



## **АННОТАЦИЯ**

В проекте реконструкции понизительной подстанции 110/35/10 «Луга» представлено следующее:

В работе были рассчитаны нагрузки потребителей. После чего по технико-экономическому расчету были выбраны трансформаторы, также схема подключения 5Н, для которой были рассчитаны токи короткого замыкания. После чего был произведен выбор оборудования на подстанции и его проверка, расчет релейной защиты, выбор оперативного тока, расчет собственных нужд подстанции, а также выбор и расчет системы заземления и молниезащиты.

В пояснительную записку входит: 62 стр. 6 рисунков, 13 таблиц и 6 чертежей формата А1.

## **ABSTRACT**

The topic of the given graduation work is «The reconstruction of power plant 110/35/10 kV Luga». The graduation work consists of an explanatory note on 62 pages, 6 figures, 13 tables, and the graphic part on 6 A1 sheets. The aim of the work is to give some information about the way to develop a power plant reconstruction project, to select equipment and to put it into operation, to develop blueprints and diagrams for additional information.

The object of the graduation work is the power plant "Luga" which became unusable due to outdated equipment.

The key issue of the graduation work is the calculation and selection of power transformers, after which the installation of transformers at the power plant was made.

Much attention is given to the calculation of short-circuit currents, since due to the implementation of this calculation, we have determined the necessary data for the selection and verification of equipment.

We study the role of calculation methods for the selection of wires and cables for the wiring from power plants to urban and industrial enterprises. The issues of fuses selection for the low voltage side feeding the city and selection of disconnections for medium and high voltage sides are highlighted in the project's general part.

Finally, we present the work on the grounding system, above-ground system and the main building protection system. It can be concluded that implementing this power plant reconstruction project, all important calculations were carried out and theoretical data were considered

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
1 Характеристика объекта.....	8
2 Выбор силовых трансформаторов.....	10
2.1 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов.....	16
3 Расчет токов короткого замыкания.....	23
4 Выбор оборудования.....	29
4.1 Выбор выключателей.....	29
4.2 Выбор и проверка трансформаторов тока.....	32
4.3 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ.....	35
4.4 Выбор трансформаторов напряжения для подстанции.....	37
5. Выбор релейной защиты и автоматики.....	41
5.1 Расчет дифференциальной защиты терминала RET 670.....	41
5.2 Газовая защита трансформатора.....	44
5.3 Расчет максимальной токовой защиты на подстанции.....	45
5.4 Расчет токовой отсечки для трансформаторов и выключателей.....	48
5.5 Выбор АПВ и АВР для подстанции.....	50
6 Выбор оперативного тока.....	52
7 Собственные нужды подстанции.....	53
8 Выбор и расчет системы заземления для подстанции.....	54
9 Молниезащита подстанции.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	60
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	62

## ВВЕДЕНИЕ

Одним из основных и наиболее ответственных элементов электроэнергетических систем являются трансформаторные подстанции. Трансформаторная подстанция предназначена для повышения или понижения напряжения. С распределительных устройств трансформаторных подстанций электрическая энергия распределяется по потребителям запитанных от подстанции. Трансформаторная подстанция должна работать в номинальном режиме работы, то есть все оборудование подстанции должно работать при номинальных значения тока и напряжения, не превышающих допустимых значений. Аварийный режим допускается в течении определенного времени после чего должно последовать отключение потребителей или поврежденных элементов энергетической системы. Все оборудование на подстанциях выбирается согласно нормам технологического проектирования электростанций и подстанций. Основным оборудованием на трансформаторных подстанциях обеспечивающими ее надежное функционирования, являются выключатели высокого, среднего и низкого напряжений, трансформаторы тока и напряжения, оборудование ячеек распределительных устройств и силовые трансформаторы.

На трансформаторной подстанции, для защиты от аварийных режимов работы предусматривается установка релейной защиты и автоматики. Релейная защита выбирается, основываясь на схеме и типе подстанции, то есть ее роли в электроэнергетической системе. Для установки на трансформаторах мощностью выше 6,3 кВА согласно ПУЭ обязательно ставится газовая защита, дифференциальная защита на параллельно работающих трансформаторах мощностью выше 400кВА и МТЗ (максимально токовая защита) с выдержкой времени. На потребителях и на сборных шинах ставятся АПВ (автоматическое повторное включение), АВР (автоматический ввод резерва) токовая отсечка, МТЗ, УСЗ (устройство сигнализации замыканий на землю).

Трансформаторные подстанции подразделяются на концевые, ответвительные, опорные, узловые и промежуточные.

Различие данных типов подстанций являются схемы их соединений и подключение на различные классы напряжения.

Необходимость реконструкции обосновывается на износе старого оборудования, а именно масляных выключателей, отделителей и короткозамыкателей, замены трансформаторов на более мощные для обеспечения стабильного электроснабжения и подключение новых потребителей. Установка нового оборудования согласно современным ГОСТам и нормам технологического проектирования.

Объектом выпускной квалификационной работы является тупиковая подстанция 110/35/10 №48 «Луга».

Целью выпускной квалификационной работы является разработка проекта реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 кВ «Луга», путем улучшения качества передаваемой электроэнергии, созданием бесперебойного снабжения, а также путем улучшения условий безопасности и требований экономичности.

Для достижения поставленной цели в рамках выполнения выпускной квалификационной работы предлагается решить следующие задачи:

- 1) Выполнить анализ оборудования;
- 2) Определить текущую загрузку объекта;
- 3) Выполнить выбор оборудования подстанции;
- 4) Выбрать релейную и молниезащиту на подстанции;
- 5) Спроектировать систему заземления для подстанции.

Для проекта реконструкции подстанции следует пользоваться актуальными каталожными данными и нормами технологического проектирования федеральных сетевых компаний.

Также проводится замена изоляторов на опоре если они приходят в негодность - на высотные работы допускаются электромонтеры 3 и 4 группы в количестве 1-2 человек от состава бригады. Перед началом работы на опоре

производится предварительный осмотр, чистка опоры от растительности (если таковая имеется) в полном комплекте индивидуальных средств защиты. При работе в корзинке (вышка на кране-подъемнике КАМАЗа) работник закрепляет карабин троса для безопасности и закрывает люк корзинки. Далее проводится проверка наличия наведенного напряжения при помощи УВН (указатель высокого напряжения) прибор изготавливается в виде штанги с датчиком на конце, он цепляется крюком за провод и издает звуковой сигнал если присутствует напряжение, продолжительность проверки 5 секунд. Далее проводится заземление каждой из фаз, после чего работник отсоединяет зажимы на гирлянде изоляторов и меняет пробитый изолятор. После выполнения работ также производится фотосъемка места работы для закрытия нарядов.

Расчистка растительности под опорами - работы по очистке растительности в каждом пролете приводится с помощью рабочей техники или специального персонала, в случае если на поверхности где происходит мульчирование присутствуют сложные участки где проезд не возможен, их огораживают специальными лентами, после чего растительность устраняется рабочими. В ходе завершения работы по очистке линий электропередач происходит фотосъемка для составления актов, после чего эти акты проверяются специальными службами. [6]

## **1 Характеристика объекта**

Тупиковая ПС 110/35/10 кВ № 48 «Луга» снабжает электроэнергией важные объекты промышленной и коммунальных зон, а также непосредственно и сам город. Данная подстанция находится в Северной промышленной зоне. Суммарная мощность подстанции равняется 80 МВА с масляными трансформаторами ТМ 40МВА. Источниками питания данной подстанции являются: подстанция №42 «Гатчина», также есть и резервные источники — это подстанции «Юго-Западная», подстанция №53 «Псков» (АО «Псковэнерго»). Питание подстанции осуществляется по линиям 110 кВ. Построена данная подстанция в 1959 году.

Эта подстанция работает на пике своей мощности. Загрузка трансформаторов осуществляется на 50-70 %, т.е. загрузка подстанции по электропотреблению не может дальше повышать мощности. ОАО «Ленэнерго» вынуждены давать отказы новым промышленным предприятиям и иным потребителям в связи нехватки мощности.

Подключение к объекту электроснабжения города новых потребителей невозможно. Из-за того, что подстанции зажаты с данной застройке, то нет возможности для установки дополнительных трансформаторов. Электрооборудование на подстанциях необходимо заменить так как старое оборудование морально и технически износилось и не соответствует требованиям.

Также для электроснабжения города была третья подстанция 110/35 кВ №305 «Северная» (Фабрика формовочных песков), построенная в 1976 году. Подстанция применялась для электроснабжения предприятий городского округа Луга. Но из-за возникновения пожара и с последующим выходом из строя данной подстанции все присоединенные потребители были временно переключены на тупиковую 110/35/10 кВ № 48 «Луга» с максимальным мощностным ограничением. Неоднократно продлеваемые схемы временного подключения не позволяют обеспечивать потребителей промышленной зоны (ОАО «Лужский завод «Белкозин», «Лужское транспортное управление»)



качественной электроэнергией необходимого уровня надежности. В наше время ПС №305 находится в разрушенном состоянии и не может быть восстановлена.

## 2 Выбор силовых трансформаторов

Для расчета и выбора силовых трансформаторов сначала, посчитаем и составим графики электрических нагрузок на подстанции, с учетом потребителей (город Луга, завод консервов ООО Белкозин и транспортное управление МУП Лужкое АТП).

По исходным данным для реконструируемой подстанции получено, что на подстанции установлено два силовых масляных трансформатора мощностью 40 МВА. Оба трансформатора, в настоящее время, работают следующим коэффициентом загрузки и показателем мощности потребителей подстанции «Луга» равна:  $K_{заг} = 0,86$   $S_{ПСmax} = 68,8$ .

Нагрузка по потребителям на подстанции распределена равномерно, так как у нас 3 потребителя:

1. Завод Белкозин;
2. Город Луга;
3. Лужское транспортное управление.

Согласно данным эксплуатирующей организации ПАО «Ленэнерго» текущая нагрузка на подстанции распределена следующим образом: на первого потребителя приходится 55% от всей мощности подстанции ( $0,55S_{ПСmax}$ ), на второго потребителя 25% ( $0,25S_{ПСmax}$ ) от всей мощности подстанции и на третьего потребителя приходится 20% мощности ( $0,20S_{ПСmax}$ ). Определим полные мощности каждого потребителя:

$$S_{зав} = \frac{(S_{ПСmax} / 2) \cdot 55\%}{100\%} = 18,92 \text{ МВА}$$

$$S_{гор} = \frac{(S_{ПСmax} / 2) \cdot 25\%}{100\%} = 8,6 \text{ МВА}$$

$$S_{му} = \frac{(S_{ПСmax} / 2) \cdot 20\%}{100\%} = 6,88 \text{ МВА}$$

Определим активную мощность, приходящуюся на каждого потребителя исходя из нормируемого коэффициента мощности ( $\cos \varphi$ ) [1]:

По нормируемым значениям коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,88$  для первого потребителя активная мощность:

$$P_{зав} = S_{зав} \cdot \cos \varphi = 18,92 \cdot 0,88 = 16,65 \text{ MBm}$$

По нормируемым значениям коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,9$  для второго потребителя активная мощность:

$$P_{гор} = S_{гор} \cdot \cos \varphi = 8,6 \cdot 0,9 = 7,74 \text{ MBm}$$

По нормируемым значениям коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,91$  для третьего потребителя активная мощность:

$$P_{ТУ} = S_{ТУ} \cdot \cos \varphi = 6,88 \cdot 0,91 = 6,26 \text{ MBm}$$

Далее суммируем нагрузки для того чтобы убедиться, что распределение потребителей не должно превышать 15% от общей мощности

$$P_{ТУ} + P_{гор} = 6,26 + 7,74 = 14 \text{ MBm}$$

$$P_{зав} = 16,65 \text{ MBm}$$

Так как нагрузка не превышает 15%, следовательно, распределение нормальное.

Далее составим графики нагрузок для города:

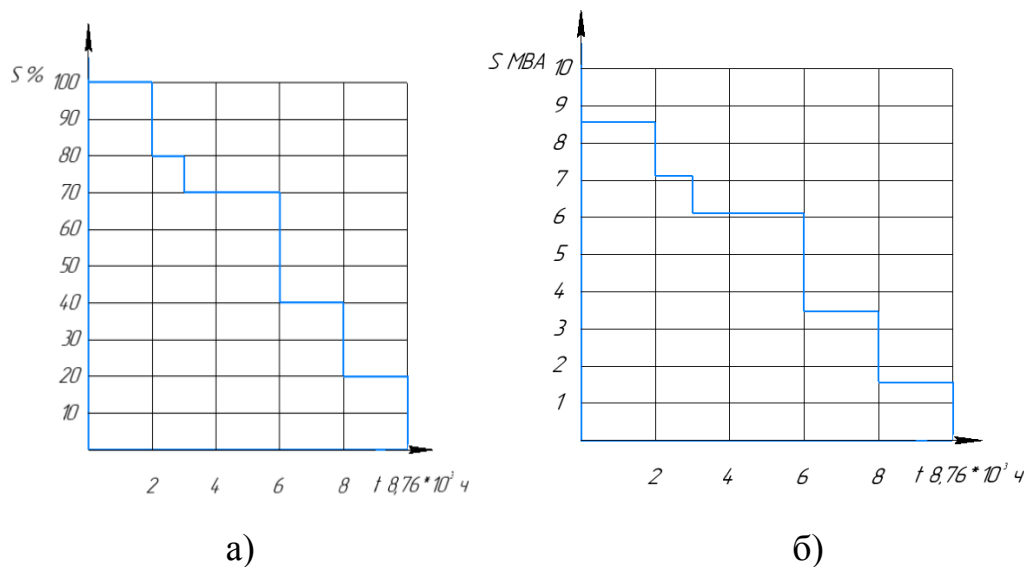


Рисунок 2.1 – График нагрузок для города, а – в относительных единицах, б – график полной мощности подстанции

Расчет мощностей в %:

$$P_{zop80\%} = \frac{P_{zop} \cdot 80\%}{100\%} = \frac{7,74 \cdot 80\%}{100\%} = 6,19 \text{ MBm}$$

$$P_{zop70\%} = \frac{P_{zop} \cdot 70\%}{100\%} = \frac{7,74 \cdot 70\%}{100\%} = 5,42 \text{ MBm}$$

$$P_{zop40\%} = \frac{P_{zop} \cdot 40\%}{100\%} = \frac{7,74 \cdot 40\%}{100\%} = 3,1 \text{ MBm}$$

$$P_{zop20\%} = \frac{P_{zop} \cdot 20\%}{100\%} = \frac{7,74 \cdot 20\%}{100\%} = 1,55 \text{ MBm}$$

Рассчитываем полные мощности для города

$$S_{zop100\%} = \frac{P_{zop100\%}}{\cos \varphi} = \frac{7,74}{0,88} = 8,6 \text{ MBA}$$

$$S_{zop80\%} = \frac{P_{zop80\%}}{\cos \varphi} = \frac{6,19}{0,88} = 7,03 \text{ MBA}$$

$$S_{zop70\%} = \frac{P_{zop70\%}}{\cos \varphi} = \frac{5,42}{0,88} = 6,16 \text{ MBA}$$

$$S_{zop} = \frac{P_{zop40\%}}{\cos \varphi} = \frac{3,1}{0,88} = 3,52 \text{ MBA}$$

$$S_{zop} = \frac{P_{zop20\%}}{\cos \varphi} = \frac{1,55}{0,88} = 1,76 \text{ MBA}$$

Составим и рассчитаем годовой график нагрузок для завода ООО «Белкозин»:

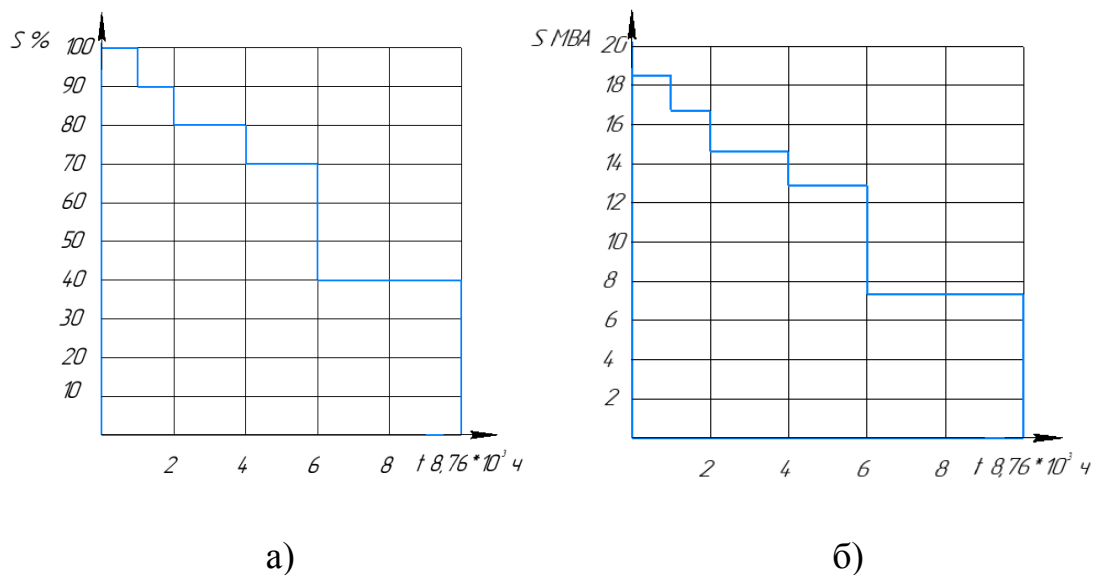


Рисунок 2.2 – График нагрузок для завода ООО «Белкозин» а) в относительных единицах. б) в именованных единицах

Расчет мощностей в %:

$$P_{зав} = \frac{P_{зав} \cdot 90\%}{100\%} = \frac{16,65 \cdot 90\%}{100\%} = 14,99 \text{ МВт}$$

$$P_{зав} = \frac{P_{зав} \cdot 80\%}{100\%} = \frac{16,65 \cdot 80\%}{100\%} = 13,32 \text{ МВт}$$

$$P_{зав} = \frac{P_{зав} \cdot 70\%}{100\%} = \frac{16,65 \cdot 70\%}{100\%} = 11,66 \text{ МВт}$$

$$P_{зав} = \frac{P_{зав} \cdot 40\%}{100\%} = \frac{16,65 \cdot 40\%}{100\%} = 6,66 \text{ МВт}$$

Рассчитываем полные мощности для завода ООО «Белкозин»:

$$S_{зав100\%} = \frac{S_{зав100\%}}{\cos \varphi} = \frac{16,65}{0,9} = 18,5 \text{ МВА}$$

$$S_{зав90\%} = \frac{S_{зав90\%}}{\cos \varphi} = \frac{14,99}{0,9} = 16,66 \text{ МВА}$$

$$S_{зав80\%} = \frac{S_{зав80\%}}{\cos \varphi} = \frac{13,32}{0,9} = 14,8 \text{ МВА}$$

$$S_{зав70\%} = \frac{S_{зав70\%}}{\cos \varphi} = \frac{11,66}{0,9} = 12,96 \text{ МВА}$$

$$S_{зав40\%} = \frac{S_{зав40\%}}{\cos \varphi} = \frac{6,66}{0,9} = 7,4 \text{ МВА}$$

Составим график нагрузок для транспортного управления:

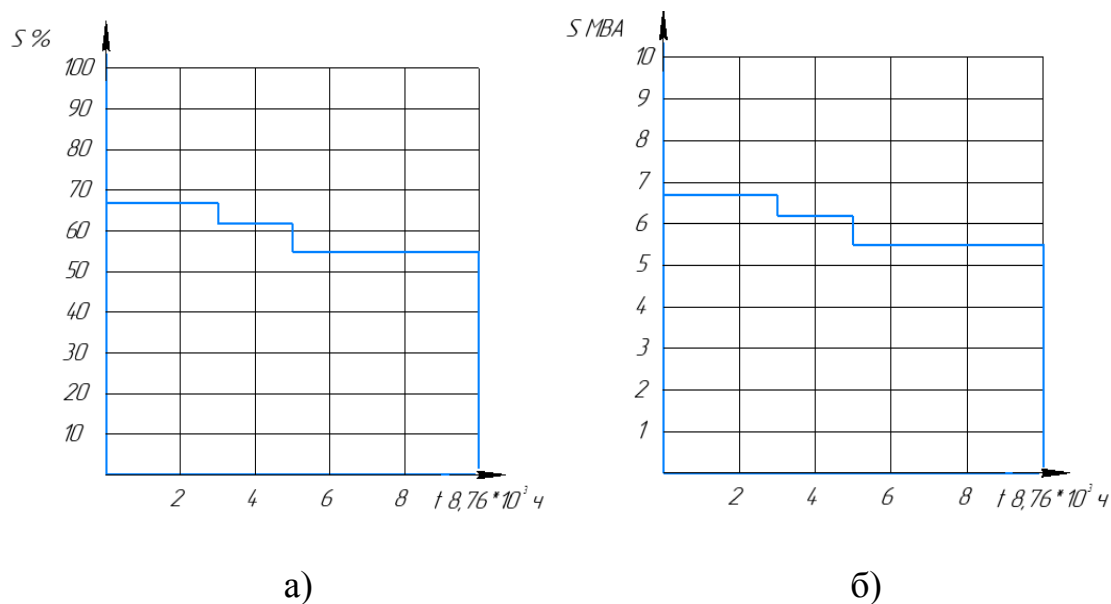


Рисунок 2.3 – График нагрузок для транспортного управления, а) в относительных единицах. б) в именованных единицах

Расчет мощностей в %:

$$P_{TY90\%} = \frac{P_{TY} \cdot 90\%}{100\%} = \frac{6,26 \cdot 90\%}{100\%} = 5,63 \text{ МВт}$$

$$P_{TY80\%} = \frac{P_{зав} \cdot 80\%}{100\%} = \frac{6,26 \cdot 80\%}{100\%} = 5,01 \text{ МВт}$$

Рассчитываем полные мощности для транспортного управления:

$$S_{TY100\%} = \frac{S_{TY100\%}}{\cos \varphi} = \frac{6,26}{0,91} = 6,88 \text{ МВА}$$

$$S_{TY90\%} = \frac{S_{TY90\%}}{\cos \varphi} = \frac{5,63}{0,91} = 6,2 \text{ МВА}$$

Ищем потребляемую мощность для отдельных потребителей:

Для города:

$$W_{зоп} = 7,74 \cdot 2000 + 6,19 \cdot 1000 + 5,42 \cdot 3000 + 3,1 \cdot 2000 + 1,55 \cdot 760 = 45308 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для транспортного управления:

$$W_{TY} = 6,26 \cdot 3000 + 5,63 \cdot 2000 + 5,01 \cdot 3760 = 48877,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Для завода Белкозин:

$$W_{зав} = 16,65 \cdot 1000 + 14,99 \cdot 1000 + 13,32 \cdot 2000 + 11,66 \cdot 2000 + 6,66 \cdot 2760$$

$$W_{зав} = 99981,6 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарное на всей подстанции [3]:

$$W_{ПСобщ} = W_{гор} + W_{ту} + W_{зав} = 45308 + 48877,6 + 99981,6 = 194167,2 \text{ МВт} \cdot \text{ч}$$

Длительность максимум годовой загрузки подстанции Луга

$$T_M = \frac{W_{ПС}}{P_{\max ПС}} = \frac{194167,2}{16,65 + 6,26 + 7,74} = 6334,98 \text{ ч}$$

Коэффициент заполнения графика нагрузки ПС:

$$K_{зан} = \frac{T_M}{8760} = \frac{6334,98}{8760} = 0,72$$

Создадим общий график загрузок для потребителей:

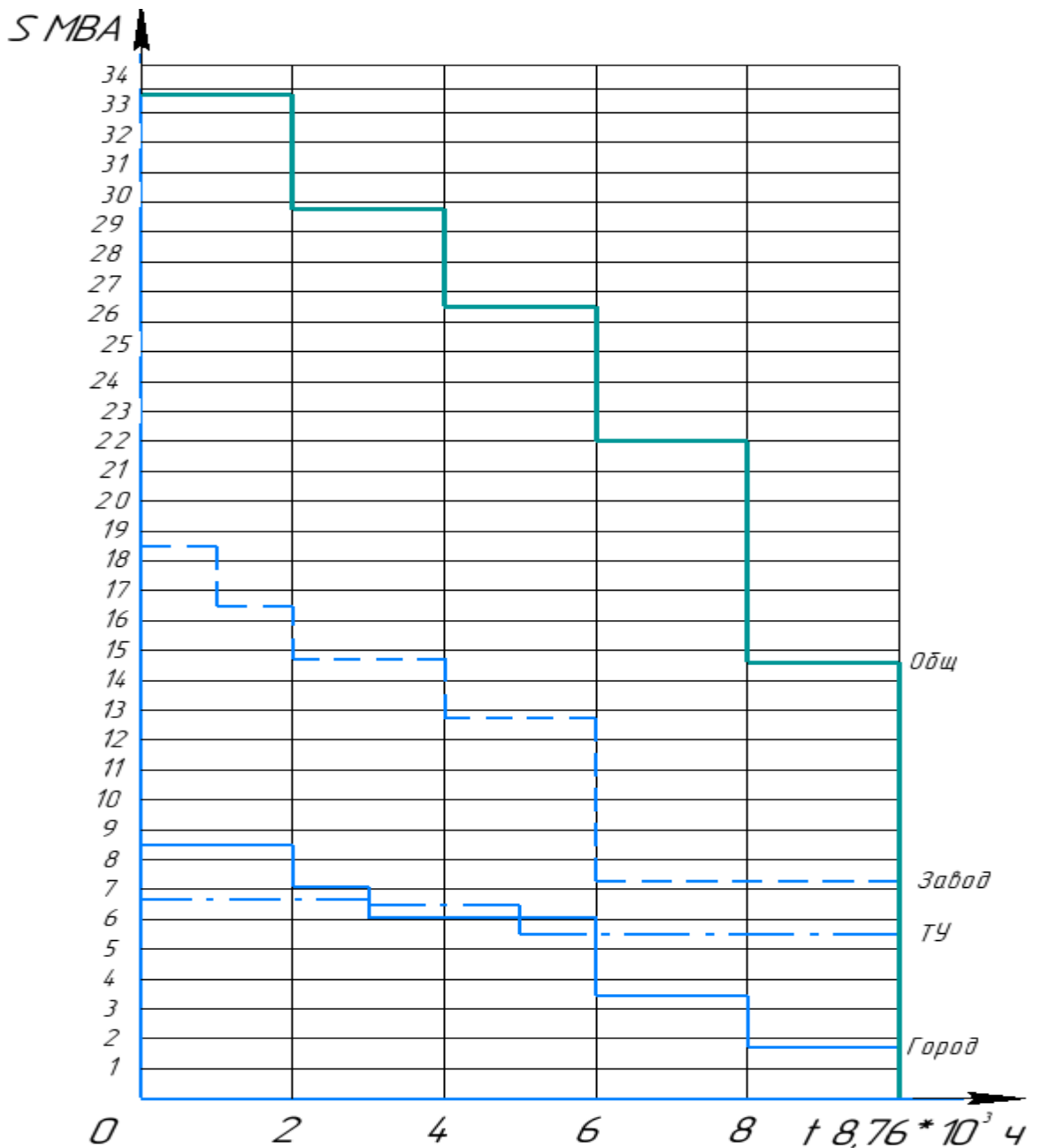


Рисунок 2.4 – Суммарный график нагрузок

## 2.1 Техничко-экономический выбор номинальной мощности трансформаторов

Для обеспечения электроснабжения потребителей 1 и 2 категории используется подстанция, состоящая из двух трансформаторов, мощность которых определяется с учетом перегрузки в 40%.

Найдем общую мощность в аварийном режиме. [2]



$$S_{\text{ном.Т.}} \geq \frac{S_{\text{max.пс}} \cdot K_{1-2}}{K_{\text{пер}}(n-1)} = \frac{68,8 \cdot 0,85}{1,4 \cdot (2-1)} = \frac{58,4}{1,4 \cdot (2-1)} = 41,77 \text{ МВА.}$$

По полученному значению номинальной мощности трансформатора 41,77 МВА необходимо выбрать из каталогов силовых трансформаторов два варианта силовых трансформаторов с мощностями больше полученного значения 41,77 МВА и выполнить их технико-экономическое сравнение.

Подбираем по каталогу трансформаторы двух типов: ТДТН–63000/110/35/10 и ТДТН–80000/110/35/10. [3].

Для начала рассмотрим вариант с трансформатором ТДТН–63000/110/35/10.

Определим экономическую мощность подстанции для данного варианта установки силового трансформатора. Исходя из величины экономической мощности определяется количество трансформаторов, находящихся в работе на каждой ступени графика нагрузок подстанции. Все каталожные данные были сведены в таблицу 2.1 [15,16].

Экономическая нагрузка трансформаторов ТДТН 63 МВА:

$$S_{\text{э.пс}} = S_{\text{номТ}} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P_k}} = 63000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{46,134}{52,47}} = 83543,1 \text{ кВА}$$

Таблица 2.1 – каталожные данные для ТДТН 63000

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность кВА	Номинальное напряжение обмоток			Схема и группа соединения обмоток	Потери кВт		Напряжение короткого замыкания			Ток XX
		ВН	СН	НН		XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-63000/110-У1	63000	ВН	СН	НН	Y11/Y11/D-0-11	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	0,28
		115	38,5	6,6; 11		45	270	10,5	18	7	

Ищем коэффициенты загрузки обмоток трансформатора:

$$k_{\text{з.в.}} = \frac{S_{\text{пс max}}}{S_{\text{номТ}}} = \frac{68800}{63000} = 1,09$$

$$k_{3.c.} = \frac{S_{зав}}{S_{номТ}} = \frac{34400}{63000} = 0,546$$

$$k_{3.н.} = \frac{S_{зоп} + S_{TV}}{S_{номТ}} = \frac{34400}{63000} = 0,546$$

Далее ищем потери на активную мощность:

$$P_{KB} = P_{KC} = P_{KH} = 0,5 \cdot \Delta P_{BH-HH}$$

$$P_{KB} = 0,5 \cdot 34,4 = 17,2 \text{ кВт}$$

Далее найдем напряжения КЗ (%) используя следующие формулы:

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{kBH-HH} + U_{kBH-CH} - U_{kCH-HH}) = 0,5 \cdot (18 + 10,5 - 7) = 21,5\%$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{kBH-CH} + U_{kCH-HH} - U_{kBH-HH}) = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0\%$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{kBH-HH} + U_{kCH-HH} - U_{kCH-HH}) = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25\%$$

Далее ищем потери реактивной мощности:

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB}(\%)}{100} \cdot 63 = \frac{21,5}{100} \cdot 63 = 13,545 \text{ кВар}$$

$$Q_{KC} = \frac{U_{KC}(\%)}{100} \cdot 63 = \frac{0}{100} \cdot 63 = 0 \text{ кВар}$$

$$Q_{KH} = \frac{U_{KH}(\%)}{100} \cdot 63 = \frac{7,25}{100} \cdot 63 = 4,567 \text{ кВар}$$

Ищем приведенные потери трансформатора в режиме XX

$$P'_x = \Delta P + K_u \cdot Q_x = 45 + 0,05 \cdot 22,68 = 46,134 \text{ кВт}$$

Ищем приведенные потери на КЗ соответствующих обмоток

$$P'_{KB} = P_{KB} + K_u \cdot Q_{KB} = 17,2 + 0,05 \cdot 13,545 = 17,87 \text{ кВт}$$

$$P'_{KC} = P_{KC} + K_u \cdot Q_{KC} = 17,2 + 0,05 \cdot 0 = 17,2 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = P_{KH} + K_u \cdot Q_{KH} = 17,2 + 0,05 \cdot 4,5675 = 17,4 \text{ кВт}$$

Ищем приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + k_{3.в.}^2 \cdot P'_{KB} + k_{3.с.}^2 \cdot P'_{KC} + k_{3.н.}^2 \cdot P'_{KH}$$

$$P_T' = 46,13 + 1,18^2 \cdot 17,87 + 0,298^2 \cdot 17,2 + 0,298^2 \cdot 17,4 = 77,65 \text{ кВт}$$

Таблица 2.2 – Результаты расчетов

I	$S_6 \text{ MVA}$	$S_c \text{ MVA}$	$S_n \text{ MVA}$	$n_i$	$T_i \cdot 10^3$	$\Delta W_{xi}$	$K_{\text{зи}}^2$	$K_{\text{зи1}}^2$	$K_{\text{зи2}}^2$	$\Delta W_{xBi}$	$\Delta W_{xCi}$	$\Delta W_{xHi}$
1	68,8	34,4	34,4	2	1	112,68	1,2	0,3	0,55	29,39	34,15	114,55
2	59,76	33,32	27,82	2	2	225,36	0,9	0,3	0,44	33,46	60,12	149,83
3	52,92	29,6	23,32	2	2	225,36	0,7	0,2	0,37	20,58	37,44	105,28
4	43,98	25,92	18,6	2	3	338,04	0,5	0,17	0,29	14,72	33,02	100,46
5	29,34	14,8	7,27	2	0,76	85,63	0,2	0,05	0,11	0,73	0,88	3,88
					8,76	$\sum \Delta W_{xi}$ =987,1 кВт·ч				$\sum \Delta W_{xBi}$ =98,91 кВт·ч	$\sum \Delta W_{xCi}$ =165,6 кВт·ч	$\sum \Delta W_{xHi}$ =474,0 кВт·ч
						$\sum \Delta W_{\text{ТС}} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{xBi} + \sum \Delta W_{xCi} + \sum \Delta W_{xHi} = 1725,62 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$						

Затем определяются стоимости годовых потерь электроэнергии в трансформаторах по выражению:

$$I_9 = \Delta W_{\text{ТС}} \cdot C_9 = 1725,62 \cdot 2 = 3450 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

$C_9$  – 2 руб/кВт·ч – , стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{\text{пр}} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_9 + I_0 = 0,03 \cdot 16 \cdot 10^6 + 3450 \cdot 10^3 + 1504000$$

$$Z_{\text{пр}} = 5434000 \text{ руб}$$

$I_0$  – годовые отчисления, руб., которые можно определить из выражения

$$I_0 = p_{\text{сум}} \cdot K = 0,094 \cdot 16 \cdot 10^6 = 1504000 \text{ руб}$$

«где  $K$  – капитальные затраты на оборудование ПС (учитывается только стоимость трансформаторов ПС для рассматриваемых вариантов), руб.;

$E_n$  – нормативный коэффициент дисконтирования;

$I$  – годовые эксплуатационные издержки, руб.;

И<sub>3</sub>–Стоимость годовых потерь электроэнергии в трансформаторах, [2]»

Далее рассмотрим вариант с трансформатором ТДТН-80000/110/35/10

Экономическая мощность трансформатора:

$$S_{э.пс} = S_{номТ} \cdot \sqrt{n \cdot (n-1) \cdot \frac{P'_x}{P_k}} = 80000 \cdot \sqrt{2 \cdot (2-1) \cdot \frac{46}{52,7}} = 105640,7 \text{ кВА}$$

Таблица 2.3 – Паспортные данные ТДТН 80000

Тип изделия, обозначение нормативного документа	Номинальная мощность кВА	Номинальное напряжение обмоток			Способ соединения обмоток	Потери кВт		Напряжение КЗ			Ток XX
		ВН	СН	НН		XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	
ТДТН-80000/110-У1	80000	ВН	СН	НН	Y11/Y11/D-0-11	XX	КЗ	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	0,23
		115	34,5	11		40	310	10,5	18	7	

Найдем загрузочные коэффициенты обмоток трансформатора:

$$k_{з.в.} = \frac{S_{пс\max}}{S_{номТ}} = \frac{68800}{80000} = 0,86$$

$$k_{з.с.} = \frac{S_{зав}}{S_{номТ}} = \frac{34400}{80000} = 0,43$$

$$k_{з.н.} = \frac{S_{гор} + S_{ТУ}}{S_{номТ}} = \frac{34400}{80000} = 0,43$$

Ищем потери активной мощности

$$P_{KB} = P_{KC} = P_{KH} = 0,5 \cdot \Delta P_{ВН-НН}$$

$$P_{KB} = 0,5 \cdot 34,4 = 17,2 \text{ кВт}$$

Далее ищем напряжение между обмотками в %

$$U_{KB} = 0,5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кВН-СН} - U_{кСН-НН}) = 0,5 \cdot (18 + 10,5 - 7) = 21,5\%$$

$$U_{KC} = 0,5 \cdot (U_{кВН-СН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-НН}) = 0,5 \cdot (10,5 + 7 - 18) = 0\%$$

$$U_{KH} = 0,5 \cdot (U_{кВН-НН} + U_{кСН-НН} - U_{кВН-СН}) = 0,5 \cdot (18 + 7 - 10,5) = 7,25\%$$

Далее ищем потери на реактивную мощность:

$$Q_{KB} = \frac{U_{KB}(\%)}{100} \cdot 80 = \frac{21,5}{100} \cdot 80 = 17,2 \text{ кВар}$$

$$Q_{KC} = \frac{U_{KC}(\%)}{100} \cdot 80 = \frac{0}{100} \cdot 80 = 0 \text{ кВар}$$

$$Q_{KH} = \frac{U_{KH}(\%)}{100} \cdot 80 = \frac{7,25}{100} \cdot 80 = 5,8 \text{ кВар}$$

Ищем приведенные потери трансформатора в режиме XX

$$P'_x = \Delta P + K_u \cdot Q_x = 45 + 0,05 \cdot 20 = 46 \text{ кВт}$$

Ищем приведенные потери на КЗ соответствующих обмоток трёхобмоточного трансформатора.

$$P'_{KB} = P_{KB} + K_u \cdot Q_{KB} = 17,2 + 0,05 \cdot 17,2 = 18,06 \text{ кВт}$$

$$P'_{KC} = P_{KC} + K_u \cdot Q_{KC} = 17,2 + 0,05 \cdot 0 = 17,2 \text{ кВт}$$

$$P'_{KH} = P_{KH} + K_u \cdot Q_{KH} = 17,2 + 0,05 \cdot 5,8 = 17,49 \text{ кВт}$$

Ищем приведенные потери мощности трансформатора:

$$P'_T = P'_x + k_{3.в.}^2 \cdot P'_{KB} + k_{3.с.}^2 \cdot P'_{KC} + k_{3.н.}^2 \cdot P'_{KH}$$

$$P'_T = 46 + 0,86^2 \cdot 18,06 + 0,43^2 \cdot 17,2 + 0,43^2 \cdot 17,49 = 65,61 \text{ кВт}$$

Дальнейшие расчеты по ступеням мощностей для потребителей сведены в таблицу 2.4

Таблица 2.4 – Результаты расчетов для ТДТН 80000.

I	$S_e \text{ МВА}$	$S_c \text{ МВА}$	$S_n \text{ МВА}$	$n_i$	$T_i \cdot 10^3$	$\Delta W_{xi}$	$K_{3нi}^2$	$K_{3нi1}^2$	$K_{3нi2}^2$	$\Delta W_{xBi}$	$\Delta W_{xCi}$	$\Delta W_{xHi}$
1	68,8	34,4	34,4	2	1	110	0,73	0,43	0,43	14,36	84,13	84,12
2	59,76	33,32	27,82	2	2	220	0,74	0,41	0,34	29,29	157,85	110,04
3	52,92	29,6	23,32	2	2	220	0,66	0,37	0,29	22,97	124,57	77,32
4	43,98	25,92	18,6	2	3	330	0,55	0,32	0,23	23,8	143,29	73,78
5	29,34	14,8	7,27	2	0,76	83,6	0,37	0,18	0,09	2,7	11,84	2,86
					8,76	$\sum \Delta W_{xi}$ =963,6 кВт ч				$\sum \Delta W_{xBi}$ =93 кВт ч	$\sum \Delta W_{xCi}$ =521,7 кВт ч	$\sum \Delta W_{xHi}$ =348,14 кВт ч
$\sum \Delta W_{TC} = \sum \Delta W_{xi} + \sum \Delta W_{xsi} + \sum \Delta W_{xci} + \sum \Delta W_{xhi} = 2217,07 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$												

После чего находим стоимость годовых потерь в трансформаторах:

$$I_9 = \Delta W_{nc} \cdot C_9 = 2217 \cdot 2 = 4434 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

где  $\sum \Delta W_{nc}$  – годовые потери электроэнергии в трансформаторах, кВт ч.

$C_9$  – 2 руб/кВт·ч, стоимость 1 кВт·ч электроэнергии

Экономическая целесообразность выбора трансформаторов определяется методом приведенных затрат:

$$Z_{np} = E_n \cdot K + I = E_n \cdot K + I_9 + I_0 = 0,03 \cdot 20 \cdot 10^6 + 4434 \cdot 10^3 + 1880000$$

$$Z_{np} = 6914000 \text{ руб}$$

$I_0$  – годовые отчисления, руб., которые можно определить из выражения

$$I_0 = p_{cym} \cdot K = 0,094 \cdot 20 \cdot 10^6 = 1880000 \text{ руб}$$

Выполнив технико-экономический расчет, определив потери на каждой ступени мощности для каждого из рассматриваемых трансформаторов, а также рассчитав экономическую стоимость, был выбран наиболее альтернативный вариант с применением ТДТН 63 МВА.

### 3 Расчет токов короткого замыкания

Расчет токов короткого замыкания необходим для осуществления и проведения проверки электрооборудования непосредственно на самой подстанции, а также для выбора и установки систем заземления, выбора релейной защиты и автоматики. КЗ подразделяются на несимметричные (это однофазные КЗ, то есть когда одна любая фаза замыкается на землю, двухфазное, это когда идет замыкание двух фаз между собой, двух фазное на землю – замыкание двух фаз на землю) и симметричные (это трехфазное и трехфазное на землю, данные КЗ считаются наиболее опасными для электрических систем) [4].

Из исходных данных нам известно

$$S_c = 3500 \text{ МВА}$$

$$l_{\text{ЛЭП}} = 80 \text{ км}$$

Для начала составим расчетную схему и схему замещения:

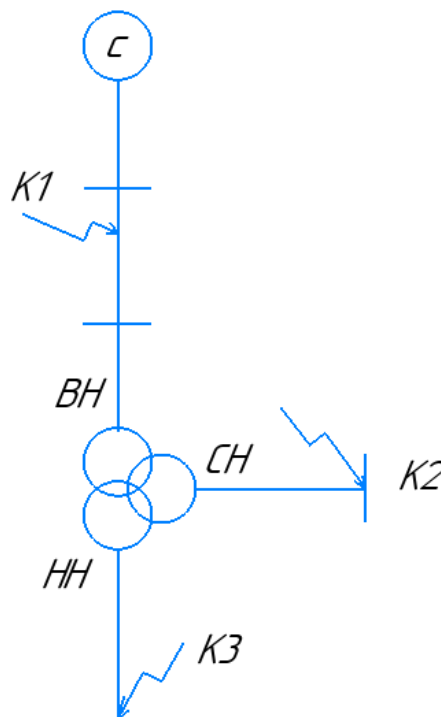


Рисунок 3.1 – Расчетная схема для расчета КЗ

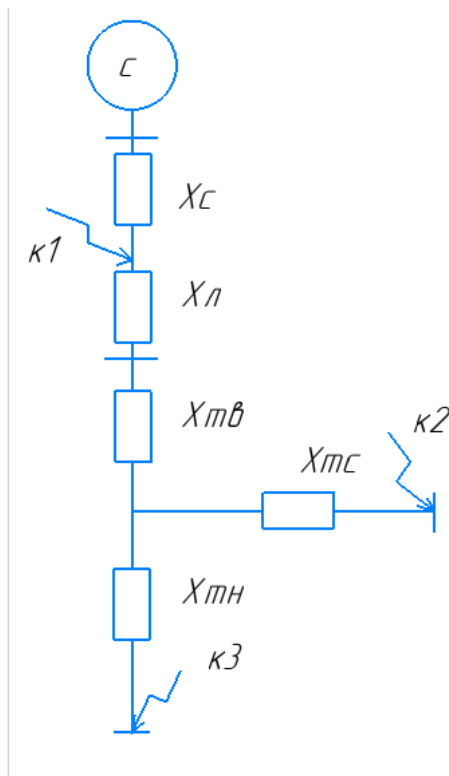


Рисунок 3.2 – Схема замещения для расчета КЗ

Определяем базисные сопротивления системы:

$$x_{\bar{oc}} = \frac{S_{\bar{o}}}{S_c} = \frac{1000}{3500} = 0,285$$

Определяем базисные сопротивления остальных параметров:

$$x_{\bar{отв}} = \frac{U_{кв\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}} = \frac{21,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 3,41$$

$$x_{\bar{отс}} = \frac{U_{кс\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 0$$

$$x_{\bar{отн}} = \frac{U_{кн\%}}{100} \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{S_{номТ}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{1000}{63} = 1,19$$

$$x_{\bar{ол}} = x_{уд} \cdot l \cdot \frac{S_{\bar{o}}}{U_{cp}^2} = 0,4 \cdot \frac{80}{5} \cdot \frac{1000}{115^2} = 0,48$$

Ищем короткое замыкание в точке К1, для этого найдем результирующее сопротивление:

$$x_{рез\bar{o}} = x_{\bar{oc}} + x_{\bar{ол}} = 0,285 + 0,48 = 0,765$$



Базисный ток:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{115 \cdot \sqrt{3}} = 5,02 \text{ кА}$$

Периодический ток КЗ:

$$I_{n0}^3 = \frac{E_{\sigma}''}{x_{рез\sigma}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{0,765} \cdot 5,02 = 6,56 \text{ кА}$$

Далее определяем ударный ток КЗ

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot 1,8 = 16,71 \text{ кА}$$

где  $K_{y\sigma} = 1,8$  – ударный коэффициент.

Также найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,56 = 5,681 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К1

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(2)} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 5,681 \cdot 1,8 = 14,42 \text{ кА}$$

Далее найдем ток однофазного КЗ в К1 для стороны 110 кВ, для этого нам понадобится рассчитать последовательностей. Сопротивление прямой и обратной последовательностей одинаковы.

$$X_{\Sigma 1} = X_{\Sigma 2} = 0,765$$

Определяем сопротивление линии:

$$X_l = X_l \cdot d = 4,7 \cdot 0,48 = 2,256$$

Где  $d = 4,7$  коэффициент двух цепной линии

Определим сопротивление нулевой последовательности

$$X_{\Sigma 0} = \frac{X_l \cdot (X_{mv} + X_{mn})}{X_l + X_{mv} + X_{mn}} = \frac{2,26 \cdot (3,41 + 1,19)}{2,26 + 3,41 + 1,19} = 1,33$$

Значение КЗ в точке К1

$$I_k = \frac{E_c''}{X_{\Sigma 1} + \Delta x} = \frac{1}{1,33 + 0,765} = 0,477 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{no1} = m \cdot I_k \cdot I_{\sigma} = 3 \cdot 0,477 \cdot 5,02 = 7,18 \text{ кА}$$

Ударный ток однофазного КЗ в К1

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{no1} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 7,18 \cdot 1,8 = 18,27 \text{ кА}$$

Выполняем расчет для средней стороны 35 кВ

Короткое замыкание в точке К2, результирующее сопротивление равно:

$$x_{рез} = x_{\sigma l} + x_{\sigma c} + x_{\sigma T\sigma} + x_{\sigma Tc} = 0,48 + 0,285 + 3,41 + 0 = 4,175$$

Базисный ток для средней стороны:

$$I_{\sigma} = \frac{S_{\sigma}}{U_{\sigma} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 15,39 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ.

$$I_{n0}^3 = \frac{E_{\sigma}''}{x_{рез}} \cdot I_{\sigma} = \frac{1}{4,175} \cdot 15,39 = 3,68 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,92 = 9,98 \text{ кА}$$

где  $k_{y\sigma} = 1,92$  – ударный коэффициент

Также найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,68 = 3,186 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К2

$$i_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(2)} \cdot K_{y\sigma} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 3,186 = 8,65 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ в К2

Определим сопротивление нулевой последовательности

$$X_{\Sigma 0} = \frac{X_l \cdot (X_{m\sigma} + X_{mn})}{X_l + X_{m\sigma} + X_{mn}} = \frac{2,26 \cdot (3,41 + 0)}{2,26 + 3,41 + 0} = 1,36$$

Значение КЗ в точке К2

$$I_k = \frac{E_c''}{X_{\Sigma 1} + \Delta x} = \frac{1}{1,36 + 4,175} = 0,181 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{no2} = m \cdot I_k \cdot I_{\bar{o}} = 3 \cdot 0,181 \cdot 15,39 = 8,35 \text{ кА}$$

Ударный ток однофазного КЗ в К2

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{no2} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 8,35 \cdot 1,9 = 22,67 \text{ кА}$$

Расчет для низкой стороны 10 кВ

Короткое замыкание в точке К3. Результирующее сопротивление до точки

$$x_{рез} = x_{\bar{o}л} + x_{\bar{o}с} + x_{\bar{o}Тв} + x_{\bar{o}Тн} = 0,48 + 0,285 + 3,41 + 1,19 = 5,365$$

Базисный ток:

$$I_{\bar{o}} = \frac{S_{\bar{o}}}{U_{\bar{o}} \cdot \sqrt{3}} = \frac{1000}{10,5 \cdot \sqrt{3}} = 55 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока К3.

$$I_{n0}^3 = \frac{E_{\bar{o}}''}{x_{рез}} \cdot I_{\bar{o}} = \frac{1}{5,365} \cdot 55 = 10,25 \text{ кА}$$

Ударный ток КЗ:

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot 1,92 = 27,83 \text{ кА}$$

где  $k_{y\partial} = 1,92$  – ударный коэффициент [5]

Также найдем ток двухфазного КЗ:

$$I_{кз}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I_{кз}^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,25 = 8,87 \text{ кА}$$

Ударный ток двухфазного КЗ в точке К3

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{кз}^{(2)} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 8,87 = 24,08 \text{ кА}$$

Рассчитаем ток однофазного КЗ в К3

Определим сопротивление нулевой последовательности, но оно равно нулю, так как схема соединения обмоток трансформатора треугольник.

$$X_{\Sigma 0} = 0$$

Значение КЗ в точке К3

$$I_k = \frac{E_c''}{X_{\Sigma 1} + \Delta x} = \frac{1}{5,365 + 5,365} = 0,093 \text{ кА}$$

Начальное действующее значение периодической составляющей тока КЗ

$$I_{no2} = m \cdot I_k \cdot I_{\sigma} = 3 \cdot 0,093 \cdot 55 = 15,345 \text{ кА}$$

Ударный ток однофазного КЗ в КЗ

$$i_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot I_{no3} \cdot K_{y\delta} = \sqrt{2} \cdot 1,92 \cdot 15,345 = 41,6 \text{ кА}$$

## 4 Выбор оборудования

### 4.1 Выбор выключателей

Выключатель выбирается по следующим параметрам:

«1) номинальному напряжению  $U_{номр} \leq U_{ном}$  ;

2) номинальному току  $I_{макр} \leq I_{макс}$  ;

3) отключающей способности;

4) по электродинамической стойкости;

5) по термической стойкости [5].»

Выбираем выключатель на стороне 110 кВ.

Определим расчетные токи с учетом перегрузки в 40%:

$$I_{\max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 442,8 \text{ A}$$

Определим термическую стойкость с временем КЗ  $t_{откл} = 0,2 \text{ с}$ .

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 6,56^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 13,77 \text{ kA}^2 \text{ c}$$

Расчетные токи КЗ.

$$I_{n0}^3 = 6,56 \text{ kA}$$

$$i_{уд} = 16,71 \text{ kA}$$

Выбираем элегазовый выключатель ВЭБ УЭТМ 110кВ [5].

Максимальное значение апериодической составляющей тока КЗ для  $\tau = 0,01 + t_{с,г} = 0,01 + 0,05 = 0,06 \text{ с}$ . определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot e^{\frac{0,06}{0,12}} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot e^{\frac{0,06}{0,12}} = 5,62 \text{ kA}$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 4.1

Таблица 4.1 – Данные элегазового выключателя ВЭБ УЭТМ 110кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 110кВ$	$U_{ном} = 110кВ$	$U_{номр} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 442,8 А$	$I_{ном} = 2500 А$	$I_{макр} < I_{max}$
$I_{n0}^3 = 6,56 кА$	$I_{номоткл} = 40кА$	$I_{n0}^3 < I_{номоткл}$
$i_{ат} = 5,62кА$	$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{ном} = 12,15кА$	$i_{ат} < i_{аном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нr} + i_{ат} = 14,46$	$I_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} = 33,9кА$	$\sqrt{2} \cdot I_{нr} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном}$
$I_{n0} = 6,56кА$	$I_{нр.о} = 63кА$	$I_{но} < I_{нр.о}$
$i_{yд} = 16,71кА$	$i_{нрс} = 80кА$	$i_{yд} < i_{нрс}$
$B_k = 13,77кА^2 \cdot с$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 63^2 \cdot 0,2 = 793,8кА^2с$	$B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$

Выбираем выключатель на стороне 35 кВ.

Определим расчетные токи с учетом перегрузки в 40%:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Tном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 1358 А$$

Определим термическую стойкость с временем КЗ  $t_{откл} = 0,2 с$ :

$$B_k = I_{n0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 3,68^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 4,33кА^2с$$

Расчетные токи КЗ.

$$I_{n0}^3 = 3,68кА$$

$$i_{yд} = 9,98кА$$

Выбираем вакуумный выключатель ВВН СЭЦ 35 кВ [6].

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для  $\tau = 0,01 + t_{c,в} = 0,01 + 0,06 = 0,07 с$ . определяется по формуле:

$$i_{ar} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{\frac{0,07}{0,12}} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot e^{\frac{0,07}{0,12}} = 2,91 \text{ кА}$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 4.2

Таблица 4.2 – Данные вакуумного выключателя ВВН СЭЦ 35 кВ.

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 35 \text{ кВ}$	$U_{номр} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 1385 \text{ А}$	$I_{ном} = 1600 \text{ А}$	$I_{maxр} < I_{max}$
$I_{н0}^3 = 3,68 \text{ кА}$	$I_{номоткл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{н0}^3 < I_{номоткл}$
$i_{ar} = 2,91 \text{ кА}$	$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{ном} = 9,57 \text{ кА}$	$i_{ar} < i_{аном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ar} = 8,11$	$I_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} = 33,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ar} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном}$
$I_{но} = 3,68 \text{ кА}$	$I_{пр.о} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} < I_{пр.о}$
$i_{yd} = 9,91 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$	$i_{yd} < i_{прс}$
$B_k = 4,27 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$

Выбираем выключатель на стороне 10 кВ.

Расчетные токи продолжительного режима с учетом 40 % перегрузки:

$$I_{max} = 1,4 \cdot \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = 1,4 \cdot \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3364,1 \text{ А}$$

Термическая  $\tau = 0,01 + t_{c,в}$  стойкость с продолжительностью КЗ  $t_{откл} = 0,2 \text{ с}$ .

составляет:

$$B_k = I_{н0}^2 \cdot (t_{откл} + T_a) = 10,25^2 \cdot (0,2 + 0,12) = 33,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

Расчетные токи КЗ.

$$I_{н0}^3 = 10,25 \text{ кА}$$

$$i_{yd} = 27,83 \text{ кА}$$

Выбираем вакуумный выключатель ВРС 10 кВ [6].

Максимальное значение аperiodической составляющей тока КЗ для  $=0,01+0,06=0,07$  с. определяется по формуле:

$$i_{ат} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot e^{-\frac{0,07}{0,12}} = 8,11 \text{ кА}$$

Все каталожные и расчетные величины сведены в таблицу 4.3

Таблица 4.3 – Данные вакуумного выключателя ВРС10 кВ

Расчетные данные	Каталожные данные	Условия проверки
$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$	$U_{номр} \leq U_{ном}$
$I_{max} = 3464 \text{ А}$	$I_{ном} = 4000 \text{ А}$	$I_{maxр} < I_{max}$
$I_{но}^3 = 10,25 \text{ кА}$	$I_{номоткл} = 31,5 \text{ кА}$	$I_{но}^3 < I_{номоткл}$
$i_{ат} = 8,11 \text{ кА}$	$i_{аном} = \sqrt{2} \cdot \frac{\beta}{100} \cdot I_{ном} = 9,57 \text{ кА}$	$i_{ат} < i_{аном}$
$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} = 22,6$	$I_{ном} \cdot \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} = 33,9 \text{ кА}$	$\sqrt{2} \cdot I_{нт} + i_{ат} < \sqrt{2} \cdot \frac{\beta_{нор}}{100} \cdot I_{ном}$
$I_{но} = 10,25 \text{ кА}$	$I_{пр.о} = 40 \text{ кА}$	$I_{но} < I_{пр.о}$
$i_{уд} = 27,83 \text{ кА}$	$i_{прс} = 80 \text{ кА}$	$i_{уд} < i_{прс}$
$B_k = 33,62 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$I_T^2 \cdot t_{откл} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_k < I_T^2 \cdot t_{откл}$

## 4.2 Выбор и проверка трансформаторов тока

На напряжение 110 кВ был подобран ТТ ТВ-110-I-400/5. [7] Проверка трансформаторов тока осуществляется по следующим параметрам:

1. По номинальному напряжению сети в месте установки ТТ:

$$U_c \leq U_{ном}$$

2. По первичному току обмоток ТТ:

$$I_1 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_n = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,2 \text{ А}$$

$$312 \text{ А} \leq 400 \text{ А}$$



По каталогу выбирается ТТ с номинальным первичным током, ближайшим к максимальному рабочему току цепи, в которую он включается. Для цепей защиты применяется ТТ с первичным номинальным током не менее 100-500 А. Вторичным номинальным током 5А;

3. По условиям окружающей среды, по конструкции и классу точности.

Целесообразно выбирать ТТ с несколькими вторичными обмотками: класс точности не менее 0,5 для присоединения измерительных приборов и класса точности 3 (Р) для присоединения релейной защиты и автоматики;

4. По электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} < i_{дин}$$

$$16,71 \text{ кА} \leq 22,62 \text{ кА}$$

где  $i_{y\partial}$  - ударный ток КЗ по расчёту

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 6,56 \cdot 1,8 = 16,71 \text{ кА}$$

где  $K_{y\partial}$  - ударный коэффициент [2];

$i_{дин}$  - ток электродинамической стойкости

$$i_{дин} = K_{э\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,4 = 22,62 \text{ кА}$$

$K_{э\partial}$  - коэффициент кратности эл. дин стойкости

5. По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{мер}^2 \cdot t_{мер}$$

$$I_k^2 \cdot (t_k + T_a) \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_{мер}$$

$$6,56^2 \cdot (0,6 + 0,05) \leq (25 \cdot 0,4)^2 \cdot 3$$

$$27,97 \leq 300$$

Где  $B_k$  - тепловой импульс;

$t_{мер}$  - время термической стойкости;

$I_k$  - ток КЗ;

$t_k$  - полное время отключения;

$T_a$  - постоянная времени затухания апериодической составляющей токов КЗ;

$k_T$  - кратность тока термической стойкости.

Выбранный ТТ удовлетворяет условия проверки так как пункты 1-5 выполняются.

На стороне 35 кВ выбирается ТВ - 35-2-1000/5. [8] Проверка выполняется также, как и на стороне 110 кВ.

1. По номинальному напряжению сети в месте установки ТТ:

$$U_c \leq U_{ном}$$

2. По первичному току обмоток ТА:

$$I_1 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_n = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 964,94 \text{ A}$$
$$964,94 \text{ A} \leq 1000 \text{ A}$$

3. По условиям окружающей среды, по конструкции и классу точности пользуемся ранее описанными данными.

4. По электродинамической стойкости:

$$i_{уд} < i_{дин}$$
$$9,98 \text{ кА} \leq 54,81 \text{ кА}$$

где  $i_{уд}$  - ударный ток КЗ по расчёту

$$i_{уд} = \sqrt{2} \cdot I_{н0} \cdot K_{уд} = \sqrt{2} \cdot 3,68 \cdot 1,92 = 9,98 \text{ кА}$$

$i_{дин}$  - ток электродинамической стойкости

$$i_{дин} = K_{эд} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 0,969 = 54,81 \text{ кА}$$

5. По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$I_k^2 \cdot (t_k + T_a) \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_{тер}$$

$$9,98^2 \cdot (0,6 + 0,05) \leq (25 \cdot 0,969)^2 \cdot 3$$

$$64,74 \leq 1760,55$$

На стороне 10 кВ выбирается ТШЛ СЭЩ – 10 4000/5. [9]

1. По номинальному напряжению сети в месте установки ТТ:

$$U_c \leq U_{ном}$$

2. По первичному току обмоток ТА:

$$I_1 = \frac{S_{Тном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} \leq I_n = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464 \text{ A}$$

$$3464 \text{ A} \leq 4000 \text{ A}$$

3. По условиям окружающей среды, по конструкции и классу точности пользуемся ранее описанными данными.

4. По электродинамической стойкости:

$$i_{y\partial} < i_{дин}$$

$$39,04 \text{ кА} \leq 52,24 \text{ кА}$$

Где  $i_y$  – ударный ток КЗ по расчёту

$$i_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot I_{n0} \cdot K_{y\partial} = \sqrt{2} \cdot 10,25 \cdot 1,92 = 27,83 \text{ кА}$$

$i_{дин}$  - ток электродинамической стойкости

$$i_{дин} = K_{э\partial} \cdot \sqrt{2} \cdot I_n = 40 \cdot \sqrt{2} \cdot 3,464 = 195,9 \text{ кА}$$

5. По термической стойкости:

$$B_k \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$$

$$I_k^2 \cdot (t_k + T_a) \leq (k_T \cdot I_n)^2 \cdot t_{тер}$$

$$10,25^2 \cdot (0,6 + 0,05) \leq (25 \cdot 3,464)^2 \cdot 3$$

$$68,29 \leq 22498$$

### 4.3 Выбор разъединителей на стороне 110 кВ

Для данного проекта реконструкции были выбраны разъединители марки РГ-110/1000 УХЛ 1 [10], с параметрами

Далее проверим данные разъединители по условиям проверки

$$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$$

$$U_{\max p} = 126 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

$$I_{\text{э.д}} = 80 \text{ кА}$$

$$I_{\text{Т.С.}} = 31,5 \text{ кА}$$

$$f = 50 \text{ Гц}$$

1) номинальному напряжению –  $U_{\text{н раб}} \leq U_{\text{ном}}$

$$110 \text{ кВ} \leq 110 \text{ кВ}$$

2) номинальному току –  $I_{\max p} < I_{\max}$  ;

$$964,94 \text{ А} \leq 1000 \text{ А}$$

3) термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ , если  $t_{\text{откл}} < t_T$ , то  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$  ;

$$B_k = 13,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 63^2 \cdot 0,2 = 793,8 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$$

4) по электродинамической стойкости  $I_{\text{н.о}} \leq I_{\text{пр.с}}, i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$  ;

$$16,71 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

5) конструкции, роду установки.

Данные разъединители наружной установки так как на стороне 110 кВ используем открытое распределительное устройство

Выбираем разъединители на стороне 35 марки РГП-СЭЩ-35кВ

$$U_{\text{ном}} = 35 \text{ кВ}$$

$$U_{\max p} = 40 \text{ кВ}$$

$$I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$$

$$I_{\text{э.д}} = 80 \text{ кА}$$

$$I_{\text{Т.С.}} = 31,5 \text{ кА}$$

$$f = 50 \text{ Гц}$$

1) номинальному напряжению –  $U_{\text{н раб}} \leq U_{\text{ном}}$

$$35 \text{ кВ} \leq 35 \text{ кВ}$$

2) номинальному току  $-I_{\text{max.p}} < I_{\text{max}}$ ;

$$312,2 \text{ А} < 1000 \text{ А}$$

3) термической стойкости  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_T$ , если  $t_{\text{откл}} < t_T$ , то  $B_k \leq I_T^2 \cdot t_{\text{откл}}$ ;

$$B_k = 13,77 \text{ кА}^2 \cdot \text{с} < I_T^2 \cdot t_{\text{откл}} = 40^2 \cdot 0,2 = 320 \text{ кА}^2 \text{с}$$

4) по электродинамической стойкости  $I_{\text{н.о}} \leq I_{\text{пр.с}}, i_{\text{уд.}} \leq i_{\text{пр.с}}$ ;

$$9,98 \text{ кА} \leq 80 \text{ кА}$$

5) конструкции, роду установки.

Данные разъединители наружной установки так как на стороне 35 кВ используем открытое распределительное устройство

Так как в КРУ 6-10 кВ, разъединители не используются, то применяем втычные контакты, для которых выбор и проверка не проводится.

#### 4.4 Выбор трансформаторов напряжения для подстанции

Трансформаторы напряжения применяется для понижения напряжения с высокого на низкое для передачи его на измерительные приборы и релейную защиту. Помимо этого, трансформатор напряжения изолирует релейную защиту и измерительные приборы для более долговременной работы. На стороне 110 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОГ-110. Далее к этому трансформатору напряжения будут присоединены измерительные приборы (вольтметры, амперметры, ваттметры и т.д.). Подсчет нагрузки приведен в таблице 4.4. [11]

Таблица 4.4 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность прибора	cosφ	sinφ	Число приборов	Суммарная мощность	
						Рвт	Qвар
Вольтметр	ЩП96П	3	1	0	1	2	-
Ваттметр	Д335	1,5	1	0	2	3	-
Счетчик активной мощности	Меркурий 234	20	0,4	0,9	3	60	30
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 234	20	0,4	0,9	3	60	30
Варметр	Д335/1	9	1	1	1	9	1

Ищем суммарную потребляемую мощность

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2)} = \sqrt{57^2 + 21^2} = 149,9 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор ЗНОГ-110 имеет номинальную мощность 300 ВА при классе точности 0,5, используемым для подсоединения счетчиков и других измерительных приборов. Так как ,  $S_{2\Sigma} < 300$  то трансформатор напряжения будет работать в нормируемом классе точности.

На стороне 35 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОМ-35. Расчеты сведены в таблицу 4.5

Таблица 4.5 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения

Прибор	Тип	Мощность прибора	cosφ	sinφ	Число приборов	Суммарная мощность	
						PВт	Qвар
Вольтметр	ЩП96П	3	1	0	1	3	-
Ваттметр	Д335	1,5	1	0	2	3	-
Счетчик активной мощности	Меркурий 230	15	0,4	0,9	2	30	20
Счетчик реактивной мощности	Меркурий 230	15	0,4	0,9	2	30	20
Варметр	Д335/1	9	1	1	1	9	1

Ищем суммарную потребляемую мощность

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{приб}^2 + Q_{приб}^2)} = \sqrt{75^2 + 41^2} = 85,47 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор ЗНОМ -35 имеет номинальную мощность 150 ВА при классе точности 0,5, используемым для подсоединения счетчиков и других измерительных приборов. Так как ,  $S_{2\Sigma} < 150$  то трансформатор напряжения будет работать в нормируемом классе точности [20].

На стороне 10 кВ выбираем трансформатор напряжения ЗНОЛ СЭЩ – 10. Расчет нагрузки приведен в таблице 4.6

Таблица 4.6 - Вторичная нагрузка трансформатора напряжения.

Прибор	Тип	Мощность прибора	cosφ	sinφ	Число приборов	Суммарная мощность	
						PВт	Qвар
Вольтметр	ЩП96П	3	1	0	1	3	-
Ваттметр	Д335	1,5	1	0	2	3	-
Счетчик активной мощности	ЦЭ6804	8	0,4	0,9	3	24	8
Счетчик реактивной мощности	СЕ101	9	0,4	0,9	2	18	11,25
Варметр	Д335/1	8	1	1	1	8	1

Ищем суммарную потребляемую мощность

$$S_{2\Sigma} = \sqrt{(P_{\text{приб}}^2 + Q_{\text{приб}}^2)} = \sqrt{39,3^2 + 16,25^2} = 42,53 \text{ ВА}$$

Выбранный трансформатор ЗНОЛ СЭЩ-10 имеет номинальную мощность 75 ВА при классе точности 0,5, используемым для подсоединения счетчиков и других измерительных приборов. Так как ,  $S_{2\Sigma} < 75$  то трансформатор напряжения будет работать в нормируемом классе точности [21].



## 5. Выбор релейной защиты и автоматики

Релейная защита является одним из самых важным и ответственных элементов электрических подстанций. Главной функцией релейной защиты и автоматики служит отключение поврежденного участка цепи при КЗ и не срабатывания при КЗ вне поле действия защиты (т.е. несрабатывание при внешних КЗ). Каждая релейная защита состоит из измерительной части, которая измеряет ток, после чего выдает сигналы, логической части (анализ сигнала после чего сигнал отправляется на исполнительную часть, где и происходит коммутация цепи). Также следует учитывать, что релейная защита получает питание от отдельных независимых источников. Так как реле советского производства марок РНТ и ДЗТ уже устарели, имеет смысл использовать современную микропроцессорную технику. Для реализации данных перспектив в проекте реконструкции подстанции был использован терминал дифференциальной защиты RET 670. В данной системе реализовано решение для защиты с конфигурацией упрощающее работу и совместимые с современными трансформаторами тока. Данная система также обеспечивает довольно быстросрабатывающую дифференциальную защиту с автоматическим согласованием коэффициентов трансформации и схем соединения трансформаторов тока. Помимо этого, данный блок может быть использован для применения двух комплектов релейной защиты, также блок имеет возможность дистанционного управления на всех сторонах трансформатора.

### 5.1 Расчет дифференциальной защиты терминала RET 670

Определяем первичные номинальные токи для каждой стороны:

$$I_{номВН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номВН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 316,2 \text{ A}$$

$$I_{номСН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номСН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 969,9 \text{ A}$$

$$I_{номНН} = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{номНН}} = \frac{63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 3464,1 A$$

Определяем вторичные номинальные токи с учетом установки трансформаторов тока схемой звезды.

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot (1 + 2(\Delta U_{рег}^* + \Delta f_{выр}^*)) + (\Delta U_{рег}^* + \Delta f_{выр}^*)^2}$$

$$i_{номвтСН} = \frac{I_{номСН} \cdot k_{схСН}}{k_{тт}} = \frac{969,9 \cdot 1}{1000/5} = 4,84 A$$

$$i_{номвтНН} = \frac{I_{номНН} \cdot k_{схНН}}{k_{тт}} = \frac{3464 \cdot 1}{4000/5} = 4,33 A$$

Далее выполняем проверку цифрового выравнивания для всех сторон защищаемого трансформатора

$$0,1 < \frac{I_{номвт.ВН}}{I_{номтт}} = \frac{4,51}{5} = 0,902 < 4$$

$$0,1 < \frac{I_{номвт.СН}}{I_{номтт}} = \frac{4,84}{5} = 0,96 < 4$$

$$0,1 < \frac{I_{номвт.НН}}{I_{номтт}} = \frac{4,33}{5} = 0,866 < 4$$

По данному расчету выравнивание амплитуд обеспечивается.

Далее определяем расчетный коэффициент небаланса по формуле:

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(K'_{пер} \cdot \varepsilon^*)^2 \cdot (1 + 2(\Delta U_{рег}^* + \Delta f_{выр}^*)) + (\Delta U_{рег}^* + \Delta f_{выр}^*)^2}$$

$$K_{нб.расч} = \sqrt{(1,5 \cdot 0,1)^2 \cdot (1 + 2(0,16 + 0,02)) + (0,16 + 0,02)^2} = \sqrt{0,063} = 0,25$$

где:  $\varepsilon^* = 0,1$  полная относительная погрешность трансформатора тока в установившемся режиме

$$\Delta f_{выр}^* = 0,02 \text{ относительная погрешность выравнивания токов}$$

$\Delta U_{рег}^* = 0,16$  относительная погрешность равная максимуму отклонения напряжения от номинального положения РПН на стороне ВН принимается 16%.

Далее определяем начальный дифференциальный ток срабатывания

$I_{d\min}$

$$I_{d\min} = K_{отс} \cdot K_{нб.расч} \cdot End\ section1 = 1,2 \cdot 0,25 \cdot 1,15 = 0,345$$

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

$K_{нб.расч}$  - расчетный коэффициент небаланса

End Section – тормозной начальный ток равный 1,15 по рекомендациям производителей RET 670.

Далее проверяем чувствительность для горизонтального участка тормозной характеристики, для этого найдем относительный расчетный дифференциальный токи для каждой стороны и токи двухфазного КЗ

Для стороны НН

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 10,25 = 8,87 \text{ кА}$$

$$I_{диф.расч}^* = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{номнн}} = \frac{8870}{3464} = 2,56 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{диф.расч}^*}{I_{диф.сп}^*} = \frac{2,56}{0,345} = 7,42 \geq 2 \text{ (условие сходится)}$$

Далее определяем чувствительность защиты на наклонных характеристиках

$$\frac{I_{d\min}}{End\ section1} = \frac{0,345}{1,15} = 0,3 \leq 0,5 \text{ (условие выполняется)}$$

Также определяем для стороны СН

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 3,68 = 3,18 \text{ кА}$$

$$I_{диф.расч}^* = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{номнн}} = \frac{3180}{969,9} = 3,27 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{диф.расч}^*}{I_{диф.сп}^*} = \frac{3,27}{0,345} = 9,5 \geq 2 \text{ (условие выполняется)}$$

Далее определяем чувствительность защиты на наклонных характеристиках

$$\frac{I_{d\min}}{End\ section1} = \frac{0,345}{1,15} = 0,3 \leq 0,5 \text{ (условие выполняется)}$$

Для стороны ВН

$$I_{\min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot I^{(3)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot 6,56 = 5,68 \text{ кА}$$

$$I_{\text{диф.расч}}^* = \frac{I_{\min}^{(2)}}{I_{\text{номнн}}} = \frac{5638}{316,2} = 17,8 \text{ А}$$

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{диф.расч}}^*}{I_{\text{диф.сп}}^*} = \frac{17,8}{0,345} = 51,5 \geq 2 \text{ (условие выполняется)}$$

Далее определяем чувствительность защиты на наклонных характеристиках

$$\frac{I_{d\min}}{End\ section1} = \frac{0,345}{1,15} = 0,3 \leq 0,5 \text{ (условие выполняется)}$$

Таким образом выполнив все проверки дифференциальной защиты марки RET 670, данная система будет работать в номинальном режиме.

## 5.2 Газовая защита трансформатора

Газовая защита – данный вид защиты реагирует на межвитковые КЗ, при которых МТЗ и дифференциальная защита бессильны. Из-за того, что значения тока в этих случаях мало для срабатывания МТЗ и дифференциальной защиты, также идет интенсивное газообразование, это и будет свидетельствовать о КЗ, после чего газовая защита подает сигнал и отключает поврежденный трансформатор. Данная защита осуществляется с помощью газовых реле, вставляемых в кожух трансформатора между расширителем и баком.

### 5.3 Расчет максимальной токовой защиты на подстанции

Для выбора МТЗ и ТО также была выбрана микропроцессорная техника марки SEPAM от компании Schneider Electric. Терминалы обладают всеми стандартными функциями токовых защит, помимо этого имеют модульную конструкцию и программное формирование защит. Так как данные терминалы имеют 16 видов токовых характеристик, это дает совместимость и с другими видами защит [12].

Далее выполним расчет уставок МТЗ для 10 кВ

Находим максимальный рабочий ток для 10 кВ:

$$I_{\max} = \frac{K_3 \cdot S_{\text{ном}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{0,86 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 10,5} = 2980 \text{ A}$$

где  $K_3 = 0,86$  коэффициент загрузки

Определяем первичный ток срабатывания

$$I_{\text{с.з.}} = \frac{K_n \cdot I_{\max}}{K_\epsilon} = \frac{1,1 \cdot 2980}{0,935} = 3505 \text{ A}$$

где  $K_n = 1,1$  - коэффициент надежности для терминалов SEPAM

$K_\epsilon = 0,935$  - коэффициент возврата для терминалов SEPAM

Определяем вторичный ток срабатывания

$$I_{\text{с.р.}} = \frac{I_{\text{с.з.}} \cdot K_{\text{сх}}}{n_m} = \frac{3505 \cdot 1}{4000 / 5} = 4,38 \text{ A}$$

где  $K_{\text{сх}} = 1$  - коэффициент схемы для трансформаторов тока

$n_m = 4000 / 5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока

Далее определяем ток в реле при трехфазном КЗ

$$I_{\text{р.мин}} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot n_m} = \frac{10250}{\sqrt{3} \cdot 4000 / 5} = 7,4 \text{ A}$$

После чего определяем коэффициент чувствительности

$$k_{\text{чув}} = \frac{I_{\text{р.мин}}}{I_{\text{с.р.}}} = \frac{7,4}{4,38} = 1,69 \geq 1,5 \text{ (условие выполняется)}$$

Определяем время срабатывания МТЗ

$$t_{cp} = t_{cp.пред.} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 c$$

где  $t_{cp.пред.} = 0,2 c$  - время срабатывания выключателя

$\Delta t = 0,3 c$  - временная ступень селективности для терминалов SEPAM.

Далее выполним расчет уставок МТЗ для 35 кВ

Находим максимальный рабочий ток для 35 кВ:

$$I_{max} = \frac{K_3 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,86 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 37,5} = 834,2 A$$

где  $K_3 = 0,86$  коэффициент загрузки

Определяем первичный ток срабатывания

$$I_{c.з} = \frac{K_n \cdot I_{max}}{K_g} = \frac{1,1 \cdot 2980}{0,935} = 981,4 A$$

где  $K_n = 1,1$  - коэффициент надежности для терминалов SEPAM

$K_g = 0,935$  - коэффициент возврата для терминалов SEPAM

Определяем вторичный ток срабатывания

$$I_{c.р.} = \frac{I_{c.з.} \cdot K_{cx}}{n_m} = \frac{981,4 \cdot 1}{1000 / 5} = 4,91 A$$

где  $K_{cx} = 1$  - коэффициент схемы для трансформаторов тока

$n_m = 1000 / 5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока

Далее определяем ток в реле при трехфазном КЗ

$$I_{pmin} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot n_m} = \frac{3680}{\sqrt{3} \cdot 1000 / 5} = 10,62 A$$

После чего определяем коэффициент чувствительности

$$k_{чув} = \frac{I_{p.min}}{I_{c.р.}} = \frac{10,62}{4,91} = 2,16 \geq 1,5 \text{ (условие выполняется)}$$

Определяем время срабатывания МТЗ

$$t_{cp} = t_{cp.пред.} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 c$$

где  $t_{ср.пред.} = 0,2с$  - время срабатывания выключателя

$\Delta t = 0,3с$  - временная ступень селективности для терминалов SEPAM.

Далее выполним расчет уставок МТЗ для 110 кВ

Находим максимальный рабочий ток для 110 кВ:

$$I_{\max} = \frac{K_3 \cdot S_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{0,86 \cdot 63000}{\sqrt{3} \cdot 115} = 272 A$$

где  $K_3 = 0,86$  коэффициент загрузки

Определяем первичный ток срабатывания

$$I_{с.з} = \frac{K_n \cdot I_{\max}}{K_6} = \frac{1,1 \cdot 272}{0,935} = 320 A$$

где  $K_n = 1,1$  - коэффициент надежности для терминалов SEPAM

$K_6 = 0,935$  - коэффициент возврата для терминалов SEPAM

Определяем вторичный ток срабатывания

$$I_{с.р.} = \frac{I_{с.з.} \cdot K_{сх}}{n_m} = \frac{320 \cdot 1}{400/5} = 4 A$$

где  $K_{сх} = 1$  - коэффициент схемы для трансформаторов тока

$n_m = 400/5$  - коэффициент трансформации трансформаторов тока

Далее определяем ток в реле при трехфазном КЗ

$$I_{p\min} = \frac{I_{\kappa}^{(3)}}{\sqrt{3} \cdot n_m} = \frac{6560}{\sqrt{3} \cdot 400/5} = 47,34 A$$

После чего определяем коэффициент чувствительности

$$k_{чув} = \frac{I_{p.\min}}{I_{с.р.}} = \frac{47,34}{4} = 11,8 \geq 1,5 \text{ (условие выполняется)}$$

Определяем время срабатывания МТЗ

$$t_{cp} = t_{cp.пред.} + \Delta t = 0,2 + 0,3 = 0,5 c$$

где  $t_{cp.пред.} = 0,2 c$  - время срабатывания выключателя

$\Delta t = 0,3 c$  - временная ступень селективности для терминалов SEPAM.

#### 5.4 Расчет токовой отсечки для трансформаторов и выключателей

Токовая отсечка мгновенная срабатывающая токовая защита, которая работает при повышении максимального тока короткого замыкания. Так как терминале релейной защиты марки SEPAM есть токовая отсечка то посчитаем ее уставки [13,22].

Выполним расчет уставок для стороны 110 кВ.

Определим сопротивление системы со стороны 110 кВ

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^3} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 6,56} = 10,12 \text{ Ом}$$

где  $U_c = 115 \text{ кВ}$  номинальное напряжение со стороны 110 кВ

$I_{кз}^3$  - ток трехфазного КЗ со стороны ВН

Определяем сопротивление трансформатора, приведенного к ВН

$$x_{тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{63000} = 0,022 \text{ Ом}$$

Определив все сопротивления найдем общее сопротивление:

$$x_{общ} = x_c + x_{тр} = 10,12 + 0,022 = 10,142 \text{ Ом}$$

Далее определяем первичный ток срабатывания

$$I_{c.з} = K_{отс} \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,1 \cdot 5650 = 7216 \text{ А}$$

После чего находим вторичный ток срабатывания

$$I_{c.р} = \frac{I_{c.з}}{n_m} = \frac{7216}{400/5} = 3,76 \text{ А}$$

Далее определяем коэффициент чувствительности



$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{n_m \cdot I_{\text{с.р}}} = \frac{6580}{400 / 5 \cdot 3,76} = 21,8 \geq 2 \text{ (условие выполняется)}$$

Так как токовая отсечка срабатывает мгновенно, то для нее не рассчитывается время.

Выполним расчет уставок для стороны 35 кВ.

Определим сопротивление системы со стороны 35 кВ

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{\text{кз}}^3} = \frac{37,5}{\sqrt{3} \cdot 3,68} = 5,88 \text{ Ом}$$

где  $U_c = 37,5 \text{ кВ}$  номинальное напряжение со стороны 35 кВ

$I_{\text{кз}}^3$  - ток трехфазного КЗ со стороны СН

Определяем сопротивление трансформатора, приведенного к СН

$$x_{\text{тр}} = \frac{U_{\text{к\%}}}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{37,5^2}{63000} = 0,003 \text{ Ом}$$

Определив все сопротивления найдем общее сопротивление:

$$x_{\text{общ}} = x_c + x_{\text{тр}} = 5,88 + 0,003 = 5,883 \text{ Ом}$$

Далее определяем первичный ток срабатывания

$$I_{\text{с.з}} = K_{\text{отс}} \cdot I_{\text{кз}}^{(3)} = 1,1 \cdot 3680 = 4048 \text{ А}$$

После чего находим вторичный ток срабатывания

$$I_{\text{с.р}} = \frac{I_{\text{с.з}}}{n_m} = \frac{4048}{1000 / 5} = 0,736 \text{ А}$$

Далее определяем коэффициент чувствительности

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{кз}}^{(3)}}{n_m \cdot I_{\text{с.р}}} = \frac{3680}{1000 / 5 \cdot 0,736} = 13,54 \geq 2 \text{ (условие выполняется)}$$

Так как токовая отсечка срабатывает мгновенно, то для нее не рассчитывается время.

Выполним расчет уставок для стороны 10 кВ.

Определим сопротивление системы со стороны 10 кВ

$$X_c = \frac{U_c}{\sqrt{3} \cdot I_{кз}^3} = \frac{10,5}{\sqrt{3} \cdot 10,25} = 0,59 \text{ Ом}$$

где  $U_c = 10,5 \text{ кВ}$  номинальное напряжение со стороны 10 кВ

$I_{кз}^3$  - ток трехфазного КЗ со стороны НН

Определяем сопротивление трансформатора, приведенного к НН

$$x_{тр} = \frac{U_{к\%}}{100} \cdot \frac{U_c^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{10,5^2}{63000} = 0,001 \text{ Ом}$$

Определив все сопротивления найдем общее сопротивление:

$$x_{общ} = x_c + x_{тр} = 0,59 + 0,001 = 0,591 \text{ Ом}$$

Далее определяем первичный ток срабатывания

$$I_{с.з} = K_{отс} \cdot I_{кз}^{(3)} = 1,1 \cdot 10250 = 11275 \text{ А}$$

После чего находим вторичный ток срабатывания

$$I_{с.р} = \frac{I_{с.з}}{n_m} = \frac{11275}{4000 / 5} = 14,09 \text{ А}$$

Далее определяем коэффициент чувствительности

$$K_\chi = \frac{I_{кз}^{(3)}}{n_m \cdot I_{с.р}} = \frac{10250}{4000 / 5 \cdot 14,09} = 9,09 \geq 2 \text{ (условие выполняется)}$$

## 5.5 Выбор АПВ и АВР для подстанции

На каждой подстанции устанавливаются системы АПВ и АВР ставятся они как правило на отходящие линии, которые идут на питание потребителей. АПВ работает следующим образом – если линия в момент КЗ отключилась, то устройство АПВ падает напряжение спустя время. Есть 2 ситуации с АПВ (успешное и неуспешное). Успешное это когда неисправность повторно подается напряжение, если в данном случае неисправность, то выезжает бригада электриков на предполагаемое место сбоя. В случае АВР происходит следующее. В момент возникновения КЗ, на соответствующих шинах срабатывает реле контроля напряжения, которое дает сигнал на выключатели секций, после чего основная секция отключается

и срабатывает секционный выключатель, который подает питание от второго трансформатора. [17,23].

## **6 Выбор оперативного тока.**

Для стабильной работы подстанции следует выбрать оперативный ток (ток для осуществления коммутации электрических аппаратов). В качестве оперативного тока согласно ПУЭ применяется постоянный, переменный и выпрямленный токи). В данном проекте реконструкции согласно нормам технологического проектирования, примем постоянный ток, состоящий из установок аккумуляторных батарей, которые работают в режиме постоянной подзарядки. Из-за того, что оперативные цепи имеют разветвление, то на каждой линии устанавливается секционный выключатель и устройство контроля изоляции (УКИ) для проверки состояния изоляции относительно земли [18,24].

## 7 Собственные нужды подстанции

Так как все оборудование на подстанции (система освещения, релейная защита, выключатели т.д.) нуждаются в питании, то для этого используются трансформаторы малой мощности (трансформаторы собственных нужд). Так как подстанция двух трансформаторная напряжением 110/35/10, то необходимо использовать два трансформатора. Для определения мощности трансформатора используется суммарная мощность потребителей и учитывается коэффициент загрузки [20].

Определим мощность трансформатора собственных нужд в виде таблицы 6.1.

Таблица 6.1. – Расчет мощности ТСН

№ П/П	Наименование потребителя	Общая потребляемая мощность ПС 2*10 МВА
1	Трансформатор ТДТН 32 МВА	3
2	Подогрев выключателей и приводов	2
3	Подогрев КРУ	1
4	Подогрев релейного шкафа	1
5	Отопление	20
6	Освещение ОРУ	2
7	Ремонтная нагрузка	30
	Итого	59
	Всего с коэффициентом $K_3=0,7$	41,3

По расчетам нам подходят 2 ТСН марки ТЛС СЭЩ 63 кВА [14].

## 8 Выбор и расчет системы заземления для подстанции

Согласно нормам технологического проектирования ФСК, на каждую подстанцию устанавливается система заземления. Заземление – это соединение корпусов или частей электроаппаратов с землей, (т.е. во время короткого замыкания, напряжение уйдет в землю, через специальные устройства, а не останется на корпусе установки). Выделяют два вида заземляющих устройств это выносное и контурное. Также во время разработки системы заземления учитывается место положения подстанции и тип грунта. К контуру заземления подстанции присоединяется все металлические части электрооборудования и вспомогательные постройки [4,15,25].

Исходные данные:

$$S = 4875 \text{ м}^2, P = 280 \text{ м}, I_{кз}^{(3)} = 6,56 \text{ кА}$$

$$L_2 = 2000 \text{ м} - \text{суммарная длина горизонтальных заземлителей}$$

$$n_6 = 55 - \text{число вертикальных электродов, размещенных на подстанции}$$

$$l_6 = 4,5 \text{ м} - \text{длина вертикальных электродов}$$

$$a = 5 \text{ м} - \text{расстояние между горизонтальными проводниками}$$

Так как в месте расположения подстанции присуще грунтовые покрытия на верхнем слое торф и на нижнем слое глина, то удельное сопротивление определяем по таблице 8.1.

Таблица 8.1 - Удельное сопротивление грунтов.

Грунт	$\rho \text{ Ом} \cdot \text{м}$	Грунт	$\rho \text{ Ом} \cdot \text{м}$
Песок	400-1000	Торф	20
Супесок	150-400	Чернозем	10-50
Суглинок	40-150	Известняк	1000-2000
Глина	8-70	Скалистый грунт	2000-4000
Садовая земля	40		

Пользуясь ПУЭ узнаем, что данная подстанция находится во 2 климатической зоне [19].

Определяем полную длину вертикальных электродов.

$$L_g = l_g \cdot n_g = 4,5 \cdot 55 = 247,5 \text{ м}$$

Определяем коэффициент А для дальнейших расчетов используя формулы:

$$\sqrt{S} = \sqrt{4875} = 69,82$$

$$\Delta = \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = \frac{4,5 + 0,5}{\sqrt{4875}} = 0,071 < 0,1$$

где:  $l_g = 4,5 \text{ м}$  - длина вертикальных электродов

$t = 0,5 \text{ м}$  - глубина прокладки горизонтальных проводников

$S = 4875 \text{ м}^2$  - площадь подстанции

Определяем коэффициент А:

$$A = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{l_g + t}{\sqrt{S}} = 0,44 - 0,84 \cdot \frac{4,5 + 0,5}{\sqrt{4875}} = 0,38$$

Далее находим сопротивление земли:

$$\rho_{\text{эк.с}} = \rho_2 - \left(\frac{\rho_1}{\rho_2}\right)^\Delta = 70 - \frac{20^{0,071}}{70} = 64,03$$

где:

$$\Delta = 0,19 \left(1 + \lg \frac{4,8 \cdot h_1}{l_g}\right) \text{ при } 0,1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 1$$

$$\Delta = 0,43 \cdot \frac{h_1 - t}{l_g} + 0,27 \lg \frac{a}{l_g} \text{ при } 1 \leq \frac{\rho_1}{\rho_2} \leq 10$$

После чего находим сопротивление заземлителя:

$$R = A \cdot \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{\sqrt{S}} + \frac{\rho_{\text{эк.с}}}{L_g + L_g} = 0,38 \cdot \frac{64,03}{\sqrt{4875}} + \frac{64,03}{2000 + 247,5} = 0,376 \text{ Ом}$$

где:

$$A = 0,44 - 0,84 \frac{L_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0 \leq \frac{L_g + t}{\sqrt{S}} < 1$$

$$A = 0,38 - 0,25 \frac{L_g + t}{\sqrt{S}} \text{ при } 0,1 \leq \frac{L_g + t}{\sqrt{S}} < 0,5$$

Определяем сопротивление заземляющего устройства включая естественные заземлители

$$R_3 = \frac{R \cdot R_e}{R + R_e} = \frac{0,376 \cdot 1,5}{0,376 + 1,5} = \frac{0,564}{1,876} = 0,3 < 0,5$$

$$0,3 < 0,5$$

где  $R_e$  - приближенное сопротивление естественных заземлителей

По расчетам сопротивление заземлителя получилось ниже допустимого, но главной величиной является напряжения прикосновения человека к электроустановкам.

Для этого рассчитаем время действия прикосновения человека.

$$\tau = t_{pz} + t_{ov} = 0,5 + 0,2 = 0,7 \text{ с}$$

где  $t_{pz}$  - время действия релейной защиты

$t_{ov}$  - время отключения выключателя

Далее для определения среднего напряжения используем таблицу 8.2.

Таблица 8.2 – Зависимость напряжения прикосновения от времени

Длительность воздействия с	До 0,1	0,2	0,5	0,7	1	1-3
Наибольшее допустимое напряжение прикосновения в	500	400	200	130	100	65

Так как время прикосновения 0,7 с то напряжение принимаем 130 В

Определяем коэффициент М:

$$M = \frac{\rho_1}{\rho_2} = \frac{20}{70} = 0,3$$

Т.е. принимаем  $M = 0,36$

Далее определяем коэффициент распределения потенциала по поверхности земли:



$$\alpha = M \cdot \left( \frac{a \cdot \sqrt{S}}{l_g \cdot L_2} \right)^{0,45} = 0,36 \cdot \left( \frac{5 \cdot \sqrt{4875}}{4,5 \cdot 2000} \right)^{0,45} = 0,083$$

Определяем коэффициент  $\beta$

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + (R_c \cdot \rho_1)} = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 20)} = 0,97$$

где:

$R_q$  - Сопротивление тела человека

$R_c$  - Сопротивление растекания тока

$\rho_1$  - Сопротивление верхнего слоя грунта

Рассчитываем напряжение прикосновения человека

$$U_q = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 6560 \cdot 0,3 \cdot 0,083 \cdot 0,97 = 158 B$$

$$158 B \geq 130 B$$

Увы расчетное напряжение прикосновения выше допустимого, для понижения данного значения выполняется присыпка песка толщиной 0,2 м.

$$\beta = \frac{R_q}{R_q + (R_c \cdot \rho_1)} = \frac{1000}{1000 + (1,5 \cdot 500)} = 0,571$$

Рассчитываем напряжение прикосновения человека

$$U_q = I_{\kappa 3}^{(3)} \cdot R_3 \cdot \alpha \cdot \beta = 6560 \cdot 0,3 \cdot 0,083 \cdot 0,571 = 93,3 B$$

$$130 B \geq 93,3 B$$

Рассчитав присыпку песка данное условие выполняется.

## 9 Молниезащита подстанции

Полагаясь на нормы технологического проектирования на каждой электрической подстанции устанавливаются молниеотводы. Молниеотвод эта система состоит из молниеприемника (на данный стержень принимается удар молнии), токоотвода (по данному устройству ток отводится к земле) и заземлителя. Есть два вида молниеотводов – стержневые и тросовые. Стержневые используются для защиты зданий и сооружений, а тросовые в основном применяются для защиты линий [4,16,26].

Для ОРУ 110 кВ используются шесть молниеотвода высотой 35 м.

$h = 35 \text{ м}$  - высота молниеотводов

$h_x = 8,5 \text{ м}$  - высота защищаемого объекта

Ищем радиус зоны защиты

Так как у нас молниеотвод больше 30 м, то используем формулу для нахождения коэффициента:

$$p = \frac{5,5}{\sqrt{h}} = \frac{5,5}{\sqrt{35}} = 0,932$$

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h - h_x}{h + h_x} \cdot p = 1,6 \cdot 35 \cdot \frac{35 - 8,5}{35 + 8,5} \cdot 0,932 = 31,79 \text{ м}$$

Далее ищем активную высоту молниеотводов:

$$h_a = h - h_x = 35 - 8,5 = 26,5 \text{ м}$$

Ширина зоны защиты:

$$B_x = 6 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} = 6 \cdot 31,79 \cdot \frac{7 \cdot 26,5 - 50}{14 \cdot 26,5 - 50} = 80,51 \text{ м}$$

Аналогично рассчитываем для ОРУ 35 кВ для этой стороны также используем 6 молниеотводов:

$h = 16 \text{ м}$  - высота молниеотводов

$h_x = 8,5 \text{ м}$  - высота защищаемого объекта

Ищем радиус зоны защиты

Так как у нас молниеотвод меньше 30 м, то используем формулу для нахождения коэффициента:

$$p=1$$

$$r_x = 1,6 \cdot h \cdot \frac{h-h_x}{h+h_x} \cdot p = 1,6 \cdot 16 \cdot \frac{16-7,5}{16+7,5} \cdot 1 = 9,25 \text{ м}$$

Далее ищем активную высоту молниеотводов:

$$h_a = h - h_x = 16 - 8,5 = 7,5 \text{ м}$$

Ширина зоны защиты:

$$B_x = 6 \cdot r_x \cdot \frac{7 \cdot h_a - a}{14 \cdot h_a - a} = 6 \cdot 9,25 \cdot \frac{7 \cdot 7,5 - 10}{14 \cdot 7,5 - 10} = 24,82 \approx 25 \text{ м}$$

## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы была разработана часть проекта реконструкции подстанции 110/35/10 Луга. Для данной подстанции были рассчитаны мощности потребителей (консервный завод ОАО Белкозин, город Луга и Лужское транспортное управление), после чего был проведен технико-экономический расчет для сравнения трансформаторов ТДТН 63 МВА и ТДТН 80 МВА. Произведя технико-экономический расчет был выбран более дешевый вариант трансформатора типа ТДТН 63000/110/35/10. Далее была выбрана схема подстанции типа 4Н, для которой были рассчитаны токи короткого замыкания.

После чего было выбрано оборудование для высокой стороны 110 кВ, (а именно разъединители марки РГ-110/1000 УХЛ 1, выключатели типа, ВЭБ УЭТМ 110 трансформаторы тока модели ТВ-110-I-400/5, трансформаторы напряжения ЗНОГ-110). Для средней стороны 35 кВ были выбраны разъединители типа РГП-СЭЩ-35кВ, выключатели марки ВВН СЭЩ 35кВ, трансформаторы тока типа ТОЛ СЭЩ – 35-1000/5 и трансформаторы напряжения марки ЗНОМ-35кВ. Ошиновка для высокой и средней сторон была выполнена гибкими шинами и токопроводами марок АС-330/ и 1000/56.

Для низкой стороны 10 кВ была выбрана ячейка КРУ для которой было выбрано оборудование, а именно выключатели типа ВРС 10кВ, трансформаторы тока типа ТШЛ-СЭЩ-10-4000/5, трансформатор напряжения ЗНОЛ СЭЩ-10. Для ошиновки со стороны 10 кВ были использованы жесткие алюминиевые шины марки АДЗ1Т. Затем была проведена проверка для всего выбранного оборудования.

После проверки оборудования был произведен расчет и выбор релейной защиты. Для выбора РЗА была использована микропроцессорная техника марок RET и SEPAM, так как данные виды защит сочетаются друг с другом и работают в стабильном режиме. После проведения расчетов, были получены хорошие коэффициенты чувствительности. Для МТЗ >1,5, для ТО

$>2$  и для дифференциальной защиты  $>2$ , согласно которым защиты будут работать в номинальном режиме. Помимо этого, была задействована газовая защита трансформатора, так как трансформатор ТДТН 63МВА мощный, также в данном проекте реконструкции были задействованы АПВ и АВР.

После выбора релейной защиты были рассчитаны собственные нужды подстанции. Так как все оборудование нуждается в питании были установлены маломощные трансформаторы ТЛС СЭЩ 63 кВА. Помимо этого, был выбран оперативный ток для питания электрических аппаратов и установок релейной защиты.

Последними пунктами были произведены расчеты системы заземления и молниезащиты подстанции. Для начала по карте климатических зон была определена климатическая зона объекта и тип его грунта. Главным параметром в системе заземления являлось напряжение прикосновения человека по расчетам оно не должно превышать 130 В, но для выполнения данного условия была выполнена присыпка песка 0,2 м, так как песок имеет большое удельное сопротивление (500 Ом · м). Также был произведен расчет молниезащиты подстанции с использованием шести молниеотводов (два на ОРУ 110 кВ с зоной защиты 54 м, и четыре на ОРУ 35 кВ с зоной защиты 14 м).

В результате выполнения выпускной квалификационной работы выполнен проект реконструкции электрической части подстанции 110/35/10 «Луга» удовлетворяющий современным требованиям.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нормируемые коэффициенты мощности для подстанций [Электронный ресурс]: URL: <https://base.garant.ru/71146780/> (дата обращения 25.03.2019)
2. Степкина Ю.В. Проектирование электрической части понизительной подстанции: учебное пособие для курсового и дипломного проектирования [Текст] /Ю.В. Степкина, В.М. Салтыков. Тольятти: ТГУ, 2007. – 125 с.
3. Трансформаторы ТДТН каталог [Электронный ресурс]: URL: [http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog\\_2018.pdf](http://www.elektrozavod.ru/sites/default/files/production/catalog_2018.pdf) (дата обращения 25.03.2019).
4. Нормы технологического проектирования [Электронный ресурс]: URL: [http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers\\_tech/NTP\\_PS.pdf](http://www.fsk-ees.ru/media/File/customers_tech/NTP_PS.pdf) (дата обращения 11.11.2018).
5. Элегазовые выключатели каталог [Электронный ресурс]: URL: <http://www.uetm.ru/katalog-produktsii/item/veb-uetm-110/> (дата обращения 25.03.2019)
6. Вакуумные выключатели каталог [Электронный ресурс]: URL: <https://electroshield.ru/catalog/vakuumnie-vykluchateli/vvn-seshch-35-27-5-kv/> (дата обращения 25.03.2019)
7. Трансформаторы тока типа ТВ: [Электронный ресурс]: URL: <https://promsouz.com/tv-110-1-2.html> (дата обращения 25.03.2019).
8. Трансформаторы тока ТВ – 35 каталог: [Электронный ресурс]: URL: <https://promsouz.com/tv-35-1.html> (дата обращения 25.03.2019)
9. Трансформаторы тока ТШЛ СЭЩ [Электронный ресурс]: URL: <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/tshl-seshch-10-20/> (Дата обращения 25.03.2019).
10. Разъединители каталог [Электронный ресурс]: URL: [rukovodstvo-po-ekspluatatsii-razedinitelej-serii-rg-na-napryazhenie-110-kv.pdf](https://promsouz.com/razvedinitelej-serii-rg-na-napryazhenie-110-kv.pdf) (дата обращения 25.03.2019).

11. Вольтметры и амперметры каталог [Электронный ресурс]: URL [http://www.elpriz.ru/cgi-bin/catalog/viewpos.cgi?in\\_id=1389](http://www.elpriz.ru/cgi-bin/catalog/viewpos.cgi?in_id=1389) (Дата обращения 25.03.2019)
12. Терминалы дифференциальной защиты RET [Электронный ресурс] URL <http://www.elektroshchit.ru/abb-relejnjaja-zashhita-i-avtomatika/16-ret670-rele-rza-abb-zashhita-transformatorov-v-magistralnykh-setjakh.html> (Дата обращения 21.04.2019)
13. Расчет защиты марки SEPAM [Электронный ресурс] URL <http://netkom.by/docs/N03-Metodika-rascheta-ustavok-zashchit-SEPAM.pdf> (Дата обращения 21.04.2019)
14. Трансформаторы ТЛС СЭЩ [Электронный ресурс] URL [https://electroshield.ru/upload/iblock/56f/ti\\_tls\\_electroshield.ru.pdf](https://electroshield.ru/upload/iblock/56f/ti_tls_electroshield.ru.pdf)
15. Расчет системы заземления подстанции [Электронный ресурс] URL <https://raschet.info/raschet-zazemljajushhego-ustrojstva-podstancii-110-35-10-kv/> (Дата обращения 21.04.2019)
16. Расчет молниезащиты подстанции [Электронный ресурс] URL <https://poisk-ru.ru/s42161t6.html> (Дата обращения 21.04.2019)
17. Выбор АПВ и АВР [Электронный ресурс] URL <http://electricalschool.info/relay/1691-kak-rabotajut-ustrojstva-avtomatiki.html> (Дата обращения 21.04.2019)
18. Система оперативного тока [Электронный ресурс] URL <http://electricalschool.info/spravochnik/eltehustr/158-sistemy-operativnogo-toka-na.html> (Дата обращения 21.04.2019)
19. Правила ПУЭ [Электронный ресурс] URL <http://electrica.pro/sites/default/files/ПУЭ.pdf> (Дата обращения 21.04.2019)
20. Трансформаторы напряжения каталог [Электронный ресурс] URL <https://electroshield.ru/catalog/transformatory-izmeritelnie/znol-seshch-6-10-20-35/> (Дата обращения 21.04.2019)

21. Трансформатор напряжения ЗНОМ [Электронный ресурс] URL <https://electro.mashinform.ru/transformatory-napryazheniya/transformatory-napryazheniya-serii-znom-obj213.html> (Дата обращения 21.04.2019)
22. Billings K., Morey T. Switchmode Power Supply Handbook/ Billings K., Morey T. McGraw-Hill book company 2015 – 858 p.
23. Keith H. Billings. Switchmode Power Supply Handbook/ Keith H. Billings second edition, Holon McGraw-Hill book company 2014 – 656 p.
24. Arie L. Shenkman. Transient analysis of electric power circuits handbook/ Arie L. Shenkman// third edition, Holon McGraw- Hill book company 2015 – 586 p.
25. James C. Das. Transients in Electrical Systems: Analysis, Recognition, and Mitigation/ James C. Das// Second Edition, New York McGraw-Hill book company 2017 – 736 p.
26. Marty Brown. Switchmode Power Supply Handbook/ Marty Brown McGraw-Hill book company 2016 – 278.