач ее реконструкции

В настоящее время на подстанции установлены два автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110 У, расположенных на ОРУ-220 кВ и два трансформатора ТДТНГ-31,5 110/35/6 кВ расположенных на ОРУ-110 кВ. ОРУ-220 кВ выполнена по нетиповой схеме, по стороне 220 кВ один В-220 кВ ВЛ-220 кВ «Газовая» и по одному отделителю для автотрансформаторов, на стороне 110 кВ автотрансформатора установлен баковый масляный выключатель. Подключение трансформаторов 110/35/6 кВ на стороне 110 кВ и 35 кВ выполнено баковыми масляными выключателями, на стороне 6 кВ в ЗРУ-6 кВ вакуумные выключатели.

«Схема ОРУ-110 кВ выполнена по схеме 13 - две рабочие системы шин, ОРУ-35 кВ выполнена по схеме 13 - две рабочие системы шин» [7]. ЗРУ-6 кВ состоит из ячеек КРУ типа СЭЩ-63 производство г. Самара. На территории подстанции расположено здание ОПУ.

Для питания собственных нужд переменного тока на подстанции установлены два ТСН типа ТМ-630-10/0,4/0,23. Щиты собственных нужд находятся в ОПУ. Питание цепей постоянного тока защит, автоматики и

других устройств, питается от аккумуляторной батареи и двух выпрямительных устройств, которые так же расположены в ОПУ.

Трансформаторы ТДТНГ-31,5 110/35/6 кВ, выключатели, которые установлены на вводах трансформаторов на сторонах 110 кВ и 35 кВ, а также электрооборудование которое относится к трансформаторным ячейкам эксплуатируются с момента ввода подстанции в эксплуатацию. Это электрооборудование уже морально и технически устарело, уровень надежности снизился за счет увеличения расходов на поддержание их в рабочем состоянии. Естественное старение материалов, из которых изготовлено электрооборудование, приводит к ухудшению изоляции и частому выходу из строя электрооборудования.

За время эксплуатации подстанции выросли нагрузки за счет ввода в работу новых потребителей, увеличение жилого сектора, расширение производства и поэтому устаревшее электрооборудование не отвечает современным требованиям по надежности и электробезопасности.

Поэтому руководством предприятия было принято решение о замене трансформаторов и электрооборудования.

### **1.3 Выбор главной схемы электрических соединений**

Главная схема подстанции 220 кВ «Оренбургская» изменяться не будет. так как реконструкция затронет только электрооборудование ячеек трансформаторов Т1 и Т2. На рисунке 2 показана главная схема подстанции 220 кВ «Оренбургская». Новое электрооборудование будет устанавливаться на старые места установки. Дополнительное оборудование, которое требовала бы изменение главной схемы подстанции не планируется.



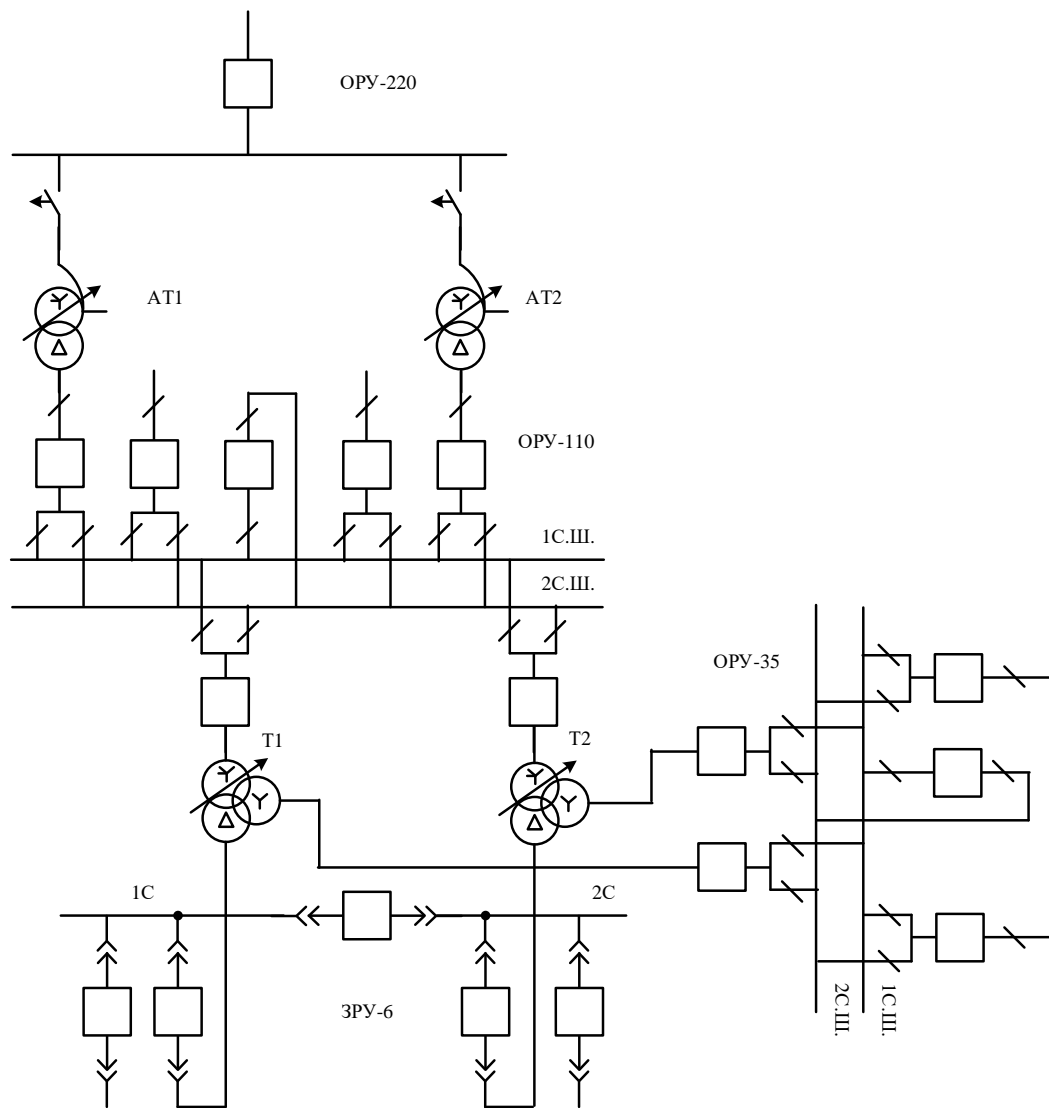


Рисунок 2 - Главная электрическая схема подстанции

Вывод: в данном разделе даны характеристика и анализ состояния подстанции 220 кВ «Оренбургская», на основании которых можно сделать вывод о необходимости проведения реконструкции по замене трансформаторов Т1 и Т2.

## 2 Выбор оборудования подстанции

### 2.1 Выбор типа, количества и мощности силовых трансформаторов

#### 2.1.1 Расчет нагрузок подстанции 220 кВ «Оренбургская»

Расчет нагрузок подстанции 220 кВ «Оренбургская» нужен для выбора типа и номинальной мощности трансформатора. Данные нагрузки были взяты согласно суточных и годовых графиков, которые ведутся оперативным персоналом на подстанции [11].

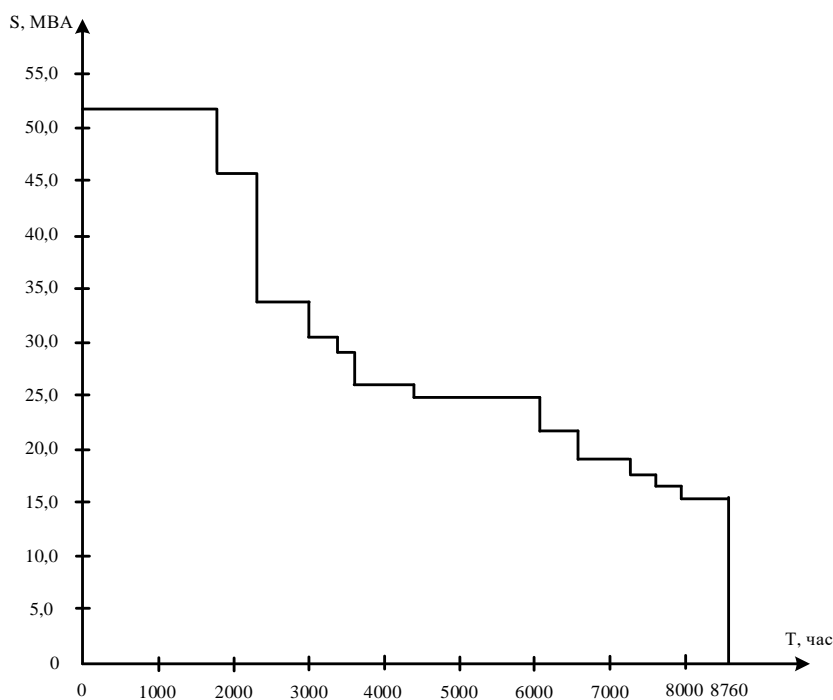


Рисунок 3 – Годовой график нагрузки подстанции

На рисунке 3 представлен годовой график нагрузки с учетом самых загруженных дней лета и зимы на подстанции 220 кВ «Оренбургская».

Расчет будем производить по нагрузке стороны 110 кВ силового трансформатора, так как нагрузка на стороне 35 кВ и 6 кВ постоянно изменяется. Потребителями электроэнергии являются, по ВЛ 35 кВ «Заводская 1(2)» механический завод, ВЛ 35 кВ «Оренбургская ТЭЦ», ВЛ 35 кВ

«Западная», ВЛ 35 кВ «Старо-Сакмарская» потребители 1 и 2 категории. От ЗРУ 6 кВ осуществляется электроснабжение по кабельным и воздушным линиям потребителей 1, 2 и 3 категории.

На рисунке 4 и таблице 1 представлены данные суточной нагрузки зимы и лета подстанции 220 кВ «Оренбургская».

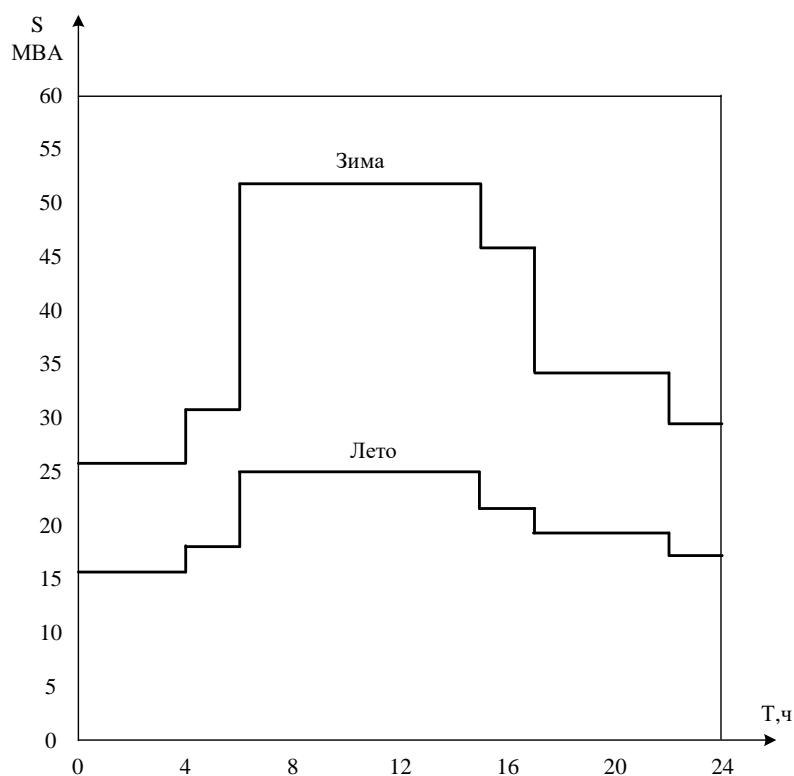


Рисунок 4 – Суточный график нагрузки подстанции

Таблица 1 – Нагрузки подстанции по времени суток зимой и летом

Зима						
Время суток, час	0-4	5-6	7-15	16-18	19-22	23-24
Мощность, МВА	26,95	31,22	52,29	46,2	34,35	29,17
Лето						
Время суток, час	0-4	5-6	7-15	16-18	19-22	23-24
Мощность, МВА	15,64	17,9	25,01	21,95	19,75	17,21

Подстанция 220 кВ «Оренбургская» эксплуатируется уже большой срок, поэтому по анализу нагрузки за продолжительный период, выбраны максимальные данные.

### **2.1.2 Выбор номинальной мощности и тип силовых трансформаторов для понижающей подстанции 220 кВ «Оренбургская»**

Мощность и тип силовых трансформаторов будем выбирать по максимальной нагрузке [20]. Количество установленных на подстанции трансформаторов два. Поэтому мощность трансформатора рассчитаем по данным из таблицы 1 и формуле:

$$S_{\text{ном.т.}} \geq 0,7 \cdot S_{\text{max.пс}} \geq 0,7 \cdot 52,29 = 36,6 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \quad (1)$$

где  $S_{\text{max.пс}}$  – максимальная нагрузка подстанции в зимний период, МВ·А.

«Трансформаторы, выбранные по условию этой формулы обеспечивают питание всех потребителей в нормальном режиме при оптимальной загрузке трансформаторов (0,6-0,7)  $S_{\text{ном.т.}}$ , а в аварийном режиме оставшийся в работе один трансформатор обеспечивает питание потребителей с учетом допустимой аварийной или систематической перегрузки трансформаторов.» [19].

Тип трансформатора выбираем при округлении мощности в большую сторону, по каталогу, ТДТН-40000/110-У1 производства ООО «Сименс Трансформаторы» г. Воронеж. На рисунке 5 показан внешний вид выбранного трансформатора.

Требуется проверить выбранный трансформатор по аварийной перегрузки. Для этого нужно преобразовать суточный график максимальной нагрузки рисунок 4, в эквивалентный двух ступенчатый с параметрами  $K_1, K_2, h..$  Двухступенчатый график нагрузки показан на рисунке 6.



Рисунок 5 – Трансформатор ТДТН-40000/110-У1 производства ООО «Сименс Трансформаторы» г. Воронеж.

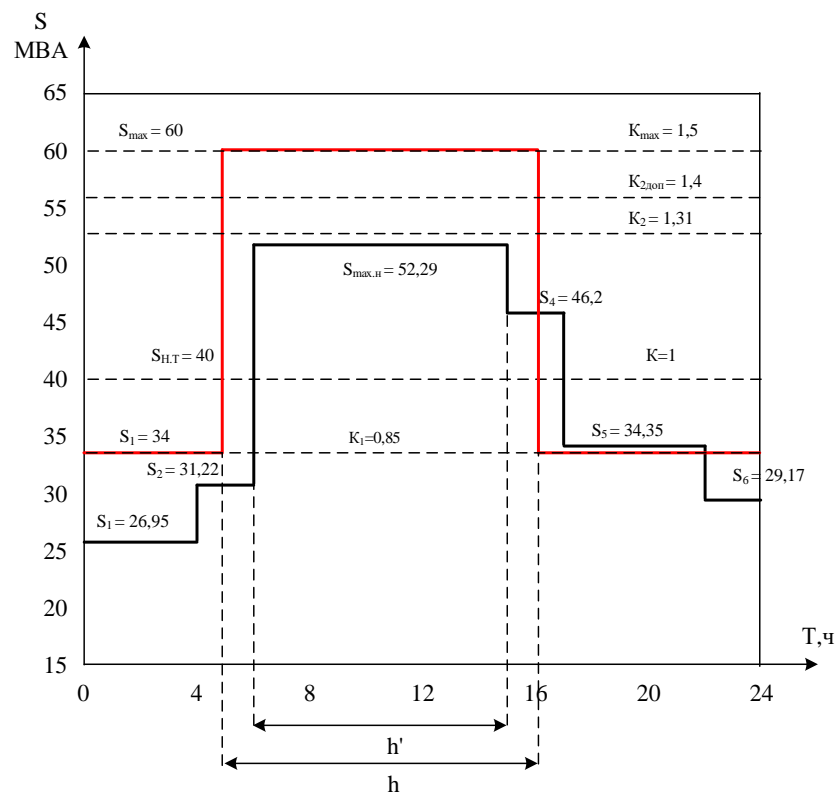


Рисунок 6 – Преобразование исходного суточного графика нагрузки в эквивалентный двухступенчатый

«Рассчитаем коэффициент начальной загрузки  $K_1$  эквивалентного графика из выражения» [22].

$$K_1 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots + S_m^2 \Delta t_m}{\Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_m}} =$$

$$= \frac{1}{40} \sqrt{\frac{26,95^2 \cdot 4 + 31,22^2 \cdot 2 + 46,2^2 \cdot 3 + 34,35^2 \cdot 4 + 29,17^2 \cdot 2}{15}} = 0,86, \quad (2)$$

где  $S_1, S_2, \dots, S_m$  - значение нагрузки в интервале  $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_m$ , МВ·А.

«Рассчитаем коэффициент максимальной нагрузки  $K'_2$  эквивалентного графика из выражения

$$K'_2 = \frac{1}{S_{\text{НОМ}}} \sqrt{\frac{(S'_1)^2 \Delta h_1 + (S'_2)^2 \Delta h_2 + \dots + (S'_p)^2 \Delta h_p}{\Delta h_1 + \Delta h_2 + \dots + \Delta h_p}} = \frac{1}{40} \sqrt{\frac{52,29^2 \cdot 9}{9}} = 1,31, \quad (3)$$

где  $S'_1, S'_2, \dots, S'_p$  - значение нагрузки в интервале  $\Delta h_1, \Delta h_2, \dots, \Delta h_m$ ,

МВ·А.

Затем сравним предварительное значение  $K'_2$  с  $K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}}}$ ; исходного графика. Если  $K'_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$ , следует принять  $K_2 = K'_2$ . Если  $K'_2 < 0,9K_{\text{max}}$ , следует принять  $K_2 \geq 0,9K_{\text{max}}$ :

$$K_{\text{max}} = \frac{S_{\text{max}}}{S_{\text{НОМ.Т}}} = \frac{52,29}{40} = 1,31, \quad (4)$$

где  $S_{\text{max}}$  – максимальная нагрузка по суточному графику, МВ·А;

$S_{\text{НОМ.Т}}$  – номинальная нагрузка выбранного трансформатора, МВ·А.

Так как  $K'_2 = 1,31 \geq 0,9 \cdot \frac{52,29}{40} = 1,18$  то принимаем  $K_2 = K'_2 = 1,31$ .

Скорректируем продолжительность перегрузки по формуле:

$$h = \frac{(K'_2)^2 \cdot h'}{(0,9K_{max})^2} = \frac{1,31^2 \cdot 9}{(0,9 \cdot 1,31)^2} = 11,1 \text{ ч.}, \quad (5)$$

где  $K'_2$  - рассчитанный коэффициент максимальной нагрузки;

$h'$  - время максимальной нагрузки по графику, ч;

$K_{max}$  - коэффициент максимальной нагрузки.

Определим допустимость относительной нагрузки  $K_{2\text{доп}}$ . Выбранный трансформатор имеет систему охлаждения Д (дутье). Средняя температура окружающего воздуха в месте установки трансформатора  $\theta = 10 \text{ С}$ , расчётный коэффициент начальной загрузки  $K_1 = 0,85$ , время продолжительности перегрузки  $h = 11,1 \text{ ч}$ . при  $K_{2\text{доп}} = 1,4$ .

Проверим что бы соблюдалось условие:

$$K_2 = 1,31 \leq K_{2\text{доп}} = 1,4.$$

Условие соблюдается» [22].

«В соответствии с ГОСТ 14209–85 для режима систематических нагрузок действуют следующие ограничения» [3].

$$K = \frac{S_{max}}{S_{\text{ном.т}}} = 1,31 \leq 1,5, \quad (6)$$

«Рассчитаем условие максимально допустимой перегрузки:

$$S_{max} = 52,29 \leq S_{\text{ном.т}} \cdot K_{2\text{доп}} = 40 \cdot 1,5 = 60 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

Выбранный трансформатор ТДТН-40000/110-У1 производства ООО «Сиенс Трансформаторы» г. Воронеж соответствуем необходимым условиям работы подстанции» [22].

## 2.2 Расчет токов короткого замыкания и выбор коммутационного оборудования

### 2.2.1 Составление схемы замещения

При реконструкции подстанции необходимо рассчитать токи короткого замыкания, которые необходимы для выбора электрооборудования, коммутационных аппаратов, токоведущих частей, а также релейной защиты и автоматики трансформатора. Расчетная схема для токов короткого замыкания представлена на рисунке 7. Трансформаторы которые будут установлены на подстанции по схеме подключения и параметрам одинаковы, поэтому расчетную схему составим для одного трансформатора.

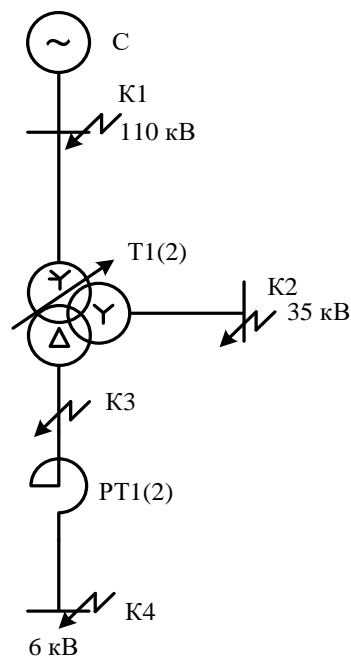


Рисунок 7 – Расчетная схема токов короткого замыкания

По расчетной схеме на рисунке 7 составим схему замещения.



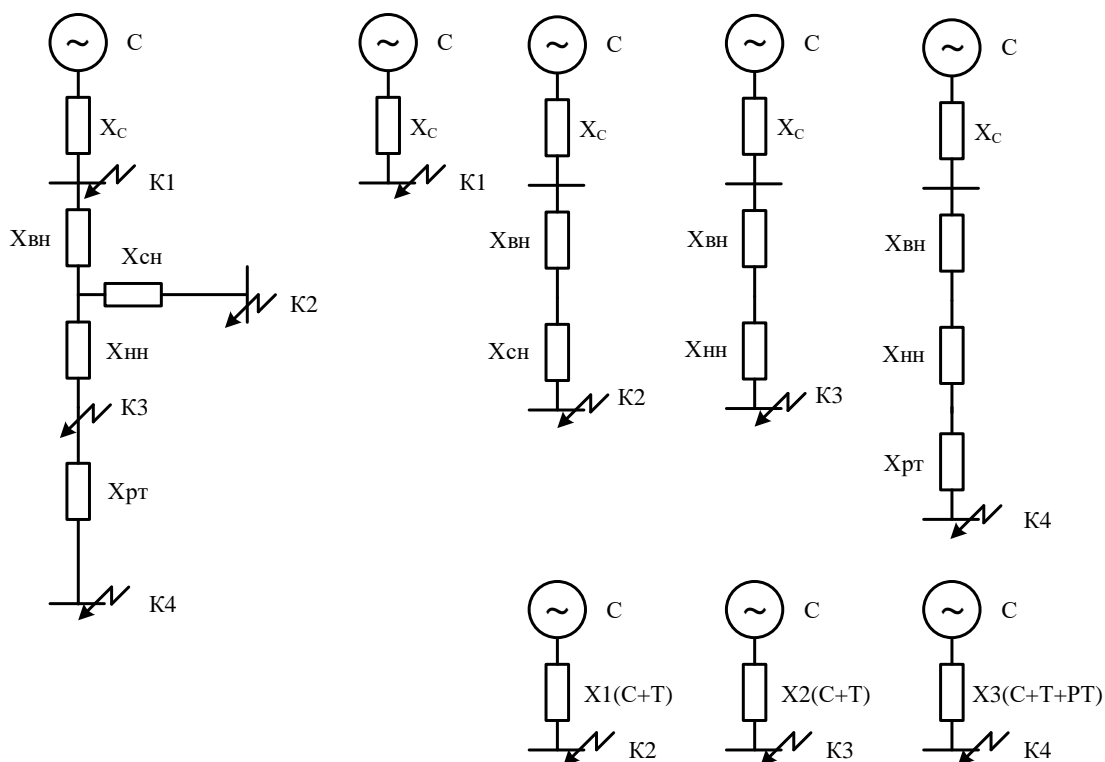


Рисунок 8 – Расчетная схема замещения для расчета ТКЗ

Для расчета тока короткого замыкания определены четыре точки, отмеченные на рисунке 7:  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  и  $K_4$ . Требуется выполнить расчет токов короткого замыкания для каждой расчетной точки. Для этого необходимо определить параметры схемы замещения показанной на рисунок 8.

### 2.2.2 Выбор необходимых данных для расчета токов короткого замыкания

Заводские данные трансформатора, которые требуются для расчета токов короткого замыкания занесены в таблицу 2.

Таблица 2 – Данные из каталога для трансформатора ТДТН-40000/110

Тип	$S_{ном.Т}$ МВ·А	Заводские данные из каталога						$P_k$ , кВт	$P_x$ , кВт
		$U_{ном}$ обмоток, кВ			$u_k$ , %				
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН		
ТДТН-40000/110	40	115	38,5	6,6	10,5	17,5	6,5	200	32

Примем мощность КЗ системы  $S_{КЗ} = 5000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Расчет токов короткого замыкания будем выполнять в относительных единицах. За базисную мощность примем  $S_6 = 1000 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . За базисное напряжение примем  $U_6$  – напряжение ступени, для которой будем рассчитывать токи короткого замыкания, равное среднему номинальному напряжению  $U_{cp}$  (кВ). «При этом рекомендуется использовать следующую шкалу средних номинальных напряжений сетей  $U_{cp,ном}$ , кВ: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 27; 37; 115; 154; 230; 340; 515; 770; 1175.» [10].

«Базисное напряжение в точке  $K_1$  ВН трансформатора будет равно -  $U_{cp} = U_6 = 115 \text{ кВ}$ . Базисное напряжение в точке  $K_2$  СН трансформатора будет равно -  $U_{cp} = U_6 = 37 \text{ кВ}$ . Базисное напряжение в точках  $K_3$  и  $K_4$  ВН трансформатора будет равно -  $U_{cp} = U_6 = 6,3 \text{ кВ}$ .» [10]

### 2.2.3 Найдем сопротивления схемы замещения в относительных единицах

«Определим сопротивление системы:

$$x_C = \frac{S_6}{S_{КЗ}} = \frac{1000}{5000} = 0,2, \quad (7)$$

где  $S_6$  – базисная мощность,  $\text{МВ} \cdot \text{А}$ ;

$S_{КЗ}$  – мощность короткого замыкания системы,  $\text{МВ} \cdot \text{А}$ .» [19].

«Определим индуктивные сопротивления обмоток трансформатора:

$$\begin{aligned} x_{ТВН} \% &= 0,5(u_{кВН-НН} \% + u_{кВН-СН} \% - u_{кСН-НН} \%) = \\ &= 0,5(17,5 + 10,5 - 6,5) = 21,5 \%. \end{aligned} \quad (8)$$

$$\begin{aligned} x_{ТСН} \% &= 0,5(u_{кВН-СН} \% + u_{кСН-НН} \% - u_{кВН-НН} \%) = \\ &= 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \%. \end{aligned} \quad (9)$$

$$\begin{aligned} x_{ТВН} \% &= 0,5(u_{кВН-НН} \% + u_{кСН-НН} \% - u_{кВН-СН} \%) = \\ &= 0,5(17,5 + 6,5 - 10,5) = 13,5 \%. \end{aligned} \quad (10)$$

Поскольку сопротивления обмоток среднего напряжения трансформаторов имеет емкостной характер, то ими пренебрегают (принимают равными нулю в силу принятых допущений) [8].

$$x_{TCH} \% = -0,25\% = 0.$$

Сопротивление со стороны ВН трансформатора:

$$x_{ВН} = \frac{x_{TВН}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{21,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 5,375. \quad (11)$$

где  $x_{TВН} \%$  - индуктивные сопротивления обмоток ВН трансформатора;

$S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВ·А;

$S_{\text{ном.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.

Сопротивление со стороны НН трансформатора:

$$x_{НН} = \frac{x_{TНН}, \%}{100} \cdot \frac{S_{\text{б}}}{S_{\text{ном.Т}}} = \frac{13,5}{100} \cdot \frac{1000}{40} = 3,375. \quad (12)$$

где  $x_{TНН} \%$  - индуктивные сопротивления обмоток НН трансформатора;

$S_{\text{б}}$  – базисная мощность, МВ·А;

$S_{\text{ном.Т}}$  – номинальная мощность трансформатора, МВ·А.» [19].

Необходимые данные для определения сопротивления токоограничивающего реактора занесены в таблицу 3.

Таблица 3 – Характеристики токоограничивающего реактора

Тип	$I_{\text{ном.РТ}}, \text{ А}$	$U_{\text{ном}} \text{ обмоток, кВ}$	$x_{\text{ном LR}}, \text{ Ом}$
РТСТ-6-3200-0,1	3200	6 кВ	0,1

$$x_{\text{ТР}} = x_{\text{НОМ LR}} \cdot \frac{S_6}{U_{\text{СР}}^2} = 0,1 \cdot \frac{1000}{39,69} = 2,52. \quad (13)$$

где  $x_{\text{НОМ LR}}\%$  - индуктивные сопротивления обмоток ТР;

$S_6$  – базисная мощность, МВ·А;

$U_{\text{СР}}$  – среднее номинальное напряжение, кВ.» [19].

#### 2.2.4 Рассчитаем токи трехфазного короткого замыкания

«Произведем расчеты токов трехфазного короткого замыкания в точке  $K_1$  при сопротивлении системы:

$$x_{\text{С}} = 0,2.$$

Рассчитаем базисный ток в точке  $K_1$ :

$$I_{6K1} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 5,026 \text{ кА}, \quad (14)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВ·А;

$U_6$  – базисное напряжение, кВ.» [19].

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке  $K_1$ :

$$I_{\text{п.0 } K1} = \frac{E_6''}{x_{\text{С } K1}} \cdot I_{6K1} = \frac{1}{0,2} \cdot 5,026 = 25,13 \text{ кА}, \quad (15)$$

где  $E_6''$  - сверхпереходное ЭДС источника питания в энергетической системе 1,0;

$x_1$  - результирующее сопротивление системы в точке  $K_1$ ;

$I_{6K1}$  - базисный ток КЗ в точке  $K_1$ , кА.» [19].

«Определим ударный ток трехфазного КЗ в точке  $K_1$  по формуле:

$$i_{\text{уд } K1} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0 } K1} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 25,13 \cdot 1,8 = 63,97 \text{ кА}, \quad (16)$$

где  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент» [19].

«Рассчитаем ток трехфазного КЗ на шинах стороны СН трансформатора в точке  $K_2$ .

Найдем суммарное сопротивление для точки  $K_2$  по формуле:

$$x_1 = x_C + x_{ТВН} + x_{ТСН} = 0,2 + 5,375 + 0 = 5,575. \quad (17)$$

Рассчитаем базисный ток в точке  $K_2$ :

$$I_{бК2} = \frac{S_б}{\sqrt{3} \cdot U_б} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37} = 15,623 \text{ кА}, \quad (18)$$

где  $S_б$  – базисная мощность, МВ·А;

$U_б$  – базисное напряжение, кВ.» [19].

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке  $K_2$ :

$$I_{п.0 К2} = \frac{E_б''}{x_1} \cdot I_{бК2} = \frac{1}{5,575} \cdot 15,623 = 2,8 \text{ кА}, \quad (19)$$

где  $E_б''$  – сверхпереходное ЭДС источника питания в энергетической системе 1,0;

$x_1$  – результирующее сопротивление системы и трансформатора в точке  $K_2$ ;

$I_{бК2}$  – базисный ток КЗ в точке  $K_2$ . кА.» [19].

«Определим ударный ток трехфазного КЗ в точке  $K_2$  по формуле:

$$i_{удК2} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0К2} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot 1,8 = 7,13 \text{ кА}, \quad (20)$$

где  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент.» [19].

«Рассчитаем ток трехфазного КЗ на шинах стороны НН трансформатора в точке К<sub>3</sub>.

Найдем суммарное сопротивление для точки К<sub>3</sub> по формуле:

$$x_1 = x_c + x_{T\text{ВН}} + x_{T\text{НН}} = 0,2 + 5,375 + 3,375 = 8,95. \quad (21)$$

Рассчитаем базисный ток в точке К<sub>3</sub>:

$$I_{\text{бКЗ}} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,74 \text{ кА}, \quad (22)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВ·А;

$U_6$  – базисное напряжение, кВ.» [19]

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К<sub>3</sub>:

$$I_{\text{п.0 КЗ}} = \frac{E_6''}{x_1} \cdot I_{\text{бКЗ}} = \frac{1}{8,95} \cdot 91,743 = 10,25 \text{ кА}, \quad (23)$$

где  $E_6''$  – сверхпереходное ЭДС источника питания в энергетической системе 1,0;

$x_1$  – результирующее сопротивление системы и трансформатора в точке К<sub>3</sub>;

$I_{\text{бКЗ}}$  – базисный ток КЗ в точке К<sub>3</sub>., кА.» [19]

«Определим ударный ток трехфазного КЗ в точке К<sub>3</sub> по формуле:

$$i_{\text{удКЗ}} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0КЗ}} \cdot k_{\text{уд}} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot 1,8 = 26,09 \text{ кА}, \quad (24)$$

где  $k_{\text{уд}} = 1,8$  – ударный коэффициент» [19].

«Рассчитаем ток трехфазного КЗ на шинах стороны НН трансформатора в точке К<sub>4</sub>.

Найдем суммарное сопротивление для точки К<sub>4</sub> по формуле:

$$x_1 = x_C + x_{ТНН} + x_{РТ} = 0,2 + 5,375 + 3,375 + 2,52 = 11,47.$$

Рассчитаем базисный ток в точке К<sub>4</sub>:

$$I_{6К4} = \frac{S_6}{\sqrt{3} \cdot U_6} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 6,3} = 91,74 \text{ кА}, \quad (25)$$

где  $S_6$  – базисная мощность, МВ·А;

$U_6$  – базисное напряжение, кВ.» [19].

«Определим начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока КЗ в точке К<sub>4</sub>:

$$I_{п.0 К4} = \frac{E_6''}{x_1} \cdot I_{6К2} = \frac{1}{11,47} \cdot 91,74 = 8,0 \text{ кА}, \quad (26)$$

где  $E_6''$  – сверхпереходное ЭДС источника питания в энергетической системе 1,0;

$x_1$  – результирующее сопротивление системы и трансформатора в точке К<sub>4</sub>;

$I_{6К4}$  – базисный ток КЗ в точке К<sub>4</sub>., кА.» [19].

«Определим ударный ток трехфазного КЗ в точке К<sub>4</sub> по формуле:

$$i_{удК4} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0К4} \cdot k_{уд} = \sqrt{2} \cdot 8,0 \cdot 1,8 = 20,36 \text{ кА}, \quad (27)$$

где  $k_{уд} = 1,8$  – ударный коэффициент.» [19].

Таблица 4 – Результаты расчета токов КЗ.

Данные для расчета	Результаты расчета
1	2
$I_{п.0 К1}$ в точке К <sub>1</sub>	25,13 кА

Продолжение таблицы 4

1	2
$I_{п.0 K2}$ в точке $K_2$	2,8 кА
$I_{п.0 K3}$ в точке $K_3$	10,25 кА
$I_{п.0 K4}$ в точке $K_4$	8,0 кА
$i_{удK1}$ в точке $K_1$	63,97 кА
$i_{удK2}$ в точке $K_2$	7,13 кА
$i_{удK3}$ в точке $K_3$	26,09 кА
$i_{удK4}$ в точке $K_4$	20,36 кА

Данные расчетов токов трехфазного КЗ в заданных точках, которые будут использованы для выбора оборудования и РЗА, заносим в таблицу 4.

### 2.3 Выбор токоведущих элементов

#### 2.3.1 Выбор высоковольтных выключателей 110 кВ

Для проектируемой подстанции выберем современные элегазовые выключатели серии ВБ-110П- 40/2500УХЛ1 производства завода ОАО ВО «Электроаппарат» г. Санкт-Петербург, параметры выключателя взяты из документации завода изготовителя [2, 4].

«После выбора выключателя произведем проверку параметров [2].

Род установки.

Выбранный выключатель соответствует параметрам наружной установки.

Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению:

$$U_{НОМ} \geq U_{сет.НОМ}, \quad (28)$$
$$U_{НОМ} = 110 \text{ кВ} = U_{сет.НОМ} = 110 \text{ кВ}.$$

Проверим выбранный выключатель по номинальному длительному току [4]:



$$I_{\text{раб}} \leq I_{\text{НОМ}}; I_{\text{max}} \leq I_{\text{НОМ}}. \quad (29)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,95 \text{ А.}$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,93 \text{ А,}$$

где  $S_{\text{ТНОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Тогда:

$$I_{\text{раб}} = 209,95 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А}; I_{\text{max}} = 293,93 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 2500 \text{ А.}$$

Условия выбора выключателя соблюдаются.

Проверим выбранный выключатель на отключающую способность.

Отключение выключателя по симметричной составляющей тока короткого замыкания

$$I_{n.\tau} \leq I_{\text{откл.НОМ}}. \quad (30)$$

в расчетах будем использовать ток в точке К<sub>1</sub>,  $I_{n.\tau} = I_{\text{п.0 К1}} = 25,13 \text{ кА.}$

$$I_{n.\tau} = 25,13 \leq I_{\text{откл.НОМ}} = 40 \text{ кА.}$$

Отключение выключателя по аperiodической составляющей тока КЗ замыкания:

$$i_{a.\tau} \leq i_{a.\text{НОМ}}, \quad (31)$$

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0 К1}} \cdot e^{-\tau/T_a} \leq i_{a.\text{НОМ}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.НОМ}},$$

$$\tau = t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с.}$$

Определим аperiodическую составляющую в отключаемом токе:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{п.0 K1} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 25,13 \cdot e^{-0.045/0.03} = 7,93 \text{ кА}, \quad (32)$$

$$i_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{45}{100} \right) \cdot 40 = 25,46 \text{ кА}. \quad (33)$$

Проверим полученные результаты по условию:

$$i_{a.\tau} = 7,93 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 25,46 \text{ кА}.$$

Условие проверки выполняется.

Проверим выбранный выключатель по включающей способности:

$$I_{п.0 K1} \leq I_{вкл.норм.}, i_{удK1} \leq i_{вкл.норм.} \quad (34)$$

В расчетах будем использовать ток в точке  $K_1$ ,  $I_{п.\tau} = I_{п.0 K1} = 25,13 \text{ кА}$ .

$$I_{п.0 K1} = 25,13 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм.} = 40 \text{ кА},$$

где  $I_{п.0 K1}$  - начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке  $K_1$ , кА;

$I_{вкл.норм.}$  - начальное действующее значение периодической составляющей при включении выключателя, кА.

$$i_{удK1} = 63,97 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 100 \text{ кА},$$

где  $i_{удK1}$  - ударный ток короткого замыкания в точке  $K_1$ , кА;

$i_{вкл.норм}$  - наибольший пиковый ток при включении выключателя, кА.

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость:

$$I_{п.0 K1} \leq I_{пр.с.}, \quad (35)$$

$$I_{п.0 K1} = 25,13 \text{ кА} \leq I_{пр.с.} = 40 \text{ кА},$$

где  $I_{п.0 K1}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания в точке  $K_1$ , кА;  
 $I_{пр.с.}$  - начальное действующее значение периодической составляющей тока короткого замыкания, кА.

$$i_{удK1} \leq i_{дин=i_{пр.с.}}, \quad (36)$$

$$i_{удK1} = 1,6 \text{ кА} \leq i_{дин=i_{пр.с.}} = 100 \text{ кА},$$

где  $i_{удK1}$  - ударный ток короткого замыкания в точке  $K_1$ , кА;  
 $i_{пр.с.}$  - наибольший пиковый ток, кА.

Проверим выбранный выключатель на термическую стойкость (по тепловому импульсу):

$$B_k \leq I_T^2 \cdot t_T, \text{ при } t_{откл.} > t_T. \quad (37)$$

при выполнении условия  $t_{откл.} < t_T$ , тогда  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{откл.}$ .  
 полное время отключения тока короткого замыкания будет равно:

$$t_{откл.} = t_{рз} + t_{пв.откл.} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ с.}$$

так как  $t_{откл.} = 0,065 \text{ с} < t_T = 3 \text{ с}$ , тогда проверка выключателя на термическую стойкость будем производить по формуле (37, 38):

$$B_{к.расч.} = I_{п.0K1}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = (25,13 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 0,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.} \quad (38)$$

$$B_{к.выкл.} = 0,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_T^2 \cdot t_{откл.} = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.} \quad (39)$$

Полученные результаты проверки выключателя ВГТ-110-40/2000 У1 занесем в таблицу 5.

Таблица 5 – Результаты выбора выключателя

Выключатель ВГТ-110-40/2000 У1		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 209,95$	$I_{\text{ном}} = 2500$	$I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{ном.}}$
$I_{\text{max}} = 293,93$	$I_{\text{ном}} = 2500$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$
$I_{\text{н.т}} = 25,13 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п.0 К1}} = 25,13 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.норм.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0 К1}} \leq I_{\text{вкл.норм}}$
$i_{\text{а.т}} = 7,93 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 25,46 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п.0 К1}} = 25,13 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 40 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0 К1}} \leq I_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{удК1}} = 63,97 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{удК1}} \leq i_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{удК1}} = 63,97 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.норм}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{удК1}} \leq i_{\text{вкл.норм}}$
$B_{\text{к.расч.}} = 0,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл.}} = 104 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч.}} \leq B_{\text{к.выкл.}}$

По результатам проверки выбранный выключатель ВБ-110П-40/2500УХЛ1 удовлетворяет всем необходимым требованиям» [22].

### 2.3.2 Выбор высоковольтных выключателей 35 кВ

Для проектируемой подстанции выберем современные элегазовые выключатели серии ВГБ -УЭТМ -35 кВ производства завода ОАО «Эльмаш (УЭТМ)» г. Екатеринбург, параметры выключателя взяты из документации завода изготовителя [1].

«После выбора выключателя произведем проверку параметров.

Род установки - выбранный выключатель соответствует параметрам наружной установки.

Проверим выбранный выключатель по номинальному напряжению согласно формуле (28):

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ.}$$

Проверим выбранный выключатель по длительному протеканию рабочего тока согласно формуле (29).

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660,61 \text{ А},$$

где  $S_{\text{ТНОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

$$I_{\text{max}} = 1,4 \frac{S_{\text{ТНОМ}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}}} = 1,4 \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 924,85 \text{ А},$$

где  $S_{\text{ТНОМ}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{\text{НОМ}}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

по полученным результатам выполним проверку:

$$\begin{aligned} I_{\text{раб}} &= 209,95 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}, \\ I_{\text{max}} &= 924,85 \text{ А} \leq I_{\text{НОМ}} = 1000 \text{ А}. \end{aligned}$$

условия выбора выключателя соблюдаются.

Проверим выбранный выключатель по отключающей способности:

- на симметричный ток отключения по формуле (30), при расчетах будем использовать ток короткого замыкания:  $I_{n.\tau} = I_{\text{п.0 К2}} = 2,8 \text{ кА}$ .

$$I_{n.\tau} = 2,8 \leq I_{\text{откл.ном.}} = 12,5 \text{ кА}.$$

- на отключение апериодической составляющей тока короткого замыкания по формуле (31, 32, 33).

$$\begin{aligned} i_{a.\tau} &\leq i_{a.\text{ном}}, \\ i_{a.\tau} &\leq i_{a.\text{ном}} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{\text{НОР}}}{100} \right) \cdot I_{\text{откл.ном.}}, \\ \tau &= t_{\text{рз}} + t_{\text{с.в.}} = 0,01 + 0,04 = 0,05 \text{ с}. \end{aligned}$$

определим апериодическую составляющую в отключаемом токе:

$$i_{a.\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{\text{п.0 К2}} \cdot e^{-\tau/T_a} = \sqrt{2} \cdot 2,8 \cdot e^{-0,05/0,03} = 0,75 \text{ кА},$$

$$i_{a.ном} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \right) \cdot I_{откл.ном.} = \left( \sqrt{2} \cdot \frac{32}{100} \right) \cdot 12,5 = 5,66 \text{ кА.}$$

Проверим полученные результаты по условию:

$$i_{a.т} = 7,93 \text{ кА} \leq i_{a.ном} = 25,46 \text{ кА.}$$

Условие проверки выполняется.

Проверим параметры включения выбранного выключателя по формуле (34, 35):

$$I_{п.0 К2} = 2,8 \text{ кА} \leq I_{вкл.норм.} = 12,5 \text{ кА,}$$

где  $I_{п.0 К2}$  - начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке  $K_2$ , кА;

$I_{вкл.норм.}$  - начальное действующее значение периодической составляющей при включении выключателя, кА.

$$i_{удК2} = 7,13 \text{ кА} \leq i_{вкл.норм} = 12,5 \text{ кА,}$$

где  $i_{удК2}$  - ударный ток короткого замыкания в точке  $K_2$ , кА;

$i_{вкл.норм}$  - наибольший пиковый ток при включении выключателя, кА.

Проверим выбранный выключатель на электродинамическую стойкость токам короткого замыкания по формулам (36, 37):

$$I_{п.0 К2} = 2,8 \text{ кА} \leq I_{пр.с.} = 35 \text{ кА,}$$

где  $I_{п.0 К2}$  - начальное действующее значение периодической составляющей трехфазного тока короткого замыкания в точке  $K_2$ , кА;

$I_{\text{пр.с.}}$  - начальное действующее значение периодической составляющей предельного сквозного тока короткого замыкания, кА.

$$i_{\text{удК2}} = 7,13 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с.}} = 35 \text{ кА},$$

где  $i_{\text{удК2}}$  - ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>, кА;

$i_{\text{пр.с.}}$  - ток электродинамической стойкости, кА.

Проверим выбранный выключатель на термическую стойкость токам короткого замыкания по формулам (37, 38, 39):

$$B_{\text{к.выкл.}} = I_{\text{п.0К2}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a) = (2,8 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,07 + 0,03) =$$

$$= 0,78 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$B_{\text{к.расч.}} = 0,78 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл.}} = (12,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,7 = 109 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{\text{откл.}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл.}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}.$$

Полученные результаты проверки выключателя ВГБ -УЭТМ-35 кВ занесем в таблицу 6.

Таблица 6 – Результаты выбора выключателя ВГБ -УЭТМ-35 кВ

Выключатель ВГБ -УЭТМ-35 кВ		
<i>расчетные данные</i>	<i>каталожные данные</i>	<i>условия выбора</i>
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 660,61$	$I_{\text{ном}} = 1000$	$I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{ном.}}$
$I_{\text{max}} = 924,85$	$I_{\text{ном}} = 1000$	$I_{\text{max}} \leq I_{\text{ном.}}$
$I_{\text{н.т}} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{\text{откл.ном.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{н.т}} \leq I_{\text{откл.ном}}$
$I_{\text{п.0 К2}} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{\text{вкл.ном.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0 К1}} \leq I_{\text{вкл.ном}}$
$i_{\text{а.т}} = 0,75 \text{ кА}$	$i_{\text{а.ном}} = 5,66 \text{ кА}$	$i_{\text{а.т}} \leq i_{\text{а.ном}}$
$I_{\text{п.0 К2}} = 2,8 \text{ кА}$	$I_{\text{пр.с.}} = 12,5 \text{ кА}$	$I_{\text{п.0 К2}} \leq I_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{удК2}} = 7,13 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 35 \text{ кА}$	$i_{\text{удК2}} \leq i_{\text{пр.с.}}$
$i_{\text{удК2}} = 7,13 \text{ кА}$	$i_{\text{вкл.ном}} = 12,5 \text{ кА}$	$i_{\text{удК2}} \leq i_{\text{вкл.ном}}$
$B_{\text{к.расч.}} = 0,6 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл.}} = 109 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч.}} \leq B_{\text{к.выкл.}}$

Таким образом, выбранный выключатель ВГБ-УЭТМ-35 кВ удовлетворяет всем необходимым требованиям» [22].

### 2.3.3 Выбор разъединителя 110 кВ

Выберем разъединители типа РГНП-110/1000-УХЛ1 производства завода ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки с двумя заземляющими ножами на один полюс и унифицированным электродвигательным приводом ПД-14(П)-УХЛ1. Данные разъединителя взяты на сайте производителя [16].

«После выбора разъединителя произведем проверку параметров.

Проверим выбранный разъединитель по конструкции.

Выберем горизонтально-поворотные типа разъединители типа РГНП-110/1000-УХЛ1 с двумя заземляющими ножами на один полюс и унифицированным электродвигательным приводом ПД-14(П)-УХЛ1.

Проверим выбранный разъединитель по напряжению сети согласно формуле (28):

$$U_{\text{ном}} = 110 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 110 \text{ кВ}.$$

Проверим выбранный разъединитель по номинальному рабочему току согласно формуле (29):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,95 \text{ А},$$

где  $S_{\text{Тном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

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

$$I_{\text{раб}} = 209,95 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}.$$

Проверим выбранный разъединитель на электродинамическую стойкость тока короткого замыкания согласно формуле (40):

$$i_{\text{удк1}} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с.}}, \quad (40)$$

$$i_{\text{удк1}} = 14,46 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с.}} = 100 \text{ кА},$$

где  $i_{\text{удк1}}$  – ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>1</sub>;



$i_{пр.с.}$  - параметры сквозного тока (наибольший пик (ток электродинамической стойкости)).

Проверим выбранный разъединитель на термическую стойкость согласно формулам (37, 38, 39):

$$B_{к.расч.} = I_{п.0К1}^2 \cdot (t_{откл.} + T_a) = (5,68 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,065 + 0,03) = 3,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

$$B_{к.раз} = 3,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c} \leq I_T^2 \cdot t_T = (40 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,065 = 104 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c},$$

$$t_{откл.} = t_{рз} + t_{пв.откл.} = 0,01 + 0,055 = 0,065 \text{ c}.$$

Полученные результаты проверки разъединителя РГНП-110/1000-УХЛ1 занесем в таблицу 7.

Таблица 7 – Результаты выбора разъединителя РГНП-110/1000-УХЛ1

Разъединитель РГНП-110/1000-УХЛ1		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{сет.ном} = 110 \text{ кВ}$	$U_{ном} \leq U_{сет.ном.}$
$I_{раб} = 209,95$	$I_{ном} = 1000$	$I_{раб.} \leq I_{ном.}$
$i_{удК1} = 14,46 \text{ кА}$	$i_{пр.с.} = 100 \text{ кА}$	$i_{удК1} \leq i_{пр.с.}$
$B_{к.расч.} = 3,07 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$B_{к.раз.} = 104 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{c}$	$B_{к.расч.} \leq B_{к.раз.}$

Таким образом, выбранный разъединитель РДП-1-110-II-1600-УХЛ1 удовлетворяет всем необходимым требованиям» [22].

### 2.3.4 Выбор разъединителя 35 кВ

Выберем разъединители типа РГП-35/1000-УХЛ1 производства завода ЗАО «ЗЭТО» г. Великие Луки с двумя заземляющими ножами на один полюс и унифицированным электродвигательным приводом ПД-14(П)-УХЛ1. Данные разъединителя взяты с сайта производителя [17].

«После выбора разъединителя произведем проверку параметров:

Проверим выбранный разъединитель по конструкции:

Выберем горизонтально-поворотные типа разъединители типа РГП-35/1000-УХЛ1 с двумя заземляющими ножами на один полюс и унифицированным электродвигательным приводом ПД-14(П)-УХЛ1.

Проверим выбранный разъединитель по напряжению сети согласно формуле (28):

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ} = U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ.}$$

Проверим выбранный разъединитель по номинальному рабочему току согласно формуле (29):

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Тном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 924,85 \text{ А.}$$

где  $S_{\text{Тном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

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

$$I_{\text{раб}} = 924,85 \text{ А} \leq I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А.}$$

Электродинамическую стойкость: проверим выбранный разъединитель на электродинамическую стойкость тока короткого замыкания согласно формуле (40):

$$i_{\text{удк2}} = 7,13 \text{ кА} \leq i_{\text{дин}} = i_{\text{пр.с.}} = 100 \text{ кА,}$$

где  $i_{\text{удк2}}$  - ударный ток короткого замыкания в точке К<sub>2</sub>;

$i_{\text{пр.с.}}$  - параметры сквозного тока (наибольший пик (ток электродинамической стойкости)).

Проверим выбранный разъединитель на термическую стойкость согласно формулам (37, 38, 39):

$$\begin{aligned} B_{\text{к.выкл.}} &= I_{\text{п.ок2}}^2 \cdot (t_{\text{откл.}} + T_a) = (2,8 \cdot 10^3)^2 \cdot (0,07 + 0,03) = \\ &= 0,78 \cdot 10^6 \text{ А}^2 \cdot \text{с.,} \end{aligned}$$

$$B_{\text{к.расч.}} = 0,78 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с} \leq I_{\text{T}}^2 \cdot t_{\text{откл}} = (12,5 \cdot 10^3)^2 \cdot 0,7 = 109 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с},$$

$$t_{\text{откл}} = t_{\text{рз}} + t_{\text{пв.откл.}} = 0,01 + 0,06 = 0,07 \text{ с}.$$

Полученные результаты проверки разъединителя РГП-35/1000-УХЛ1 занесем в таблицу 8.

Таблица 8 – Результаты выбора разъединителя РГП-35/1000-УХЛ1

Разъединитель РГП-35/1000-УХЛ1		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{сет.ном}} = 35 \text{ кВ}$	$U_{\text{ном}} \leq U_{\text{сет.ном}}$
$I_{\text{раб}} = 924,85 \text{ А}$	$I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$	$I_{\text{раб.}} \leq I_{\text{ном.}}$
$i_{\text{удк1}} = 7,13 \text{ кА}$	$i_{\text{пр.с.}} = 100 \text{ кА}$	$i_{\text{удк1}} \leq i_{\text{пр.с.}}$
$B_{\text{к.расч.}} = 0,78 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.выкл.}} = 109 \cdot 10^6 \text{ A}^2 \cdot \text{с}$	$B_{\text{к.расч.}} \leq B_{\text{к.выкл.}}$

Таким образом, выбранный разъединитель РГП-35/1000-УХЛ1 удовлетворяет всем условиям выбора и проверки» [22].

### 2.3.5 Выбор ошиновки ОРУ-110

Ошиновку ОРУ-110 кВ выполним гибким проводом. Выберем провод АС – 95/16, сечением  $q=95,4/15,9 \text{ мм}^2$ , диаметром  $d= 13,5/4,5 \text{ мм}$ , допустимый ток  $I_{\text{доп}} = 330 \text{ А}$  [9].

Проверим выбранный провод по длительному номинальному току:

$$I_{\text{макс.}} \leq I_{\text{доп}}, \quad (41)$$

$$I_{\text{раб}} = \frac{S_{\text{Tном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 209,95 \text{ А},$$

$$I_{\text{max}} = 1,4 \cdot \frac{S_{\text{Tном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 293,93 \text{ А}, \quad (42)$$

$$I_{\text{раб}} = 293,93 \text{ А} \leq I_{\text{доп}} = 330 \text{ А},$$

где  $S_{\text{Tном}}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

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

Условие выбора ошиновки выполняется.

Полученные результаты проверки ошиновки занесем в таблицу 9.

Таблица 9 – Результаты выбора провода ошиновки ОРУ-110 кВ

Провод АС – 95/16		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$I_{max} = 293,93 \text{ А}$	$I_{доп} = 330 \text{ А}$	$I_{max.} \leq I_{доп.}$

Таким образом, выбранный провод, результаты проверки которого представлены в таблице 9, может быть использован для ошиновки ОРУ-110.

### 2.3.6 Выбор ошиновки ОРУ-35

Ошиновку ОРУ-35 кВ выполним гибким проводом. Выберем сдвоенный провод АС – 185/24 сечением  $q=187,0/24,2 \text{ мм}^2$ , диаметром  $d= 18,9/6,3 \text{ мм}$ , допустимый ток  $I_{доп} = 520 \cdot 2=1040 \text{ А}$  [9].

Проверим выбранный провод по длительному номинальному току согласно формуле (41, 42):

$$I_{раб} = \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 660,61 \text{ А},$$

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{ТНОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{НОМ}} = 1,4 \cdot \frac{40000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 924,85 \text{ А},$$

$$I_{раб} = 924,85 \text{ А} \leq I_{доп} = 1040 \text{ А},$$

где  $S_{ТНОМ}$  – номинальная мощность трансформатора, кВ·А;

$U_{НОМ}$  – номинальное напряжение сети, кВ.

Условие выбора ошиновки выполняется.

Таблица 10 – Результаты выбора провода ошиновки ОРУ-35 кВ.

Провод АС – 95/16		
расчетные данные	каталожные данные	условия выбора
$I_{max} = 924,85 \text{ А}$	$I_{доп} = 1040 \text{ А}$	$I_{max.} \leq I_{доп.}$

Таким образом, выбранный провод, результаты проверки которого представлены в таблице 10, может быть использован для ошиновки ОРУ-35.

## **2.4 Проектирование системы релейной защиты и автоматики**

### **2.4.1 Выбор аппаратуры релейной защиты**

Для защит трансформатора выбираем микропроцессорные устройства производства ООО «Релематика» выполненная терминалами «ТОР 300». «Микропроцессорное устройство серии «ТОР 300» предназначено для осуществления функций релейной защиты, противоаварийной автоматики, управления, сигнализации и регистрации событий на объектах энергетики напряжением 6(10)-750 кВ, а также для создания «интеллектуальных» энергосистем и «цифровых» подстанций (поддержка МЭК 61850-8-1(9-2LE)).» [12].

Расчет уставок релейной защиты трансформаторов будет производиться по рекомендациям ООО «Релематика». [21]

### **2.4.2 Дифференциальная токовая защита трансформатора (ДТЗ)**

Для защит выбраны трансформаторы тока:

- сторона ВН -  $K_{ТТ} 600/5$ ;
- сторона СН -  $K_{ТТ} 600/5$ ;
- сторона НН -  $K_{ТТ} 3000/5$ ;

Номинальный ток сторон силового трансформатора:

- сторона ВН –  $I_H = 201 \text{ А}$ ;
- сторона СН -  $I_H = 600 \text{ А}$ ;
- сторона НН -  $I_H = 3500 \text{ А}$ ;

«В терминале предусмотрена защита для двух- и трехобмоточных трансформаторов с разными группами соединения первичных обмоток. Компенсация группы соединения силового трансформатора производится цифровым способом, что позволяет использовать по всем сторонам

измерительные трансформаторы тока, соединенные по схеме «звезда». Силовой трансформатор имеет схему соединения первичных обмоток  $Y_n / Y_n / D-0-11$ , значит первое плечо ВН и второе плечо СН принимаются равными «Схема 1,2» - 11, третье плечо НН принимается равным «Схема 3» - 0.» [21].

#### 2.4.2.1 Коэффициент цифрового выравнивания

«При разных коэффициентах трансформаторов тока в терминале предусмотрена выравнивание измеряемых токов. Выравнивание осуществляется с помощью цифрового коэффициента, который можно определить по формуле:

$$k_{\text{выр.}n} = \frac{I_{\text{пер,ИТТ},n} \cdot I_{\text{ном,ПТТ},n}}{I_{\text{баз},n} \cdot I_{\text{втор,ИТТ},n}} \cdot 100\%, \quad (43)$$

$$I_{\text{баз},n} = \frac{S_{\text{баз},n}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{баз},n}}, \quad (44)$$

где  $I_{\text{баз},n}$  - базисный ток, рассчитываемый для каждой из сторон  $n$  отдельно и равен  $I_{\text{ном},n}$ , А;

$S_{\text{баз},n}$  - базисная мощность, равная мощности наиболее мощной обмотки трансформатора, МВ·А;

$U_{\text{баз},n}$  - базисное напряжение, равное номинальному напряжению обмотки трансформатора, соответствующей стороне  $n$ , кВ;

$I_{\text{пер,ИТТ},n}$  - номинальный первичный ток ИТТ стороны  $n$ , А;

$I_{\text{втор,ИТТ},n}$  - номинальный вторичный ток ИТТ стороны  $n$ , А;

$I_{\text{ном,ПТТ},n}$  - номинальный ток выбранного ответвления токового входа терминала, подключенного к ИТТ стороны  $n$ , А.» [21].

Определим цифровой выравнивающий коэффициент для всех сторон трансформатора:

$$k_{\text{выр.ВН}} = \frac{600 \cdot 5}{201 \cdot 5} \cdot 100 = 299,$$

$$k_{\text{выр.СН}} = \frac{600 \cdot 5}{\frac{600 \cdot 5}{3000 \cdot 5}} \cdot 100 = 100,$$

$$k_{\text{выр.НН}} = \frac{3000 \cdot 5}{3500 \cdot 5} \cdot 100 = 86.$$

Коэффициенты цифрового выравнивания для каждой из сторон трансформатора в устройстве задаются в процентах соответствующими уставками «Квыр1», «Квыр2», «Квыр3».

#### 2.4.2.2 Расчет тока небаланса

«Уставки характеристики выбираются по условию отстройки от тока небаланса. Относительный ток небаланса в общем виде может быть определен как сумма трех составляющих, которые обусловлены погрешностями ИТТ с учетом РПН и погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты:

$$I_{\text{неб.расч.}} = I'_{\text{неб.расч.}} + I''_{\text{неб.расч.}} + I'''_{\text{неб.расч.}}, \quad (45)$$

$$I'_{\text{неб.расч.}} = k_{\text{пер}} \cdot k_{\text{одн}} \cdot \varepsilon \cdot I_{\text{расч.}},$$

$$I''_{\text{неб.расч.}} = \Delta U_{\text{рег}} \cdot I_{\text{расч.}},$$

$$I'''_{\text{неб.расч.}} = f_{\text{выр}} \cdot I_{\text{расч.}},$$

где  $I'_{\text{неб.расч.}}$  - составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью ИТТ, о.е.;

$k_{\text{пер}}$  – коэффициент, учитывающий переходный режим (наличие апериодической составляющей тока) рекомендуется принимать равным 1,0;

$k_{\text{одн}}$  – коэффициент однотипности ИТТ. Для терминалов «ТОР 300 ДЗТ 5ХХ» рекомендуется во всех рассматриваемых режимах с запасом принимать коэффициент однотипности равным 1,0;

$\varepsilon$  – относительное значение полной погрешности ИТТ. Рекомендуется во всех случаях с запасом принимать величину  $\varepsilon$  равной 0,1;

$I''_{\text{неб.расч.}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная регулированием напряжения защищаемого трансформатора, о.е.;

$\Delta U_{\text{рег}}$  – погрешность, обусловленная регулированием напряжения принимается равной максимальному отклонению напряжения от номинального при регулировании в относительных величинах 0,16;  
 $I'''_{\text{неб.расч.}}$  – составляющая тока небаланса, обусловленная погрешностью выравнивания токов плеч в терминале защиты, о.е.;  
 $f_{\text{выр}}$  – погрешность выравнивания токов плеч в терминале защиты. Рекомендуется принимать равной 0,02;  
 $I_{\text{расч.}}$  – относительный ток в режиме, для которого производится расчет небаланса, рекомендуется принимать равной номинальному току, т.е. значению 1,0, о.е.» [21].

$$\begin{aligned}
 I'_{\text{неб.расч.}} &= 1,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 1 = 0,1, \\
 I''_{\text{неб.расч.}} &= 0,16 \cdot 1 = 0,16, \\
 I'''_{\text{неб.расч.}} &= 0,02 \cdot 1 = 0,02, \\
 I_{\text{неб.расч.}} &= 0,1 + 0,16 + 0,02 = 0,28, \text{ о. е.}
 \end{aligned}$$

Расчет тока небаланса необходим для выбора дифференциального тока срабатывания защиты трансформатора ДТЗ.

#### 2.4.2.3 Выбор уставки начального дифференциального тока

Начальный дифференциальный ток срабатывания выбирается по условию отстройки от тока небаланса в нормальном режиме работы трансформатора:

$$I_{\text{д.нач.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.}} = 1,1 \cdot 0,28 = 0,31 \text{ о. е.}, \quad (46)$$

где  $k_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$  – коэффициент отстройки, учитывающий ошибки расчета и необходимый запас;

$I_{\text{неб.расч.}}$  – расчетный ток небаланса, для режима, соответствующего началу торможения, о.е.

«Уставка в устройстве обозначается «**Иднач**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение  $I_{\text{д.нач}}$  необходимо умножить на 100 %.» [16].



#### 2.4.2.4 Выбор уставки начального тормозного тока второго участка

«Начальный тормозной ток второго участка рекомендуется принимать равным  $I_{\text{торм}2*} = 1,0$  о.е. Уставка в устройстве обозначается « $I_{\text{торм}2}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение  $I_{\text{торм}2*}$  необходимо умножить на 100 %.» [21].

#### 2.4.2.5 Выбор уставки коэффициента торможения второго участка

«Коэффициент торможения второго участка рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_{\text{торм}2} = \frac{I_{\text{диф.расч.}} - I_{\text{д.нач.}}}{I_{\text{торм.расч.}} - I_{\text{торм.2}}}, \quad (47)$$

где  $I_{\text{диф.расч.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.}}$  - относительный расчетный

дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ, о.е.;

$k_{\text{отс}} = 1,1-1,3$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{неб.расч.}}$  - ток небаланса определяемый по выражению (45), о.е. для режима внешнего КЗ, о.е. При этом коэффициент переходного режима  $k_{\text{пер}}$  рекомендуется принимать равным 1,5–2,0; величину,

$I_{\text{расч.}}$  рекомендуется принимать равной максимальному относительному току при внешнем (как правило, трехфазном) КЗ,  $I_{\text{расч.}} = 3,0$  о.е. ;

$I_{\text{торм.расч.}}$  - тормозной ток в расчетном режиме, о.е. Принимается равным максимальному относительному току при внешнем (как правило, трехфазном) КЗ.  $I_{\text{торм.расч.*}} = 3,0$  о.е..

$$K_{\text{торм}2} = \frac{1,14 - 0,31}{3 - 1} = 0,42 \text{ о.е.},$$

Уставка в устройстве обозначается « $K_{\text{торм}2}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение  $K_{\text{торм}2}$  необходимо умножить на 100 %.» [21].

#### 2.4.2.6 Выбор уставки начального тормозного тока третьего участка

«Начальный тормозной ток третьего участка рекомендуется выбирать из диапазона  $I_{\text{торм}3} = 2,5$  о.е. Уставка в устройстве обозначается «Iторм3» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого выбранное значение  $I_{\text{торм}3}$  необходимо умножить на 100%.» [21].

#### 2.4.2.7 Выбор уставки коэффициента торможения третьего участка.

«Коэффициент торможения второго участка рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$K_{\text{торм}3} = \frac{I_{\text{диф.расч.}} - I_{\text{диф.К.торм}2.}}{I_{\text{торм.расч.}} - I_{\text{торм.3}}}, \quad (48)$$

где  $I_{\text{диф.расч.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.}}$  – относительный расчетный

дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ, о.е.;

$k_{\text{отс}} = 1,1-1,3$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{неб.расч.}}$  – ток небаланса, определяемый по выражению (45), о.е. для режима внешнего КЗ, о.е. При этом, коэффициент переходного режима,  $k_{\text{пер}}$  рекомендуется принимать равным 3,0–4,0; величину,  $I_{\text{расч.}}$  рекомендуется принимать равной коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке  $k'_{10}$ , который допустимо принять равным 20 (в случае отсутствия иных данных значений коэффициента  $k'_{10}$ );

$I_{\text{торм.расч.}}$  – тормозной ток в расчетном режиме, о.е. Принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке  $k'_{10}$ , который допустимо принять равным 20 (в случае отсутствия реальных значений коэффициента  $k'_{10}$ );

Определим относительный расчетный дифференциальный ток, соответствующий концу второго участка тормозной характеристики:

$$I_{\text{диф.Кторм2}} = I_{\text{д.нач}} + K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм.3}} - I_{\text{торм.2}}) = \\ = 0,31 + 0,42 \cdot (2,5 - 1) = 0,31 + 0,84 = 0,94 \text{ о. е.},$$

где  $I_{\text{торм.3}}$  – начальный тормозной ток третьего участка, о.е.;

$I_{\text{торм.2}}$  – начальный тормозной ток второго участка, о.е.

$$K_{\text{торм3}} = \frac{12,48 - 0,94}{20 - 2,5} = 0,66 \text{ о. е.}$$

Уставка в устройстве обозначается «**Кторм3**» и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение  $K_{\text{торм3}}$  необходимо умножить на 100 %.» [21].

#### 2.4.2.8 Проверка чувствительности ДТЗ

«Проверка чувствительности ДТЗ производится при минимальном внутреннем токе КЗ:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч.}} - K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм.расч.}} - I_{\text{нагр.}})}{I_{\text{д.нач}} + K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{нагр.}} - I_{\text{торм2}})} \geq 2, \quad (49)$$

Если принять допущение, что  $I_{\text{нагр.}} = I_{\text{торм2}} = 1$ , то выражение примет следующий вид:

$$k_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч.}} - K_{\text{торм2}} \cdot (I_{\text{торм.расч.}} - 1)}{I_{\text{д.нач}*}} \geq 2, \quad (50)$$

где  $I_{\text{диф.расч.}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч.}}$  – относительный расчетный

дифференциальный ток срабатывания при расчетном внешнем КЗ, о.е.;

$k_{\text{отс}} = 1,1 - 1,3$  - коэффициент отстройки;

$I_{\text{неб.расч.}}$  – ток небаланса, определяемый по выражению для режима внешнего КЗ, о.е. При этом, коэффициент переходного режима,  $k_{\text{пер}}$

рекомендуется принимать равным 3,0–4,0; величину,  $I_{\text{расч}}$  рекомендуется принимать равной коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке  $k'_{10}$ , который допустимо принять равным 20 (в случае отсутствия иных данных значений коэффициента  $k'_{10}$ );

$I_{\text{торм.расч}}$  – тормозной ток в расчетном режиме, о.е. Принимается равным коэффициенту приведенной предельной кратности при реальной нагрузке  $k'_{10}$ , который допустимо принять равным 20 (в случае отсутствия реальных значений коэффициента  $k'_{10}$ );

$K_{\text{торм}2}$  – коэффициент торможения второго участка рекомендуется рассчитывать по выражению;

$I_{\text{д.нач}}$  - начальный дифференциальный ток срабатывания, о.е..

$$k_{\text{ч}} = \frac{12,48 - 0,42 \cdot (20 - 1)}{0,31} = 14,5 \geq 2.$$

Расчетный коэффициент чувствительности выше допустимого, значит уставки ДТЗ рассчитаны правильно.» [21].

### 2.4.3 Дифференциальная токовая отсечка (ДТО)

«ДТО предназначена для мгновенного отключения больших токов повреждения в зоне действия защиты. Особенно эффективно использование отсечки на трансформаторах средней мощности. Так как ДТО является грубым ИО и выполняется без торможения, то ее уставку по дифференциальному току срабатывания необходимо отстроить от БНТ и токов небаланса при внешних КЗ.

Отстройка от БНТ обеспечивается при выполнении условия  $I_{\text{дто}*} \geq 6$ .

По условию отстройки от максимального тока небаланса при внешних КЗ уставку рекомендуется рассчитывать по выражению:

$$I_{\text{дто}} = k_{\text{отс}} \cdot I_{\text{неб.расч}} \quad (51)$$

где  $k_{отс} = 1,5$  - коэффициент отстройки;

$I_{неб.расч.}$  – ток небаланса, определяемый по выражению (45), о.е. для режима внешнего КЗ, о.е. При этом, коэффициент переходного режима,  $k_{пер}$  рекомендуется принимать равным 3,0–4,0.

Величину,  $I_{расч.}$  примем ток который будет протекать при внешнем КЗ в точке К<sub>3</sub> из таблице 4, при двухфазном КЗ:

$$\begin{aligned} I_{расч.} &= I_{п.0 \text{ КЗ}} \cdot \frac{\sqrt{2}}{2} = 10,25 \cdot 0,707 = 7,25 \text{ кА}, & (52) \\ I_{расч.} &= 12,08 \text{ о. е.}, \\ I'_{неб.расч.} &= 3,0 \cdot 1,0 \cdot 0,1 \cdot 12,08 = 3,62, \\ I''_{неб.расч.} &= 0,16 \cdot 12,08 = 1,93, \\ I'''_{неб.расч.} &= 0,02 \cdot 12,08 = 0,24, \\ I_{неб.расч.} &= 10,8 + 5,76 + 0,72 = 17,3 \text{ о. е.}, \\ I_{дто} &= 1,5 \cdot 5,79 = 8,69 \text{ о. е.} \geq 6 \text{ о. е.} \end{aligned}$$

Уставка ДТО выбирается равной наибольшему значению из полученных выше. Уставка в устройстве обозначается « $I_{дто}$ » и задается в процентах от номинального тока наиболее мощной обмотки. Для этого расчетное значение  $I_{дто}$  необходимо умножить на 100 %.» [21].

#### 2.4.4 Максимальная токовая защита (МТЗ ВН)

«МТЗ ВН предназначена для резервирования отключения КЗ на шинах НН, а также для резервирования основных защит выключателя и включает в себя ИО фазного тока. В случае неудовлетворительной чувствительности уставки по фазному току используется комбинированный пуск по напряжению со стороны СН и со стороны НН.» [21].

«Ввод первой ступени МТЗ ВН в работу выполняется установкой программной накладки « $N_{ст1}$ » равной значению «1 – да».

Ток срабатывания МТЗ ВН 1ст рекомендуется рассчитывать по условию отстройки от тока нагрузки в месте установки защиты с учетом самозапуска двигателей нагрузки по выражению:

$$I_{с.з.}^I = \frac{k_3 \cdot k_{сзп}}{k_B} \cdot I_{нагр.мак} , \quad (53)$$

где  $k_3 = 1,2$  – коэффициент запаса по избирательности;

$k_{сзп}$  – коэффициент самозапуска, можно принять равным 1,5–2,5);

$k_B = 0,95$  – коэффициент возврата МП устройств;

$I_{нагр.мак.} = k_{пер} \cdot I_{ном.ВН}$  – первичный максимальный нагрузочный ток в месте установки защиты, А;

$k_{пер} = 1,1-1,5$  – коэффициент перегрузки;

$I_{ном.ВН}$  – номинальный ток защищаемого трансформатора со стороны ВН, А.» [21].

$$I_{с.з.}^I = \frac{1,2 \cdot 2,0}{0,95} \cdot 201 = 508 \text{ А.}$$

«Уставки всех ИО рекомендуется рассчитывать в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого силового трансформатора, с которой устанавливается защита. Для задания уставок в терминале защиты расчетные значения пересчитывают в процентах от номинального тока терминала по выражению:

$$I_{уст.т} = \frac{I_{уст}}{I_{ном.ПТТ.п}} \cdot \frac{I_{втор.ИТТ.п}}{I_{перв.ИТТ.п}} \cdot k_{сх} \cdot 100\% , \quad (54)$$

где  $I_{уст}$  – значение уставки, рассчитанное в первичных величинах, приведенных к той стороне защищаемого трансформатора п, на которой установлена рассматриваемая защита, А;

$I_{ном.ПТТ.п}$  – номинальный ток ответвления токового входа терминала, к которому производится подключение вторичных токовых цепей ИТТ со стороны п, А;

$I_{втор.ИТТ.п}$ ,  $I_{перв.ИТТ.п}$  – первичный и вторичный номинальный ток ИТТ стороны п, А;

$k_{сх}$  – коэффициент схемы соединения ИТТ. Принимается равным  $\sqrt{3}$  для схемы «треугольник» и 1 для схемы «звезда».» [21].

$$I_{уст.1ст} = \frac{508}{5} \cdot \frac{5}{600} \cdot 1 \cdot 100 = 85 \%$$

«Коэффициент чувствительности определяется по выражению:

$$k_{ч} = \frac{I_{КЗ,мин}}{I_{с.з.}}, \quad (55)$$

где  $I_{КЗ,мин}$  – минимальное значение тока в месте установки защиты при расчетном виде КЗ и приведенное к стороне ВН защищаемого трансформатора, А.

Коэффициент чувствительности должен быть не менее 1,5 при выполнении МТЗ функций основной защиты шин (при КЗ на шинах СН или НН):

$$k_{ч} = \frac{7250}{508} = 14,3 \geq 1,5.$$

Расчетный коэффициент чувствительности выше допустимого, значит уставки МТЗ ВН рассчитаны правильно.» [21].

Вывод: выполнен выбор электрооборудования для реконструкции подстанции 220 кВ «Оренбургская», по данным расчета токов короткого замыкания в заданных точках схемы подстанции все электрооборудование проверено на соответствие заданным параметрам и нормативным документам.

### 3 Мероприятия по технике безопасности и охране труда

#### 3.1 Расчет системы заземления и молниезащиты

##### 3.1.1 Расчет системы заземления

Система заземления на ПС 220 «Оренбургская» находится в нормальном состоянии и проходит постоянные плановые проверки и измерение сопротивление заземления. При реконструкции будет обновлен контур заземления около заменяемого оборудования. Это трансформаторы и коммутационные аппараты.

Исходные данные для расчета заземления на ПС 220 «Оренбургская»:

- тип грунта – однородный;
- удельное сопротивление грунта (чернозем) –  $\rho_{нс} = \rho_{вс} = \rho_{эқв} = 60 \text{ Ом/м}$ ;
- длина вертикальных заземлителей –  $l_B = 5 \text{ м}$ , количество, диаметр  $d = 20 \text{ мм}$ ;
- глубина заложения горизонтального заземлителя –  $t = 0,7 \text{ м}$ ;
- общая длина горизонтального заземлителя –  $l_{Г} = 560 \text{ м.}$ ;
- для горизонтального заземлителя используется металлическая полоса  $h = 50 \times 5$ , тогда  $d = 0,5 \cdot h = 0,5 \cdot 0,05 = 0,025 \text{ мм}^2$ ;
- сопротивление заземление согласно нормам –  $R_z = 0,5 \text{ Ом}$ .

«Необходимо определить сопротивление одного вертикального установленного стержня:

$$R_C = 0,366 \cdot \frac{\rho_{рас}}{l} \cdot \left[ l_g \cdot \left( \frac{2 * l}{d} \right) + 0,5 l_g \cdot \left( \frac{4 \cdot t' + l}{4 \cdot t' - l} \right) \right], \quad (56)$$

где  $t' = \frac{t+l}{2*1}$  - глубина заложения вертикального электрода (считается расстояние от поверхности земли до середины электрода;



$\rho_{\text{рас}} = \rho_{\text{экв}} \cdot K_c$  - расчётное сопротивление грунта,  $K_c$ - коэффициент сезонности 1,7 вертикальных заземлителей для II климатической зоны.

$$R_c = 0,366 \cdot \frac{60 \cdot 1,7}{5} \cdot \left[ \lg \cdot \left( \frac{2 \cdot 5}{0,02} \right) + 0,5 \lg \cdot \left( \frac{4 \cdot 3 + 5}{4 \cdot 3 - 5} \right) \right] = \\ = 7,5 \cdot [2,7 + 0,19] = 22 \text{ Ом},$$

Определим необходимое количество вертикальных стержней:

$$N_c = \frac{R_c}{R_3 \cdot \eta_B} = \frac{22}{0,5 \cdot 0,41} = 108 \text{ шт}, \quad (57)$$

где  $\eta_B$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей 0,41 согласно» [15].

«Определяем сопротивление горизонтального заземлителя:

$$R_\Gamma = 0,366 \cdot \frac{\rho_{\text{рас}}}{l_\Gamma} \cdot \lg \cdot \frac{l_\Gamma^2}{d \cdot h}, \quad (58)$$

где  $\rho_{\text{рас}} = \rho_{\text{экв}} \cdot K_c$  - расчётное сопротивление грунта,  $K_c$ - коэффициент сезонности 4,0 горизонтальных заземлителей для II климатической зоны.

$$R_\Gamma = 0,366 \cdot \frac{60 \cdot 4}{560} \cdot \lg \cdot \frac{560^2}{0,025} = 1,14 \text{ Ом}.$$

Определяют величину общего расчетного сопротивления заземляющего устройства по формуле:

$$R_{\text{общ}} = \frac{R_c \cdot R_\Gamma}{R_c \cdot \eta_\Gamma + R_\Gamma \cdot \eta_B \cdot n}; \quad (59)$$

где  $\eta_B$  - коэффициент использования вертикальных заземлителей 0,41.

$n_{\Gamma}$  - коэффициент использования горизонтального электрода 0,19.

$$R_{\text{общ}} = \frac{22 \cdot 1,14}{22 \cdot 0,19 + 1,14 \cdot 0,41 \cdot 108} = 0,46 \text{ Ом.}$$

Сравним расчетное заземление с нормой:

$$R_3 \geq R_{\text{общ}} = 0,5 \text{ Ом} \geq 0,46 \text{ Ом.}$$

Расчетное сопротивление удовлетворяет нормам» [18].

### 3.1.2 Расчет системы молниезащиты.

Безаварийная работа электроустановок, в том числе и подстанций зависит от выполнения комплекса организационных и технических мероприятий. Одним из таких мероприятий является защита электроустановок от воздействия грозовых разрядов. Проблеме молниезащиты и защиты от перенапряжений при эксплуатации электроустановок необходимо уделять все больше внимания так как в электрических сетях стало много потребителей, чувствительных к импульсам перенапряжений и электромагнитным помехам.

Перенапряжения возникающие на подстанции можно разделить на грозовые, возникающие в атмосфере и внутренние которые происходят при неисправном оборудовании.

«Открытые РУ и ПС 20-750 кВ должны быть защищены от прямых ударов молнии. Выполнение защиты от прямых ударов молнии не требуется для:

- ПС 20 и 35 кВ с трансформаторами единичной мощностью 1,6 МВ·А и менее независимо от количества таких трансформаторов и от числа грозовых часов в году;
- для всех ОРУ ПС 20 и 35 кВ в районах числом грозовых часов в году не более 20;
- а также для ОРУ и ПС 220 кВ и ниже на площадках с эквивалентным удельным сопротивлением земли в грозовой сезон более 2000 Ом·м при числе грозовых часов в году не более 20.» [13].

Подстанция 220 кВ «Оренбургская» расположена в зоне с грозовой активностью 40-60 час/год. Поэтому для защиты от грозových перенапряжений требуется организовать молниезащиту. До реконструкции были смонтированы стержневые молниеотводы, которые защищали всю подстанцию от грозových разрядов. Выполнено заземление металлических конструкций электрооборудования и молниеотводов. На подстанции установлены отдельно стоящие молниеотводы и установленные на порталах ОРУ-110 кВ.

Проверим защиту вновь установленных трансформаторов от грозových разрядов. Расчеты будем производить согласно [22].

«Число грозových часов в году составляет  $n = 60$  час/год; Высота молниеотвода  $h = 25$  м; Примем высоту защищаемого объекта  $h_x = 10$  м; Примем ширина объекта  $B = 7$  м.

Определим высоту вершины конуса стержневого молниеотвода -  $h_0$ ;

$$h_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20 \text{ м,}$$

где  $h_0 \leq 30$  м и надежности защиты 0,99.

Необходимо определить радиус защиты который находится на уровне земли защищаемого сооружения:

$$r_0 = 0,8 \cdot h = 0,8 \cdot 25 = 20 \text{ м,} \quad (60)$$

где  $h_0 \leq 30$  м и надежность защиты 0,99.

Необходимо определим радиус защиты который находится на высоте защищаемого сооружения:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{20 \cdot (20 - 10)}{20} = 10 \text{ м.} \quad (61)$$

Размер защищаемого оборудования:

- высота защищаемого объекта  $H = 10$  м,
- ширина объекта  $B = 7$  м,
- длина объекта  $A = 10$  м.

Трансформатор с размерами (А x В x Н) 6,8 x 4,8 x 5,3 м входит в зону защиты молниеотвода» [22].

«Плотность ударов молнии в землю, выраженная через число поражений 1 км<sup>2</sup> земной поверхности за год, определяется по данным метеорологических наблюдений в месте размещения объекта. Если же плотность ударов молнии в землю  $N_g$  неизвестна, ее можно рассчитать по следующей формуле, 1/(км<sup>2</sup>/год):

$$N_g = 6,7 \cdot \frac{T_d}{100} = 6,7 \cdot \frac{60}{100} = 4,02 \frac{\text{км}^2}{\text{год}}, \quad (62)$$

где  $T_d$  - среднегодовая продолжительность гроз в часах, определенная по региональным картам интенсивности грозовой деятельности.» [5]

### 3.2 Обеспечение безопасности персонала

Обеспечение безопасности персонала при организации работ в электроустановках является приоритетной задачей. Для безопасного производства работ в различных электроустановках с применением электроинструмента, приспособлений и механизмов разработаны правила охраны труда для конкретного этапа работы.

Электроустановки должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также другими изделиями медицинского назначения для оказания первой помощи работникам в соответствии с действующими правилами и нормами.

Для работ в электроустановках допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие предварительное медицинское освидетельствование, при котором

он должен сообщить медицинской комиссии все данные о своем здоровье и быть признанным годным для выполнения указанных работ в действующих электроустановках. До допуска к самостоятельной работе пройти теоретическое и производственное обучение по охране труда на рабочем месте, стажировку под руководством опытного работника, пройти обучение по правилам освобождения пострадавшего от действия электрического тока и оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве [14].

Персонал предприятия должен проходить периодическую проверку знаний по ПОТ, ПТЭ, ППБ и инструкциям по охране труда не реже 1 раза в год.

При производстве работ в электроустановке, должны соблюдаться установленные на предприятии правила внутреннего трудового распорядка, режимов труда и отдыха.

Во время производства работ нахождения на территории предприятия могут возникнуть опасные для жизни и здоровья факторы:

- возникновение электрической дуги при коротком замыкании в электрооборудовании;
- персонал может быть поражен электрическим током при приближении или прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- возможность поражения ударной волной или предметами разрушения коммутационной аппаратуры, осколками разрушившейся стеклянной и фарфоровой изоляции;
- возникновение шагового напряжения при коротком замыкании на землю вблизи производства работ;
- возможность падения и получения травм при работах с лестниц, стремянок, подставок.

Для исключения всех этих факторов при выполнении работ каждый работник предприятия обязан:

- выполнять требования инструкции по охране труда в соответствии с возложенными на него обязанностями, приказами и указаниями руководства предприятия;
- использовать только по назначению выданные ему средства защиты, приспособления, инструмент, приборы контроля и безопасности;
- четко знать и понимать свои должностные обязанности и соответствующие им требования нормативно технической документации.
- производство работ в электроустановках производится после получения задания.

Задание на производство работ выдается устно (распоряжение), или на специальном бланке (наряд) административно-техническим персоналом, имеющим право выдачи наряда распоряжения. Производство работ в электроустановках без наряда или распоряжения запрещено. «В организациях должен осуществляться контроль за соблюдением Правил, требований инструкций по охране труда, контроль за проведением инструктажей.» [14]. Нельзя приступать к выполнению работ в электроустановках без получения необходимого инструктажа.

Инструктаж производится:

- «выдающим наряд или распоряжение, руководителю работ (производителю работ, наблюдающему).» [14];
- «ответственный руководитель работ допускающему и производителю работ.» [14];
- «допускающий производителю работ и членам бригады при допуске на рабочем месте.» [14];
- «производитель работ членам бригады по безопасному производству работ, и технологии производства выполняемых работ.» [14].
- при изменении технических мероприятий, которые выполнялись при подготовке рабочего места или условия выполнения работ, необходимо работы прекратить. После этого необходимо заново выдать наряд или распоряжение, произвести подготовку рабочего места, допуск и провести

необходимый инструктаж для работников, которые будут выполнять работу.

Персонал который производит работы в электроустановках должен:

- постоянно проходить обучение безопасному производству работ на рабочем месте и при выполнении специальных работ которые оговорены должностной инструкцией, по оказанию первой помощи пострадавшим. Проходить проверку знаний после обучения с выдачей необходимых сертификатов и удостоверений.
- представлять руководству или в контролирующие подразделения (ГОТиН) информацию о выявленных в результате осуществления самоконтроля систематических отклонениях от установленных в организации требований по выполнению работ, преднамеренных нарушениях этих требований, опасностях, рисках и возможных их негативных последствиях;
- подавать руководству или в контролирующие подразделения предложения по устранению имеющихся недостатков, нарушений, опасностей и рисков в рамках своих должностных (трудовых) обязанностей.

«При нарушении требований местных инструкции, инструкций по охране труда, ПОТ, ППБ, ПТЭ и других правил, в зависимости от характера нарушения, должен быть отстранен от работы до проведения ему внепланового инструктажа, внеочередной проверки знаний, может быть привлечен к дисциплинарной или уголовной ответственности.» [14].

### **3.3 Экономический анализ проекта**

Для проведения экономического анализа проекта сравним данные предоставленные подрядной организацией для реконструкции и проведем расчет затрат от альтернативных поставщиков электрооборудования.

Данные по стоимости электрооборудования реконструируемой подстанции показаны в таблице 11.

Таблица 11 – Стоимость оборудования для реконструкции подстанции

Наименование и тип оборудования	Стоимость единицы, тыс. руб.	Кол-во шт.	Суммарная стоимость, тыс. руб.
ТДТН-40000/110-У1	5430,0	2	10860,0
Оборудование установленное на ОРУ-110 кВ	3210,0	1	3210,0
Оборудование установленное на ОРУ-35 кВ	2150,0	1	2150,0
Итого	-	-	16220,0

«Выбор силовых трансформаторов осуществляется по минимуму приведенных затрат согласно выражению:

$$Z = E_n \cdot K + I + U, \quad (63)$$

где  $E_n$  - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений,

1/год, для энергетики  $E_n = 0,2$ ;

$K$  - капитальные вложения, связанные с сооружением ПС с рассматриваемым вариантом числа единичной мощности силовых трансформаторов;

$I$  - годовые издержки производства, тыс. руб;

$U$  - предполагаемый ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям.» [6].

«Требуется определим капитальные вложения, которые будут связаны с сооружением подстанции:

$$K = K_T + \Delta K_{py}, \quad (64)$$

где  $K_T$  — капиталовложения в трансформаторы;



$\Delta K_{ру}$  - дополнительные капитальные вложения в распределительные устройства.

Рассчитаем капиталовложения в трансформаторы:

$$K_T = n_T \cdot C_T \cdot \alpha \cdot K_{пересч}, \quad (65)$$

где  $C_T$  - заводская стоимость трансформатора;

$n_T$  - количество трансформаторов;

$\alpha$  - коэффициент, учитывающий увеличение затрат, связанных с транспортировкой, монтажом и наладкой ( $\alpha = 1,3$ );

$K_{пересч}$  - коэффициент пересчета цен базовых на заданный период времени. На 2022 год согласно Минстроя для пусконаладочных работ  $K_{пересч} = 4,5$ .

$$K_T = 2 \cdot 5430 \cdot 1,3 \cdot 4,5 = 63531 \text{ тыс. руб.}$$

Рассчитаем дополнительные капиталовложения в распределительные устройства:

$$\Delta K_{ру} = (K_{я}^{ВН} + K_{я}^{НН}) \cdot K_{пересч}, \quad (66)$$

где  $K_{я}^{ВН}$ ,  $K_{я}^{НН}$  - капиталовложения в дополнительные ячейки РУ ВН и СН.

$$\Delta K_{ру} = (3210 + 2150) \cdot 4,5 = 24120 \text{ тыс. руб}$$

Тогда, капитальные вложения, связанные с сооружением ПС:

$$K = K_T + \Delta K_{ру} = 63531 + 24120 = 87651 \text{ тыс. руб.}$$

Издержки определяются как сумма издержек на амортизацию и обслуживание и издержек на возмещение потерь:

$$I = I_{AO} + I_{ПОТ}, \quad (67)$$

где  $I_{AO} = \frac{(a+b)}{100} \cdot K = \frac{13+18}{100} \cdot 87651 = 27171,81$  тыс. руб., - издержки,

связанные с амортизацией и обслуживанием оборудования;

$a$  и  $b$  - нормы отчислений на амортизацию и обслуживание оборудования, %;

$I_{ПОТ} = \gamma * \Delta W_{ПОТ} \cdot K_{пересч}$  - издержки на возмещение потерь электроэнергии в трансформаторах, тыс. руб.;

$\gamma$  - удельная стоимость потерь, электроэнергии 0,28-0,32 руб./кВт · ч.

Годовые потери электроэнергии упрощенно могут быть определены по выражению:

$$\Delta W_{ПОТ} = n_T \cdot \Delta P_{xx} \cdot T_{раб} + \frac{\Delta P_{кз}}{n_T} \left( \frac{S_{наг.мах}}{S_{НОМ.Т}} \right) \cdot \tau, \quad (68)$$

где  $n_T$  - количество трансформаторов;

$T_{раб}$  - число часов работы трансформаторов в год, 8760 ч.;

$\tau$  - число часов максимальных потерь.

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{мах}}{1000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{11,1}{1000} \right)^2 \cdot 8760 = 0,017,$$

где  $T_{мах}$  - число часов использования максимума, из графика нагрузок 11,1 часа.

$$\Delta W_{ПОТ} = 2 \cdot 32 \cdot 8760 + \frac{200}{2} \left( \frac{60000}{40000} \right) \cdot 0,017 = 560642,55 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

$$I_{ПОТ} = 0,32 \cdot 560642,55 \cdot 4,5 = 807,33 \text{ тыс. руб.}$$

Определим общие издержки:

$$I = 27171,81 + 807325,27 = 834,5 \text{ тыс. руб.}$$

Ущерб, наносимый потребителю в результате недоотпуска электроэнергии по причине отказа, можно определить по формуле:

$$Y = y_0 \cdot W_{\text{п.э.}} \quad (69)$$

где  $y_0$  - удельный ущерб от недоотпуска потребителям 1 кВт·ч электроэнергии 0,172 (руб./кВт·ч);

$W_{\text{п.э.}}$  - количество недоотпущенной электроэнергии за время перерыва электроснабжения (кВт·ч).

$$W_{\text{п.э.}} = n_T \cdot S_{\text{ном.т}} \cdot K_{\text{о.в}} \cdot \tau_{\text{отк.}} \quad (70)$$

где  $n_T$  - количество трансформаторов;

$S_{\text{ном.т}}$  - номинальная мощность трансформатора;

$K_{\text{о.в}}$  - коэффициент одновременности включения 0,6;

$\tau_{\text{отк}} = 376 \cdot T_{\text{в}} = 376 \cdot 0,02 = 7,52$  - суммарная продолжительность отключений за год.

$$\begin{aligned} W_{\text{п.э.}} &= 2 \cdot 40000 \cdot 0,6 \cdot 7,52 = 360960 \text{ кВт/ч,} \\ Y &= 0,172 \cdot 360960 = 620,85 \text{ тыс. руб..} \end{aligned}$$

Рассчитаем минимуму приведенных затрат при реконструкции подстанции:

$$Z = 0,2 \cdot 87651 + 834,5 + 620,85 = 18985,55 \text{ тыс.руб..}$$

Затраты подрядной организации составили 23658,87 тыс.руб.. Разница между расчетным и проектным составляет 20%.» [6].

Вывод: определены параметры, необходимые для защиты оборудования и персонала от воздействия электрического тока, мероприятия для безопасного производства работ в электроустановках, выполнено экономическое обоснование выбора электрооборудования, которое будет использовано при реконструкции подстанции 220 кВ «Оренбургская».

## Заключение

В выпускной квалификационной работе был выполнен проект по реконструкции подстанции ПС 220 кВ «Оренбургская». На основании годового и суточного графиков нагрузок подстанции выполнен выбор и проверка силовых трансформаторов. После замены силовых трансформаторов на подстанции, увеличится максимальная мощность, которую будут получать потребители электроэнергии. Это позволит нарастить производственные мощности предприятий, развитие малого бизнеса, строительство современных жилых комплексов.

Для выбора электрооборудования ОРУ-110 кВ и ОРУ-35 кВ, релейной защиты трансформаторов, были произведены расчеты токов короткого замыкания в заданных точках схемы замещения, которая была составлена на основании первичной схемы подстанции. Предпочтения при выборе электрооборудования было отдано современным коммутационным аппаратам, с увеличенным сроком эксплуатации и межремонтным ресурсом. Для управления выключателями и защиты трансформаторов были использованы микропроцессорные устройства релейной защиты и автоматики производства ОАО «Релематика». Эти устройства соответствуют современным требованиям надежности, быстродействию, чувствительности и селективности. На основании данных токов короткого замыкания, был выполнен расчет уставок основных и резервных защит трансформаторов.

При выполнении проекта произведен расчет молниезащиты и заземления подстанции. Рассмотрены вопросы организации безопасного обслуживания электроустановки. Произведен экономический анализ проекта по реконструкции подстанции.

Все решения, которые были предложены при выполнении данного проекта, предназначены для повышения надежного и бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей города Оренбург.

## Список используемой литературы и используемых источников

1. Выключатели элегазовые серии ВГБ-УЭТМ-35. ООО «Эльмаш (УЭТМ)» [Электронный ресурс] : Техническое описание и руководство по эксплуатации. URL: <https://dv-electro.ru/images/opros/vgb3.pdf/> (дата обращения 20.05.2022).

2. Выключатель элегазовый ВБ-110П с пружинным приводом. [Электронный ресурс] : Техническое описание и руководство по эксплуатации ДУБК.674122.001РЭ. ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ». URL: <https://elektroapparat.ru/products/vyklyuchateli/> (дата обращения 20.05.2022).

3. ГОСТ 14209-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки (с Изменением № 1) [Электронный ресурс] : Национальный стандарт Российской Федерации. Утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета СССР по стандартам от 31.01.85 № 236 : введен взамен ГОСТ 14209-69 ; дата введения 1985-07-01. URL: <http://docs.cntd.ru/document/gost-14209-85/> (дата обращения: 14.11.2019).

4. Завод ОАО ВО «ЭЛЕКТРОАППАРАТ» [Электронный ресурс] : Сайт производителя высоковольтного оборудования (выключатели, разъединители и т.д.). URL: <https://elektroapparat.ru/products/vyklyuchateli/> (дата обращения 13.12.2021).

5. Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций [Электронный ресурс] : СО 153-34.21.122-2003. URL: [https://zandz.com/files/so\\_153-34\\_21\\_122-2003.pdf/](https://zandz.com/files/so_153-34_21_122-2003.pdf/) (дата обращения 15.04.2022).

6. Кокин С. Е., Дмитриев С. А. Проектирование подстанций распределительного электросетевого комплекса : учеб. пособие М. ; Екатеринбург : изд-во Урал. ун-та, 2018. 192 с.

7. Кокин С. Е., Дмитриев С. А., А. И. Хальясмаа А. И. Схемы электрических соединений подстанций: учебное пособие М. ; Екатеринбург : Изд-во Урал. ун-та, 2015. 100 с.

8. Крючков И.П., Старшинов В.А., Гусев Ю.П., Пираторов М.В. Переходные процессы в электроэнергетических системах: учебник для вузов под ред. И.П. Крюčkова. М. : Издательский дом МЭИ; Москва: 2008. 416 с.

9. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования: учебное пособие для вузов / 4-е изд. перераб. и доп.; Москва : Энергоатомиздат, 1989. 608 с.

10. Неклепаев Б.Н., Крючков И.П., Жуков В.В., Кузнецов Ю.П. Руководящие указания по расчету токов короткого замыкания и выбору электрооборудования: РД 153-34.0-20.527-98 МЭИ М. ; Москва: Издательство НЦ ЭНАС № 2001. 151с.

11. Немировский А.Е., Сергиевская И.Ю., Крепышева Л.Ю. Электрооборудование электрических сетей, станций и подстанций: учебное пособие 2-е изд., доп. М. ; Москва : Инфра-Инженерия, 2018. 148 с.

12. Общество с ограниченной ответственностью «Релематика» (ООО «Релематика») [Электронный ресурс] : Сайт производителя МП устройств «Релематика». URL: <https://relematika.ru/> (дата обращения 25.03.2022).

13. Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс] : Шестое и седьмое издания (все действующие разделы). URL: <https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pue.pdf/> (дата обращения: 15.02.2021).

14. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок [Электронный ресурс] : Приказ №903 от 15.12.2020г. URL: <https://en-res.ru/wp-content/uploads/2021/03/ppot-2021.pdf/> (дата обращения 24.04.2022).

15. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. [Электронный ресурс] : URL: <https://en-res.ru/wp-content/uploads/2020/02/pteep.pdf/> (дата обращения: 12.12.2021).

16. Разъединители типов РГН на напряжение 110 кВ [Электронный ресурс] : Руководство по эксплуатации. ИВЕЖ.674214.024-01 РЭ. ЗАО «ЗЭТО». URL: <https://www.elec.ru/files/127/000000083/attfile/rukovodstvo-po->

ekspluatatsii-razedinitelej-tipa-rgn-na-napryazhenie-110-kv-trehpolyusnaya-ustanovka.pdf/ (дата обращения 20.05.2022).

17. Разъединители типов РГ-35/1000УХЛ1 и РГП-35/1000УХЛ1 кВ [Электронный ресурс] : руководство по эксплуатации. ИВЕЖ.674213.046 РЭ. ЗАО «ЗЭТО». URL: <https://www.elec.ru/files/127/000000018/attfile/rukovodstvo-po-ekspluatatsii-razedinitelej-tipov-rg-351000uhl1-i-rgp-351000uhl1.pdf>/ (дата обращения 20.05.2022).

18. Расчет сопротивления заземления [Электронный ресурс] : Уральский федеральный университет. URL: [https://study.urfu.ru/Aid/Publication/13520/1/Лихтенштейн\\_и\\_др.pdf](https://study.urfu.ru/Aid/Publication/13520/1/Лихтенштейн_и_др.pdf) (дата обращения 15.04.2022).

19. Рожкова Л.Д. Электрооборудование электрических станций и подстанций [Электронный ресурс] : Издательский центр «Академия». URL: <http://library.nuft.edu.ua/ebook/file/rojkoval.pdf> / (дата обращения: 12.12.2021).

20. Схемы принципиальные электрические распределительных устройств подстанций 35–750 кВ. Типовые решения [Электронный ресурс] : СТО 56947007-29.240.30.010-2008 ПАО «ФСК ЕЭС». URL: <https://www.fsk-ees.ru/upload/docs/56947007-29.240.30.010-2008.pdf> / (дата обращения 12.12.2021).

21. Терминал защиты трансформатора 110-220 кВ типа «ТОР 300 ДЗТ 513»: Рекомендации по расчету уставок: АИПБ.656122.011-002 РРУ v18.1. М., Чебоксары: Издательство (ООО «Релематика») 2021. 131с.

22. Черненко Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции. Выполнение курсового проекта [Электронный ресурс] : электронное учебно-методическое пособие. URL: [https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/14145/1/ChernenkoYuV\\_1-52-19\\_Z.pdf](https://dspace.tltsu.ru/bitstream/123456789/14145/1/ChernenkoYuV_1-52-19_Z.pdf) / (дата обращения: 12.12.2021).